МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И НЕФТЕГАЗОВОГО ДЕЛА

ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ И ОСВОЕНИЯ НЕДР

Труды XII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 100-летию первого выпуска горных инженеров в Сибири и 90-летию создания Сибгеолкома в России

ИЗДАТЕЛЬСТВО ТПУ

Томск – 2008

УДК 55(063)
П 781

П 781 **Проблемы геологии и освоения недр**: Сборник научных трудов XII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 100-летию первого выпуска горных инженеров в Сибири и 90-летию создания Сибгеолкома в России. – Томск, 2008. – 944 с.

ISBN -5 -98298 -043 -9

В сборнике отражены проблемы палеонтологии, стратиграфии, тектоники, исторической и региональной геологии, минералогии, геохимии, петрологии, литологии, полезных ископаемых, металлогении, гидрогеологии, гидрогеохимии, инженерной геологии, геофизики, нефтяной геологии, разработки нефтяных и газовых месторождений, нефтегазопромыслового оборудования, бурения нефтяных и газовых скважин, техники и технологии добычи, транспорта и хранения нефти и газа, горного дела, технологии и техники разведки месторождений полезных ископаемых, геоэкологии, гидрогеоэкологии, инженерной защиты окружающей среды, комплексного использования минерального сырья, экономики минерального сырья и горного права.

Публикация сборника трудов XII Международного научного симпозиума осуществляется при информационной поддержке Федерального агентства по науке и инновациям (Роснаука).

Ответственный редактор – В.А. Домаренко, доцент, к.г.-м.н.
Заместитель ответственного редактора – Г.М. Иванова, доцент, к.г.-м.н.
Ответственные редакторы секций:
Секция 1 – Б.Д. Васильев, доцент, к.г.-м.н.
Секция 2 – И.В. Кучеренко, профессор, д.г.-м.н.
Секция 3 – А.К. Мазуров, профессор, д.г.-м.н.
Секция 4 – Н.М. Рассказов, профессор, д.г.-м.н.
Секция 5 – С.Л. Шварцев, профессор, д.г.-м.н.
Секция 6 – Л.Я. Ерофеев, профессор, д.г.-м.н.
Секция 7 – Б.Б. Квеско, доцент, к.ф.-м.н.
Секция 8 – А.Т. Росляк, профессор, д.т.н.
Секция 9 – В.Д. Евсеев, профессор, д.т.н.
Секция 10 – С.Я. Рябчиков, профессор, д.т.н.
Секция 11 – В.Г. Крец, доцент, к.т.н.
Секция 12 – В.И. Хижняков, доцент, к.т.н.
Секция 13 – В.Г. Лукьянов, профессор, д.т.н.
Секция 14 – Л.П. Рихванов, профессор, д.г.-м.н.
Секция 15 – А.И. Сечин, профессор, д.т.н.
Секция 16 – В.И. Верещагин, профессор, д.х.н.
Секция 17 – Г.Ю. Боярко, профессор, д.э.н.
Секция 18 – Л.М. Болсуновская, доцент, к.фил.н.

Технический редактор: А.В. Жилин, ассистент.

ISBN 5-89503-079-3 © Томский политехнический университет, 2008

EDUCATION AND SCIENCE MINISTRY OF RUSSIAN FEDERATION
TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY
GEOLOGY AND PETROLEUM ENGINEERING INSTITUTE

PROBLEMS OF GEOLOGY AND SUBSURFACE DEVELOPMENT

Proceedings of the 12th International Scientific Symposium of Students, Postgraduates and Young Scientists in Honor of Academician M.A. Usov Devoted to the 100th Anniversary of the First Mining Engineer Graduation in Siberia and 90th Anniversary of Siberian Geological Committee

TPU PUBLISHING

Tomsk – 2008

UDC 55(063)
P 781

Problems of Geology and Subsurface Development: Research works of the 12th International Scientific Symposium of Students, Postgraduates, and Young Scientists in Honor of Academician M.A. Usov, devoted to the 100th Anniversary of the First Mining Engineer Graduation in Siberia and 90th Anniversary of Siberian Geological Committee. – Tomsk, 2008. – 944 p.

ISBN -5 -98298 -043 -9

Problems of paleontology, stratigraphy, tectonics, historical and regional geology, mineralogy, geochemistry, petrology, lithology, mineral products, hydrogeology, hydrogeochemistry, engineering geology, geophysics, oil geology, oil and gas fields development, oil field equipment, well drilling, techniques and technology of oil and gas transportation and storage, mining, exploration technique, geoecology, environmental protection, complex mineral resource usage, mineral economics and mining law were discussed.

Proceedings of the 12th International Scientific Symposium were published under the information support of Russian Federal Agency in Science and Innovations (Rosnauka).

Editor-in-chief – Dr. V.A. Domarenko.
Editor-in-chief assistant – Dr. G.M. Ivanova.
Panels editors:
Panel 1 – Dr. B.D. Vasilyev.
Panel 2 – Prof. I.V. Kucherenko.
Panel 3 – Prof. A.K. Mazurov.
Panel 4 – Prof. N.M. Rasskasov.
Panel 5 – Prof. S.L. Shvartzev.
Panel 6 – Prof. L.Ya. Yerofeyev.
Panel 7 – Dr. B.B. Kvesko.
Panel 8 – Prof. A.T. Roslyak.
Panel 9 – Prof. V.D. Yevseyev.
Panel 10 – Prof. S.Y. Ryabchikov.
Panel 11 – Dr. V.G. Krets.
Panel 12 – Dr. V.I. Khiznyakov.
Panel 13 – Prof. V.G. Lukyanov.
Panel 14 – Prof. L.P. Rikhvanov.
Panel 15 – Prof. A.I. Sechin.
Panel 16 – Prof. V.I. Vereshagin.
Panel 17 – Prof. G.Yu. Boyarko.
Panel 18 – Dr. L.M. Bolsunovskaya.

Publishing editor – A.V. Zhilin, assistant.

ISBN 5-89503-079-3 © Tomsk Polytechnic University, 2008

ПРЕДИСЛОВИЕ

14 – 17 апреля 2008 г. в Томском политехническом университете (ТПУ) на базе Института геологии и нефтегазового дела (ИГНД) состоялся Двенадцатый Международный научный симпозиум имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр», посвященный 100-летию первого выпуска горных инженеров в Сибири и 90-летию создания Сибгеолкома в России. Кроме того, проведение симпозиума в 2008 г. совпало еще и с другими юбилейными датами: 125-летием со дня рождения одного из выпускников первого выпуска горных инженеров ТПУ – М.А. Усова, будущего первого академика в Сибири и 145-летием В.А. Обручева – основателя горного отделения ТПУ.

Организация и проведение Двенадцатого Международного научного симпозиума «Проблемы геологии и освоения недр» осуществлялась при информационной поддержке Федерального агентства по науке и инновациям (Роснаука), была поручена Институту геологии и нефтегазового дела Томского политехнического университета как признание заслуг ИГНД ТПУ, старейшего высшего технического учебного заведения, в подготовке геологических кадров и высоких достижений в научных исследованиях. Институт геологии и нефтегазового дела в 2001 г. отметил свое 100-летие. Он был основан в 1901 г. В.А. Обручевым – первым штатным геологом Сибири, впоследствии ставшим академиком АН СССР, Героем Социалистического Труда, первым в нашей стране лауреатом Ленинской премии.

ИГНД (горное отделение ТТИ) является родоначальником геологического образования и геологической науки в азиатской части России. Созданная В.А. Обручевым сибирская горно-геологическая школа сыграла и сегодня продолжает играть важную роль в открытии, изучении и освоении минерально-сырьевых ресурсов не только Сибири, Дальнего Востока и Северо-Востока нашей страны, но и Средней Азии.

Среди выпускников института – целая плеяда выдающихся ученых, инженеров и организаторов производства. Это М.А. Усов – ученик и первый аспирант В.А. Обручева, первый из числа выпускников института (ГРФ, НГФ) – профессор и первый из сибиряков – академик, с именем которого связано становление горнодобывающей промышленности Сибири и первенца ее геологической службы – Сибгеолкома; академик К.И. Сатпаев – организатор и первый президент Академии наук Казахстана; профессор Н.Н. Урванцев, первооткрыватель уникального Норильского рудного района; профессор М.К. Коровин, первым указавшей на перспективы нефтегазоносности Западной Сибири и многие другие. Из почти 14 тысяч выпускников института (факультета) более 170 стали первооткрывателями месторождений полезных ископаемых, 50 – лауреатами Ленинской и Государственной премий, более 150 – докторами и более 750 кандидатами наук. Из стен ИГНД вышло 15 академиков и членов-корреспондентов Академии Наук, 4 Героя Социалистического Труда.

Сегодня Институт геологии и нефтегазового дела ТПУ представляет собой крупный учебный (более 2300 студентов) и научный центр в области геологии, поисков, разведки и разработки разнообразных полезных ископаемых, в том числе геологии углеводородного сырья, нефтегазодобычи, транспортировки и хранения нефти и газа. Он включает в себя 10 кафедр, 2 научно-учебно-производственных Центра, аналитический центр, учебно-методический центр языковой подготовки, центр учебных геологических практик в Хакасии, 3 музея: минералогический, палеонтологический, кабинет-музей академиков В.А. Обручева и М.А. Усова. В ИГНД работают более 183 преподавателей, среди которых 35 докторов и 89 кандидатов наук. Институт ведет подготовку кандидатов по 16 специальностям и докторов наук по 8 научным специальностям.

С момента основания в ИГНД (ГРФ, НГФ) ТПУ успешно осуществлялось единство научно-исследовательской работы по фундаментальным и прикладным наукам – высшего образования и производственной деятельности, создавались и развивались богатые традиции НИРС, бережно сохраняемые и развиваемые и по сей день.

В работе Двенадцатого Международного симпозиума было заслушано и рассмотрено, с учетом стендовых, 700 докладов 745 авторов, среди которых 220 иногородних из 39 городов России и 41 зарубежного участника. Всего на симпозиуме выступили с докладами 432 студента, 150 аспирантов, 49 молодых научных сотрудника, 40 инженеров, 27 молодых преподавателей, 8 школьников, в том числе представители Института геологии и нефтегазового дела ТПУ и других факультетов, НИИ Томского политехнического университета. За 4 дня работы симпозиума в нем приняли участие 1600 человек.

Участники симпозиума представляли 47 вузов и НИИ. Представителями вузов было сделано 620 докладов, представителями Российской академии наук и ее филиалов – 30 докладов, представителями Национальных академий наук СНГ – 18 докладов, представителями отраслевых НИИ – 42 доклада. В работе симпозиума участвовали молодые ученые из Российской Академии наук (г. Москва) и ее филиалов, а также из Национальных Академий наук стран СНГ (Украины, Белоруссии, Азербайджана, Таджикистана, Узбекистана, Армении). Дальнее зарубежье было представлено выступлениями студентов из Венгрии, Чехии, Вьетнама, Германии, США.

В день открытия XII международного симпозиума для участников симпозиума в актовом зале ТПУ были организованы три интересные выставки: 1. «Исторические материалы к 100-летию первого выпуска горных инженеров в Сибири». 2. «Исторические материалы к 90-летию создания Сибгеолкома в России». 3. «Традиции и научные достижения студентов ИГНД с 1901 г. по 2007 г.» Выставки вызвали большой интерес у участников симпозиума.

География участников симпозиума обширна: на востоке – от Сахалина, г.г.Петропавловск-Камчатский, Южно-Сахалинска, Владивостока, Благовещенска, Красноярска, Читы, Иркутска до г.г. Барнаула, Кемерово, Новокузнецка и др.; на севере – от г.г. Мирного, Якутска, Нерюнгри, Магадана, Нижневартовска, Ханты-Мансийска, Нефтеюганска до г.г. Тюмени, Улан-Удэ, Сыктывкара и т.д.; на западе – от г.г. Минска, Киева, Москвы, Санкт-Петербурга, Екатеринбурга до г.г. Самары, Казани, Уфы, Перми и т.д. и ближайшего соседа –

г. Новосибирска; на юге – от городов республик Средней Азии до г.г. Ивано-Франковска, Одессы, Новочеркасска, Симферополя, Новороссийска, Владикавказа, Воронежа, Ставрополя, Астрахани и т.д. Широко была представлена молодежь Урала, Западной и Восточной Сибири. Страны СНГ были представлены участниками из Узбекистана (г. Ташкент, г. Самарканд), Таджикистана (г. Душанбе), Азербайджана (г. Баку), Казахстана (г. Алмата, г. Семипалатинск, г. Караганда), Белоруссии (г. Минск, г. Гомель), Армении (г. Ереван, г. Гюмри), Украины (г.г. Киев, Одесса, Ивано-Франковск, Днепропетровск, Донецк и др.). Из томских вузов и НИИ наиболее активно участвовали студенты и молодые ученые Томского политехнического университета, Томского государственного университета, Института геологии нефти и газа СО РАН и др.

Доклады были представлены молодыми учеными и студентами из Института геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН (г. Москва), Московского государственного университета им. М.В. Ломоносова, Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина (г. Москва), Московского государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе, Российского университета Дружбы народов (г. Москва), Всероссийского научно-исследовательского института экономики, минерального сырья и недропользования Министерства природных ресурсов РФ и РАН (г. Москва), Нефтяной компании «Шлюмберже Лоджелко ИпК» (г. Москва), Московского государственного университета путей сообщения, Чешского технического университета (г. Прага, Чехия), Санкт-Петербургского государственного горного института им. Г.В. Плеханова, Института геохимии и аналитической химии РАН им. В.И. Вернадского (г. Москва), Института экспериментальной минералогии РАН (г. Москва), Казанского государственного университета им. В.И. Ульянова-Ленина, Института вулканологии ДВО РАН (г. Петропавловск-Камчатский), Института Земной коры СО РАН (г. Иркутск), Института геотехнической механики Национальной Академии Наук Украины (г. Киев), Геологического института Национальной Академии наук Азербайджана (г. Баку), Института геофизики и инженерной сейсмологии Национальной Академии наук Армении (г. Гюмри, Армения), Сибирского НИИ геологии, геофизики и минерального сырья (г. Новосибирск), Института географии СО РАН (г. Иркутск), Новосибирского государственного университета, Института морской геологии и геофизики ДВО РАН (г. Южно-Сахалинск), Научно-исследовательского института геологии Днепропетровского национального университета (г. Днепропетровск, Украина), Тихоокеанского океанологического института ДВО РАН (г. Владивосток), Красноярского научно-исследовательского института геологии и минерального сырья, Таджикского государственного университета (г. Душанбе), ЯНИГП Центрального научно-исследовательского геологоразведочного института (г. Мирный, Якутия), Института геологических наук им. К.И. Сатпаева (г. Алматы, Казахстан), Института геологии, минералогии и петрографии СО РАН (г. Новосибирск), Геологического института СО РАН (г. Улан-Удэ, Коми), Казахского национального технического университета (г. Алмата, Казахстан), Рудненского индустриального института (г. Рудный, Казахстан), Самарского государственного технического университета, Института геологии алмаза и благородных металлов СО РАН (г. Якутск, Якутия), Киевского национального университета им. Тараса Шевченко (Украина), Якутского государственного университета им. М.К. Аммосова, Бурятского государственного университета (г. Улан-Удэ), Донецкого Национального технического университета (г. Донецк, Украина), Научно-исследовательского центра ZAD «FOLDGAZ STORAGE» (г. Будапешт, Венгрия), University of Central Florida (USA), Южно-Российского государственного технического университета (г. Новочеркасск), Института геологии и геохимии им. академика А.Н. Заварицкого УРО РАН (г. Екатеринбург), Амурского комплексного научно-исследовательский института ДВО РАН (г. Благовещенск), Восточно-Казахстанского технического университета (г. Усть-Каменогорск, Казахстан), Красноярской государственной академии цветных металлов и золота, Национального университета Узбекистана им. Мирзо Улугбека (г. Ташкент), Карагандинского государственного технического университета (г. Караганда, Казахстан), Уральской государственной горно-геологической академии (г. Екатеринбург), Института геологии нефти и газа СО РАН (г. Новосибирск), Института проблем нефти и газа СО РАН (г. Якутск), Института телекоммуникаций и глобального информационного пространства национальной Академии наук Украины (г. Киев), Гомельского государственного университета им. Франциска Скорины (г. Гомель, Беларусь), Института морской геологии и геофизики ДВО РАН (г. Южно-Сахалинск), Белорусского научно-исследовательского геологоразведочного института (г. Минск), Кубанского государственного университета (г. Краснодар), Нефтеюганского нефтегазового института (г. Нефтеюганск), Института геофизики и инженерной сейсмологии Национальной Академии наук республики Армения (г. Ереван, Армения), Дальневосточного отделения РАН (г. Магадан). Семипалатинского государственного университета им. Шакаримова (г. Семипалатинск, Казахстан), Института водных и экологических проблем СО РАН (г. Барнаул), Дальневосточного геологического института ДВО РАН (г. Владивосток), Института геофизики СО РАН (г. Новосибирск), Павлодарского государственного педагогического университета (г. Павлодар, Казахстан), Северо-Кавказского государственного технологического университета (г. Владикавказ), Белгородского инженерно-экономического института, Самаркандского государственного университета (г. Самарканд, Узбекистан), Одесского национального университета им. И.И. Мечникова (Украина), Дальневосточного государственного технического университета (г. Владивосток), Пермского государственного университета, Института органической и физической химии им. А.Е. Арбузова, Казанского научного центра РАН (г. Казань), Казанского государственного технологического университета им. Г.В. Плеханова, Института геологии и Академии наук Республики Таджикистан (г. Душанбе), Красноярского научно-исследовательского института геологии и минерального сырья (г. Красноярск). Ивано-Франковского института нефти и газа (Украина), Научно-исследовательского института по повышению нефтеотдачи пластов Академии наук Башкорстан (г. Уфа), Сибирского федерального университета (г. Красноярск), Горно-геологического института Якутского государственного университета (г. Якутск), Белорусского государственного университета (г. Минск), Астраханского научно-исследовательского и проектного института нефти и газа, Башкирского государственного университета (г. Уфа), Ухтинского государственного технического университета (Республика Коми), Уфимского

государственного нефтяного технического университета (г. Уфа), Сибирского научно-аналитического центра СО РАН (г. Тюмень), Югорского государственного университета (г. Ханты-Мансийск), Тюменского государственного нефтегазового технического университета, Центрального научно-исследовательского института нерудного сырья (г. Казань), Тульского государственного университета Физико-технического института Якутского государственного университета (г. Нерюнгри), Амурского государственного университета (г. Благовещенск) Института телекоммуникаций и глобального информационного пространства национальной Академии наук Украины (г. Киев), Института экологических проблем гидросферы УрО РАН (г. Оренбург), Института геохимии СО РАН (г. Иркутск), Института геологии и геохимии УрО РАН (г. Тюмень), Южного научного центра РАН (г. Ростов на Дону), Института Физико-технических проблем Севера СО РАН (г. Якутск), Института геологии природопользования ДО РАН (г. Благовещенск), Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН (г. Новосибирск), Института горного дела СО РАН (г. Новосибирск), Воронежского государственного университета, Томского политехнического университета, Томского государственного университета, Омского государственного университета, Волгоградского государственного технического университета и др.

Работа симпозиума шла в течение четырех дней одновременно по 18 секциям. Уникальность этого симпозиума состоит в том, что он проходил по всем фундаментальным научным направлениям геологического профиля, по методам поисков и разведки всех полезных ископаемых, технологии и техники их разведки, разработки и добычи, а также по экологическим проблемам и комплексному использованию минерального сырья, природоресурсного права и экономики минерального сырья. Участвовали в симпозиуме лучшие студенты и молодые научные кадры России и стран СНГ, а также представители Дальнего зарубежья. На симпозиуме в докладах освещались достижения научных исследований авторов с использованием новейших методов исследований и оригинальных методов интерпретаций; результаты конструкторских разработок и экспериментальных исследований; достижения с использованием новых компьютерных технологий в геологии, нефтегазодобычи и геоэкологии; аналитические обзоры теоретических и экспериментальных исследований по различным геологическим проблемам и охране окружающей среды.

Тематика докладов охватывает важнейшие проблемы и новейшие достижения стратиграфии, палеонтологии, тектоники, исторической и региональной геологии, минералогии, геохимии, петрографии, литологии, полезных ископаемых, металлогении, гидрогеологии и инженерной геологии, геофизики, нефтяной геологии и разработки нефтяных и газовых месторождений, нефтегазопромыслового оборудования, технике и технологии разведки месторождений полезных ископаемых, добычи, транспорта и хранения нефти и газа, бурения скважин, горного дела, геоэкологии, гидрогеоэкологии, инженерной защиты окружающей среды, комплексного использования минерального сырья, горного и природоресурсного права, а также проблемы экономики минерально-сырьевых комплексов России и стран СНГ. Для участников, делавших доклады на английском языке, работала специальная секция.

Перед участниками симпозиума на открытии каждой секции выступили ведущие ученые, которые осветили проблемы и перспективы развития науки в XXI веке по каждому из 18-ти научных направлений секций. Доклады ученых опубликованы в данном сборнике.

Научный уровень докладов очень высок, некоторые из них отличаются новизной и оригинальностью идей, а ряд исследований представляет собой принципиально новые открытия. Доложенные результаты лучших научных работ молодых ученых чрезвычайно актуальны, отражают исследования, как в области фундаментальных наук, так имеют и важное прикладное значение и при дальнейшей научной разработке могут быть представлены в виде диссертаций на соискание ученых степеней. Многие доклады являются частью хоздоговорных НИР, госбюджетных НИР, выполняемых по грантам, научным программам Российского, регионального и областного уровней, результаты многих научных работ могут быть использованы на производстве. Результаты исследований по ряду представленных докладов имеют патенты и лицензии.

Авторы научных работ на XII Международном симпозиуме студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр» – 2008 продемонстрировали владение самыми современными методами научных исследований. В частности, при исследовании в области геофизических методов поисков и разведки месторождений полезных ископаемых использовались современные геоинформационные технологии с широким применением персональной компьютерной техники, а также новейшая компьютеризированная геофизическая аппаратура, в том числе непосредственно разработанная участниками симпозиума. На секции были предложены разработки программных комплексов для интерпретации спутниковых геофизических данных, а также возможности применения морской гравиметрии при изучении шельфовой зоны, научные разработки по совершенствованию методики геофизических исследований и интерпретации геофизических данных при поисках и разведки рудных и нефтегазовых месторождений. В ряде работ молодых ученых были использованы также новейшие математические методы (МКЭ) для моделирования электромагнитных полей в обсаженных скважинах и т.п. Интерес представляют доклады по экогеофизическим проблемам. Так, даны интересные материалы в докладе А.С. Худяковой, студентки Томского политехнического университета, «Геофизика низкоомных коллекторов на примере нефтяных месторождений Каймысовского свода». Весь фактический материал, собранный автором самостоятельно в полевых условиях, представляет большой практический интерес. При обработке материала автор использовал передовые компьютерные технологии и получил интересные и не только прикладные, но и научные результаты. Интересна работа И.А. Курашова, студента Уральского государственного горного университета (г. Екатеринбург): «Моделирование отражающих сейсмических горизонтов сериями дифрагирующих объектов». Большой интерес вызвала работа С.В. Соколова, студента Томского политехнического университета: «Природа геофизических аномалий золоторудного месторождения «Чертово Корыто». Научный интерес представляют также НИР аспиранта Сибирского Федерального университета (г. Красноярск) А.В. Чашкова «Применение электрического и акустического каротажа для

прогнозирования флюидоупорных свойств глинистых покрышек» и аспиранта Томского политехнического университета Р.А. Шишкина «Изучение природы низкоомных продуктивных коллекторов месторождений Каймысовского свода». Большой интерес вызвали и другие доклады.

При минералогических, петрографических и литологических исследованиях использовались такие новейшие методы, как атомная абсорбция, нейтронная активация, эмиссионный спектральный анализ, микрозондовый анализ на микроанализаторе, исследования на импульсном оптическом спектрометре, получение ИК-спектров поглощения стекол в коротковолновой области, рентгеноструктурные исследования типохимизма минералов, моделирование минералообразования по методикам М.Б. Букаты, изотропно-геохимические исследования, изучения обогатимости кварцитов посредством аэромеханической очистки с ультразвуковым воздействием, исследования на основе лазерной томографии, электронный, кристаллооптический, фотолюминесцентный анализы, метод осколочной f-радиографии, оригинальные методики расчета количества керогена типа-П по результатам ядерно-геохимической аналитики пород, методики выявления зон флюидомиграции с использованием литогеохимических и петрографических анализов пород, с использованием ГИС-технологий, сканирующие электронные микроскопы, микроанализаторы, методы изучения кристаллохимии минералов и хромофоров элементов в минералах с помощью метода адсорбционной оптической спектроскопии и др. При геохимических исследованиях широко применялись уникальные возможности исследовательского ядерного реактора Томского политехнического университета. Интерес представлял, в частности, доклад И.А. Избродина, младшего научного сотрудника Геологического института СО РАН (г. Улан-Удэ) «Минералогия метаморфизованных высокоглиноземных пород на примере Кяхтинского, Ичетуйского месторождений (Западное Забайкалье)» в котором автор предлагает и обосновывает новый вид глиноземистотго сырья-полевошпатово-дистеновые породы. В работе Е.Т. Габайдулиной, студентки Томского политехнического университета «Импульсная катодолюминесценция бразильского топаза» автору с использованием новейшей аппаратуры (импульсного оптического спектрометра), удалось исследовать изоморфные замещения и выявить спектры катодолюминесценции, установить типоморфизм изучаемых минералов. Аспирантом института геологии и геохимии УрО РАН (г. Тюмень) Р.С. Галкиной в работе «Характеристика условий седиментогенеза терригенных отложений валанжинского яруса на территории Пур-Тазовского междуречья» диагностировался литологический и минеральный состав осадочных пород, использовались различные литологические коэффициенты (седиментационные, сортировки) для построения палеокарт и уточнения фациальных условий накопления терригенного материала. Это открывает новые возможности определения коллекторских свойств вмещающих пород и прогноза их нефтегазоносности. Интересна работа студентки Томского политехнического университета О.М. Мининой «Петрогенетические особенности и сульфидно-самородная акцессорная минерализация гранитоидов Джалиндинской интрузии (Верхнее Приамурье)», в которой автором исследовались петрохимические особенности вмещающих рудную минерализацию пород с целью разработки прогнозно-поисковых критериев оруденения. В работе М.О. Рампилова, аспиранта Геологического института СО РАН (г. Улан-Удэ), «Особенности минерального состава альбититов и альбитизированных гранитов Западного Забайкалья» изучалось распределение редкоземельных элементов в породах с использованием электонного микроскопа и микрозонда, что позволило уточнить генезис гранитов исследуемого района. Научную новизну и интерес представляют и доклады других авторов.

При гидрогеологических и инженерно-геологических исследованиях были применены методы и методики гидродинамического и гидрогеохимического моделирования, основанные на использовании компьютерных технологий, а также современные методы изучения ВРОВ (хромато-масс-спектрометрия) и методы определения химических элементов (атомно-адсорбционный метод), микробиологические методы исследования вод, применено более совершенное оборудование для исследований геологической среды (применение МР3-плеера в качестве устройства регистрации и хранения необходимой информации), использован квалиметрический метод при оценке климато-курортологического потенциала, проведено моделирование уплотнения грунтов в основании сооружения с использованием новейших программных продуктов, изучены вопросы экспериментальной микробиологии и др. Научную и практическую значимость, в частности, представляет доклад студента Томского политехнического университета В.Г. Бугаева: «Природные углеводородные гидраты: состав, особенности распространения и возможности использования». Автором изучена актуальнейшая проблема образования углеводородных газогидратных соединений в природных и в техногенных условиях с позиций клатратной теории и возможности использования их геохимических свойств в практике предупреждения и ликвидации газогидратных пробок в технологическом оборудовании, оптимизации методов разработки их природных скоплений, опреснение соленых и очистки сточных вод. В работе обоснована целесообразность участия России в международных проектах разработки газогидратных залежей в международных водах Мирового океана. При работе над темой, использованы новейшие Internet-технологии сбора и обработки материала мировой информации, в том числе Японии, Канады. Интересна работа аспиранта Томского политехнического университета А.Н. Никитенкова: «Использование ГИС-технологий для оценки параметров стока (на примере северной части Кузнецкого Алатау)». Научная новизна работы состоит в прведении автором исследований с использованием самых современных геоинформационных технологий и с использованием результатов космического зондирования рельефа, позволяющих получать детальные данные по микроструктурным особенностям рельефа качественно значительно лучше в сравнении со среднемасштабными топографическими картами и сравнимые по своему уровню с лучшими мировыми аналогами. Полученные данные позволяют выявлять морфоструктуры водосборов исследуемых регионов. Интересны также доклады аспиранта Уральского государственного горного университета (г. Екатеринбург) А.Е. Лукьянова: «Определение ориентировки водоносных тектонических структур в скальных породах Петропавловского рудного поля»; студентки Томского политехнического университета Ю.Г. Михеевой: «Опыт применения квалиметрического метода при оценке климато-курортологического потенциала района «Чажемто» (Западная Сибирь)»; аспирантов

Восточно-Казахстанского технического университета (г. Усть-Каменогорск) Ж.Ж. Узденбаева, Э.К. Узденбаевой «Теоретические основы хемосорбционных технологий очистки промышленных сточных вод обогатительных фабрик». Научную новизну несут и доклады других авторов.

При исследованиях в области геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений широко использовались методы компьютерного моделирования геологического строения и процессов разработки нефтяных месторождений с помощью программы Eclipse Шлюмберже и других современных программных материалов (для построения трехмерной модели месторождений, для оценки запасов нефти, для установления положения водонефтяного контакта, для статистического анализа данных и т.д.). При изучении химического состава нефти и органического вещества нефтематеринских пород использованы хроматография и хромато-масс-спектрометрия. В исследованиях молодых ученых и студентов широко используются информационные технологии и статистические модели поведения коллекторов нефтяных и газовых месторождений, термобарический и геохимический методы реконструкции палеогидрогеохимических условий развития осадочных отложений, методы термостимулированной люминесценции грунтов при поисках месторождений нефти и газа, компьютерное моделирование залежей углеводородов с использованием трехмерных моделей, зарубежные и отечественные программные комплексы по моделированию истории формирования современных структур и прогноза нефтегазоносности месторождений углеводородов. В представленных молодыми учеными и студентами докладах рассмотрены вопросы геологического строения и нефтегазоносности Западно-Сибирской, Днепрово-Принятской, Прикаспийской, Волго-Уральской, акватории северных морей и других нефтегазоносных провинций. Авторами проведена оценка перспектив нефтегазоносности новых территорий – востока Томской области, акваторий северных морей (Баренцева моря, Карского моря и моря Лаптевых). В данном направлении интерес представляет доклад студента Новосибирского государственного университета М.А. Фомина, «Тектоника нижнего структурного яруса мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Енисей-Хатангского регионального прогиба», в котором автором на основе выполненного им статистического анализа построенных структурных карт, проведена классификация тектонических элементов, охарактеризовано современное строение нижнего структурного яруса мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Енисей-Хатангского регионального прогиба, осуществлено тектоническое районирование и прослежена эволюция тектонического развития территории в течение триасового и юрского времени. Детализация структурного плана территории позволила автору выделить тектонические критерии нефтегазоносности и перспективные участки в пределах Енисей-Хатангского регионального прогиба. Актуальность работы связана с малой изученностью территории и ее перспективностью в нефтегазоносном отношении. При построении карт были применены новые программные пакеты и современные передовые методики, разработанные в ИНГГ СО РАН. Интересен доклад аспиранта С.Н. Кривощекова «О связи генерационного потенциала нефтематеринских толщ с плотностью (на примере территории Пермского края)» (Пермский государственный технический университет), где автором на основе комплекса показателей (минеральный состав пород, концентрация органического вещества, палеотемпературные режимы развития территорий, тектоническое развитие территорий и геохимические характеристики) с применением пошагового регрессионного анализа проведена оценка генерационного потенциала нефтематеринских пород франского, фаменского, турнейского, визейского, башкирского, московского ярусов и построены региональные карты, характеризующие потенциал нефтегазоматеринских пород и плотность нефтеносности. Молодым ученым доказано, что комплекс показателей (нефтегенерационный потенциал материнских пород и плотность нефтеносности) можно использовать для зональных оценок нефтегазоносности территорий в качестве генерационно-миграционно-аккумуляционного критерия. Работа выполнена на высоком научном уровне с использованием вероятностно-статистического подхода, который позволяет учитывать одновременно влияние нескольких показателей на исследуемый объект. Интересен также доклад молодого преподавателя Югорского государственного университета А.А. Жильцовой «Прогнозирование залежей в Когалымском районе нефтедобычи по аномалиям ароматических углеводородов в приповерхностных отложениях», в котором автором по результатам анализов проб грунтов, поднятых из взрывных скважин сейсморазведки, методами органической геохимии по содержанию моно-, би-, триароматических и полициклоароматических углеводородов определены перспективы нефтегазоносности Цетрально-Кустового участка ТПП «Когалымнефтегаз». Внимание слушателей привлекли доклады студентов Южного Федерального университета (г. Ростов-на-Дону) С.В. Погорельской, А.П. Понружук «Нефтегазоносность фундамента юга России» и студентов Томского политехнического университета Е.Л. Мещеряковой, С.В. Онучина, Е.П. Васильевой «Особенности геологического строения нижне-среднекорского нефтегазоносного комплекса зоны сочленения северного склона Парабельского мегавала с Усть-Эйымской впадиной», посвященные проблемам нефтегазоносности фундамента, о чем еще недавно не могли даже предполагать. Это сегодня особенно актуально и представляет научный интерес, т.к. в современных условиях наблюдается истощение нефти и газа в осадочных породах терригенных отложениях чехла земной коры, обнаружения же нефти в фундаменте на больших глубинах очень важно, но причины появления нефти в фундаменте еще неясны, а критерии поисков и разведки такой нефти находятся лишь в стадии научной разработки. Интересны и многие другие доклады в данном научном направлении.

В области проблем разработки нефтяных и газовых месторождений использованы методы повышения эффективности работ. В частности, использованы новейшие современные информационные технологии, вычислительные алгоритмы, математические модели и программные средства для трехмерного гидродинамического моделирования разработки нефтяных месторождений ECLIPSE 100, GeoQnest, Petrel, Temp Test, MS Office; математические модели для описания процесса теплообмена в скважине между трехфазным флюидом и погружным оборудованием. Авторами применен новый метод обезвоживания нефти, основанный на использовании электрического поля в технологических установках подготовки нефти, а также оригинальный способ решения проблем замерзания перепускных клапанов при механизированных способах эксплуатации

нефтяных скважин. Молодыми учеными использованы современные методы математического моделирования процессов движения жидкости и газа в пласте, проведено решение теоретических задач по оптимизации процессов фильтрации и повышению точности гидродинамических исследований скважин. В работах использовано математическое и физическое моделирование процессов нефтеизвлечения, проведены натурные эксперименты и испытания новых устройств и технологий на действующих месторождениях. Молодыми учеными предложены разработки новых оригинальных программ для решения конкретных задач по интенсификации добычи углеводородов и производительности скважин на нефтяных месторождениях на поздних стадиях разработки и при наличии осложнений вызванных асфальтосмолопарафиновыми отложениями. В частности рассмотрено осложняющее добычу нефти тепловое взаимодействие скважинной продукции и узлов установки электроцентробежного насоса, приводящее к преждевременному выходу из строя погружного оборудования и кабельных линий. Построена физическая и математическая модель вынужденного конвективного теплообмена между трехфазным потоком флюида и погружным электродвигателем при различных свойствах флюида (плотности, вязкости, газонасыщенности, обводненности) и параметрах погружного оборудования (габаритных размеров двигателя, мощности, диаметра эксплуатационной колонны и др.). Актуальность данной проблемы обусловлена часто встречающимся отказом двигателя и кабельных линий по причине недостаточного охлаждения. Кроме того, экспериментальными и теоретическими исследованиями молодых ученых установлено, что образование дисперсных систем (эмульсий) внутри пласта может благоприятно сказываться на подвижности исходной нефти, тем самым, увеличивая ее дебит. Проведены исследования процессов образования и разрушения водонефтяных эмульсий. В качестве объекта исследования выбрана высоковязкая нефть Усинского месторождения. Данная нефть содержит высокий процент смол и асфальтенов (природных эмульгаторов), что позволяет получать устойчивые во времени эмульсии. Молодыми учеными использованы новые методы экспериментальных исследований процессов отложения неорганических солей и подбора ингибиторов для борьбы с этим явлением, а также оригинальные способы и техническое устройство для получения оперативной информации о технологических параметрах нефтедобывающих скважин. Лучшие доклады содержат результаты теоретических и экспериментальных исследований эффективности применения новых методов и технологий: 1) увеличение нефтеотдачи платов и производительности скважин путем создания радиальных каналов методом глубокой гидроперфорации горных пород в сочетании с кислотным гидроразрывом пластов (А.А. Устинов, студент Пермского государственного технического университета); 2) зарезки боковых стволов как основного способа поддерживания уровня добычи нефти на месторождениях на поздних стадиях разработки (А.Р. Бейлинсон, студент Томского политехнического университета); 3) подбора композиций растворов для глушения скважин на основе хлористого кальция (В.А. Измоков, студент Самарского государственного технического университета); 4) комплексного воздействия на призабойную зону скважин с целью повышения их продуктивности при осложнениях, вызванных значительным содержанием в нефти асфальтенов, парафинов, смол, путем последовательной закачки водо- и нефтерастворимых растворителей (А.В. Афанасьев, А.А. Елистратов, студенты Самарского государственного технического университета); 5) водогазового воздействия на продуктивные пласты при разработке залежей нефти с различной вязкостью (М.С. Турбаков, П.Ю. Илюшин, студенты Пермского государственного технического университета); 6) одновременно-раздельной разработки нескольких эксплуатационных объектов (С.А. Матвеев, магистрант Томского государственного университета) и выявление зон интенсивного дренирования в геологически сложных залежах нефти (О.В. Фоминых, Р.Р. Сабитов, студенты Тюменского государственного нефтегазового университета); 7) конверсии попутных нефтяных газов в высокооктановые бензины на цеолитных нанокомпозитных катализаторах (А.С. Медведев, Р.А. Трегубкин, аспиранты, Э.М. Омаров магистрант, Е.В. Сушко, А.В. Васяк студенты Томского политехнического университета).

В одном из лучших докладов А.С. Поливахо, магистранта Томского политехнического университета, «Построение карты проводимости по результатам гидродинамических исследований скважин с учетом промысловых геофизических исследований» отмечается, что данные о значениях проводимости kh (k-проницаемость, h-толщина пласта) могут быть получены из интерпретации гидродинамических исследований (ГДИС) и геофизических исследований (ГИС). При этом данные ГДИС отражают наиболее достоверные результаты, напрямую характеризующие продуктивность скважин. На основе статистического анализа результатов гидродинамических исследований скважин автором сделан вывод, что выборка гидродинамических исследований в высокопроницаемых областях коллекторов явно недостаточна. Это объясняется тем, что при составлении программы ГДИС и их проведении, минимизируются потери нефти, что исключает из исследований большинство высокопродуктивных скважин. В связи с этим построение карты проводимости с использованием только данных ГДИС приведет к общему занижению этого важного параметра, причем наибольшая погрешность построения карты будет наблюдаться в высокопроницаемых зонах, представляющих наибольший интерес для разработки. Учитывая недостаточность замеров для отображения полной картины распределения коэффициента проводимости, в работе предложен алгоритм картирования этого параметра, позволяющий объединить достоинства различных методов определения коллекторских свойств пласта – большой охват скважин ГИС и точность ГДИС. С этой целью автором разработан новый оригинальный метод приведения проницаемости по ГДИС к проницаемости, эквивалентной по ГИС с учетом единых фазовых проницаемостей по воде и нефти, для аппроксимации которых используется известная функция Кори. Во всех скважинах, где были данные ГДИС, вычисляется коэффициент отношения kh по ГДИС к kh по ГИС- M(i), после чего строится карта распределения данного коэффициента по площади пласта. Конечная карта kh получается путем перемещения карты kh, построенной по результатам ГИС и карта коэффициента M(i).

В докладе И.К. Ивановой, в.н.с. Института проблем нефти и гага СО РАН (г. Якутск) «Проблемы образования асфальтосмолопарафиновых отложений нефтей Юго-Западной Якутии» подчеркивается, что на территории Якутии в опытно-промышленной эксплуатации находятся нефтяные залежи Талаканского,

Среднеботуобинского и Иреляхского месторождений Непско-Ботуобинской антеклизы, которые расположены в зоне распространения многолетнемерзлых пород. Для продуктивных горизонтов этих месторождений характерны низкие пластовые температуры (10-15ºС) и аномально низкие пластовые давления. При этом нефти Непско-Ботуобинской антеклизы отличаются повышенным содержанием асфальтенов (до 11%) и смол (до 43%). Последнее обстоятельство способствует осаждению асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на поверхности добывающего оборудования и в призабойной зоне пласта (ПЗП), что приводит к снижению продуктивности скважин. Из огромного количества способов борьбы с этим явлением наибольшей эффективностью обладают химические способы, а именно, применение углеводородных (УВ) растворителей, которые при обработке ПЗС вызывают разрушение водонефтяных эмульсий в ПЗП и удаление АСПО. Большинство УВ-растворителей хорошо разрушают водонефтяные эмульсии, а также растворяют АСПО, образующиеся в насосно-компрессорных трубах (НКТ), и не выделяют их после охлаждения раствора. В работе отмечается, что основным способом борьбы с АСПО на Иреляхском месторождении в настоящий момент являются периодические обработки коллекторов холодным конденсатом, которые показали малую эффективность в борьбе с органическими отложениями. Для удаления АСПО автор предлагает использовать смесевые составы, состоящие из базовых растворителей с добавлением присадок для усиления диспергирующей, растворяющей и сольватирующей функции базовых растворителей с учетом состава АСПО. В результате исследований АСПО на базе адсорбционных методов анализа остаточных нефтепродуктов по Маркуссону было определено содержание основных групповых компонентов (УВ+ твердых парафинов, смол, асфальтенов и неорганической части). Парафинистый тип отложений и их невысокая полярность дало основание считать, что основу композиции для разрушения структуры АСПО должны составлять низкокипящие алифатические УВ, в качестве которого был выбран гексан. Оценка эффективности растворителей проводилась по комплексу показателей: диспергирующей и моющей способностей базовых растворителей (гексана) и углеводородных растворов, состоящих из гексана и растворяющей присадки (смеси присадок различного функционального назначения). В качестве присадки изучались концентраты: ароматическая УВ-полиалкилбензольная смола (ПАБС); жидкие продукты пиролиза (ЖПП); этилбензольная фракция (ЭБФ), бутилбензольная фракция (ББФ). В качестве присадки, обладающей детергентно-диспергирующими свойствами, изучалось выпускаемое отечественной промышленностью НПАВ, представляющее собой оксиэтилированный алкилфенол=Неоннол АФ-9-10. В результате экспериментальных исследований автором работы установлено, что наиболее эффективной для удаления АСПО Иреляхского месторождения можно считать углеводородный растворитель с ЖПП с общей концентрацией 0,5% в базовом растворителе. Интерес представляют и многие другие доклады.

По научному направлению региональной геологии, палеонтологии и стратиграфии авторами продемонстрированы новейшие компьютерные технологии и, в частности, ГИС- технологии, в том числе новейшие программы, позволяющие обрабатывать аэрофото- и космоснимки с последующим прогнозом. При исследованиях использованы кластерный метод, палеонтологические, математические, а также классические методы исследований. В палеонтологических исследованиях было показано применение универсального принципа симметрии Пьера-Кюри для характеристики форм и условий обитания отряда фузулинид и т.д. и т.п. В работах использованы новейшие методы исследования веществ пород на современной инструментальной базе СО РАН и Мюнстерского университета, определения абсолютного возраста пород, палеонтологических реконструкций при прогнозировании месторождений. В частности, интерес представляет одна из лучших работ – работа К.В. Андреевой, магистранта Томского политехнического университета, разработавшей комплекс дешифровочных признаков стратифицированных, магматических и тектонических структур, а также методику обработки данных дистанционного зондирования с обоснованием геолого-структурной модели. Работа основана на обработки космических снимков Landsat ETM+ и цифровой модели рельефа (данных SRTM). В работе аспиранта Института геологии и геофизики СО РАН (г. Новосибирск) Н.Ю. Матушкина рассматривается геологическое строение Енисейского кряжа и прилегающих частей Восточно-Сибирской платформы с позиций концепции террейнов, как одного из последних достижений тектоники плит. Достоинством работы также является сочетание теоретического подхода с конкретными полевыми наблюдениями по трещиноватости, как отражению основных этапов геологической активности региональных разломов. В результате проведенных полевых и аналитических исследований студентами Томского политехнического университета И.В. Максимовым и Д.Ю. Куксгаузеном выявлен новый структурный элемент Северной Хакасии-Арыштаевский грабен. В работе Н.В. Новожиловой (ИНГГ и Г СО РАН, г. Тюмень) обнаружены и описаны новые виды губок нижнего кембрия юго-восточной части Сибирской платформы. Интересны и многие другие доклады.

В области исследования бурения нефтяных и газовых скважин и технологии и техники разведки МПИ применялся весь арсенал современных методов: тонкие физические измерения (электромагнитная эмиссия, дозированное радиационное облучение), современные математические методы обработки анализов на ЭВМ, выявлена новая возможность применения высокомолекулярного поливинилпирролидона в качестве добавок в тампонажных растворах, имеющих повышенную прочность почти в 2 раза и равные адгезийные свойства, измерение термо-ЭДС в твердосплавном породоразрушающем инструменте, определение микротвердости с использованием современных компьютерных микротвердомеров, тензометрия при определении режимных параметров бурения с выдачей информации на компьютер, а также методика регистрации импульсного релаксационного тока, возбуждаемого на границе горная порода–режущий инструмент и др. Молодые исследователи широко использовали программные средства автоматизированного проектирования различных технических устройств таких, как «Автокад», «Компас», программы статистического анализа результатов применения новых образцов буровой техники, например «Statistica». В лабораторных исследованиях свойств различных материалов использовались комплексы современного аналитического оборудования, например, комплекс контроля свойств буровых растворов «OFITE». Для контроля процессов электризации породы на контакте с породоразрушающим инструментом при бурении скважин применялся разработанный в ТПУ новый

метод записи электрических токов, протекающих через бурильную колонну. Значительная часть представленных докладов по данному направлению ориентирована на разработку, либо усовершенствование буровых технических средств с использованием оригинальных идей, в большинстве своем не имеющих аналогов в буровой практике. Так, необходимо отметить разработанную студентами компьютерную программу для расчетов в буровой механике. Некоторые разработки молодых ученых заслуживают патент или свидетельства на полезную модель. Интерес молодых исследователей вызвал обзорный доклад технического директора ЗАО «Нефтепромбурсервис» (г. Томск) М.П. Пьявко о строительстве трех поисково-разведочных скважин на правобережье реки Обь «Восток-1,2,3» глубиной более 5 тысяч метров. Докладчик рассказал об особенностях технологии бурения и крепления этих скважин, осложнениях при их строительстве, применяемом оборудовании и инструменте, а также о достигнутых результатах. При бурении этих глубоких скважин подтверждена эффективность применения лопастных долот и бурголовок типа PDC при бурении глубоких скважин на территории Западной Сибири. С точки зрения научной новизны можно выделить доклад студента Самарского государственного технического университета Г.В. Нартова на тему: «Комплексная технология качественного крепления скважин с применением расширяющегося тампонажного материала и облегченного тампонажного раствора на основе АСПМ». Применение алюмосиликатных полых микросфер (АСПМ) для облегчения тампонажного раствора известно. АСПМ начали использовать относительно недавно для уменьшения плотности тампонажных растворов, с целью недопущения гидроразрыва пород при цементировании обсадных колонн. Однако опыт их применения выявил существенный недостаток – плохой контакт цементного камня с этим материалом со стенками скважины и обсадной колонны и, как следствие, межпластовые перетоки и заколонные проявления. В работе Г.В. Нартова предложен способ устранения этого недостатка путем введения в тампонажные смеси на основе АСПМ расширяющих добавок. Убедительно доказано решение таким способом проблемы межпластовых перетоков и заколонных проявлений при использовании тампонажного материала с АСПМ. Результаты данной работы имеют большое практическое значение. Большой интерес вызвали доклады аспиранта Томского политехнического университета И.Б. Бондарчука: «Технические средства для скважинной гидродобычи твердых полезных ископаемых на месторождениях Томской области», «Разработка компьютерной программы расчета эжекторных устройств снарядов для скважиной гидродобычи полезных ископаемых», «Разработка экспериментального стенда для проведения исследований влияния гидродинамической кавитации на эффективность разрушения горных пород при бурении и эксплуатации геотехнологических скважин». Автором высказаны оригинальные идеи по конструированию специальных буровых снарядов и выбору режимных параметров при бурении скважин при скважинной гидродобычи. Конструкторские разработки И.Б. Бондарчука имеют 3 патента и поданы еще 3 заявки на полезную модель. Работа аспиранта имеет большое практическое значение. Значительное число докладов посвящено разработке и опыту применения новых долот для бурения скважин. Наиболее интересным в рамках данной тематики был доклад студентов ТПУ Р.В. Котлярова и А.В. Ковалева. Они доложили о ходе работ по реализации принципиально нового гидромониторного бурового долота эжекторного типа, работающего на двухфазной жидкости с порошком высокоабразивного материала рэлита. Разрушение породы таким долотом достигается за счет локальной циркуляции рэлита на забое скважины. На основе анализа патентной информации авторы сделали вывод о патентоспособности данной разработки. Интерес вызвал доклад студента А.В. Епихина, посвященный результатам исследования электрических токов, возбуждаемых на контакте вращающегося бурового долота и разрушаемой горной породы. В процессе этих исследований установлено влияние на величину этих токов промывочной жидкости, прочности и минералогического состава породы, состава насыщающего породу флюида. При развитии данного нового направления планируется разработать и внедрить измерительный комплекс, выводящий информацию о геологическом разрезе непосредственно в процессе бурения скважины. Много докладов было посвящено исследованию свойств буровых растворов. Студент Томского политехнического университета А.С. Терешин в своем докладе изложил результаты поиска корреляционных зависимостей основных реологических свойств различных по составу буровых растворов с легко определяемой непосредственно на буровой установке условной вязкостью. Результаты этой работы имеют практическое значение, так как контроль всех реологических параметров в условиях буровой установки невозможен из-за дороговизны соответствующего аналитического оборудования и сложности его эксплуатации в полевых условиях. Магистрант Томского политехнического университета Г.А. Дашковский изложил результаты своих многолетних исследований буровых растворов со слабокислотными свойствами. Применение таких растворов на практике позволит избавиться от снижения проницаемости пластов за счет набухания глинистой фазы при вскрытии их традиционными буровыми растворами со слабоосновными свойствами. Автор в своем исследовании также профессионально оценил риски применения таких растворов.

При рассмотрении вопросов по совершенствованию нефтегазопромыслового оборудования участниками симпозиума предложено применение ударно-волновой технологии в малодебитных и рентабельных скважинах; использование новейших информационных технологий для создания поисковой системы нефтегазопромыслового оборудования; применение кислотной обработки коллектора с использованием установки с гибкими трубами, что должно привести к интенсификации и увеличению притока нефти; показана уникальность и эффективность использования торцевых уплотнителей центробежных насосов и т.д.; были продемонстрированы результаты экспериментов по внедрению ударно-импульсной технологии воздействия на продуктивную зону нефтегазового пласта, что вдвое повышает нефтеотдачу; предложена оригинальная методика определения уровня жидкости в межтрубном пространстве нефтедобывающих скважин методами эхометрии; авторами была продемонстрирована модель учета, контроля и анализа надежности подземного оборудования эксплуатационного фонда скважин, оборудованных УЭЦН, которая позволит оперативно управлять технологическим процессом и снизить себестоимость добычи нефти; участниками симпозиума предложена новая технология селективного гидроразрыва продуктивных пластов с применением гибких непрерывных труб и т.д. и

т.п. Одним из лучших докладов по данному направлению является доклад студента Томского политехнического университета И.Ш. Ислямова «Импульсный метод определения степени коррозии трубопроводов», в котором представлен нетрадиционный подход к решению проблемы и предложен новый метод определения коррозии трубопроводов. В работе А.А. Халиуллина (Тюменский государственный нефтегазовый университет) предложено применение новых струйных насосов, за счет которых повышается эффективность солянокислотных обработок оборудования. Студент А.В. Рудченко (Томский политехнический техникум) предложил применить новый тип погружных электродвигателей, позволяющих сократить расход электроэнергии скважин с вентильными двигателями. Новизну и практический интерес имеют и другие доклады в этом направлении.

По направлению «Машины и оборудование трубопроводного транспорта нефти и газа» участники симпозиума в своих сообщениях отражают решения актуальных сегодня задач, стоящих перед ОАО «Центрсибнефтепровод», ОАО «АК «Транснефть». Научные идеи и инженерные методики расчетов представленных докладов позволяют использовать их в качестве экспресс-методов оценки при проектировании магистральных трубопроводов и насосно-силового оборудования. В своих расчетах, подтверждающих научные идеи, участники симпозиума использовали общие положения теории размерностей, гидравлического подобия и моделирования явлений, методы математической статистики обработки результатов экспериментов, метод спектрального разложения Фурье, часть работ является конструкторскими разработками. В ряде работ рассмотрены результаты внутритрубной диагностики магистральных нефтегазопроводов. Изучены признаки особо опасного вида разрушений нефтегазопроводов – коррозионное растрескивание со стороны внешней катоднозащищенной поверхности. Проведен анализ методов обнаружения, диагностики и прогнозирования расслоения стенок труб нефтегазопроводов в процессе их эксплуатации. Например, в работе Р.А. Альгинова, магистранта Томского политехнического университета, при моделировании турболентного теплообмена используются современные многопараметрические модели для компонент тензора напряжений турбулетных потоков скалярной субстанции с оригинальной двухпараметрической базой тепловых и динамических величин в расчете течений в трубопроводе. В работе Н.С. Сабадаш (Томский государственный университет) и ассистента Артура Борец Золтана (НЦ ZAO «FOLDGAZ STORAGE», Венгрия) предложено новое в решении быстропротекающих процессов в виде модели турбулентности с взаимоучетом химических реакций и процессов переноса. Предложены критериальные связи для трения и теплоотдачи и введения в практику прикладных расчетов высоконестационарных процессов в импульсных системах. Одним из самых интересных докладов признан доклад студента ТПУ из Вьетнама Нгуена Хоай Чунга, в котором автором тщательно проанализирована проблема снижения вязкости высокопарафинистых нефтей путем нагревания и с помощью присадок при транспортировке нефти Вьетнамских месторождений «Белый тигр» и «Дракон». Интерес представляют и другие работы молодых ученых.

На секции горного дела молодыми учеными предложен оригинальный способ защиты от разрушения гидравлической крепи при воздействии горных ударов. В одной из научных работ дана новая методика расчета устройства, основанного на использовании инерционных сил, действующих на верхнюю часть крепи. Предложенный способ не имеет отечественных и мировых аналогов. Молодыми учеными также разработана оптимальная кинематика элементов винтопроходческих комплексов, позволяющая разрушать породу на забое с минимальными затратами энергии, даны расчеты анкерного крепления при проходке горно-разведочных выработок, составлены и решены уравнения, на основе которых предложен оптимальный вариант кровли и блоков горной выработки одной из шахт Кузбасса; рассмотрены способы, позволяющие избавиться от вредного воздействия момента, изгибающего штангу при бурении шпуров и скважин, что позволяет повысить в несколько раз усталостную выносливость инструмента и т.д. В научных работах по горному делу широко использовались методы имитационного и экономико-математического моделирования, методы планирования экспериментов, статистические методы обработки результатов экспериментов и аналитические исследования и т.п. Были рассмотрены интересные конструкторские разработки. В частности, студентом Томского политехнического университета А.П. Колодиным предложена новая перспективная конструкция бурильных труб, оригинальность и новизна которых защищена 9 патентами РФ; аспирантом этого же политехнического университета М.Ю. Журковым создан новый способ резания горных пород; магистрантом Пермского государственного технического университета С.А. Куимовым предложено оригинальное решение проблемы защиты от горного давления при сопряжении подземных горных выработок. Учащимся г. Прокопьевска Е.Б. Шенгереем предложена оригинальная идея транспортировки отходов в отработанные подземные выработки. Аспирантами Томского политехнического университета А.В. Шадриной и А.А. Казанцевым разработаны и сконструированы новые ниппельные соединения, не имеющие аналогов в мировой практике и очень актуальные, так как разработанная ими конструкция бурового снаряда позволяет бурить в подземных условиях на угольных месторождениях, обеспечивая предотвращения метановых взрывов в шахтах. Предложенная авторами конструкторская разработка защищена ими патентами на изобретение. Интересны и другие работы молодых ученых.

В процессе исследования геоэкологических проблем и охраны окружающей среды молодыми учеными использовались такие методы, как метод осколочной f-радиографии, инструментальный нейтронно-активационный анализ (ИНАА), атомно-эмиссионная спектрометрия с индуктивно-связанной плазмой (ISP), методы гамма и альфа - спектрометрии, метод лазерного микроанализа с применением компьютерных методов обработки результатов исследований, рентгено-структурный анализ, катодная люминесценция, биотестирование и др. В работе молодых ученых широко использован современный уровень применения ГИС-технологий при экологическом сопровождении в процессе освоения и эксплуатации разнообразных месторождений. В научных работах предложены и новые, практически значимые методы, в частности, предложено рассмотрение поведения брома, как элемента-индикатора техногенного воздействия на различные среды; использование разработанных программ радиоэкологического мониторинга на различных объектах; проведена оценка влияния отвалов горнодобывающих предприятий на почву; предложена организация работы по разработанной авторами

программе радиоэкологического мониторинга в районах нефтегазодобычи и т.д. Научный и практический интерес по данному направлению, в частности, представляет собой доклад студентки Томского политехнического университета Т.Н. Игнатовой, которая предприняла попытку оценить экологическое состояние Томской области по комплексу сред, в том числе по элементному составу живых организмов, в частности, человека. Ею изучены почвы, накипь питьевой воды, растения, волосы детей, кровь человека, патологические образования щитовидной железы, что позволило установить специфику экологических нормативов в зонах техногенного риска. Интересны доклады аспирантов ТПУ А.В. Таловской «Минералого-геохимическая оценка твердофазных выпадений в снеговом покрове г. Томска» и Л.В. Жорняк «Радиогеохимическая характеристика почвогрунтов г. Томска», а также доклад магистранта Новосибирского государственного университета Ю.С. Восель «Распределение естественных радионуклидов (И, Th, К40) в озерных экосистемах Байкальского экорегиона». Интерес слушателей вызвал также доклад инженера Днепропетровского национального университета (Украина) Т.В. Ворниной «Физико-химические процессы в системе «вода-порода» в зоне влияния горно-обогатительных комбинатов» и доклад аспиранта ТПУ Ю.С. Замятиной «Дендрорадиоэкологические исследования в районах подземных ядерных взрывов, предприятий ядерно-топливного цикла и урановых месторождений». Научный и практический интерес представляют и доклады других молодых ученых.

На секции «Инженерная защита окружающей среды» были продемонстрированы итоги разработки нового потенциометрического метода с использованием геохимических характеристик биоты при индексации качества природной среды; были предложены оригинальные идеи при переработке отходов производства; новые методологические подходы к разработке очистных сооружений; методы оптимизации составов исходных материалов и технологических режимов при утилизации промышленных химических отходов; моделирование и исследование процессов очистки сточных вод высокоактивными материалами нанотехнологий и использование электрических разрядов как эффективного инструмента очистки природных вод и промышленных стоков; моделирование и изменения условий функционирования биоценоза с помощью УФ- и ИК-излучений, совершенствование электрохимических технологий обезвреживания отходов фармацевтической промышленности, использование усовершенствованного математического аппарата для оценки геотехнической безопасности оползневых территорий и т.д. и т.п. Научный и практический интерес представляет доклад Ю.Д. Смирнова, аспиранта Санкт-Петербургского государственного горного университета: «Комплексный способ управления пылегазовым режимом горных выработок угольных шахт». Данная работа характеризуется научной новизной и оригинальностью идей, реализация которых позволяет добиться практически полной изоляции от опасных взрывных газов и пыли в труднодоступных частях шахты. Интересен также доклад студентки ТПУ К.В. Некрасовой «Влияние связности пыли на устойчивость газоочистительных циклов». Интересны и имеют практическое значение и работы других молодых ученых.

В научных работах, связанных с комплексным использованием различных видов сырья, в процессе исследований применялись такие современные методы исследования, как рентгенофлюресцентный анализ, электронная сканирующая микроскопия, комплексный термический анализ, спектрофотометрия, рентгенофазный анализ ДТА, инверсионная вольтамперометрия и др. Молодыми учеными были предложены новые технологии создания новых видов керамики и силикатных строительных материалов, разнообразных стеклоизделий, а также в ряде случаев предложены в качестве сырья нестандартные минеральные ассоциации для производства некоторых изделий и т.д. Так, интерес представляет научная работа магистранта Томского политехнического университета О.О. Николаевой «Получение окрашенного стеклокристаллического материала на основе полевошпатового сырья с применением матрицы планирования». Примененный автором метод позволил провести эксперимент, который дал возможность оптимизировать составы многокомпонентных шихт, содержащих соединения редкоземельных элементов, получить окрашенные стеклокристаллические материалы для зубопротезирования, близкие к стандартам цветовых шкал. Интересен и доклад аспиранта ТПУ А.А. Решетовой «Критерии оценки пригодности каменного сырья для получения алюмосиликатных проппантов», в котором показана принципиально новая возможность использования одного из продуктов обогащения кампановского каолина для получения керамических расклинивателей. применяемых в нефтегазодобывающей промышленности. Научный и практичный интерес представляют и другие доклады.

В секции экономики минерального сырья и горного права представляют интерес доклад студентов Томского политехнического университета Е.С. Зеленовой и Т.Ю. Жаровой «Инновационная стратегия развития Газпрома: мифы и реальность», а также студентки Томского государственного педагогического университета О.В. Ефимовой «Новые общемировые парадигмы развития нефтегазового комплекса России». Большой практический интерес представляет также доклад студентки Томского политехнического университета С.А. Шушкановой «Экономико-правовые сценарии водопользования как механизм государственного управления водными ресурсами». Кроме того, в работах молодых ученых дан правовой анализ нового Водного Кодекса РФ и перспективы его дальнейшего совершенствования в условиях современного рынка, дано экономико-правовое обоснование промышленной политики при комплексном использовании ресурсов нефтяных месторождений и т.д. и т.п. Практический интерес представляют и другие работы молодых ученых.

Главными рабочими языками на симпозиуме были русский и английский. Поскольку часть докладов участниками делалась на английском языке, то для них работала специальная секция – «Геология и нефтегазовое дело». На открытии данной секции выступил представитель Британского Совета – Harriot-Watt University. Участники симпозиума представили доклады на актуальные темы в области геологии и нефтегазодобычи, доложив результаты своих персональных исследований, а также дали информацию по новейшим технологиям в нефтегазовом деле, полученную при изучении научной англо-язычной литературы.

В процессе работы симпозиума на секциях использовались современные технические средства демонстрации научных работ: мультимедийный проектор, компьютерный проектор, ноутбук, графопроектор,

система «Презентация», оверхед, демонстрационное средство «Лектор 2000», видеопроекторы, диапроекторы, оптические преобразователи в режиме Power Point, а также использовались для демонстрации самые последние версии популярного пакета программ MS Office, Corel Draw, Arc View, MapInfo и других новейших программных средств. Некоторые доклады сопровождались показом фильмов собственного производства.

Конкурсное жюри симпозиума наградило авторов лучших докладов дипломами, призами и памятными подарками. Всем докладчикам были вручены сертификаты. Награждение лауреатов состоялось в торжественной и праздничной обстановке в Международном культурном центре Томского политехнического университета. Для участников симпозиума был дан праздничный концерт.

В период работы симпозиума для участников была организована интересная культурная программа. Были проведены экскурсии по городу, в Сибирский ботанический сад (в отдел тропической и субтропической растительности), в музей редких и древних книг, в музей истории Томского политехнического университета, в музей-кабинет академиков В.А. Обручева и М.А. Усова, в библиотеку Томского политехнического университета, в Центр подготовки магистров в области нефтяного инжиниринга, созданного на базе Эдинбургского университета «Хериот-Ватт» (Великобритания) и Томского политехнического университета, на исследовательский ядерный реактор Томского политехнического университета, в современное автоматизированное кернохранилище с лабораторно-аналитическим центром. Гости симпозиума познакомились с учебными корпусами и лабораториями ИГНД ТПУ, с минералогическим и палеонтологическим музеями Томского политехнического университета, для них был показан фильм об истории, традициях и научных достижениях ИГНД ТПУ.

Учитывая финансовые трудности в стране, редакционная коллегия в целях поддержки научной молодежи приняла решение опубликовать материалы большинства представленных докладов. Критерием отбора служили лишь содержание докладов, их научная новизна, практическая значимость и возраст авторов. Редакционная коллегия симпозиума надеется, что публикуемые материалы позволят заинтересованным читателям получить представление об уровне научных исследований в области геологии и освоения недр, выполняемых молодыми учеными, и использовать предложенные молодыми авторами идеи и разработки в своей научной и производственной деятельности. Кроме того, публикация трудов каждой секции открывается проблемным докладом ведущих ученых и специалистов научного направления каждой конкретной секции. Редакционная коллегия считает, что опубликованные доклады ведущих ученых будут полезны и интересны студентам и аспирантам, ведущим исследования в данных научных направлениях.

Редакционная коллегия симпозиума выражает благодарность администрации Томского политехнического университета (ректор ТПУ, профессор Ю.П. Похолков), Центру профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела ТПУ (директор И.Н. Кошовкин), руководству Института геологии и нефтегазового дела ТПУ (директор ИГНД ТПУ, профессор Е.Г. Язиков), финансовая поддержка которых способствовала публикации данного сборника.

Ученый секретарь симпозиума, доцент, кандидат геол.-мин.наук – Г.М. Иванова

ПОСВЯЩАЕТСЯ 100-ЛЕТИЮ ПЕРВОГО ВЫПУСКА ГОРНЫХ ИНЖЕНЕРОВ В СИБИРИ И 90-ЛЕТИЮ СОЗДАНИЯ СИБГЕОЛКОМА В РОССИИ

ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ

К 100-ЛЕТИЮ ВЫПУСКА ПЕРВОГО ГОРНОГО ИНЖЕНЕРА В СИБИРИ: ПРОШЛОЕ, НАСТОЯЩЕЕ, БУДУЩЕЕ

Е.Г. Язиков, профессор, директор ИГНД ТПУ

Томский политехнический университет г. Томск, Россия



Е.Г.Язиков, д. г.-м. н., профессор, директор Института геологии и нефтегазового дела ТПУ

Институт геологии и нефтегазового дела образован в 2001 году и является полноправным правопреемником горного отделения, открытого в 1901 году в составе Томского технологического института (ТТИ) Императора Николая II. Неоценимую роль в организации горного отделения сыграл выдающийся российский геолог Владимир Афанасьевич Обручев, который работал в Томском технологическом институте с 1901 по 1912 год. Созданная В.А.Обручевым Сибирская горно-геологическая школа сыграла сегодня продолжает играть определяющую роль в открытии, изучении и освоении минерально-сырьевых ресурсов не только Сибири и Дальнего Востока, но и Средней Азии. С именем Сибирской горно–геологической школы связаны зарождение и развитие индустрии Сибири, а именно открытие Кузнецкого и Канско-Ачинского угольных бассейнов, создание Кузнецкого металлургического и Норильского горно-металлургического комбинатов, освоение Западно-Сибирского нефтегазового комплекса и др. Некоторые из тех давних открытий становятся актуальными только сейчас. Как, например, район мощных железорудных месторождений, расположенных на территории Томской области: Бакчарское, Колпашевское и другие.

Всё начиналось с подготовки в Сибири первых горных инженеров. Столетие назад, когда в 1908 году на горном отделении Томского технологического института, состоялся первый выпуск таких инженеров. Среди выпускников горного отделения ТТИ (ТПИ-ТПУ) подготовлена целая плеяда выдающихся учёных, инженеров и организаторов производства. Это первый в Сибири академик - Михаил Антонович Усов, с именем которого связано становление ее горнодобывающей промышленности и геологической службы – Сибгеолкома; академик Каныш Имантаевич Сатпаев – организатор и первый президент Академии наук Казахстана; профессор Николай Николаевич Урванцев – первооткрыватель Норильского рудного района и Михаил Калинкович Коровин, один из первых указавший на перспективы нефтегазоносности Западной Сибири и многие другие.



Первый корпус ТПУ - горный

На счету томских геологов такое большое число разведанных геологических зон, районов, крупнейших и крупных месторождений в стране, что не поддаётся прямому подсчёту. Выпускниками ТТИ (ТПИ-ТПУ) оценены запасы сырья мощных промышленных районов, заложена ресурсно-сырьевая база для отраслеобразующих предприятий («Норильский никель» и других) и целых отраслей (атомная энергетика). Несметные сокровища, которые были найдены томскими рудознатцами, дали основу для промышленного роста страны на протяжении второй половины двадцатого столетия, включая создание и реализацию таких мощных мегапроектов, имевших огромное стратегическое значение, как Кузнецкий металлургический комбинат, Сибирский химический комбинат, Томский нефтехимический комбинат и многое другое.



20 корпус ТПУ - Институт геологии и нефтегазового дела

Из 14 тысяч выпускников Сибирской горно-геологической школы более 170 стали первооткрывателями месторождений, более 50 – Лауреатами Ленинской и Государственной премий, 15 – академиками и член-корреспондентами Академии Наук, более 130 - докторами и более 730 - кандидатами наук.



Открытие XII Международного научного симпозиума студентов и молодых ученых имени академика М.А.Усова (2008 г.).
С приветственным словом выступает ректор ТПУ Ю.П. Похолков. В президиуме находятся директор ИГНД Е.Г. Язиков, проректор ТПУ В.А. Власов, руководитель ОНИР СиМУ ИГНД Г.М. Иванова

В настоящее время структура Института геологии и нефтегазового дела (ИГНД) ТПУ включает 10 кафедр:

- Общей геологии (ОГ);
- Гидрогеологии, инженерной геологии и гидрогеоэкологии (ГИГЭ);
- Геофизики (ГЕОФ);
- Геологии и разведки полезных ископаемых (ГРПИ);
- Бурения скважин (БС);
- Геологии и разработки нефтяных месторождений (ГРНМ);
- Геоэкологии и геохимии (ГЭГХ);
- Транспорта и хранения нефти и газа (ТХНГ);
- Экономики природных ресурсов (ЭПР);
- Иностранных языков в области геологии и нефтегазового дела (ИЯГН);

а также 2 учебно-научно-образовательных центра, аналитический центр, учебно-методический центр языковой подготовки, 3 музея и центр учебных геологических практик в Хакасии.

В Институте работают 183 преподавателя, среди которых 1 академик, 35 докторов и 89 кандидатов наук.



Награждение Лауреатов XII Международного научного симпозиума студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр» (2008 г.)

Институт готовит кадры по очной форме:

а) бакалавров по 3 направлениям –

- Геология и разведка полезных ископаемых;
- Нефтегазовое дело;
- Природообустройство,

б) дипломированных специалистов по 13 специальностям –

- Геологическая съемка, поиски и разведка МПИ;
- Поиски и разведка подземных вод и инженерно-геологические изыскания;
- Геофизические методы поисков и разведки МПИ;
- Геофизические методы исследования скважин;
- Технология и техника разведки МПИ;
- Геоэкология;
- Геоэкология водосборов;
- Геология нефти и газа;
- Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений;
- Бурение нефтяных и газовых скважин;
- Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ;
- Экономика и управление на предприятии (нефтяной и газовой промышленности);
- Землеустройство;

в) магистров по 14 программам –

- Геолого-геофизические проблемы освоения месторождений нефти и газа (каф. ГРПИ – Центр Heriot-Watt);
- Надежность газонефтепроводов и хранилищ (каф. ТХНГ);
- Формирование ресурсов и состава подземных вод (каф. ГИГЭ);
- Инженерно-геологические изыскания (каф. ГИГЭ);
- Геоэкология водосборов (каф. ГИГЭ);
- Геология, поиски и разведка полезных ископаемых (каф. ГРПИ);
- Моделирование разработки нефтяных месторождений (каф. ГРНМ);
- Технология вскрытия нефтегазовых пластов (каф. БС);
- Гидравлика и инженерная гидрогеология (каф. ГИГЭ);
- Экологические проблемы геологии (ГЭГХ);
- Охрана и рациональное использование геологической среды (ГЭГХ);
- Применение геофизических методов при поисках и разведке месторождений полезных ископаемых и изучении геологической среды (ГЕОФ);
- Каротаж и скважинная геофизика (ГЕОФ);
- Технология и техника бурения разведочных скважин на твердые полезные ископаемые (БС).

По заочной форме обучения готовятся кадры по 9 специальностям.

Конкурс при поступлении в Институт геологии и нефтегазового дела составляет 3-4 человека на место, а на отдельные специальности нефтегазового дела составляет и 12 человек на место. В ИГНД существует система целевого обучения по договору с компаниями и часть мест на платной основе резервируются предприятиями.

Жесткий отбор абитуриентов на начальном этапе, а затем отличная учеба, занятия студентов наукой дают свои плоды, которые выражаются на Всероссийском конкурсе в Петербурге призовыми местами в номинации «Лучший выпускник России» среди вузов, готовящих специалистов минерально-сырьевого комплекса. Успешное занятие наукой в студенческие годы позволяет студентам получать навыки исследовательской работы, которые сопровождаются выступлениями на ежегодном Международном научном симпозиуме им. академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. Все это способствует более успешной работе лучших выпускников в последующие годы над кандидатской диссертацией.



Открытие Всероссийских геологических студенческих олимпиад. С приветственным словом выступает директор ИГНД Е.Г. Язиков. В президиуме находятся первый проректор ТПУ А.К. Мазуров, руководитель ОНИР СиМУ ИГНД Г.М.Иванова

Кроме того, в Институте геологии и нефтегазового дела осуществляется переподготовка кадров по 5 направлениям с выдачей второго диплома. Осуществляется подготовка также специалистов высшей категории через аспирантуру по 16 специальностям и докторантуру – по 8 специальностям.

В качестве многолетних надежных партнеров Института геологии и нефтегазового дела из российских компаний следует отметить: АК Транснефть; Газпром; «Томскнефть» ВНК; Центрсибнефтепровод; Газпром трансгаз Томск; Востокгазпром; Алрос; Полюс и многие другие. Зарубежные компании представлены ТНК – ВР; Шелл; Шлюмберже; Бейкер Хьюз; ВНР–Биллитон; Империал Энерджи; Норд Империал и Казатомпром. Студенты с удовольствием проходят практику в данных компаниях, а затем в них трудоустраиваются. Многолетний опыт сотрудничества с крупными компаниями позволяет фиксировать положительную тенденцию, которая проявляется стабильной работой ИГНД и перспективой карьерного роста молодых специалистов института.

Известно, что 2008 год – завершающий год для Инновационно-образовательной программы ТПУ. И можно подвести некоторые промежуточные итоги. Так за прошедший 2007 год в рамках программы ИОП Институт совершил заметный прорыв в плане создания современной и обновления существовавшей учебно-лабораторной базы. В этом смысле одним из серьёзных вложений стал сканирующий электронный микроскоп Hitachi S-3400N (Япония) с энергодисперсионной приставкой (учебно-научная лаборатория оптической и электронной микроскопии). Действует аудитория 3D-визуализации (около 9 млн. рублей). Закуплено оборудование для вновь создаваемых лабораторий: неразрушающих методов контроля**,** технической диагностики, трубопроводно-строительных материалов, геодезического обеспечения, а также для учебно-научной лаборатории моделирования и других.

В ИГНД выполнен целый ряд существенных приобретений – эмиссионно-акустический и ультразвуковой дефектоскопы. Успешно пройден этап настройки и тестирования лазерного доплеровского измерителя скорости потока (130 тысяч Евро), смонтированного и установленного в учебно-научной лаборатории гидрогазодинамики.



Центр учебно-геологических практик ИГНД имени Г.А. Иванкина в Хакасии

В настоящее время в Институте на базе кафедры транспорта и хранения нефти и газа открыт инновационный научно-образовательный Центр опережающей подготовки специалистов трубопроводного транспорта нефти и газа. В Центре планируется проводить обучение магистров, выполнять научно-исследовательские работы и осуществлять повышение квалификации и переподготовку кадров. Ввиду жесткой конъюктуры современного мирового рынка, будущие выпускники Центра должны сочетать в себе углубленные знания по ряду теоретических дисциплин, определяющих надежность технологического оборудования газонефтепроводов и газонефтехранилищ, контроль и автоматизацию производственных процессов, ресурсосберегающие технологии, промышленную и экологическую безопасности. Кроме того, они должны владеть современными компьютерными технологиями проектирования трубопроводов, в совершенстве знать иностранный язык, уметь проводить нестандартные расчеты технологических режимов транспортирования нефти и газа, в совершенстве владеть моделированием гидродинамических процессов, выбирать оптимальные технологические режимы перекачки углеводородов и параметры трубопровода с учетом профиля трассы, знать современные системы технического обслуживания и ремонта оборудования газонефтепроводов и газонефтехранилищ, а также

направления их дальнейшего развития. Всему этому, современного студента возможно научить только в сочетании с опытом работы ведущих Российских и зарубежных предприятий и ведущих мировых университетов. В создании Центра ИГНД ТПУ принимают участие ведущие российские компании трубопроводного транспорта – АК Транснефть и Газпром.

Наряду с Центром трубопроводного транспорта нефти и газа планируется создания Центра опережающей подготовки специалистов в области урановой геологии. Данное решение было принято на основе Соглашения «О сотрудничестве в области развития приоритетных направлений науки, технологий и техники» 8 февраля 2006 года между Федеральным агентством по атомной энергии РФ и Министерством образования и науки РФ. Успешная реализация Соглашения требует восстановления и развития базовых центров высшего образования для всех этапов ядерно-топливного цикла атомной энергетики. Реализация Соглашения предполагает привлечение инвесторов и внебюджетных источников финансирования данных видов деятельности. Компания «Базовый Элемент» (КБЭ), разделяя заинтересованность в развитии научно-технического и кадрового потенциала атомной отрасли и привлечения талантливой молодежи для развития атомной отрасли, а также признавая важность совершенствования атомной энергетики на основе совместного участия сотрудников организаций науки, высшего образования и инновационных структур в подготовке высококвалифицированных кадров, открыла финансирование данного проекта.



Минералогический музей ИГНД ТПУ

Компанией «Базовый Элемент» совместно с Фондом содействия отечественной науке РАН принято решение об организации и финансировании проекта «Содействие подготовке и переподготовке специалистов для ядерной энергетики». На базе ИГНД ТПУ для стартовой фазы проекта предусматривается два этапа. На первом этапе – оказывается помощь в материально-техническом оснащении и финансирование разработок новых учебно-методических материалов, учебных пособий и учебных курсов. Целью проекта является максимальное сближение подготовки специалистов с НИОКР НИИ и КБ, с производственной и эксплуатационной практикой, с проблематикой актуальных задач развития ядерной энергетики, модификация или создание новых учебных программ, курсов, планов с учетом новых требований к компетенциям специалистов-атомщиков. Общий объем финансирования учебно-лабораторного оснащения на данном этапе составляет 3 000 000 (три миллиона) рублей для одной кафедры. Второй этап – организация и финансирование научно-исследовательских работ на кафедрах с обязательным участием студентов. Цель программы опережающей подготовки специалистов в области геологии, поисков и разведки месторождений руд редких и радиоактивных элементов для скорейшей ликвидации дефицита высококвалифицированных геологов, подготовленных к профессиональной деятельности с учетом современных рыночных отношений и наукоёмких технологий.


Лаборатория гидрогазодинамики кафедры транспорта и хранения нефти и газа ИГНД

Институт геологии и нефтегазового дела Томского политехнического университета в своей работе опирается на традиции, сложившиеся за вековую историю университета:

- единство научной и учебной деятельности, дающее специалистам глубокие общенаучные знания;
- фундаментальная инженерная и практическая подготовка, позволяющая выпускникам быстро адаптироваться в современных производственных условиях;
- высокий уровень требований к студентам и преподавателям, гарантирующий соответствующее качество подготовки специалистов;
- новаторство, требующее от студентов, преподавателей, ученых и менеджеров университета постоянно находить лучшие пути решения стоящих перед ними задач.

ИСТОРИЯ СОЗДАНИЯ ГОРНОГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СЛУЖБЫ В СИБИРИ. ИСТОКИ

В.А. Домаренко, зам. директора ИГНД по научной работе
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия



В.А. Домаренко,
зам. директора ИГНД по НР

История освоения Сибири ярка и своеобразна. Это особенно заметно на примере открытия и использования ее минеральных богатств и, в первую очередь, алмазов, золота и других драгоценных, редких металлов, а впоследствии углеводородного сырья. Чтобы начать их добычу, России в свое время потребовалось значительно больше времени и усилий, чем, скажем, западноевропейским государствам при освоении природных богатств своих территорий. И это не только потому, что Россия долгое время отставала в техническом отношении. Трудности изучения Сибири были вызваны и крайне слабой заселённостью ее огромных просторов, отсутствием дорог и т.д. В этой связи нельзя не восхищаться героическими усилиями отечественных исследователей – землепроходцев, инженеров-горняков, учёных в борьбе за этот суровый, но благодатный край.

В истории освоения минеральных ресурсов Сибири можно выделить четыре крупных этапа [5].

Первый этап охватывает XV–XVII вв. и характеризуется знакомством с краем и открытием ряда месторождений полезных ископаемых.

Второй этап, включающий XVIII – начало XIX вв., знаменуется развитием в Сибири казенного горнорудного промысла, основанного на подневольном и чаще всего каторжном труде.

Третий этап падает на XIX – начало XX вв. и отмечается расцветом золотодобычи и попытками капиталистической индустриализации Сибири.

Четвёртый этап связан уже с послереволюционной' эпохой, когда началась индустриализация Сибири. Именно в этот период проводятся и наиболее интенсивные поиски и разведка цветных, драгоценных и редких металлов, в сферу народного хозяйства страны в больших масштабах вовлекаются сибирская нефть, уголь, уран.

Поиски минерального сырья были начаты в нашем государстве очень давно. Еще во второй половине XV в. великий князь московский Иван III вызывал из западных стран всевозможных специалистов, и прежде всего горного дела, для организации на Руси поисков металлов, особенно драгоценных. Этот государственный деятель был уверен, что в недрах земли русской залегают различные металлы, в том числе золото и серебро. Он впервые послал три большие экспедиции в район, лежащий между р. Печорой и низовьями р. Оби – в Северный и Полярный Урал и Зауралье, или в Югру, как тогда называли этот край. Экспедицию 1483 года, в которой участвовало несколько тысяч человек, в том числе большое количество специалистов горного дела, возглавлял князь Фёдор Семёнович Курбский–Чёрный и воевода Иван Иванович Салтык-Травин [3].

Это было первое «массированное» и целенаправленное проникновение русских в Зауралье и Сибирь, преследовавшее определенные цели – поиски драгоценных металлов. Ими был открыт целый ряд месторождений серебряных и медных руд, освоение которых началось лишь 150 лет спустя Коренные жители были объясачены и в течение 100 лет (задолго до Ермака) исправно платили дань белому царю.

К концу XIX в. казенная горная промышленность Сибири влачила жалкое существование, и Россия удовлетворяла свои нужды в цветных металлах исключительно за счет ввоза их из-за границы. Однако за два столетия в старых горнопромышленных узлах на Урале, в Забайкалье и на Алтае была заложена хорошая база для развития отечественной горной и геологоразведочной науки и практики. Были открыты многочисленные месторождения цветных металлов и выявлены первые закономерности, определяющие их размещение в земной коре, их состав и строение. Больше того, были выделены наиболее перспективные типы месторождений отдельных металлов, найдены многочисленные рудопроявления редких металлов, причем в Забайкалье – даже олова.

Характеризуя состояние научно-исследовательских работ по геологии Сибири, относящихся ко второй половине XIX и началу XX в., необходимо подчеркнуть их масштабность и высокий теоретический уровень. В этот период направления развития геологических исследований в Сибири определялись тремя основными факторами: золотодобывающей промышленностью, строительством Транссибирской железнодорожной магистрали, вовлечением Сибири в сферу капиталистических интересов и связанными с этим первыми попытками индустриализации этого края.

Колоссальные работы велись по площадному геологическому картированию территорий, примыкавших к транссибирской магистрали, а также мест предполагаемого строительства Южно-Сибирской и Туркестано-Сибирской железных дорог. Все эти районы Сибири были разделены на участки, закрепленные за отдельными геологами. Так, западно-сибирский участок находился в ведении К. И. Богдановича, А.К. Мейстера и др.; средне-сибирский – К.И. Богдановича, Л.А. Ячевского, П.К. Яворовского и др.; забайкальский – А.Н. Герасимова и В.А. Обручева; восточно-сибирский – Э.Э. Анерта, Л.А. Бацевича и др. В основе исследований лежала геологическая съёмка на инструментальной топографической базе. При этом велись специальные работы по стратиграфии, петрографии и тектонике, для которых были разработаны общие единые принципы. В результате проведенных мероприятий был собран и обобщен огромный фактический материал, ставший фундаментом дальнейших геологических исследований Сибири.

Этот материал был широко использован и пополнен при изучении геологии золотоносных территорий Сибири. Последние также были разделены на отдельные, золотоносные районы, каждым из которых занималась определенная группа геологов. Например, Енисейский золотоносный район исследовали А.К. Мейстер, Н.Л. Ижицкий и др.; Минусинский – Я.С. Эдельштейн, Л.А. Ячевский, Г.А. Стальнов и др.; Ленский – В.А. Обручев, А.Н. Герасимов, П.И. Преображенский; Амурский – Э.Э. Анерт, П.К. Яворовский, М.М. Иванов и др. Стараниями этих выдающихся исследователей были получены ценные данные, которыми пользуются и современные геологи. Это можно сказать о работах А.К. Мейстера, хорошо известных специалистам, изучающим Енисейский кряж, о работах Я.С. Эдельштейна, помогающих исследователям Минусинских впадин и окружающих их сооружений, о работах В.А. Обручева, чьи идеи о «древнем темени» Азии приобрели всемирную известность, и многих других.

В описываемый период был организован ряд весьма плодотворных экспедиций по изучению географии и геологии малодоступных районов Центральной Азии. Их возглавляли В.А. Обручев, Н.М. Пржевальский, Г.Н. Потанин, П.К. Козлов, П.А. Кропоткин и др., принесшие всемирную славу русской географической и геологической науке.

На рубеже XIX–XX вв. изучение геологии и полезных ископаемых Западной Сибири шло довольно быстрыми темпами, но почти без всякого плана: основная работа проводилась ведомствами, не связанными с краем. Положение меняется с открытием в 1888 г. Томского университета. В нем было введено чтение курса геологии и минералогии, а в 1889 г. утвержден и первый профессор по названной специальности – А.М. Зайцев. В том же году был открыт и минералогический музей. Музей вел учебною и научно-исследовательскую работу и стал первой геологической ячейкой в Западной Сибири. Работники кафедры минералогии и музея впервые в Западной Сибири организовали систематические геологические исследования. Профессор А.М. Зайцев на средства университета совершил несколько геологических экспедиций в верховье р. Томи, на Алтай, оз. Шира, в Минусинский край и описал некоторые золотые рудники Кузнецкого Алатау. Свои наблюдения он изложил в небольших отчётах. Совместно с А.Н. Державиным и В.С. Реутовским он составил геологическую карту Кузнецкого Алатау, сделал ряд петрографических определений коллекций горных пород Алтая и других районов. Хранитель музея А.Н. Державин исследовал строение берегов р. Томи и местности вдоль тракта Томск – Барнаул – Кузнецк, составил геологическую карту территории Колывань – Бердск. В 1892–1894гг. он принимал участие в работах Западно-Сибирской горной партии, изучая берега Томи от Оби до Томска, и дал схему геологического строения Кузнецкого бассейна, выяснив в общих чертах состав и условия залегания угленосной толщи и определив его возраст и границы распространения. В.А. Обручев называл А.Н. Державина первым систематическим исследователем Кузбасса.



Профессор Горного отделения ТТИ П.П. Гудков – первый директор Сибгеолкома в России

Богатые коллекции музея и материалы осуществленных в 1911–1915 гг. минералогических исследований в районах Алтая и Минусинского края легли в основу блестящей для своего времени работы П.П. Пилипенко «Минералогия Западного Алтая». В Томском университете образуется группа научных работников – геологов и географов.

В 1901 г. при Томском технологическом институте (ТТИ) открывается геологическая кафедра, первыми выпускниками которой был М.А. Усов и Д.И. Стрельников, создается коллектив учёных во главе с В.А. Обручевым. На их плечи легла значительная часть геологических исследований в Западной Сибири в предреволюционный период. Работа геологов ТТИ отличалась тесной связью с развивающейся экономикой Сибири.

Поскольку основной отраслью сибирской горной промышленности была золотопромышленность, учёные института – В.А. Обручев, П.П. Гудков, М.А. Усов, Л.Л. Тове – начали исследование золотоносных районов Сибири (Калбинский хребет, Мариинская тайга, Кузнецкий Алатау и др.), провели геологические экспертизы рудников и приисков, составили их геологические карты. С 1909 г. В.А. Обручев начинает составление геологических обзоров золотоносных районов Сибири, в которых основное внимание уделяет составу, генезису и размещению россыпных и коренных месторождений золота, а также перспективе золотодобычи.

Постепенно интересы учёных ТТИ распространяются и на другие полезные ископаемые: в 1913–1917 гг. по поручению Копикуза П.П. Гудков изучает Тельбесский железорудный район, а М.А. Усов в 1917 г. – Абаканское железорудное месторождение [2, 5].

Ведущая роль в изучении минерально-сырьевой базы Сибири принадлежала Сибирскому геологическому комитету, возникшему в 1918 г. в Томске [2].

История его создания длительна и поучительна. Сооружение Транссибирской магистрали и быстрое промышленное развитие региона поставили перед первым сибирским техническим вузом, особенно его горным факультетом, задачу обеспечения сырьем этого развития. Но задачу не могли решить преподаватели, совмещавшие учебную и научную работу. Всё, и организуемое хозяйство, слабая изученность недр, наличие научно-исследовательских сил (университет и технологический институт) – настоятельно требовало создания в Сибири специального геологического учреждения. Эта идея неоднократно выдвигалась сибирской геологической общественностью. Так, ВСОРГО (по настоятельной просьбе сибирских золотопромышленников, предложивших взять на себя содержание учреждения) вело в течение 1885 г. переписку с Геолкомом России по поводу создания

в Иркутске отделения комитета. Подробный проект, предложенный Л.А. Ячевским, был доставлен в Петербург. Вопрос, однако, не получил положительного решения ввиду «отсутствия средств» и «преждевременности».

На необходимость приближения геологов к местам промышленных разработок путем устройства в Сибири филиала Геолкома указал в 1907 г. и I Всероссийский съезд золото- и платинопромышленников. Записка исполкома съезда и проект Л.А. Ячевского были переданы вновь на рассмотрение в Геолком. Отсутствие у правительства заинтересованности в организации Сибирской геологической службы, недоверие к местным учреждениям и научным работникам, централистская политика Геолкома послужили основными причинами, затормозившими дело.

И лишь хаос гражданской войны, как это не покажется странным, помог сдвинуть дело с мёртвой точки. В сентябре 1918 г. профессор ТТИ П.П. Гудков и геолог Э.Э. Анерт внесли на рассмотрение Временного сибирского правительства вопрос об учреждении Сибирского геологического комитета (Сибгеолкома). Разработка проекта Сибгеолкома поручена П.П. Гудкову, по инициативе которого в октябре 1918 г. в Томске созвано геологическое совещание. В работе совещания приняли участие сибирские геологи и члены Геологического комитета России (После окончания летних геологических исследований в Сибири остались, отрезанные фронтами гражданской войны, 26 сотрудников Геологического комитета. Большинство избрало местом временного проживания г. Томск, так как здесь в вузах были условия для научной работы) [1-6]. На совещании детально обсуждены проект организации Сибгеолкома, а также принципы его взаимоотношений с Геологическим комитетом.



Мемориальный кабинет-музей академиков В.А.Обручева и М.А.Усова в ИГНД ТПУ

В процессе работы выяснились большие разногласия по ряду вопросов между «сибиряками» и «петроградцами».

Не отрицая необходимости иметь в Сибири геологическое учреждение, петроградские геологи возражали против его полной самостоятельности и даже против его названия. Они говорили о несвоевременности такого решения, призывали учесть сложившееся в стране политическое положение и отсутствие базы для научной работы. Высказывалось опасение, что новое учреждение нанесёт удар по уже существующему в Петрограде Геологическому комитету.

Возражения П.П. Гудкова «петроградцам» строились на принципах «аполитичности науки», типичных для многих старых специалистов того времени. Он утверждал, что «независимо от политического будущего России культурные начинания будут находить живой отклик во всяком правительстве». В выступлении профессора М.А. Усова отмечалось, что наличие в Томске трёх вузов, особенно ТТИ с его хорошо оборудованными лабораториями и вспомогательными помещениями, даёт возможность обеспечить нормальную работу Сибгеолкома при незначительных расходах на его содержание. В пользу создания сибирского геологического учреждения приводились ещё и те доводы, что оно явится огромным шагом в культурной и научной жизни края, позволит привлечь к разведке недр широкий круг лиц, объединит представителей кафедр вузов в единый научный коллектив, даст возможность трудоустройства выпускникам вузов.

В конечном счёте совещание приняло решение о создании Сибгеолкома. Участие в совещании членов Геолкома оказало существенное влияние на структуру Сибгеолкома и направление его работы. Их знание геологии Сибири (все петроградские геологи были членами Сибирской секции Геолкома) и опыт по организации геологической службы помогли в решении многих вопросов.

В отличие от Геологического комитета, занимавшегося в основном теоретическими исследованиями, Сибгеолком создавался как учреждение научно-прикладного характера, призванное «отвечать на вопросы экономической жизни края». Это нашло отражение в положении о комитете и в программе исследований, которые включали изучение и учёт минеральных ресурсов Сибири, создание архива по месторождениям полезных ископаемых, проведение гидрогеологических исследований, организацию областного музея по прикладной геологии и кабинетов-музеев в главных горнопромышленных районах Сибири. Составление же геологической карты Сибири оставалось в ведении Геолкома. Его геологам представлялось право продолжать начатые ими работы и по изучению полезных ископаемых.

Сибгеолком возник как автономное учреждение со своим бюджетом и штатом, с правом самостоятельной организации и проведения работ, но при условии строгой координации с Геологическим комитетом в Петрограде.

30 декабря 1918 г. штатное расписание и положение о Сибгеолкоме было утверждено Временным правительством А.В. Колчака. Эту дату М.А. Усов считает днем официального открытия Сибгеолкома [8]. Назначенный директором П.П. Гудков совместно с профессорами С.М. Курбатовым, А.В. Лаврским, Н.С. Пенном и М.А. Усовым занялся организацией комитета и формированием его личного состава.

Петроградские геологи не пожелали принять участия в работе Сибгеолкома из-за принципиального несогласия с идеей самостоятельности комитета. Они организовали отдельную группу и решили продолжить работу, которая была поручена им Геологическим комитетом весной 1918 г. Поэтому первый состав Сибгеолкома был сформирован в основном из местных научных кадров. В него вошли: временный директор, профессор П.П. Гудков, вице-директор, профессор А.В. Лаврский, геологи V класса – М.К. Коровин (он же учёный секретарь) И.П. Рачковский (он же заведующий музеем), геологи VI класса – горные инженеры К.Е.

Габуния и К.Г. Тюменцев, ассистенты З.А. Лебедева и Н.Н. Павлов, преподаватель Б.Л. Степанов, заведующая библиотекой.

Н.Ф. Толкачевская и заведующий топографическим бюро, межевой инженер И.Д. Андросов. Для выполнения программы летних исследований были приглашены в качестве сотрудников комитета профессора С.М. Курбатов и Н.С. Пенн, ассистенты университета М.Ф. Нейбург и Л.Л. Солодовникова, стипендиаты А.М. Кузьмин и Е.Е. Попов, а также горные инженеры А.В. Арсентьев, Е.Д. Писарев, Н.Н. Урванцев и И.А. Яшвили.

Летом 1919 г. было организовано 11 экспедиционных отрядов по изучению наиболее важных полезных ископаемых – руд железа, золота, меди и каменных углей – на доступных и перспективных месторождениях. Основное внимание обращалось на поиск железных руд в юго-западной части Кузнецкого Алатау – наиболее перспективной для развития горной промышленности – в связи с планируемым строительством металлургического завода в Кузнецке. Сюда были направлены 3 геологические партии: А.М. Кузьмина, К.Г. Тюменцева и Б.Л. Степанова. М.А. Усов исследовал район Анжеро-Судженских каменноугольных копей, провел геологическую съёмку и детально изучил условия залегания угленосных толщ.

В связи с необходимостью обеспечения углем Северного морского пути в низовья Енисея командировалась Норильская экспедиция Н.Н. Урванцева, которая обследовала выходы каменного угля в районе от оз. Пясино до Енисея [7]. Геологическую съёмку Черемховского угольного бассейна вели М.К. Коровин, Е.Д. Писарев, К.Е. Габуния и А.И. Турутанова. Дополнительно они обследовали работающие копи для решения вопроса об увеличении их производительности.



На выставке к 100-летию выпуска первого горного инженера в Сибири (2008 г.)

На границе Ачинского и Минусинского уездов Енисейской губернии провёл минералогические исследования меднорудных месторождений профессор С.М. Курбатов. В Северо-Енисейском золотоносном округе профессор Н.С. Пенн изучал геологические условия образования месторождений золота на известных уже рудниках для выяснения районов поиска новых золоторудных месторождений.

Летние работы Сибгеолкома проходили в очень трудных условиях. Две экспедиции в северные районы Кузнецкого Алатау и Забайкалье не состоялись вообще, а экспедиция И.П. Рачковского в Туву (Урянхайский край) вынуждена была прервать исследования и вернуться в Томск.

На протяжении всего 1919 г. Сибгеолком вел большую переписку с земствами, отделами Географического общества и отдельными горными инженерами относительно выбора объектов для первоочередных исследований, сбора геологических материалов от горных округов и акционерных обществ и составлению минералогических коллекций.

Из вспомогательных учреждений Сибгеолкома в первый год его существования начали функционировать бюро учёта месторождений полезных ископаемых, топографическое бюро и библиотека.

Ближайшей задачей бюро учёта было составление кратких справок о всех месторождениях полезных ископаемых, известных по литературным и достоверным неопубликованным данным. В справки включались геологические и статистические сведения. Основное внимание было сосредоточено на сборе сведений о сибирской золотопромышленности. Заведующий бюро учета Е.Д. Стратонович, вошедший в состав Сибгеолкома осенью 1919 г., выработал методику подсчета запасов золота на основе статистических данных. Деятельность топографического бюро ограничилась участием в работе Анжеро-Судженской и Черемховской партий и сбором необходимого картографического материала и инструментов. Основание библиотеки положил П.П. Гудков, передав в феврале 1919 г. в дар Сибгеолкому ряд книг по геологии Сибири. Библиотека приобретала книги из частных собраний, так что за год в её фонде оказалось около 700 изданий. Из-за отсутствия помещения не был создан музей. Работа его сотрудников заключалась в приведении в порядок материалов летних экспедиций. В конце 1919 г. началась подготовка издательской деятельности комитета: редакционная коллегия в составе А.В. Лаврского и М.А. Усова приступила к изданию своего печатного органа – «Известий Сибирского геологического комитета» [2].

Литература

1. Домаренко В.А., Боярко Г.Ю. Пшеничкин А.Я. Как это было // Недра Сибири. – Томск, 2008. – С. 14 – 16.
2. Запорожченко А.А. История организации геологической службы в Западной Сибири. – Новосибирск: Наука, 1977. – 140 с.
3. Каргалов В.В. Полководцы X-XVI вв. – М.: ДОСААФ, 1989. – 334 с.
4. Левченко С.В., Мозесон Д.Л. За рудами в Сибирь. – М.: Наука, 1978. – 144 с.
5. Славнин Д.П., Славнин В.Д. Из истории Томской геологической службы. Сибирский геологический комитет. Столетие горно-геологического образования в Сибири. – Томск: Изд-во «Водолей», 2001. – С. 533 – 545.
6. Соскин В.Л. Культурная жизнь Сибири. Первые годы. – Новосибирск: Наука, 1971.
7. Урванцев Н.Н. Открытие Норильска. – М.: Наука, 1981. – 174 с.
8. Усов М.А. История учреждения Сибирского Геологического комитета // Известия Сибирского геологического комитета. – Томск, 1920. – Том I. – Вып.1. – 33 с.

ТРАДИЦИИ И ДОСТИЖЕНИЯ В ПОДГОТОВКЕ ВЫСОКОПРОФЕССИОНАЛЬНЫХ СПЕЦИАЛИСТОВ В ИНСТИТУТЕ ГЕОЛОГИИ И НЕФТЕГАЗОВОГО ДЕЛА ТПУ

(К 100-ЛЕТИЮ ВЫПУСКА ПЕРВОГО ГОРНОГО ИНЖЕНЕРА В СИБИРИ)

Г.М. Иванова, доцент, руководитель организации НИР студентов и молодых ученых ИГНД ТПУ

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия



Г.М. Иванова, кандидат геол.- мин. наук, доцент ИГНД ТПУ

Сегодня, на рубеже XX и XXI века, наука и образование стали одной из наиболее эффективных производительных сил общества и ускорителем его социально-экономического развития и прогресса. Это выдвинуло повышенные требования к подготовке специалистов в сегодняшних жестких условиях конкуренции на мировом рынке интеллектуального труда. **Конкурентоспособный специалист сегодня должен быть не только высокопрофессиональным, но и творческой личностью. Решить подобную задачу под силу лишь высшему образованию высокого уровня, в основе которого лежит система единства науки-образования-производства при наличии постоянного поиска и отбора одаренной и талантливой молодежи и воспитания творческой личности.** Методом реализации столь сложной задачи всегда являлся и является НИРС и УИРС как важнейшая основа учебно-научно-воспитательного процесса, дающая возможность успешного внедрения развивающих технологий обучения. Они включают в себя создание в процессе обучения условий для раскрытия и реализации личностных творческих способностей молодежи, обучение студентов методологии научных исследований и эксперимента, формирование и развития у обучающегося способности к быстрой адаптации в сегодняшних изменяющихся условиях, приложения своих знаний и умений и поддержания научно-конструкторско-изобретательскую самостоятельную деятельность. Осуществить это можно тогда, когда учебно-научно-воспитательный процесс будет построен таким образом, что студенту (обучающемуся) предоставляется возможность творить самому в процессе обучения. Наиболее эффективно это достигается, когда студент включается в творческий процесс научно-исследовательского коллектива. Большую роль при этом играет бережная индивидуальная работа со студентами педагога-творца.

Подобная система воспитания творческой личности складывалась и развивалась в Институте геологии и нефтегазового дела (ранее ГРФ и НГФ) годами и является одной из лучших традиций ИГНД, бережно сохраняемой и развивающейся и по сей день. Истоки такой системы воспитания идут от основателей факультета (сейчас Института) – талантливых педагогов, ученых-академиков В.А. Обручева и М.А. Усова. Примером может служить сам В.А.Обручев, который нашел и воспитал, как своих сыновей, талантливого ученика М.А. Усова, выпускника первого выпуска горных инженеров в Сибири, ставшим первым из сибиряков академиком, с именем которого связано становление горнодобывающей промышленности Сибири. Примером служит и сам М.А. Усов, который подобно В.А. Обручеву нашел в степях одаренного казахского юношу – К.И. Сатпаева, растил и учил его, как сына. М.А. Усов брал его с собой в экспедиции, чем и сыграл огромную роль в судьбе будущего академика К.И. Сатпаева – основателя Академии Наук Казахстана. Такое бережное отношение к одаренной молодежи было воспитано и у других учеников М.А. Усова. С 1984 г. в ИГНД (ГРФ, НГФ) существует Фонд наследия профессора К.В. Радугина – ученика М.А. Усова, Лауреата Сталинской и Государственной премий. К.В. Радугин в завещании после своей смерти передал все свои личные денежные сбережения талантливой молодежи ИГНД для поощрения их творческой научной деятельности. Эта связь поколений не прекращается в ИГНД уже более 100 лет. Пройдя научную школу в Институте (факультете) и впитав его традиции, его лучшие выпускники, как правило, не прерывают связь с ИГНД и учителями, становясь проводниками научных идей сибирской геологической школы и помогая в дальнейшем любимому институту и вузу.

Учебно-научно-воспитательный процесс, заложенный основателями ИГНД, продолжается. Так, из 14 тыс. выпускников Института (факультета) более 170 стали первооткрывателями месторождений полезных ископаемых, 50 – Лауреатами Ленинской и Государственной премий, более 130 – докторами и более 730 – кандидатами наук. Из стен ИГНД вышло 15 академиков и членов-корреспондентов Академии наук, 4 Героя социалистического труда. ИГНД дал стране и миру выдающихся ученых и организаторов геологической службы и горнодобывающей промышленности СССР и России – это В.А. Обручев и М.А. Усов, Ю.А. Кузнецов и К.И. Сатпаев, Н.Н. Урванцев и М.К. Коровин, П.П. Гудков и Н.Ф. Шахов и многие, многие другие. Выпускники Института геологии и нефтегазового дела ТПУ возглавляют вузы, академические институты, научно-исследовательские и производственные организации России, являются министрами РФ, руководителями областных администраций, депутатами областной и Государственной Думы РФ, и все они прошли через НИРС.

Каждый этап в истории развития ИГНД (ГРФ) укреплял эти добрые традиции, развивая их в соответствии с теми задачами и новыми требованиями, которые ставили время и научно-технический прогресс, продолжая готовить высокопрофессиональных специалистов и по сей день.

Традиции НИРС были заложены еще в дореволюционный период, когда все студенты Томского технологического института (ТПУ) и факультета (ИГНД) должны были выполнять, кроме обычного дипломного проекта, еще и научно-исследовательскую дипломную работу, в основе которой лежали научные исследования автора. Первый научный кружок в ТПУ возник на горном факультете в 1909 году. Руководил им академик В.А.

Обручев. В этом кружке, еще студентом, занимался выдающийся ученый, основатель Сибирской школы геологов, будущий академик М.А. Усов. В 30-х годах на факультете создается научно-техническое общество.

В дальнейшем, особенно в 70-х годах, **на факультете активно работали научные кружки и появились первые молодежные научные объединения** – студенческие научно-исследовательские лаборатории (СНИЛ). Постепенно с годами они развивались, изменялись, совершенствовались в соответствии с требованиями времени. На основе многолетнего опыта и традиций НИРС в ИГНД сегодня мы имеем действующие молодежные студенческие научные объединения, более разнообразные и сложные по структуре организации, чем прежние, появились в современных условиях и малые научно-производственные предприятия, организованные и возглавляемые самими студентами (в частности, ООО «Нефтьинверт», директор – магистрант ИГНД А.В. Кокорин). В основе таких научных молодежных объединений лежит единство научных школ института (факультета), научных академических институтов и производства.

На факультете традиционно всегда были тесно взаимосвязаны наука и учебный процесс. Учебно-исследовательскую работу студентов, введенную в учебную программу, впервые в ТПУ начал практиковать профессор геологоразведочного факультета ТПИ (ТПУ) П.П. Халфин. В 1942 году на занятиях по палеонтологии студенты получали индивидуальные научные задачи. По расписанию на эти занятия отводилось до 30 часов учебного времени. Таков был первый опыт введения НИРС в учебный процесс в вузах Сибири и Дальнего Востока. Позднее лабораторные практикумы с элементами научных исследований получили широкое развитие. Особенно на ГРФ (ИГНД) удачно сочетались научные и учебные занятия во время летних полевых геологических практик. Дипломные и курсовые работы, выполненные студентами по материалам, собранным на производстве или в исследовательских экспедициях, имели уже реальную научную и практическую значимость. Профессор С.С. Сулакшин впервые в ТПУ ввел курс «Основы научных исследований» на кафедре техники разведки в 1966-1967 гг. (разработчик курса доцент В.П. Рожков). Данный курс, а также курс «Основы научного эксперимента» (разработчик – профессор П.С. Чубик), получили развитие почти на всех кафедрах факультета в университете. В настоящее время такие курсы успешно ведутся на кафедрах бурения скважин, кафедре геохимии и геоэкологии, гидрогеологии и инженерной геологии и др. Данные лекционные курсы сопровождаются практикумами и лабораторными занятиями научно-исследовательского характера и методически обеспечены.

К началу 70-х годов на факультете **сформировалась стройная система организации НИРС. Появились студенческие и преподавательские советы НИРС, занимающиеся организацией научно-исследовательской работы студентов на факультете (ИГНД)**. В настоящее время в соответствии с новыми требованиями в ИГНД организован и работает отдел по организации НИР студентов и молодых ученых (до 35 лет). В учебных группах в 70-80-е годы стали выбирать ответственных за НИРС студентов, а к руководству студенческими исследованиями привлекались не только преподаватели, но и сотрудники НИЧ ИГНД (ГРФ). Сегодня наиболее тесно осуществляется связь кафедр с академическими и отраслевыми научными институтами. Многие лучшие студенты сейчас исполняют обязанности инженеров-исследователей, лаборантов в научных учреждениях, совмещая отличную учебу и научную деятельность. Уже с 70-х годов регулярно проводились конкурсы по НИР и олимпиады различного уровня по геологическим дисциплинам и специальностям. С 2000 г. по настоящее время ИГНД ежегодно стал проводить семь Всероссийских олимпиад по всем геологическим специализациям и 14 университетских олимпиад по геологическим дисциплинам. На ГРФ (ИГНД) уже в 70-х годах была разработана и введена система оценки работы кафедр по НИРС. Проводился конкурс на лучшую кафедру по НИРС, лучшую учебную группу по НИРС, лучшее научное студенческое объединение (СКБ, СНИЛ, СНО, СНК и др.), лучшего научного руководителя студентов, лучшего студента по НИРС, которому присваивалось звание «Отличник НИРС». В настоящее время эта система взята на вооружение в ТПУ, где ежегодно проводятся конкурсы на звание «Лучший студент года в ТПУ», проводятся конкурсы на лучшего научного руководителя ТПУ и лучшее подразделение по НИРС в ТПУ. В этих конкурсах ИГНД уже на протяжении десятков лет занимает первые места среди других факультетов (институтов) ТПУ.

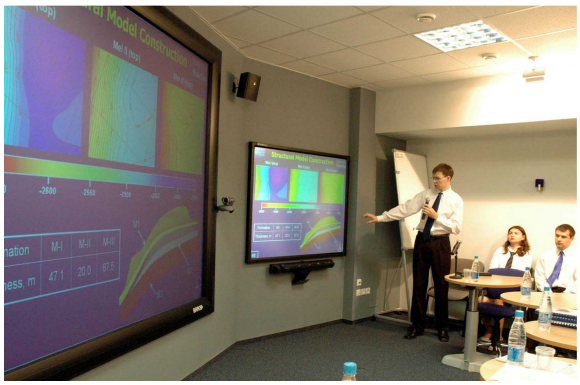


На XII Международном научном симпозиуме студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр» (2008 г.)

Придавая большое значение развитию НИРС, на факультете (институте) была введена должность зам. декана по НИРС, который являлся членом Ученого совета факультета и постоянно поднимал проблемы НИРС на Совете факультета. Ученый совет ГРФ (ИГНД) всегда помогал в их положительном решении. Этот опыт организации НИРС позднее лег в основу деятельности НИРС в ТПУ и других вузах страны.

На факультете в 70-х годах была введена новая традиция – организация и проведение ежегодных межвузовских, затем Всесоюзных и, наконец, Международных научных студенческих конференций, которые сыграли и продолжают играть большую роль в развитии НИРС, популяризации престижа научной деятельности среди молодежи, подготовке высококвалифицированных специалистов и воспитании творческой личности. Первая научная студенческая конференция на факультете была проведена в 1946 году. Почти ежегодно в 50-60-е годы студенты выступали с научными сообщениями на факультетских студенческих научных конференциях. С 1972 года на факультете стала ежегодно проводиться межвузовская научная студенческая конференция, которая с 1974 года получила статус Всероссийской, а с 1976 года – Всесоюзной и ей было

присвоено имя академика М.А. Усова. Благодаря многолетней работе конференций факультет (ИГНД) установил тесные связи со всеми геологическими вузами страны. Последние десять лет труды участников конференций публикуются в специально выходящих сборниках. В 1996 году на базе ИГНД (ГНФ, ГРФ) ТПУ был организован первый в стране Международный научный симпозиум «Молодежь и проблемы геологии» в рамках Международного научного конгресса студентов, аспирантов и молодых ученых «Молодежь и наука – третье тысячелетие». Организация и проведение ежегодных теперь уже Международных научных молодежных симпозиумов «Проблемы геологии и освоения недр» явились новой традицией института. Подобные научные симпозиумы ИГНД проводит ежегодно с 1996 года и по настоящее время. **В 2006 г. был проведен юбилейный X Международный молодежный научный симпозиум имени академика М.А. Усова.** В таких научных форумах принимают участие до 500 – 600 молодых ученых и лучших студентов России, стран Содружества Независимых Государств, а также представителей дальнего зарубежья – США, Германии, Норвегии, Китая, Франции, Сирии, Марокко, Венгрии, Чехии, Судана, Алжира, Вьетнама и других стран.



Заседание секции «Нефтепромысловое оборудование» на XII Международном научном симпозиуме «Проблемы геологии и освоения недр» в зале с системой 3D-визуализации (2008 г.)

Еще одна традиция 70-х – ежегодное проведение Дня науки, которому посвящались выставки научных достижений студентов, проводился торжественный общефакультетский вечер, на котором подводились итоги и достижения НИРС за год, награждались за НИР лучшие студенты и научные руководители. Самым активным студентам присваивали звание «Отличник НИРС» и вручали почетный знак, а лучшие по НИРС учебные группы награждались поездками в геологические заповедники. Лучшим научным молодежным объединениям вручался переходящий вымпел. Награждались также лучшие кафедры и их руководители. Эти начинания по НИРС на ГРФ легли в основу организации НИРС в университете, где получили свое дальнейшее развитие. Так, в течение последних десяти лет в ТПУ ежегодно в конце учебного года проводятся праздники по чествованию лучших студентов и лучших научных руководителей ТПУ. Сегодня такие праздники проводятся также при подведении итогов Всероссийских и университетских профессиональных олимпиад, на которых награждаются лучшие студенты в своей профессии. Такой же праздник мы ежегодно проводим при подведении итогов Международного научного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр», на котором награждаются студенты, аспиранты и молодые ученые за лучший научный доклад по каждой из 18 секций. Все эти торжества имеют большое воспитательное значение для студентов и начинающих ученых. Они видят, как оцениваются первые шаги молодых исследователей в науке, в освоении своей профессии и понимают, что можно достичь определенных высот и в студенческие годы. А значит надо идти вперед.

В начале 90-х годов была создана новая замечательная традиция – были учреждены именные стипендии и премии в честь выдающихся ученых – сотрудников института (факультета), которые выплачиваются студентам за отличную учебу и успешную научную работу. Это премии имени академика В.А. Обручева, имени академика М.А. Усова и имени профессора М.К. Коровина, а также ряд различных спонсорских стипендий. Все эти премии лучшие студенты могут получить лишь после победы в открытом конкурсе.

На протяжении многолетнего опыта НИРС на факультете (в ИГНД) удалось создать систему отбора талантливой молодежи и воспитания творческой личности, которая функционирует и эффективно действует и в настоящее время, что является большим достижением института (факультета). Эта система включает в себя на первом этапе – поиск и отбор способной, талантливой молодежи еще в школьный период через МНО, СНИЛ, кружки и на первых курсах обучения в студенчестве. Затем ведется постоянная большая индивидуальная работа педагога с одаренной молодежью, начиная с первого курса обучения до последнего, вплоть до выпуска его в самостоятельную профессиональную деятельность. Истоки такого наставничества идут еще от основателей факультета, талантливых педагогов – академиков В.А. Обручева и М.А. Усова, о которых было сказано выше.

На ГРФ (ИГНД) студентов уже с 1-го курса подключают к экспедиционным полевым исследованиям на учебном полигоне в Хакасии, или в научных экспедициях кафедр, приобщая их уже с первых шагов к творческой исследовательской деятельности. Ряд молодежных научных объединений (МНО) института (факультета) имеет тесные контакты со школами, лицеями, где ведутся школьные геологические или экологические кружки. Ранее при факультете работала геолого-географическая школа для учащихся средних школ. Ряд способных и талантливых школьников привлекается для работы в научных коллективах МНО. Эти школьники уже делают свои первые шаги, выступая на студенческих научных конференциях, участвуя в олимпиадах и конкурсах. Они являются потенциальными лучшими абитуриентами института и сегодня.

В 1991-1996 гг. в условиях тяжелого финансово-экономического положения в стране на факультете был создан факультетский фонд поддержки НИРС. Именные фонды также были созданы и на некоторых кафедрах факультета, из средств которых стала осуществляться поддержка студенческой науки. Именно денежные фонды наследия профессора К.В.Радугина и профессора А.В. Аксарина сыграли положительную роль в наиболее трудный период для института. **В настоящее время студенты, аспиранты и молодые ученые ИГНД активно участвуют в конкурсах грантов различного уровня на проведение научно-**

исследовательских работ и выигрывают их. В частности, в конкурсе Российского молодежного научно-инновационного конкурса грантов «У.М.Н.И.К.» в 2007 г. выиграли аспиранты ИГНД А.В. Шадрина, А.В. Таловская, А.Н. Никитенков, а в 2008 г. в аналогичном конкурсе грантов «У.М.Н.И.К.» выиграли студенты ИГНД Е.Л. Мещерякова, С.В. Онучин, В.Д. Покровский и аспиранты Н.В. Гусева, А.А. Лукин. Гранты на научные исследования в 600 тыс. руб. каждый в 2004 г. выиграли выпускники ИГНД И.А. Губин и И.И. Юрчик, а в 2005 г. – студенты ИНД А.В. Таловская и Д.Ю. Расковалов. Победителем в конкурсе Томской области предпринимательских проектов «Бизнес – старт» и победителем областного конкурса на размещение малого предприятия на территории конструкторско-технологического бизнес-инкубатора Томской области в 2007 г. стал магистрант ИГНД А.В. Кокорин и этот список можно продолжать. **Ежегодно сегодня студенты ИГНД зарабатывают от 1 до 3,5 млн. рублей.**

Новой традицией в молодежной науке ИГНД стало развитие интенсивных международных связей в научном направлении. Научные контакты ИГНД (ГРФ) с учебными и научными учреждениями бывших Советских Республик в составе СССР – ныне Стран Независимых Государств (СНГ) устанавливались и развивались еще с 1976 г., когда ИГНД (ГРФ) стал организовывать Всесоюзные научные студенческие конференции. В последующие годы эти связи сохранились и упрочнились. Международные связи ИГНД с научной молодежью дальнего зарубежья стали развиваться с 1996 г., когда институт стал организовывать и проводить Международные научные симпозиумы студентов, аспирантов и молодых ученых. Международные контакты ИГНД по НИРС осуществляются и развиваются сегодня в основном по нескольким направлениям. ***1 направление*** – В процессе организации и проведения ИГНД (ГРФ) Международных молодежных научных симпозиумов. ***2 направление*** – Участие и выигрыши студентами ИГНД в конкурсах грантов на научные стажировки и обучения за рубежом. Так, в 2001 г. прошла научную стажировку во Франции в Страсбургском университете студентка ИГНД Т.С. Некрасова. В 2002 г выиграла стипендию Президента РФ на научную стажировку за рубеж А.Ю. Фальк, которая успешно прошла ее в Германии в Мюнстерском университете. В 2003 г. студентка ИГНД А.И. Загородняя прошла научную стажировку в Гарвардском университете, а студент ИГНД Т.К. Баранов – в Эдинбургском университете (Великобритания). В 2003 г. подобную научную стажировку успешно прошла в университете Heriot-Watt (Шотландия) и в Испании студентка ИГНД О.В. Лысова. В 2004-2005 г. на научную стажировку в Италию в Пизанский университет выехали студенты ИГНД И.Н. Баландин и Л.В. Жорняк, которая выиграла стипендию Правительства Италии для зарубежных студентов. В 2005 г. в научных командировках за рубежом побывали Е.О. Коновалова, студентка ИГНД – в университете им. Луи Пастера (г. Страсбург, Франции), Е.И. Павликовская – в Пражском университете (Чехия), в 2004 г. она также прошла научную стажировку в Лондоне (Великобритания), М.Г. Сваровская выезжала с научными исследованиями по программе компании «Шлюмберже» в г. Порт-Харкорт (Нигерия, Африка), А.С. Горлушко в 2005-2006 гг. участвовала в полевых экспедиционных работах по теме исследований в провинции Шаньси (Китай). В 2006 г. стипендию Президента РФ на научную стажировку за рубежом выиграла студентка ИГНД Е.Ю. Сурова, которая успешно прошла ее в Эдинбургском университете (Великобритания) и т.д. ***3 направление*** – Активное участие студентов ИГНД в зарубежных научных конференциях, поездки студентов на эти конференции. Например, в 1999-2000 г. с научными докладами выступила на международной конференции в Канаде А.Ю. Фальк, шесть студентов ИГНД выступили в Германии – это Е.В. Домрочева, И.В. Трусова (Шишко), А.В. Леонова (Кривошеева), О.А. Безрукова, Ю.И. Троицкая, А.Е. Саенко; в 2004-2006 г. в Казахстане – Л.В. Жорняк, А.В. Таловская; в 2005 г. на Украине – А.А. Лукин; в 2007 г. – в Казахстане Т.Н. Игнатова, Л.В. Жорняк, А.В. Таловская, Е.А. Галочкина. В настоящее время в ИГНД по линии НИРС установлены международные контакты со 180 университетами и вузами стран ближнего и дальнего зарубежья – Австрии, Бельгии, Болгарии, Великобритании, Германии, Канады, Италии, Китая, Кореи, США, Франции, Чехии, Узбекистана, Белоруссии, Туркмении, Таджикистана, Армении, Азербайджана, Украины, Киргизии и др. Пока эти связи недостаточно прочные, но они развиваются. ***4 направление*** – Издание сборника трудов ежегодного Международного молодежного научного симпозиума «Проблемы геологии и освоения недр», одна из секций которого проводится и публикуется на английском языке. ***5 направление*** – Развитие международных контактов кафедр в научной деятельности и подключение к ним молодых исследователей, работающих на кафедрах. Здесь можно привести в пример аспирантов кафедры ТХНГ А.В. Жилина, С.С. Байкина, выезжавших на научные стажировки в 2007 и 2008 гг. в США, Канаду, Финляндию и т.д.



Лучшие студенты вузов России выполняют практические задания по комплексу фундаментальных геологических наук на Всероссийской олимпиаде на базе ИГНД (2007 г.)

Еще важной традицией НИРС в ИГНД (ГРФ) является то, что способные и одаренные студенты вовлекаются, как правило, в решение наиболее актуальных научных проблем и работают вместе с научными сотрудниками по научным программам Минвуза СССР, Минвуза РСФСР, РФ, грантам, программам Всесоюзным, Федеральным, региональным, областным таким, как, например, «Охрана окружающей среды», «Нефть и газ Западной Сибири» и др. Эти традиции бережно сохраняются и сегодня. Студенты вместе с преподавателями и научными сотрудниками факультета продолжают вести актуальные научные исследования, сотрудничая с Восточной нефтяной компанией, НК «ЮКОС», ОАО «Томскнефть», Комитетом по геологии и использованию недр Томской области. Сегодня многие лучшие студенты под

руководством научных руководителей ведут исследования в академических и отраслевых научно-исследовательских институтах. Многие из них участвуют, выигрывают и работают по грантам, программам российского, регионального, областного и университетского уровней.

В первые годы нового столетия стало активно развиваться олимпиадное движение. Участие студентов ИГНД во Всероссийских и университетских олимпиадах по учебным дисциплинам и специальностям стало новой традицией ИГНД. В настоящее время в ИГНД ежегодно проводится 14 университетских профессиональных олимпиад и 7 Всероссийских олимпиад по разным геологическим специальностям. Среди многочисленных победителей студенческих олимпиад необходимо отметить, прежде всего, студента ИГНД **С.А. Редикульцева**, победителя десяти олимпиад высшего уровня – это Международной олимпиады по высшей математике, Всероссийских олимпиад по теоретической механике, высшей математики, сопротивлению материалов, разработки нефтяных и газовых месторождений, физики пласта, а также студентов ИГНД **П.В. Мельникова** и **И.А. Губина** – неоднократных победителей различных профессиональных олимпиад, в том числе Всероссийских олимпиад по комплексу фундаментальных геологических наук. Все они очень талантливые молодые люди.



В.В. Хитров – студент ИГНД, Лауреат Медали и Диплома Академии наук СССР за научную работу, первооткрыватель золоторудного месторождения в шельфе Японского моря (1976 г.)

Занимаясь в студенческие годы научной конструкторской деятельностью, студенты ИГНД почти ежегодно продолжают получать авторские свидетельства, патенты, лицензии на изобретения и полезную модель, как в советское время, так и в постсоветское. В 1972 г. им являлся М.Д. Некрасов (науч. рук. доц. Л.П. Рихванов); в 1982-1983 гг. – Л.И. Литвинов (науч. рук. доц. В.И. Брылин); в 1987 г. – О.С. Кабылбеков, Е.А. Марченко, С.В. Пикунов (науч. рук. доц. В.И. Брылин); в 1988 г. – Е.Ю. Орехов (науч. рук. доц. В.И. Брылин); в 1999 г. – С.Н. Будюгин (науч. рук. доц. В.И. Брылин); в 2001 г. – А.Б. Хавроня; в 2003 и 2004 гг. – А.В. Таловской было получено два патента (науч. рук. доц. Е.Г. Язиков); в 2005-2006 гг. получено три патента студентом И.Б. Бондарчуком (науч. рук. проф. С.Я. Рябчиков); в 2007 г. – два патента получил студент А.В. Котов (науч. рук. проф. С.Я. Рябчиков, асс. И.Б. Бондарчук).

Кроме конкурсов, студенты ИГНД (ГРФ) всегда активно участвовали в выставках научно-технического творчества молодежи, на которых студенты получили не одну награду. Они участвовали в Международных, Всесоюзных и Всероссийских выставках в г. Москве на ВДНХ (1985 г.), г. Устинове (1985 г.), г. Тюмени (2003-2005 г.), г. Самаре (2004-2005 г.), г. Уфе (2004 г.), г. Сургуте (1999, 2003 гг.), г. Стрежевом (2003, 2005 г.), г. Томске (1984, 2001-2007 гг.) и др. Многие из них получали награды.

Традиции НИРС, передаваемые из поколения в поколение на ИГНД (ГРФ) на протяжении более столетия, подтверждаются высокими наградами лучших студентов института на протяжении многих лет и профессиональными достижениями выпускников ИГНД. В советский период – это Золотые Медали и дипломы Минобразования СССР и Медали Академии наук СССР за лучшие научные работы студентов. С 1999-2001 гг. стало проводиться много персональных конкурсов для одаренной молодежи, причем разного возрастного уровня и степени профессиональной подготовки. Это конкурс НИР студентов на звание дипломанта Медали и премии Российской Академии наук, Всероссийские конкурсы на лучшую НИР студентов, международные и всероссийские конкурсы – на звание лауреата стипендии им. академика В.И. Вернадского, Евро-Азиатского геофизического общества, Всероссийские конкурсы выпускных квалификационных работ студентов, Всероссийские и университетские профессиональные олимпиады. Уже несколько лет проводится конкурс на звание «Лучший выпускник России» для выпускников вузов, готовящих специалистов минерально-сырьевого комплекса. С 2008 г. стал проводиться ежегодный Международный конкурс на звание «Золотой резерв нефтегаза РФ», организованный нефтегазовыми компаниями России. И на всех этих конкурсах наши студенты и выпускники выигрывают, что свидетельствует о высокой профессиональной подготовке специалистов в ИГНД. Кроме того, ежегодно проходит конкурс на звание лауреата Томской области в сфере науки и образования, ежегодный конкурс на звание «Лучший студент ТПУ года», областной конкурс на Премию Томской Государственной Думы для молодых дарований и т.д. и т.п.



Вручение Медали и диплома Российской Академии Наук студентке ИГНД А.Ю. Фальк Президентом РАН Ю.С. Осиповым (1999 г.)

Каждый год лучшие студенты ИГНД (ГРФ) уже на протяжении десятков лет получают эти высокие награды. **Многие награды студентов ИГНД (ГРФ) являются уникальными и не имеют аналогов в ТПУ и других вузов Сибири. К ним относятся Медали АН СССР и Медали РАН за лучшие научные работы. Шестеро студентов ИГНД получили такие высокие награды**. Медалью Академии наук СССР за научную работу в 1976 г. был удостоен студент гр.2360 ГРФ В.В. Хитров (науч. рук. доц. С.С. Ильенок, аспирант А.М. Сазонов). Это единственный случай столь высокой награды в советское время в ТПУ и в других вузах Сибири.

Медаль АН СССР В.В. Хитрову вручал лично Президент АН СССР М.В. Келдыш в г. Москве на заседании Президиума АН СССР. Позднее с 1999 г. Российская Академия наук (РАН) стала ежегодно проводить конкурс на лучшую студенческую НИР. Медаль РАН давалась лишь одному студенту по каждому виду наук, в частности, по геологическим наукам выделялась ежегодно одна награда. Такие награды получили студенты ИГНД: **А.Ю. Фальк – 1999 г.** (науч. рук. доцент Б.Л. Васильев), **Т.И. Архангельская – 2000 г.** (науч. рук. доцент Л.П. Рихванов), **Ю.С. Тимакова (Сыроватко) – 2002 г.** (науч. рук. доцент Н.Г. Наливайко), **А.В. Таловская – 2004 г.** (науч. рук. доцент Е.Г. Язиков), **Е.Ю. Пасечник – 2006 г.** (науч. рук. доц. Н.Г. Наливайко, проф. С.Л. Шварцев).



Медаль Российской Академии Наук за лучшую НИР студентки ИГНД А.Ю. Фальк (1999 г.)

Победителями конкурса «Лучший выпускник России» среди выпускников вузов минерально-сырьевого комплекса по своим специальностям стали: **И.А. Губин (2004 г.**, науч. рук. доц. Ю.В. Колмаков, доц. Б.Д. Васильев), **И.И. Юрчик (2004 г.**, науч. рук. проф. М.Б. Букаты), **А.В. Таловская (2005 г.**, науч. рук. проф. Е.Г. Язиков), **Д.В. Расковалов (2005 г.**, науч. рук. доц. Г.Г. Номоконова), **Е.Ю. Пасечник (2006 г.**, науч. рук. доц. Н.Г. Наливайко), **О.Г. Токаренко (2006 г.**, науч. рук. доц. Ю.Г. Копылова), **А.В. Жилин (2006 г.**, науч. рук. доц. В.И. Хижняков), **С.С. Булахов (2006 г.**, науч. рук. доц. С.Я. Рябчиков), **Б.В. Белозеров (2007 г.**, науч. рук. доц. Г.Г. Номоконова), **А.А. Лукин (2007 г.**, науч. рук. доц. Ю.В. Колмаков, доц. Е.В. Гусев), **Н.В. Гусева (2007 г.**, науч. рук. доц. Ю.Г. Копылова), **А.В. Котов (2008 г.**, науч. рук. проф. С.Я. Рябчиков, асс. И.Б. Бондарчук), **С.В. Соколов (2008 г.**, науч. рук. доц. Ю.В. Колмаков). **Победителями Международного конкурса «Золотой резерв нефтегаза РФ» в 2008 г.** стали: в номинации «Геологоразведка» – **С.В. Онучин** (науч. рук. доц. Т.А. Гайдукова), в номинации «Экология» – **Т.Н. Игнатова** (науч. рук. доц. Н.В. Барановская), в номинации «За высокие достижения в научной деятельности» – **Т.Н. Игнатова**, в номинации «За активную общественную деятельность» – **Е.Л. Мещерякова** (науч. рук. доц. Т.А. Гайдукова). Кроме того, Е.Л. Мещерякова стала лауреатом в номинации «Геологоразведка».

Медалями Минобразования СССР и РФ за лучшую научную работу с 1970 по 2007 гг. награждены 39 студентов ИГНД. Это студенты: в 1970 г. – М.Л. Марьин (науч. рук. доц. В.П. Рожков); в 1974 г. – В.В. Хитров (науч. рук. доц. С.С. Ильенок, асп. А.И.Сазонов); в 1980 г. – С.А. Дыбин (науч. рук. доц. Ю.А. Фомин); в 1981 г. – Г.С. Лепилин (науч. рук. доц. А.Д. Миков); в 1982 г. – В.В. Вавилов (науч. рук. доц. Л.П. Рихванов); в 1983 г. – М.П. Феронов (науч. рук. доц. В.Г. Храменков); в 1984 г. – В.М. Давиденко (науч. рук. доц. Ю.А. Фомин); в 1986 г. – А.И. Литвинов (науч. рук. доц. В.И. Брылин); в 1990 г. – С.В. Новоселов, Л.М. Новоселова (науч. рук. доц. С.И. Арбузов); в 1993 г. – О.А. Миков (науч. рук. доц. Е.Г. Язиков); в 1994 г. – А.В. Рязанов (науч. рук. доц. К.И. Борисов), О.С. Радченко (науч. рук. доц. А.П. Проскурин); в 1995 г. – А.Ю. Дмитриев (науч. рук. доц. К.И. Борисов); в 1996 г. – К.Ю. Кудрин (науч. рук. доц. Б.Д. Васильев); в 1999 г. – А.Ю. Шатилов (науч. рук. доц. Е.Г. Язиков), Е.Ю. Панова (науч. рук. доц. Г.К. Автеньев); в 2000 г. – Н.А. Третьякова (науч. рук. доц. Н.Ф. Столбова), Э.Я. Муслимов (науч. рук. ст.преп. В.А. Чеканцев); в 2001 г. – Ю.Н. Шишкин (науч. рук. доц. Н.Ф. Столбова), С.Н. Будюгин (науч. рук. доц. В.И. Брылин), В.Д. Шишов (науч. рук. доц. В.И. Рязанов); в 2002 г. – Т.А. Архангельская (науч. рук. проф. Л.П. Рихванов), А.Ю. Фальк (науч. рук. доц. Б.Д. Васильев); в 2003 г. – О.Е. Петрова (науч. рук. доц. Ю.Г. Копылова), Д.С. Михальченко (науч. рук. ст.преп. В.Д. Чеканцев); в 2004 г. – Р.А. Шишкин (науч. рук. проф. Л.Я. Ерофеев); в 2005 г. – А.В. Таловская (науч. рук. проф. Е.Г. Язиков), Е.Ю. Пасечник (науч. рук. доц. Н.Г. Наливайко); в 2006 г. – С.А. Редикульцев (науч. рук. доц. В.Г. Крец), М.С. Холькин (науч. рук. доц. Л.А. Краснощекова); в 2007 г. – Т.И. Игнатова (науч. рук. доц. Н.В. Барановская), К.В. Шахматов (науч. рук. доц. М.А. Самохвалов).



Т.А. Архангельская – студентка ИГНД, Лауреат Медали и диплома Российской Академии Наук (2000 г.)

Дипломами Минобразования СССР и РФ за лучшую научную работу с 1970 по 2007 гг. награждены 137 студентов ИГНД. С 2002 г. Министерство образования и науки РФ стало проводить Всероссийские конкурсы на лучшие выпускные квалификационные работы (ВКР), на которых награждены дипломами Минобразования РФ 80 студентов ИГНД. С 1999 г. Российское геологическое общество и Евро-Азиатское геофизическое общество стали ежегодно проводить конкурс на лучшую НИРС с присуждением денежных премий и публикацией лучших работ студентов. Лауреатами этих конкурсов стали 45 студентов ИГНД. С 2001 г. ежегодно проводится Всероссийский конкурс на звание «Эколог XXI века». Победителями этого престижного конкурса стало 9 студентов ИГНД. Ими являются Ю.С. Тимакова (2001 г.), О.Е. Петрова, О.В. Лысова, Т.М. Гунда (2002 г.), В.А. Ковязина (2003 г.), А.В. Таловская (2004 г.), Е.Ю. Пасечник (2005 г.), О.Г. Токаренко (2006 г.), Т.Н. Игнатова (2007 г.).

Двоим студентам ИГНД (ГНФ) – **А.Ю. Фальк (1999 г.)** и **Д.А. Новикову (2000 г.) – удалось выиграть на Всероссийском конкурсе стипендию Академии наук РФ**; студентам ИГНД **А.Ю. Фальк (2000 г.)**, **Т.А. Архангельской (2001 г.)**, **А.В. Таловской (2002 г.) – Международную стипендию Сороса**. **Стипендию Государственной Думы РФ** выиграла в 2004 г. студентка ИГНД **Е.Ю. Пасечник**. Студенты ИГНД Д.А. Новиков (1999 г.), Е.В. Домрочева (2000 г.), Н.В. Душехватова (2001 г.), О.Е. Петрова (2002 г.), О.В. Лысова

(2003 г.), А.В. Таловская (2004 г.), Е.Ю. Пасечник, В.А. Ковязина (2005 г.), О.Г. Токаренко (2006 г.), Т.Н. Игнатова (2007 г.) завоевали Международную стипендию им. академика В.И. Вернадского. Стипендию Геологической службы России выиграла студентка Е.Н. Потехина (2000 г.). Международную стипендию Евро-Азиатского геофизического общества в 2005 г. выиграл студент Б.В.Белозеров, в 2006 г. – студент В.В. Серов. Стипендию Президента РФ завоевали студенты ИГНД: Л.В. Жорняк (2001, 2002 гг.), О.Е. Петрова (2003 г.), А.В. Таловская (2004 г.), Е.Ю. Пасечник (2005 г.), Н.В. Гусева (2006 г.). Стипендию Правительства России также выиграли студенты ИГНД: Ю.С. Уколова (2001 г.), О.Е. Петрова (2002 г.), О.В. Лысова (2003 г.), А.В. Таловская (2004 г.), С.А. Редикульцев (2005 г.), А.А. Лукин (2006 г.); Т.Н. Игнатова, А.С. Кремис (2007 г.), Г.А. Дашковский (2008 г.).

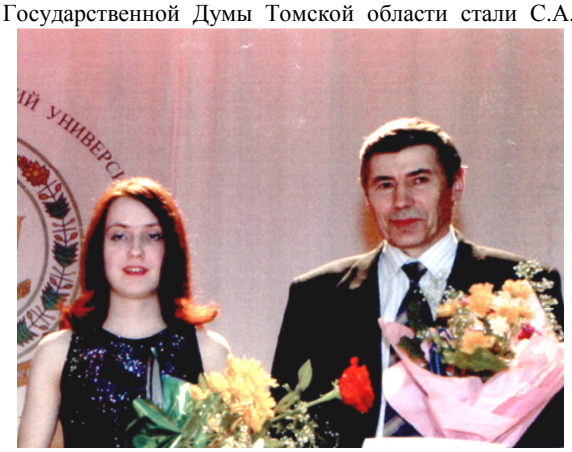


Ю.С. Тимакова (Сыроватко) с научным руководителем доцентом Н.Г.Наливайко после награждения Медалью и дипломом Российской Академии Наук за лучшую НИР (2002 г.)

С 2006 г. стала разыгрываться стипендия губернатора Томской области, которую выиграли 5 студентов ИГНД: Н.В. Гусева, Т.Н. Игнатова, Е.Л. Мещерякова, С.В. Онучин, В.В. Серов. С 2004 г. разыгрывается стипендия мэра г. Томска, ее выиграли студенты ИГНД – Е.Ю. Сурова (2004 г.), М.Г. Сваровская (2005 г.), Е.Ю. Пасечник (2006 г.).

Кроме того, в настоящее время проводятся ежегодные конкурсы на звание лауреата Премии Томской области в сфере науки и образования, на лауреата Премии Государственной Думы Томской области, в которых лучшие студенты ИГНД также получают высокие награды. Так, звание Лауреата Томской области в сфере науки и образования завоевали студенты ИГНД: в 1998 г. – Т.А. Архангельская, А.Д. Новиков, А.Ю. Фальк; в 1999 г. – О.А. Безрукова, Е.В. Домрочева, Ю.И. Троицкая, И.В. Трусова, Ю.Н. Шишкин; в 2000 г. – А.В. Леонова, П.В. Мельников; в 2001 г. – А.Г. Лене; в 2002 г. – О.Е. Петрова, О.В. Лысова, Ю.С. Тимакова; в 2003 г. – Лина В. Жорняк, Леля В. Жорняк, А.В. Таловская; в 2004 г. – Е.Ю. Пасечник, Е.Ю. Сурова, В.А. Ковязина; в 2005 г. – С.А. Редикульцев, М.Г. Сваровская; в 2006 г. – Н.В. Гусева, А.А. Лукин, Ю.В. Колубаева; в 2007 г. – О.Г. Токаренко, Б.В. Белозеров, Т.Н. Игнатова; в 2008 г. – Е.Л. Мещерякова, С.А. Онучин, А.С. Кремис. В 2005 г. Лауреатами Премий Государственной Думы Томской области стали С.А. Редикульцев, Е.Ю. Сурова, А.В. Таловская, в 2006 г. – Е.Ю. Пасечник, М.Г. Сваровская, Ю.В. Колубаева.

Ежегодно с 1999 года в ТПУ проводится университетский конкурс на звание «Лучший студент ТПУ», в котором из 24 тыс. студентов, обучающихся в ТПУ, выбираются самые лучшие. Победителями этого конкурса становятся «круглые» отличники на протяжении всех лет учебы в ТПУ, имеющие высокие достижения по НИРС, владеющие в совершенстве иностранными языками и т.д. **Ежегодно по итогам этого конкурса в двадцатку лучших студентов ТПУ попадает от 5 до 8 студентов ИГНД. Всего с 1999 по 2008 г. это звание получили 47 студентов ИГНД, из них четверо становились абсолютными победителями этого конкурса**. Так, **в 2000 г. абсолютным победителем на звание «Лучший студент ТПУ» стала студентка ИГНД А.Ю. Фальк** (науч. рук. доц. Б.Д. Васильев), **в 2005 г.** – студентка ИГНД **А.В. Таловская** (науч. рук. доц. Е.Г. Язиков), **в 2006 г.** – студентка ИГНД **Е.Ю. Сурова** (науч. рук. доц. В.Г. Крец), **в 2007 г.** – студентка ИГНД **Е.Ю. Пасечник** (науч. рук. доц. Н.Г. Наливайко, проф. С.Л. Шварцев).



А.В. Таловская – студентка ИГНД, Лауреат Медали Российской Академии Наук за лучшую НИР (2005 г.), победитель конкурса на звание «Лучший выпускник России» (2005 г.), абсолютный победитель в конкурсе на звание «Лучший студент ТПУ» (2005 г.) с научным руководителем профессором Е.Г. Язиковым

Научной работой студентов в ИГНД (ГРФ) с 1968 г. и по настоящее время (2008 г.) с небольшими перерывами руководит доцент Г.М. Иванова, выполняя обязанности зам. декана по НИРС. В 2001 г. в ИГНД создается отдел по организации НИР студентов и молодых ученых ИГНД, который действует и сегодня под руководством Г.М. Ивановой.

В ИГНД (ГРФ), таким образом, **выросли и работают прекрасные организаторы НИРС и научные руководители талантливой молодежи**. Часть из них за свою большой значимости деятельность в деле воспитания научных кадров и творческих высококвалифицированных специалистов награждены Почетными знаками Минвуза СССР и РФ, Всесоюзного совета научно-технических обществ СССР, дипломами Минвуза СССР и РФ. Так, **в 1985 г. Почетным знаком Минвуза СССР, Всесоюзного Совета научно-технических обществ СССР и ЦК ВЛКСМ за вклад в успешное развитие научно-исследовательской работы студентов в вузах страны награждена доцент ИГНД Г.М. Иванова**, **в 1986 г. она же награждена Медалью ВДНХ СССР**

за работу «Научно-методические основы развития творческого потенциала студентов на основе единства научных исследований и учебно-воспитательного процесса в вузе», **в 2002 г. Г.М. Иванова награждена** за руководство научной работой студентов **Почетным знаком Министерства образования РФ**. **В 1982-1983 гг. дипломом Минвуза РСФСР, ЦК ВЛКСМ ВСНТО и Президиума ВОИР за руководство научной работой студентов награжден доцент ИГНД Е.В.Черняев**. **В 2007 г. Почетным знаком Министерства образования РФ за руководство научной работой студентов награждена доцент Ю.Г. Копылова**, **в 2008 г. – доцент Н.Г. Наливайко**. Дипломами Минвуза РФ за руководство научной работой студентов награждены: в 1993 г. – доцент Е.Г. Язиков; в 1994 г. – доцент А.П. Проскурин; в 1995 г. – доцент К.И. Борисов; в 1996 г. – доцент Б.Д. Васильев; в 1999 г. – доценты Е.Г. Язиков, Г.К. Автеньев; в 2000 г. – профессор Л.П. Рихванов, доцент Н.Ф. Столбова, ст. преп. Д.С. Чеканцев; в 2001 г. – доценты В.И. Брылин и В.И. Рязанов, Н.Ф. Столбова; в 2002 г. – профессор Л.П. Рихванов, доцент Б.Д. Васильев, ст. преп. Д.С. Чеканцев; в 2003 г. – доцент Ю.Г. Копылова; в 2005 г. доцент Н.Г. Наливайко и профессор Е.Г. Язиков; в 2006 г. – доценты В.Г. Крец и Л.А. Краснощекова; в 2007 г. – доценты Н.В. Барановская и М.А. Самохвалов.



Е.Ю.Сурова – студентка ИГНД, абсолютный победитель конкурса на звание «Лучший студент ТПУ» (2006 г.)

Многолетнему успешному развитию НИРС в институте (факультете), несомненно, способствовала постоянная активная помощь руководства института (факультета), а именно поддержка деканов: В.А. Обручева, М.А. Усова, Л.Л. Халфина, К.В. Радугина, С.С. Сулакшина, Б.И. Спиридонова, П.С. Чубика, С.Л. Шварцева, директоров ИГНД В.В. Кривошеева и Е.Г. Язикова. Всегда ощущалась поддержка и помощь заведующих кафедрами ИГНД ТПУ.

Положительный опыт организации НИРС на ИГНД (ГРФ) изучался и получил распространение на всех факультетах ТПУ и в ряде вузов страны. Методы и формы организации НИРС на ИГНД (ГРФ) не раз демонстрировались на Всесоюзных научно-методических конференциях, а в 1986 году с накопленным опытом ИГНД (ГРФ) ТПИ (ТПУ) по успешному сочетанию учебно-воспитательного процесса и научных исследований в подготовке высококлассных специалистов познакомили участников научно-методического семинара на ВДНХ СССР. Здесь же был рассмотрен вклад высших учебных заведений Сибири и Дальнего Востока в решение комплексно-целевых программ развития региона, в том числе в развитии высшего образования на основе единства научных исследований, учебного процесса и производства. В 1985 году на базе ТПИ была проведена Всероссийская научно-методическая конференция по проблемам внедрения комплексных планов НИРС и УИРС в вузах РСФСР (организаторы конференции – проректор ТПУ, профессор Ю.П. Похолков, профессор Г.А. Сипайлов, доцент ИГНД Г.М. Иванова, базовый вуз – ТПИ). На конференции демонстрировался передовой опыт ТПУ, в том числе геологоразведочного факультета ТПИ (ИГНД ТПУ) по развитию, организации и реализации НИРС и УИРС в вузах страны. В 1986 году был организован научно-методический семинар на ВДНХ СССР «Повышение качества подготовки специалистов на основе комплексной системы НИРС (системы единства учебно-воспитательного процесса и научных исследований)» (организаторы семинара – проректор ТПУ, профессор Ю.П. Похолков, профессор Г.А. Сипайлов, доцент ИГНД Г.М. Иванова, базовый вуз – ТПИ). На семинаре были рассмотрены важнейшие проблемы совершенствования высшего образования, где участники познакомились с передовым опытом лучших вузов страны, в том числе с опытом ТПУ и ИГНД (ГРФ). В настоящее время более чем столетний опыт организации НИРС и УИРС ИГНД (ГРФ) ТПУ методически обобщен и используется и развивается не только в Томском политехническом университете, но и в других вузах страны.



Е.Ю. Пасечник – студентка ИГНД, Лауреат Медали Российской Академии Наук за лучшую НИР (2006 г.), победитель конкурса на звание «Лучший выпускник России» (2006 г.), абсолютный победитель в конкурсе на звание «Лучший студент ТПУ» (2007 г.), с проректором по научной работе ТПУ В.А. Власовым

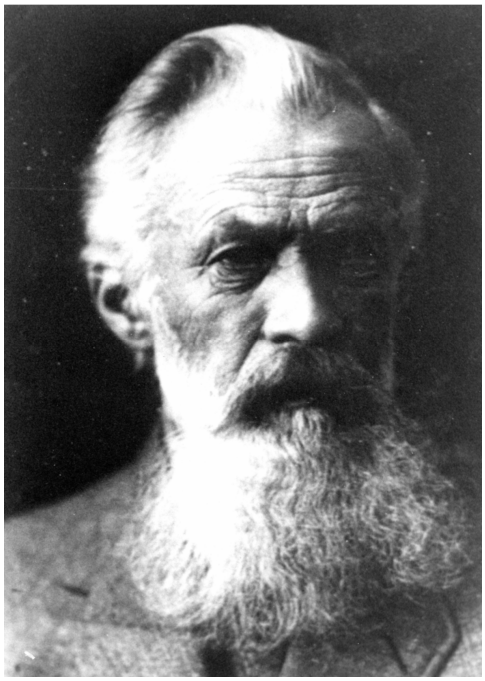
За более чем столетие в институте (на факультете) сменилось не одно поколение студентов, прошедших школу НИРС. Здесь были подготовлены научные и преподавательские кадры вузов и научных учреждений страны, организаторы науки различного уровня и высокопрофессиональные инженеры. Бывшие ученики стали учителями, и теперь уже они продолжают дело своих учителей, развивая Сибирскую геологическую школу и ее традиции. **Достижением ИГНД (ГРФ), безусловно, является создание уникального научно-педагогического коллектива, преданного своему главному предназначению – подготовке творческих высококвалифицированных специалистов, формирование коллектива, убежденного, что НИРС и УИРС – это основа воспитания творческих высокопрофессиональных научных и инженерных кадров, соответствующих современному уровню науки и техники и способных в будущем влиять на научно-технический прогресс нашего Отечества.**

Секция 1

ПАЛЕОНТОЛОГИЯ, СТРАТИГРАФИЯ И РЕГИОНАЛЬНАЯ ГЕОЛОГИЯ

К 145- ЛЕТИЮ АКАДЕМИКА В.А. ОБРУЧЕВА, ОСНОВАТЕЛЯ ГОРНОГО ОТДЕЛЕНИЯ ТТИ (ТПУ)

В.В. Иваненко
Научный руководитель доцент Б.Д. Васильев
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия



Академик В.А. Обручев

В этом году исполняется 145 лет со дня рождения академика Владимира Афанасьевича Обручева (1863 -1956 гг.).

Владимир Афанасьевич был знаменитым путешественником – исследователем, основателем Сибирской школы геологов, составителем задания на планировку и строительство горного корпуса ТПИ, известным писателем и популяризатором геологических знаний, профессором – учителем многих ученых нашей страны.

Школьные годы Владимира Афанасьевича (с 1876 по 1881 гг.) прошли в городе Вильно, в Виленском реальном училище [1].

В Петербургском Горном институте (который является старейшим высшим техническим учебным заведением в России) Владимир Афанасьевич учился с 1881 по 1886 гг. И благодаря знакомству с одним из самых известных профессоров Горного института, блестящим лектором Иваном Васильевичем Мушкетовым, после первой геологической практики, решил стать геологом.

С 1886 по 1887 г. – работал геологом на строящейся Закаспийской железной дороге [2].

С 1888 г. в качестве первого штатного геолога Иркутского Горного управления Обручев В.А. начал свои первые исследования в Сибири. Он провел разведку месторождений угля, который был нужен для будущей железной дороги. Геологические исследования В.А. Обручева в Ленской тайге (1891 г.) дали ряд ценных практических рекомендаций по разведке золотоносных россыпей.

С 1892 по 1894 г. Владимир Афанасьевич по приглашению Русского географического общества принял участие в работах экспедиции, снаряженной под руководством Г.Н. Потанина в Центральную Азию. За это время Владимир Афанасьевич прошел 13625 км по Монголии и Китаю, из которых маршруты на протяжении 5765 км были проложены по местам, не посещавшимся европейскими путешественниками [3].

Один из важных периодов жизни Владимира Афанасьевича Обручева в Сибири связан с профессорской деятельностью в Томском Технологическом Институте в должности первого декана (1901-1909 гг.) и заведующего кафедрой и кабинетом геологии (1901-1912 гг.).

В 1905, 1906 и 1909 годах В.А. Обручевым были совершены экспедиции для геологического изучения горных хребтов и пустынь Пограничной Джунгарии. В результате за три полевых сезона были собраны и доставлены в геологический кабинет ТТИ обширные коллекции горных пород и окаменелостей (более 6000 образцов), составлены маршрутные карты всего пути, сделано более 330 определений высот посредством анероидов, более 600 фотоснимков местности, форм выветривания и т.п. [1-3].

Кроме того большой вклад В.А. Обручев внес в гидрогеологию Восточной Сибири и Забайкалья. При маршрутных исследованиях по реке Лене внимание Обручева привлекли выходы соленых и рассольных вод, что заставило его по новому взглянуть на геологическое строение Сибирской платформы: обилие соленых источников по всей Иркутской губернии давало основание предполагать, что залежи каменной соли или соленосных глин свойственны именно нижнему горизонту красноцветных пород кембрия. Тем самым, он интуитивно использовал в поисковых целях метод, который в настоящее время называется гидрогеохимическим.

Большую роль Обручев отводил изучению рудообразующей деятельности подземных вод, в частности с ними связывалось появление золотоносных пластов глубоких россыпей. По его мнению, на Ленских приисках значительная часть золота глубоких россыпей произошла не от разрушения кварцевых жил, а от разложения подземными водами золотосодержащих включений серного колчедана в коренных породах и переотложению золота на более мелких золотинках в россыпях.

По поручению начальника Иркутского Горного округа Л.А. Карпинского, Обручевым был исследован Ямаровский минеральный источник. Здесь Владимир Афанасьевич Обручев провел обширные и разнообразные

геологические исследования, которые включили в себя: изучение условий водоснабжения, обследование соленых и других минеральных источников, рекомендации по охране подземных вод, прогнозы солености и рудоносности по гидрогеологическим показателям.

Для многих геологов «послеобручевского» поколения, исследования великого предшественника служили отправной точкой научных работ. Безусловно, всегда – и в малом, и в большом – поражала точность его наблюдений и обоснованность выводов, сочетавшихся с научным предвидением.

Прошедшее столетие показало жизненность гидрогеологических идей Обручева. Проверку временем прошли его рекомендации по использованию подземных вод в целях водоснабжения. Огромный соленосный бассейн, предсказанный им, в настоящее время является минерально – сырьевой базой различных отраслей химической промышленности, в том числе Усольского солевыварочного завода – крупнейшего современного предприятия.

Академик Обручев является автором многочисленных научных трудов, а также научно – популярных и научно – фантастических произведений, наиболее известными из которых являются книги: «Плутония», «Земля Санникова», «Золотоискатели в пустыне».

Советское правительство высоко оценило заслуги Владимира Афанасьевича, присвоив ему звание Героя Социалистического Труда и наградив его пятью орденами Ленина, орденом Трудового Красного Знамени и медалями.

Имя академика Владимира Афанасьевича Обручева широко известно в нашей стране и далеко за ее пределами, благодаря его исследованиям и многочисленным трудам, в которых излагались не только принципиальные теоретические вопросы, но и вопросы, имеющие большое прикладное значение [1-5].

В городе Томске именем великого ученого названы: научно-техническая библиотека, улица и создана мемориальная доска в честь памяти В.А. Обручева.

Литература

1. Иноземцев И. Путешественник в прошлое и будущее // В Мире Книг. – М., 1963. – Вып.9. – С. 12 – 15.
2. Мурзаев Э.М., Обручев В.В., Рябухин Г.Е. Владимир Афанасьевич Обручев, жизнь и деятельность / Академия Наук СССР, Научно-популярная серия. – М., 1959. – 304 с.
3. В.А. Обручев – ученый, педагог, гражданин. // Сборник научных трудов под редакцией В.А. Соловьева, Ю.П. Казанского. – Новосибирск: ВО «Наука», 1992. – 142 с.
4. Лазовский И.Т. В.А. Обручев в Томске. – Томск: Изд-во НТЛ, 2000. – 180 с.
5. Бутовецкий Д.А., Никитенко Ю.В. Обручевы: пять веков служения России. – М.: Издательство РУДН, 1999. – 199 с.

К 125-ЛЕТИЮ ПЕРВОГО АКАДЕМИКА СИБИРИ М.А.УСОВА – ВЫПУСКНИКА ПЕРВОГО ВЫПУСКА ГОРНЫХ ИНЖЕНЕРОВ ТТИ (ТПУ)

А.А. Дребушевская
Научный руководитель доцент Б.Д. Васильев
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия



Академик М.А. Усов

В этом юбилейном году отмечается столетие первого выпуска горных инженеров, 90-летие образования Сибирского геологического комитета и 125-летие М.А. Усова – лидера первого выпуска ТТИ, первого аспиранта профессора В.А. Обручева, первого из выпускников ТТИ - профессора и академика АН СССР, одного из основателей и руководителей Сибирской геологической школы.

М.А. Усов [1, 2] родился 20 января (8 февраля) 1883 г. в г. Каинске Томской губернии в многодетной семье мелкого торгового служащего, вышедшего из крестьян Владимирской губернии. Антон Иванович, считал, что Мише хватит начального образования, и он должен пойти по стопам отца. Однако мать, Анна Григорьевна, настояла на продолжении обучения сына в Омской гимназии, которую он окончил в 1901 г. с золотой медалью.

В 1901-1908 гг. Усов – студент первого приема Горного отделения ТТИ. В 1905 г. он принял участие в экспедиции В.Д. Рязанова по поискам и разведке нефти на Байкале, а в 1906 и 1909 гг. – в экспедициях профессора В.А. Обручева в Пограничную Джунгарию, где и приобрел навыки полевых исследований, обручевский стиль работы.

В 1908 г. он окончил ТТИ, защитив работу «Граниты Джаира», и был оставлен на кафедре геологии в качестве профессорского стипендиата у профессора В.А. Обручева (1908 – 1911 гг.).

В 1913 г. он защитил магистерскую диссертацию «Описание горных пород Пограничной Джунгарии» в Харьковском университете и получил ученую степень магистра минералогии и геогнозии.

В 1913 г. Михаил Антонович был избран по конкурсу

профессором Екатеринославского горного и Томского технологического институтов, но преподавал в ТТИ по 1938 г. физическую геологию, петрографию, геологию рудных месторождений, геологию каустобиолитов, палеонтологию, историческую геологию, геоморфологию, совмещая это с преподаванием геологии на Сибирских Высших женских курсах (1912-1917 гг.) и в Томском Университете (1917-1928 гг.).

В 1917-1922 гг. он – декан Горного факультета и проректор по учебной работе ТТИ, в 1923-1938 гг. – проректор по учебной и научной работе ТТИ.

В то же время (1920-1938 гг.) он возглавлял Сибирский геологический комитет и руководил исследованиями на территории Западной Сибири, был главным консультантом трестов Сибуголь, Кузбасстрест и Шахтстрой, старшим геологом Сибирского отделения Гос. Института по проектированию новых металлургических заводов (Тельбессбюро), председателем Томского отделения Общества изучения Сибири и ее производительных сил.

С 1932 г. Михаил Антонович – член-корреспондент АН СССР, с 1939 г. – академик АН СССР.

С 1938 г. он – директор Всесоюзного научно-исследовательского Геологического Института (ВСЕГЕИ), а затем заместитель директора Геологического Института Академии наук СССР (ГИН).

М.А. Усов – участник первого Всероссийского съезда геологов в Ленинграде (1922), первого Научно-исследовательского Сибирского краевого съезда в г. Новосибирске (1927), XVII Международного геологического конгресса в Москве и Ленинграде (1937).

В 1937 г. он – председатель Комиссии по разработке учебных планов и программ высших геологоразведочных учебных заведений. За годы преподавания Михаил Антонович подготовил и опубликовал 7 учебников по прочитанным в ТТИ курсам. Привлечение студентов к научно-исследовательской работе он считал необходимым уже с первых курсов. Под его руководством работали сотни студентов в поисковых партиях на территории Сибири, открывая новые месторождения.

В июне 1939 г. М.А. Усов руководил научной конференцией по изучению и освоению производительных сил Сибири в г. Томске как официальный представитель АН СССР и, по оценке академика В.А. Обручева, сделал блестящий доклад, в котором наметил пути грандиозных работ по изучению недр Сибири [1].

Скончался М.А. Усов 26 июля 1939 г. на курорте Белокуриха, похоронен 31 июля в г. Томске при огромном стечении томичей. Памятник ему установлен у Горного корпуса ТПИ, где учился и работал выдающийся ученый, педагог и общественный деятель.

В.А. Обручев в Известиях АН СССР [2] писал: «В истории изучения Западно-Сибирского края двадцатилетие (1919-1938 гг.), в течение которого во главе геологоразведочных сил находился М.А. Усов, с полным основанием должно быть названо «Усовским периодом», так как руководство М.А. Усова и личное участие его в исследованиях обусловили прекрасные результаты последних как в теоретическом, так и в практическом отношении».

В первом корпусе ТПУ (ауд. 208) создан мемориальный кабинет-музей академиков В.А. Обручева и М.А. Усова, двух корифеев Сибирской геологической школы.

Именем Усова названа улица в г. Томске и учебный кабинет общей и структурной геологии (ауд. 207 первого корпуса ТПУ), минерал усовит.

Ежегодно в апреле в ТПУ, где в основном развивалась плодотворная научная и педагогическая деятельность Михаила Антоновича, проводится Международный симпозиум студентов, аспирантов и молодых ученых имени академика М.А. Усова.

Литература

1. Научное наследие М.А. Усова и его развитие. Очерки по истории геологических знаний, выпуск. 23. – Новосибирск: Наука, 1984. – 224 с.
2. Обручев В.А. Михаил Антонович Усов // Известия Академии наук СССР. Серия геологическая. – М.: Изд-во АН СССР, 1939. – №6.

ПРИРОДНЫЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ЯВЛЕНИЯ В КУЗБАССЕ

З.А. Абдуллаева[1]
Научные руководители директор геологического музея Ю.С. Надлер[2],
педагог В.Е. Коноплева[1]
[1]Дворец детского творчества имени Ю.А. Гагарина, г. Прокопьевск, Россия
[2]Геологический музей, г. Новокузнецк, Россия

Есть природные явления, которые встречаются довольно часто, но настолько необычны, а порой и грандиозны, что невольно привлекают внимание. К таким явлениям относятся подземные каменноугольные пожары. Литературные источники последних трех веков подтверждают сказанное выше. В 1721 г. первый ученый – исследователь Кузнецкого бассейна Д.Г. Мессершмидт обнаружил на правом берегу реки Томи, немного выше устья р. Абашевой сильный источник дыма. Он принял его за вулканическое извержение. Потом, через 50 лет другие исследователи установили истинную причину: горел угольный пласт в недрах горы. В том же году первооткрыватель кузнецких каменных углей М. Волков обратил внимание на другой дым и назвал горевшую гору «Горелой» (сейчас в г. Кемерово у нижнего автодорожного моста). В 1771 г. на глазах у еще одного исследователя от удара молнии «загорелась гора» неподалеку от д. Афонино.

На заре угледобычи в Прокопьевском районе в начале 30-х годов, когда первые шахты направили свои выработки к пластам каменных углей, подземные пожары были настоящим бедствием, грозя преградить путь

шахтерам. Стали загораться и терриконники – горы пустой породы, вывезенной горняками из шахт: вместе с песчаниками и алевролитами было поднято «на гору» и какое-то количество угля. Причинами возгораний заинтересовались одновременно два ведущих исследователя бассейна – профессора В.И. Яворский и М.А. Усов. Ими было выяснено, что кузнецкие угли определенного состава самовозгораются, как только воздух получает к ним доступ. Вопрос был изучен гораздо шире и глубже. Выяснилось (показала «каменная летопись»), что в меловом и палеогеновом периодах (100-25 млн. лет тому назад) в Кузнецком бассейне, который в это время был областью сноса (разрушался) в условиях жаркого сухого климата, подземные пожары были постоянным явлением, разом охватывали большие участки недр. В Прокопъевско-Киселевском районе, например, пожары были повсеместно. При этом пласт угля выгорал, а каменная толща над ним обжигалась и ошлаковывалась или становилась глиной, жирной на ощупь. Железо, существовавшее до пожара в таких минералах, как лимонит ($Fe(OH)_3$), сидерит ($FeCO_3$), гематит (Fe_2O_3) превращалось в магнетит (Fe_3O_4), а породы приобретали магнитные свойства. Это обстоятельство позволяет нынешним геофизикам легко оконтуривать горелые породы, скрытые под более поздними отложениями, а, следовательно, вводить коррективы при подсчете запасов угля.

Было выяснено и то, как развивались подземные пожары. После загорания в результате удара молнии, лесного пожара, а чаще всего из-за сильного окисления каменного угля на поверхности или на малой глубине, огонь начинал распространяться вглубь пласта. Горение начиналось и шло опережающим фронтом у кровли пласта. Глубина и ширина горящего участка всегда определялась уровнем грунтовых вод, степенью трещиноватости пород над пластом, изменениями по простиранию и падению, вещественного состава пласта угля. Время горения определить сложно, но можно. Подземный пожар у устья рч. Абашевой, впервые отмеченный в 1721 г., бушевал, например, почти 100 лет. Меловые и палеогеновые пожары, судя по масштабам, были куда более длительными. Было также выяснено, главным образом при проходке горных выработок и буровых скважин, что пожары и в далеком прошлом не распространялись ниже 120 м от поверхности. Определилась даже предельная температура, которая поднималась при пожаре в недрах (до 1100-1200 ^{0}C, не выше). Об этом поведали минеральный состав горелых пород и степень их ошлакования. Разобравшись с причинами возникновения пожаров, их масштабами, исследователи смогли предложить целый ряд мер по их предупреждению.

Интересной любознательному человеку покажется центральная часть Томь-Усинского угольного района. Здесь все, о чем сказано выше, можно увидеть воочию. На правобережной части Сибиргинского углеразреза, в 500 м от правого обрывистого берега реки Мрассу траншеей вскрыт подземный угольный пожар, вероятно, палеогенового возраста, уничтоживший часть угольного пласта. Хорошо видно, что у кровли уголь сгорел на несколько десятков метров дальше от берега, чем у почвы, частые мелкие подвижки в слоях, перекрывающих пласт, вызвали высокую нарушенность, трещиноватость, а, следовательно, облегчили доступ воздуха к очагу пожара. На геологической карте, где нанесены места выходов угольных пластов под четвертичные наносы, видны участки горельников. В давние и очень сухие времена часть этих площадей, еще будучи угольным пластом, обнажилась (под воздействием сильных ветров, например), уголь самовозгорелся, а пожар «съел» часть запасов ценных коксующихся углей.

В начале мезозойской эры в Кузнецком бассейне – царстве осадочных отложений и угленакопления – произошло из ряда вон выходящее событие. Из недр земных изверглась расплавленная магма. Часть ее вылилась на поверхность и покрыла многие квадратные километры котловины потоками лавы. Извержения сопровождались выбросами пепла и других мелких и крупных твердых частиц. Эти отложения можно наблюдать по реке Томь от Усть-Нарыка до Салтымаково. Другая часть магмы внедрялась в угленосные породы, причем вела себя тоже необычно: расползалась (на многие километры) послойно, пробираясь между пластами угля во всех направлениях. Такое необычное «соседство», конечно, сказалось на состоянии углей. Они были преобразованы (геологи говорят: «метаморфизованы»), и превратились в угольное вещество с необычными свойствами. Тощий уголь, который непосредственно контактировал с магмой, был термически разложен (10-20 см), а затем последовательно, по мере удаления от пластовой залежи диабаза (так называют застывшую магму) преобразован в антрацит и полуантрацит. В тех случаях, когда инъекция магмы проходит ниже пласта угля, последний становится термоантрацитом, очень ценным для промышленности электропроводящим углем. Блестящие угли при этом выглядят как металл. Есть даже радужная (марганцевая) побежалость, которую можно увидеть на железе при закалке. Матовые угли сильно уплотняются, превращаясь в особую разновидность – гагат (поделочный камень). Такой особо плотный уголь при сухой полировке тоже становится металлоподобным (стально-серым, блестящим).

Участки, на которых послойное внедрение магмы (силлы) непосредственно контактирует с угленосными отложениями, имеются в Томь-Усинском, Терсинском (Макарьевское месторождение) и Завьяловском районах Кузнецкого бассейна. Интересно отметить, что во всех случаях этой необычной «процедуре» подвергались угольные пласты верхнебалахонской подсерии, причем ее средней части. На этом основании и с учетом, что магматические породы смяты в складки вместе с угленосными толщами, часть геологов считает, что и внедрение магмы произошло в конце раннепермского времени, что было две фазы внедрения (в конце палеозоя и начале мезозоя). Но не будем углубляться в дебри геологических споров. Главное, где можно познакомиться с этими редкими и необычными разновидностями угля, увидеть нынешнюю картину взаимоотношений горных пород, когда-то бывших холодными болотными отложениями и расплавленной (температура выше 1500 ^{0}C) магмой. Увидеть, где сошлись вместе «лед и пламень» можно в траншеях Красногорского углеразреза, добывающего уголь с XXIX по XXXII пласты балахонской серии. Разрез находится на левом берегу реки Томь, напротив г. Междуреченска, а его добычные выработки двигаются на юго-запад, навстречу реке Мрассу [2].

Описываемый участок является частью Томь-Усинского угленосного района. В междуречье Томь – Мрассу от места слияния на юг вскрываются все более древние слои. В тектоническом отношении

рассматриваемый район представляет собой юго-восточное крыло Кузнецкого прогиба. Породы верхнего палеозоя образуют крупный моноклинал, погружающийся к северо-западу под углами 10-40 град. и осложненный дополнительными складками и дизъюнктивами, в основном, надвигами. Верхнебалахонская подсерия представлена песчано-глинистыми отложениями. В нижней ее половине преобладают песчанистые породы. Угольные пласты XXVII - XXXУ имеют сложное строение. Из-за тонких прослойков терригенных пород в массе угля зольность последнего повышенная (20-25%). Мощность указанных пластов колеблется в пределах от 2 до 8 м. Угли тощие, энергетические, но, как уже указывалось, благодаря соседству диабазовых силлов (бывших инъекций магмы), преобразованы в антрациты, термоантрациты. Есть и природный кокс. Природа сама провела коксование (то, что люди делают в коксовых батареях) и, конечно, в больших масштабах. Интрузию, проникшую в самое сердце угленосных отложений, называют Сыркашевским силлом. Его мощность – 100-125 м. Но то, что обнажено в траншеях Красногорского углеразреза, является его дериватами (отдельными частями), толщина которых составляет первые метры, иногда меньше метра. В результате, в таких углях, хоть и редко, но можно найти шарики и шары из угля с диаметром 7-30 см. Кроме послойных интрузивных образований есть и рвущие. Главный пример – Кийзакская дайка. Она генетически связана с Сыркашевским силлом, и в виде почти вертикальной, прямой, как натянутая струна, стенки отходит от него под углом 60 град. на запад, пронзая не только верхнебалахонскую подсерию, но и кузнецкую, вышележащую свиту.

Само по себе редкое явление – послойное внедрение магмы в угленосные отложения, – рождает еще более редкие: природный кокс, антрациты, термоантрациты, полуантрациты, скорлуповатую отдельность. Увидеть и изучить сам характер, глубину воздействия магмы на угли – это редкая возможность получить прямые фактические данные по метаморфизму каменных углей. И сейчас самое время подумать, где оставить для потомков, у которых наверняка будут более совершенные приборы и появятся новые вопросы к природе, целики первозданных отношений между породами, самые редчайшие типы углей. Чтобы лишний раз не подтверждать пословицу: «Что имеем – не храним, потерявши – плачем».

Литература

1. Михайлова И.А., Бондаренко О.Б. Палеонтология. – М.: МГУ, 1997.
2. Шаров Г.Н., Надлер Ю.С. Заповедные геологические памятники Кемеровской области. – Новокузнецк, 2001.
3. Энциклопедия для детей. Геология. – М.: Аванта+, 1995. – Т.4.

ОСОБЕННОСТИ КОРРЕЛЯЦИИ ПОЗДНЕДОКЕМБРИЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ОСНОВЕ МИКРОФОССИЛИЙ (ЮГО-ЗАПАДНОЕ ПРИБАЙКАЛЬЕ, ОЛЕНЕКСКОЕ ПОДНЯТИЕ, СЕВЕРНАЯ МОНГОЛИЯ)

О.В. Алексеева
Научный руководитель доцент Т.Н. Титоренко
Иркутский государственный университет, г. Иркутск, Россия

В реконструкции обстановок осадконакопления в позднерифейских отложениях все большее значение принимают результаты изучения их биогенной составляющей (микрофоссилии, строматолиты, микрофитолиты и различные отпечатки древних растений и животных).

Из позднерифейских и вендских отложений были изучены микрофоссилии Юго-Западного Прибайкалья, Оленекского поднятия и хр. Хан-Тайшир Северной Монголии. Полевые и камеральные работы проводились под руководством А.М.Станевича, материалы исследований которого использованы в работе [1, 2].

К микрофоссилиям (акритархам) относятся остатки микроорганизмов, которые включают в себя несколько групп водорослей, почти все бактерии и, возможно, органику животного происхождения (размеры их составляют 5-200 мкм).

Освоение методики извлечения из перспективных пород микрофоссилий, получение препаратов и дальнейшее изучение форм под микроскопом составили наиболее важную часть работы. Пробы отбирались преимущественно из темноцветных алевролитов, аргиллитов, пелитов и алевропелитов. Затем производилась их полная обработка, состоящая из стандартной методики мацерационного процесса. Изготовление препаратов, после этого – изучение полученных препаратов под микроскопом.

Мацерационный процесс включает в себя следующие стадии: растворение пород во фтористо-водородной и других кислотах, последующее освобождение от грубозернистой фракции, извлечение органических форм в результате центрифугирования с тяжелой жидкостью. На всех этапах применяется дистиллированная вода. Для хорошей сохранности препаратов и предотвращения попадания в них воздуха с современными микроорганизмами используется желатин.

Изучением форм позднего рифея Юго-Западного Прибайкалья с конца 70-х годов до настоящего времени занимаются исследователи ВостСибНИИГиМСа (Файзулина З.Х. и др.), Иркутского госуниверситета (Титоренко Т.Н.), Института земной коры СО РАН (Станевич А.М. и др.), Палеонтологического института РАН (Розанов А.Ю. и др).

Поздний рифей Прибайкалья представлен тремя свитами: ***голоустенская (gl)***, ***улунтуйская (ul)*** и ***качергатская (kč)***.

Голоустенская (gl) свита сложена слоями, для которых характерны карбонаты с примесью полевошпато-кварцевой кластики, слоями и линзами аркозово-граувакковых конглобрекчий и гравелитопесчаников, а также базальтовыми слоями, которые схожи с базальтами более древней хотской (*ht*) свиты. Основная часть голоустенской свиты представлена мелководными хемобиогенными карбонатами и

кварцевыми песками разной степени зрелости. Комплекс микрофоссилий голоустенской свиты представлен следующими акритархами: *Bavlinella, Clavata sp., Dictyotidium sp., Leiosphaeridia sp., Nucellosphaera tuberculifera (Fajz), Octoedryxium aff., Protosphaeridium div.sp., Symplassosphaeridium undosum Janc.*

Улунтуйская (ul) свита представлена: алевропесчаными и алевропелитовыми отложения нижней подсвиты, которые сменяются строматолитовыми и микрофитолитовыми карбонатами верхней подсвиты. Наблюдается контрастное сочетание биогермных, мергелистых и черносланцевых фаций, что говорит о хемобиогенных условиях осадконакопления. Вверх по разрезу свиты уменьшается количество углеродистых алевропелитов, падают кремнистость и углеродистость осадков, что объясняется терригенным привносом и возрастающей ролью хемобиогенного фактора осадконакопления. Комплекс микрофоссилий улунтуйской свиты представлен следующими акритархами: *Bavlinella, Centrum sp., Eomarginata striata Jank, Octoedryxium pritulai (Rud.), Retiforma sp., Tchuja sp.*

Олигомиктовые песчаники ***качергатской (kĉ) свиты*** резко сменяют биогермные карбонаты улунтуйской свиты и содержат их обломки. В нижней половине качергатской свиты возрастают параметры кремнистости, углеродистости и фосфатности осадков. Для верхних пачек свиты характерны углеродистые алевропелиты, песчаники аркозового и полимиктового состава. Микрофоссилии в разрезе представлены: *Bavlinella, Floris, Octoedryxium truncatum Rud., Pterospermopsimorfa deformana Rud. et Trestsh. Retiforma, Tchuja.*

Поздний рифей Оленекского поднятия представлен следующими свитами: ***арымасская (ar), дебенгдинская (db)*** *и* ***хайпахская (hp)***. Пачка нижней подсвиты, из которой получена ассоциация микрофоссилий, сложена линзующимися алевролитами и аргиллитами, реже песчаниками, с маломощным строматолитовым горизонтом. Выше отложения свиты характеризуются разными соотношениями алевроаргиллитовых, песчаных слоев и тел строматолитовых карбонатов, которые сменяют друг друга. В нижней подсвите присутствуют текстуры волнового воздействия и переотложения осадка, что видно по плохой сохранности микроорганизмов. Комплекс микрофоссилий представлен акритархами: *Elatera aff. rotundata Herman., Eomycetopsis aff. rimata Jank., Leiosphaeridia sp., Symplassosphaeridium undosum Janc.*

Микрофоссилии вендских отложений были изучены из Юго-Западного Прибайкалья и Северной Монголии, хребта Хан-Тайшир.

Ушаковская свита Юго-Западного Прибайкалья залегает несогласно на отложениях позднего рифея и представлена породами терригенного типа – конгломератами, конглобрекчиями, гравелитами, песчаниками и слоями аргиллитов. Комплекс акритарх содержит: *Aducta sibirica Faiz., Bailikania div. sp., Granomarginata prima Naum., Micrhystridium sp., Nucellosphaera tuberculifera (Fajz.), Paracrassosphaera sp., Protosphaeridium div. Sp, Retiforma tolprica Mikhailova, Sibiriella prima Fajz., Symplassosphaeridium sp.*

Вендские отложения Монголии представлены терригенными породами ***наранской (nr)*** серии, нижняя часть разреза состоит из чередования слоев и линз известняков, песчаников, алевролитов, аргиллитов и из включений и обломков песчаных доломитов; верхняя – смешанных обломков конгломератов, конглобрекчий, гравелитов. Наблюдаются включения линз известняка, песчаника и пачки вулканических пород. Микрофоссилии представлены следующими формами: *Bavlinella sp., Micrhystridium sp., Nucellosphaera tuberculifera (Fajz.), Octoedryxium aff. neftelenicum (Rud.), Protosphaeridium div. sp., Symplassosphaeridium sp.*

Выводы:

Изученные комплексы микрофоссилий в пределах Оленекского поднятия имеют плохую сохранность, из-за многократного переотложения терригенных осадков, что приводит к существенным деформациям и изменению первоначального строения акритарх.

Современная степень изученности микрофоссилий помогает расчленять исследованные разрезы и производить их местную корреляцию.

Межрегиональная корреляция из-за недостаточной изученности материала в настоящее время довольно проблематична.

Литература

1. А.М. Станевич. Микрофоссилии протерозоя Саяно-Байкальской складчатой области. Обстановки обитания, природа и классификация. Институт земной коры СО РАН. – Новосибирск: Академическое изд-во «Гео», 2006. – 201 с.
2. А.М. Станевич и др. Микрофоссилии дебенгдинской свиты позднего протерозоя Оленекского поднятия // Известия ТПУ. – Томск, 2007. – Т.311.

СТРУКТУРНЫЕ И СТРАТИГРАФИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ И ХАРАКТЕРИСТИКА ЗОЛОТА РОССЫПЕЙ РЕКИ ПРАВЫЙ ДОГАЛДЫН

Ю.А. Бланкова
Научный руководитель профессор Л.А. Рапацкая
Иркутский государственный технический университет, г. Иркутск, Россия

В административном отношении месторождение рч. Правый Догалдын расположено на территории Бодайбинского района Иркутской области. Общая длина отрезка долины, включая, Правый и Левый истоки, вмещающего разведанные запасы месторождения рч. Правый Догалдын – 7 км.

В общей структуре региона район месторождения находится в пределах Бодайбинской сложной синклинали – одной из главных структур центральной части Момско-Бодайбинского синклинория. Синклиналь прослеживается от бассейна среднего течения р. Бодайбо на восток через водораздельные пространства р.р. Макалак и Додыхта в бассейн р. Бугарихты. С юга Бодайбинская синклиналь граничит с Тамаракской

антиклиналью. Граница резко выражена и характеризуется крутой флексурой (75-85°) с амплитудой не менее 1,6-2 км, в пределах которой наблюдается резкое сокращение мощности верхнерифейских отложений. Северная граница определяется переходной зоной развития высокоамплитудных (до 0,6-1,4 км) сложных складок 3-го порядка с постепенным уменьшением их амплитудности к южному крылу Кропоткинской антиклинали.

По современным представлениям формирование структуры района произошло в два этапа единого тектономагматического цикла в верхнем палеозое. Развитие первого этапа, имеющего парагенетическую связь с зональным региональным метаморфизмом, связывается с воздыманием относительно легких блоков фундамента и погружением относительно тяжелого рифейского чехла со «скучиванием» его в зонах стыков воздымающихся блоков. Ко второму этапу отнесены наложенные структуры, связанные с интрузивами гранитоидов конкудеро-мамаканского комплекса. Для второго этапа устанавливается зональный характер тектонических деформаций, зависящий от интенсивности проявления дислокационного метаморфизма. Наиболее интенсивные деформации свойственны осевой зоне Бодайбинской сложной синклинали и меньше - для смежных сложных антиклиналей, что определило по всей вероятности различную их продуктивность в отношении золота.

По современным представлениям стратифицированные образования Бодайбинской зоны представлены комплексом рифей-вендских зонально-метаморфизованных карбонатно-терригенных отложений с корами выветривания и рыхлыми образованиями четвертичной системы.

В составе рифейских отложений участвуют метапесчаники, метаалевролиты, алевритовые сланцы, известняки. В целом для всех стратиграфических единиц характерно ритмичное переслаивание этих разностей, образующих, как правило, двухкомпонентные неполные ритмы следующих основных типов: гравелит-песчаник, песчаник-алевритовый сланец; песчаник-алевропелитовый сланец; сланец алевритовый, сланец алевропелитовый; сланец-известняк. Границы между ритмами резкие, параллельно горизонтальные. В нижних частях разреза (анангрская и догалдынская свиты) появляются трехкомпонентные трансгрессивные и регрессивные ритмы: гравелит-песчаник-сланец. Особенности литологического состава отложений находят отражение в геофизических полях, в основном в электрических. Углеродистые песчано-сланцевые отложения характеризуются низкими значениями – первые единицы ОМ до 500 ОМ и интенсивными отрицательными участками естественного поля со значениями от -100 до -1000 мВ.

Четвертичные отложения в пределах долины рч. Правый Догалдын представлены русловым аллювием и аллювиальными отложениями низких надпойменных террас, элювиальными, делювиально-солифлюкционными и пролювиальными отложениями. В пределах днища долины отложения осушены, но в бортах долины заболочены и поражены сезонной мерзлотой на глубину до 2 м. Мощность отложений колеблется от первых метров до десятков метров.

Изверженные магматические породы района в бассейне р. Бодайбо пользуются ничтожным развитием, хотя широко распространены по периферии Бодайбинской зоны. Так гранитные массивы конкудеро-мамаканского комплекса ограничивают бассейн р. Бодайбо с юга (Энгажимино-Витимский массив), северо-востока (Джегдокарский), северо-запада (Чумаркойский). От разведываемых россыпей бассейна р. Бол. Догалдын граниты удалены на 40-50 км.

Рифейские отложения Бодайбинской структурно-фациальной зоны повсеместно подвержены широко развитому в Патомском нагорье прогрессивному зональному и региональному метаморфизму с признаками контактового воздействия и регрессивного метаморфизма вблизи гранитов конкудеро-мамаканского комплекса. Анализ фактического материала, полученного в результате исследований метаморфических пород района, позволяет рассматривать региональный метаморфизм не в целом, как обычно было принято, а связывая его с воздействием двух энергетических полей - тепловым и динамическим, отразившихся в виде термального и дислокационного метаморфизма, особенностью которого является зональный характер проявления и разнопорядковая метаморфическая дифференциация.

Гидротермально-измененные породы (метасоматиты) имеют в районе широкое развитие. Локализованы преимущественно в бассейне р. Бодайбо, где на их долю приходится около 87 % площади. Среди метасоматитов выделяются лиственитты, пиритизированные и пирротинизированные породы и кварцевые жилы. Лиственитты преобладают, на их долю приходится 94,8% всей площади, занимаемой метасоматитами. Золотоносные лиственитты развиты преимущественно в бассейне р. Бодайбо. Содержания золота в них обычно составляют тысячные г/т, в единичных случаях на порядок больше. В тех случаях, когда в лиственитах устанавливаются более высокие содержания золота, они всегда содержат прожилковый кварц и повышенное количество пирита, которые и несут основную золотоносность. Устанавливается тесная пространственная связь лиственитов с кварцевыми жилами, что определяется их генетическим единством, как производных метаморфогенного флюида, локализованного в единых структурах.

Кварцевые жилы, формирование которых связывается с локальной дифференциацией и при метаморфизме, больше всего распространены в бассейне р. Бодайбо, меньше – в бассейне р. Энгажимо и еще меньше в бассейне р. Бугарихты и в междуречье р.р. Догалдына – Джегдакара. Наиболее благоприятными для локализации кварцево-жильного выполнения являются стратиграфические уровни, отличающиеся чередованием слоев песчаников и сланцев, а также контактовые зоны мощных слоев песчаников, разделенных тонкими прослоями алевролитов. Такой характер наслоения имеют отложения бужуихтинской, хомолхинской, средней и верхней подсвит аунакитской свиты, переходной зоны между подсвитами анангрской свиты, нижние пачки и подсвиты догалдынской свиты. Те из жил, которые сосредоточены в низкотемпературной зоне регионального метаморфизма и входят в бассейн р. Бодайбо, проявляют повышенную золотоносность; кварцевые жилы других участков, как правило не золотоносны.

Пиритизированные и пирротинизированные породы занимают ограниченные пространства по сравнению с лиственитами. Они характерны для отложений аунакитской, вачской свиты и нижней подсвиты анангрской свиты и приурочены к кропоткинской сложной синклинали. Наиболее значительные зоны

пирротинизированных пород были установлены на Верхне-Макалакском участке, где они развиты в отложениях аунакитской и вачской свит. Золотоносность в этих породах устанавливается в единичных случаях.

Золото [1, 2, 3, 4] в россыпях бассейна рч. Правый Догалдын наиболее крупное из встречаемого в Ленском золотоносном районе. Предельный вес золотин, выше которого они считаются самородками, анализами определяется здесь от 4 до 7 грамм, что зачастую соответствует фракции -10+7. По результатам ситовых анализов, золото этой фракции и крупнее, в отрабатываемых россыпях рч. Правый Догалдын составляет не менее 6-15 % от общего веса. В период с 1946 по 1961 год в россыпях Правого и Левого Догалдына зарегистрировано всего 29 самородков весом более 50 г. Причем, по рч. Правый Догалдын самый крупный вес зарегистрирован по двум самородкам – 903 и 655 г.

По данным ситовых и минералогических анализов химлаборатории Бодайбинской экспедиции, золото долины рч. Правый Догалдын аллювиальное, состоит из частиц в основном пластинчато-лепешковидной формы. Есть золотинки округло-комковидные, комковидные с уплощениями, палочковидные, чечевицевидные. Края золотин неровные, волнистые, тонкие частицы часто имеют разрывы краев. Поверхность золотин тоже неровная, шероховатая с отпечатками мелкого кластического материала и «свежими» отпечатками кварца. Срастания с кварцем в большей степени характерны для фракций от -0,1+0,5 мм до +1+3мм. Количество золотин, сросшихся с кварцем, увеличивается вверх по долине рч. Правый Догалдын, достигая 50-60 % от их общего количества. Углубления на поверхности отдельных золотин заполнены гидроокислами железа (фракция -2+1 мм.). Также гидроокислы железа наблюдаются в виде «корочки» на поверхности золотин фракции -4+3 мм.

Минералогический состав шлихов рыхлых отложений рч. Правый Догалдын довольно однообразен, а содержание редких минералов невелико и не представляет промышленного интереса. Вследствие широко развитой пиритизации верхнерифейского комплекса пород в районе месторождения, основным минералом тяжелой фракции «ленского» аллювия является окисленный пирит (лимонит) – до 50 %. Из имеющихся данных следует, что по минералогическому составу невозможно расчленить рыхлую толщу четвертичных отложений бассейна рч. Правый Догалдын на генетические типы, т.к. комплекс ледниковых – водно-ледниковых образований размывался с отложениями аллювиальных отложений террас высоких уровней.

Литература

1. Булилин Ю.С. и др. Методика разведки россыпей золота и платиноидов. – М.: ЦНИГРИ, 1992. – 288 с.
2. Константинов М.М. Провинции благородных металлов. – М.: Недра, 1991. – 169 с.
3. Кувшинов В.П. и др. Опробование руд коренных месторождений золота. – М.: ЦНИГРИ, 1992. – 162 с.
4. Яблокова С.В. Методика изучения золота при установлении связи россыпей с коренными источниками // Проблемы геологии россыпей: Тез. докл. III Всесоюзного совещания по геологии россыпей. – Магадан: Изд-во СО АН СССР, 1969. – С. 201 – 202.

ТЕКТОНИЧЕСКИЕ СТРУКТУРЫ МАНГАЗЕЙСКОГО РУДНОГО УЗЛА (ЗАПАДНОЕ ВЕРХОЯНЬЕ, ВОСТОЧНАЯ ЯКУТИЯ)

Д.А. Васильев
Научный руководитель доцент А.В. Прокопьев
Институт геологии алмаза и благородных металлов СО РАН, г. Якутск, Россия

Исследуемый район расположен в центральной части Западно-Верхоянского сектора Верхоянского складчато-надвигового пояса, в зоне сочленения Куранахского антиклинория и Сартангского синклинория [3]. Мангазейский рудный узел содержит уникальные по запасам и концентрации месторождения и рудопроявления серебра. Известно, что они приурочены к зонам продольных разломов сдвиговой кинематики [2]. Широко проявлены надвиговые дислокации, представленные межпластовыми срывами [1]. Тем не менее, взаимоотношение поздних сдвиговых дислокаций с ранними надвиговыми остается до сих пор недостаточно изученным. Структурные исследования проводились в сводовой части и восточном крыле Эндыбальской антиклинали в районе месторождений Нижне-, Верхнеэндыбальское, Безымянное, Вертикальное, Стержневое, Семеновское.

Главной определяющей структурой территории является асимметричная Эндыбальская антиклиналь шириной 10–15 км и протяженностью 60 км с широким и пологим сводом. На восточном крыле породы имеют крутое падение, вплоть до опрокинутого залегания; западное крыло относительно пологое (первые градусы). Ядро слагают отложения кыгылтасской свиты верхнего карбона – нижней перми, а крылья – нижнепермские породы хорокатской и эчийской свит верхоянского терригенного комплекса. Толщи прорваны меловыми дайками кварцевых порфиров и субвулканическим телом кислого состава [2].

Цилиндрический характер Эндыбальской антиклинали и других более мелких складок отчетливо виден на стереограммах массовых замеров элементов напластования, где полюса слоистости распределяются по дуге большого круга. Простирание складчатых структур субмеридианальное. Наблюдения над морфологией складчатых структур показывают, что каких-либо изменений толщины мощности слоев ни на крыльях, ни в замках не происходит, то есть мощности слоев в разных частях складок практически одинаковы. Складчатость данного типа и различные типы разрывных нарушений устанавливаются в породах, представленных песчаниками или переслаиванием последних с глинистыми отложениями. Широко проявлен интенсивный непроникающий кливаж преимущественно в глинистых пачках, иногда содержащих прослои песчаников мощностью до 15-30 см. По форме кливаж сплошной параллельный, иногда искривляется, огибая круглые и овальные рассеянные стяжения песчаников диаметром до 1 м. Толщина микролитонов составляет от 1 до 10 мм, редко более. Ориентировка поверхностей кливажа по всей изученной площади выдержанная субдолготная с

азимутами падения 65-75° – 245-255° и углами наклона 70-90°. Более пологие углы наклона до 30°, характерны для пластового кливажа, который наблюдается в глинистых прослоях в толщах переслаивания их с песчаниками.

Надвиговые дислокации, связанные с механизмом послойного срыва, локализованы в одном горизонте кыгылтасской свиты. Этот горизонт мощностью болеее 20 м сложен переслаиванием песчаников и алевролитов. Наиболее типичным видом деформаций пород является разлинзование пластов песчаников. Глинистые отложения, часто рассланцованные по напластованию, активно участвуют в разделении слоев песчаников на линзы разной формы. Надвиги пересекают пласты песчаников ступенчато под углами 15-30° с азимутами падения к востоку или западу. Иногда они выражены в форме кулисообразных зон трещин отрыва, заполненных жильным материалом. Разрывы этого типа, к сожалению, встречаются редко, и поэтому они не были вовлечены в статистический анализ, и стереограммы для них не строились. Тем не менее, описанные выше типы деформаций позволяют уверенно относить их к надвиговым структурам, возникшим в результате послойного срыва. К структурам подобного происхождения принадлежат асимметричные послойные складки среди кливажированных алевролитов, в которые смяты упомянутые выше мощные пласты песчаников на левобережье р. Эндыбал. Образование этих складок связано с явлениями послойного срыва, происходившего на разных горизонтах еще полого лежащих осадочных отложений на ранних стадиях складчато-надвиговых дислокаций. При завершении формирования складчато-надвиговых структур и Эндыбальской антиклинали эти послойные складки срыва вместе с вмещающими их глинистыми отложениями оказались в ее восточном крыле.

К структурам послойного срыва могут быть отнесены довольно часто рассланцованные по напластованию слои глинистых отложений в горизонтах переслаивания их с песчаниками. Однако не все они связаны с деформациями послойного срыва. Образование некоторых из них может быть обусловлено раздавливанием, рассланцеванием глинистых слоев среди песчаников в результате межпластового проскальзывания последних относительно друг друга во время формирования Эндыбальской антиклинали концентрического типа.

Осадочные толщи, представленные песчаниками или переслаиванием их с глинистыми отложениями, разбиты трещинами и разрывами разного типа, из которых наибольшее распространение имеет тектоническая трещинноватость. Она очень хорошо фиксируется в обнажениях, образуя две ортогональные системы крутонаклонных трещин субдолготного и субширотного направления, которые иногда пересекаются идеально под прямым углом. По отношению к структуре Эндыбальской антиклинали субдолготные и субширотные трещины являются соответственно продольными и поперечными. Продольные трещины зачастую выполнены сидеритом, перетертым и «размазанным» до зеркал скольжения более поздними сдвиговыми перемещениями (месторождение Безымянное).

Сдвиговым разрывам на этой территории уделялось большее внимание, чем всем остальным, поскольку предполагается, что они являются основными тектоническими структурами, определяющими строение района и контролирующими размещение оруденения [2]. Таким региональным разломом является зона Ньюктаминского левого сдвига, которая прослеживается вдоль всего восточного крыла Эндыбальской антиклинали. Все остальные второстепенные сдвиговые и другие разломы, приуроченные к зоне Ньюктаминского разлома, интерпретируются в качестве оперяющих и сопутствующих разрывных структур. Проведенные нами замеры элементов залегания сдвиговых зеркал скольжения в различных участках района показывают, что направления плоскостей правых и левых сдвигов практически не отличаются друг от друга. Стереограммы ориентировки всех сдвиговых зеркал демонстрирует, что разрывы данного типа группируются в основном в систему трех направлений – субширотного, субдолготного и северо-западного. Первые два соответствуют направлениям тектонической трещинноватости, а последнее образует самостоятельную систему.

Сбросовые разрывные нарушения распространены не меньше чем сдвиговые и устанавливаются повсеместно. По своей ориентировке они, как и трещинноватость, группируются в две системы – субдолготную и субширотную, продольную и поперечную по отношению к простиранию Эндыбальской антиклинали. Сбросы выделяются как крутые разрывы с отчетливой кинематикой и амплитудой смещения слоев от 5-30 см до первых метров. Полости их местами заполнены жильным материалом, а в районе Верхнеэндыбальского месторождения вдоль поперечных сбросов внедрены дайки кислого состава.

Трещины отрыва и выполняющие их кварцевые жилы также группируются в системы двух направлений – субмеридианальную и субширотную, которые по своей ориентировке практически не отличаются от описанных выше систем тектонической трещинноватости и сбросов. Также отмечены трещины отрыва, представленные зонами кулисообразных жил в пластах песчаников.

Структурный анализ крупных разломов, наблюдаемых в обнажениях в виде зон дробления пород, в том числе минерализованных, мощностью 0,5-2,5 м и ограниченных крупными плоскостями разрывных нарушений, позволяет установить несколько групп структур, которые характеризуются разными направлениями. В районе месторождения Вертикальное преобладают северо-западные направления разломов, а на левобережье рр. Сиреленда и Эндыбал – субдолготные и в некоторой степени субширотные и северо-восточные. Выявленные направления крупных разломов соответствуют направлениям установленных сдвиговых разрывов.

Проведенный нами структурный и статистический анализ тектонических структур в районе Эндыбальской антиклинали позволил существенно уточнить особенности и закономерности их развития:

1. Морфология складчатых структур свидетельствует о проявлении складчатости концентрического, параллельного типа, образующейся путем изгибания слоев в результате межпластового проскальзывания.

2. Проявление разных типов тектонических деформаций контролируется литологическим составом пород.

3. Одинаковое субдолготное простирание кливажа и складчатости однозначно свидетельствует об их тесной генетической связи и формировании в обстановке горизонтального сжатия субширотного направления.

4. Соответствие направлений крупных разломов и установленных сдвиговых разрывов позволяет утверждать, что кинематика крупных разломов в значительной мере сдвиговая.

5. Установлено, что структурный парагенезис, представленный тектонической трещинноватостью, сбросами и разрывами межпластового отслоения, определяющий общее строение Мангазейского рудного узла и контролирующий размещение рудных тел, был образован в течение первого этапа деформаций или в процессе складчато-надвиговых дислокаций, а не в сдвиговом поле напряжений второго этапа деформаций.

6. Показано, что сдвиговые движения второго этапа деформаций не только создавали новообразованные структуры, но и во многом унаследовали разрывные нарушения и структурный план предыдущего этапа.

7. Доказано, что формирование сбросовых разрывных нарушений данной территории происходило одновременно со складчато-надвиговыми структурами и не связано с каким-либо самостоятельным позднемезозойским этапом растяжения или участками локального растяжения присдвиговых деформаций.

Исследование выполнено при поддержке грантов РФФИ (07-05-00743, 06-05-96070) и Программы ОНЗ РАН 7.10.2.

Литература

1. Задорожный Д.Н. Тектонофизические критерии прогноза оруденения Верхоянской сереброносной провинции: Автореферат дис. … канд. геол.-минер. наук. – Москва, 2002. – 22 с.
2. Костин А.В., Зайцев А.И, Шошин В.В., Ганеев А.Ш., Лобанов С.П. Серебряная провинция Западного Верхоянья. – Якутск: ЯНЦ СО РАН, 1997. – 155 с.
3. Тектоника, геодинамика и металлогения территории Республики Саха (Якутия) / Под ред. Л.М. Парфенова, М.И. Кузьмина. – М.: МАИК «Наука/Интерпериодика», 2001. – 571 с.

ДИНОЦИСТЫ РОДА MUDERONGIA ИЗ НИЖНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРНЫХ РАЙОНОВ СИБИРИ: МОРФОЛОГИЯ, СИСТЕМАТИКА И СТРАТИГРАФИЧЕСКОЕ ЗНАЧЕНИЕ

А.В. Гноева
Научный руководитель доцент Е.Б. Пещевицкая
Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

На основе материала из отложений валанжина и готерива северных районов Сибири (рис.1) была исследована морфология 8 видов рода *Muderongia.* Детальное изучение *M. australis* и *M. mcwhaei* позволило пересмотреть их объем, ограничив его морфотипами, морфологически близкими к типовому материалу. Описан новый вид *M. unaequiptерica,* который обладает переходными морфологическими признаками (рис.2).

Первые представители рода *Muderongia* появились в поздней юре, в титоне, о чем свидетельствуют находки *M. simplex*, *M. staurota* и *M. perforata* на севере Африки и восточном побережье Северной Америки. Можно предположить, что вид *M. simplex*, обладающий большой внутривидовой изменчивостью, дал начало некоторым видам, появившимся в берриасе в Европе, Московском бассейне, на севере Африки, юго-востоке Северной Америки и схожим с ним по морфологии: *M. brevispinosa*, *M. tomaszovensis*, *M. endovata* и *M. mcwhaei*. Однако изучение последнего на сибирском материале позволило отнести морфотипы, которые приведены в публикациях, посвященных берриасу, к новому виду *M. unaequiptерica,* также обладающему значительной внутривидовой изменчивостью. Вероятно, от него образовались близкие по морфологии виды *M. australis*, *M. mcwhaei* и *M. extensiva*, которые обнаружены в отложениях валанжина на юго-востоке Европы. Следует отметить, что в титоне и нижнем берриасе представители рода *Muderongia* обнаружены только в районах Средиземноморья и атлантического побережья Северной Америки, что, возможно, объясняется изолированностью Тетического и Бореального бассейнов. С открытием проливов в валанжине виды рода *Muderongia* распространились севернее, о чем свидетельствуют их находки в Арктической Канаде, Норвегии и Приполярном Зауралье. В готериве наблюдается расцвет этого таксона: увеличивается разнообразие, что наблюдается на территории как северного, так и южного полушария. Появляются новые виды, некоторые из них доминируют в сообществах динофлагеллат. Диноцисты рода *Muderongia* имеют большое стратиграфическое значение. Вид *M. australis* появляется в середине нижнего валанжина в Сибири и Франции и может быть использован для межрегиональных корреляций. Стратиграфически важной чертой нижнеготеривских комплексов диноцист Сибири и Приполярного Урала является увеличение разнообразия и количества этого рода.

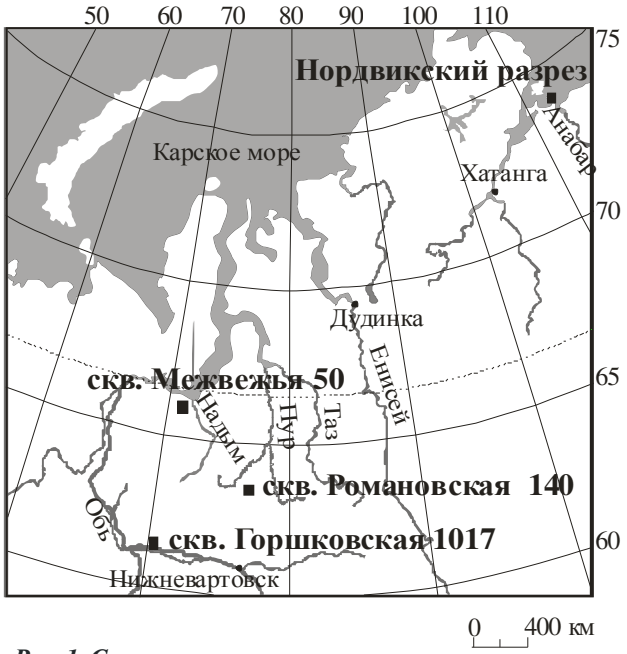


Рис. 1. Схема расположения разрезов.

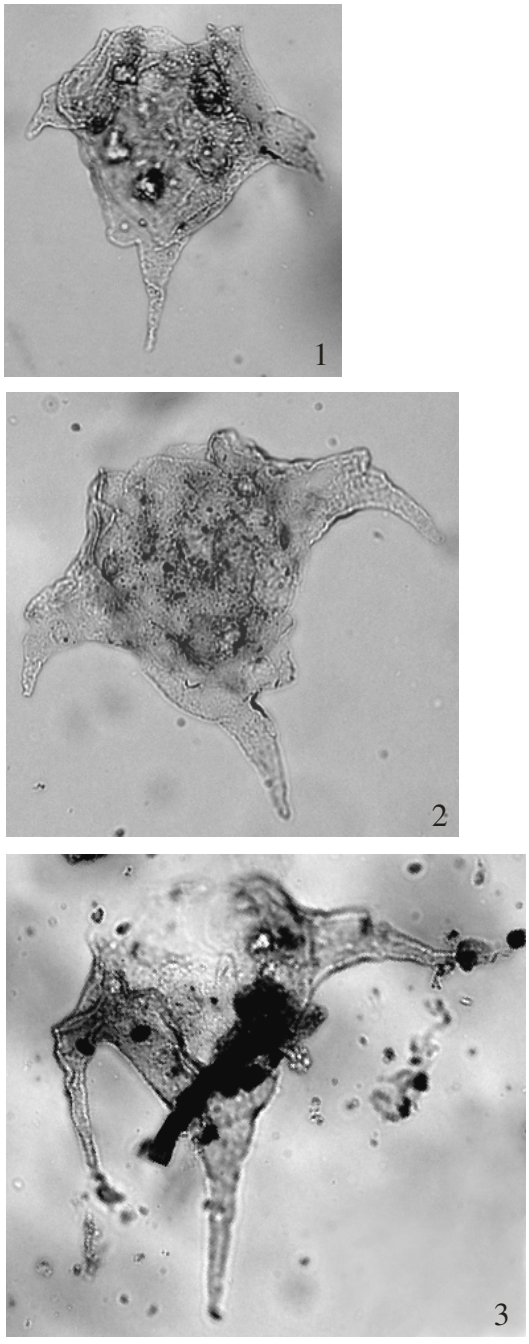


Рис. 2. Диноцисты рода Muderongia.

Объяснения к рис. 2:

Фиг. 1. Горшковская скважина, черкашинская свита, 2628-2642 м, верхний готерив, слои с ДК7, *Aprobolocysta eilema, A. neista, Odontochitina*, обр.38, преп. 1403.7, экз. 15, х 420, *Muderongia australis*.

Фиг.2. Горшковская скважина, ахская свита, 2615-2628 м, нижний готерив, слои с ДК5, *Hystrichodinium solare, Muderongia* spp., обр. 2. преп. 1367.1, экз.13а, х 420, *Muderongia unaequipterica*.

Фиг. 3. Горшковская свита, ахская свита, 2628-2642 м, верхний готерив, слои с ДК7, *Aprobolocysta eilema, A. neista, Odontochitina* spp., обр. 58, преп. 1423.1, экз. 8а, х 620, *Muderongia mcwhaei*.

ВЕНДСКАЯ СИСТЕМА РОССИИ

О.В. Горина
Научный руководитель доцент А.Т. Корольков
Иркутский государственный университет, г. Иркутск, Россия

Наименование «венд» и ранг системы для верхнего подразделения докембрия были признаны лишь для территории СССР. В Международной стратиграфической шкале докембрия венду соответствует «неопротерозой-III», обособленное хронометрическое подразделение с подошвой в 650 млн. лет. В марте 2004 г этому подразделению было официально дано название «эдиакарий». Геологическая история венда и отпечатки мягкотелой фауны необычайно интересны [5].

Название «венд» первоначально ввел Б.С. Соколов [3, 4] для регионального горизонта, распространенного и впервые изученного по скважинам на северо-западе Русской платформы. Какое-то время вместо вендского употреблялось название «валдайский комплекс». Б.С. Соколов сначала настаивал на отнесении вендских (валдайских) отложений к палеозою, но в составе отдельной системы, предшествующей кембрию.

Главным аргументом в пользу связи венда с палеозоем была принадлежность песчаников и глин валдайского комплекса к единому с нижним палеозоем этапу образования платформенного чехла. Предполагалось, что нижняя система палеозоя, подстилающая кембрий, должна коррелироваться с синийской, которая была установлена в 1922 г. в Китае, где возраст ее подошвы оценивался около 800 млн. лет. Но это существенно древнее подошвы валдайской серии. Следовательно, такие отложения не могли рассматриваться как эопалеозойские.

Уровень подошвы венда [1] до сих пор конкретно не определен, под вопросом остается и сам принцип его выбора. Выделение этой стратиграфической границы опирается на три аргумента.

По органическим остаткам. С вендского периода на нашей планете началась эра многоклеточных организмов. В нижних слоях валдайской серии (620 млн. лет) отмечается большое распространение бесскелетной многоклеточной фауны, водорослей вендотенид, а также одноклеточных микрофоссилий. В поздневендских отложениях обнаружено несколько групп червеобразных организмов (сабеллитид, анабарит). Этот комплекс ископаемых очень мало сходен с кембрийскими организмами, но гораздо разнообразнее, чем рифейский. Поэтому многие стратиграфы считают, что этого достаточно для выделения самого верхнего докембрия в качестве особой геологической системы.

По наличию тиллитов. В отечественной стратиграфической шкале началом венда признана эпоха распространения лапландского материкового оледенения, с которым связаны тиллиты – несортированные конгломераты ледникового происхождения. Попытки определить естественную подошву верхней системы докембрия привели к расширению ее объема. Б.С. Соколов и другие авторы в 60-70 х годах XX века стали относить к венду не только валдайскую, но и подстилающую ее волынскую серию, что позволило использовать для хронологической корреляции венда такие типичные признаки волынской серии, как тиллиты.

По характеру залеганию пород. В западных и северо-западных районах Русской платформы венд залегает почти горизонтально и образует подошву плитного комплекса чехла. По составу это песчано-глинистые отложения зеленоватой и серой окраски.

Кровля системы**,** наоборот, не отвечает каким-либо существенным геологическим событиям, а определяется по биостратиграфическим признакам. Существует три варианта проведения границы венд-кембрий:

По появлению первого комплекса древнейших скелетных остатков (ДСО).

По появлению первых археоциат и соответствующим изменениям состава ДСО.

По первым трилобитам.

Последний вариант наиболее надежен с точки зрения возможности корреляции границы, но оставляет в докембрии слишком большой интервал слоя со скелетными ископаемыми, присутствие которых всегда считалось признаком палеозоя. Первый вариант лишен этого недостатка, но затрудняет хронологическую корреляцию, т.к. момент первого появления вообще любых многоклеточных животных с твердыми (известковистыми, фосфатными) частями указать еще трудно и каждая новая находка в древних слоях заставляет снова возвращаться к вопросу о границе [2]. В России в 1982 г. было принято решение по второму, промежуточному варианту, согласно которому в подошве находится томмотский ярус нижнего кембрия. Начинается он первой зоной, содержащей остатки археоциат. Решение это, однако, имеет и слабые стороны. Главная из них - отсутствие остатков животных в подстилающих доломитах юдомской свиты, из-за чего неясно, какому биостратиграфическому скачку избранная граница отвечает, был ли такой рубеж вообще и если был, то каково в точности его положение в других регионах. В 1990 г. принят и затем утвержден Международным союзом геологических наук вариант границы венда и кембрия, близкий к первому из рассмотренных выше, но с иным способом корреляции. Избранный граничный уровень проходит по первому появлению ихнокомплекса (следов, отпечатков) с Phycodus podum, имеющих облик разветвленных гребешков на подошвах песчаных пластов в разрезе Форчен Хед на п-ове Ньюфаундленд. Вендские трубчатые Sabellidites и различные ихнофоссилии котлинского типа на этом уровне исчезают, а первые скелетные остатки (известковые раковинки Ladatheca) отмечены лишь в 400 м выше [1].

Стратотипической местностью для вендской системы следует считать западные и северо-западные районы Русской платформы, где венд (в узком смысле) залегает почти горизонтально и образует подошву плитного комплекса чехла. Нижняя часть венда вскрывается местами на западном склоне Украинского массива, где отделяется перерывами как в подошве, так и в кровле. Вулканиты отнесены здесь к волынской серии, тиллитовая часть разреза выделяется в последнее время как вильчанская серия. Весь этот комплекс отложений хорошо сопоставляется с тиллитовым лапландским горизонтом, обнаженным в северо-восточной Норвегии на мурманском побережье Кольского полуострова.

Русская платформа. Вендские отложения хорошо изучены по скважинам, которые пробурены до кристаллического фундамента на большой территории Русской платформы: побережья Балтийского, Баренцова, Черного морей. От Польши они протягиваются до Урала. В обнажениях вендские отложения вскрываются по западной окраине Русской платформы: северо-западные районы Белоруссии, Волынь, Подолия. Представлены морскими толщами глин, алевролитов, разнородных песчаников с эффузивно-осадочными и гляциальными образованиями в основании. До выделения вендской системы все они воспринимались как «немые» и условно относились то к кембрию, то к нижнему палеозою, то к ордовику и силуру, как в Подолии. Решающее значение в определении подлинного возраста этих толщ, их расчленении и корреляции имели уже первые находки Sabellidites cambriensis и Platisolenites antiquissimus (Московская синеклиза, Волынь, Подолия), четко определившие положение нижнекембрийских зон в разрезе. В дальнейшем развитии стратиграфии древних толщ это имело огромное значение для возрастных заключений об ассоциациях микропланктона (акритарх) нижнего кембрия и венда, для изучения вендотениевой флоры, для определения стратиграфической позиции первых находок вендских макроорганизмов: Beltanelloides sorichevae (Прионежье, Причерноморье, Приднестровье), Cyclomedusa plana Glaessner (Подолия), Vendia sokolovi (север Европейской России), Charnia massoni (район

Чешской губы) и некоторых других [4]. Характерная эдиакарская ассоциация бесскелетных Metazoa нашла, таким образом, четкое положение в средней части венда Русской платформы. В дальнейшем огромное разнообразие венд-эдиакарской ассоциации было установлено в разрезах Зимнего и Летнего берега Белого моря, Онежского полуострова и Украинского Приднестровья. Нет сомнения, что это самая яркая биота бесскелетных Metazoa в Северном полушарии, а может быть, и во всем мире. По четкости своего стратиграфического положения в практически непрерывном платформенном разрезе Русской платформы и по сопутствующей полноте палеофитологических и палеоихнологических ассоциаций, охватывающих весь венд и нижний кембрий, у нее нет аналогов в этом фациальном типе морских отложений. Соперничать может только венд-кембрийский карбонатный разрез Сибирской платформы, но оба они сейчас хорошо коррелируются по пограничному горизонту с сабеллитидами.

Сибирская платформа. Изучение карбонатных разрезов верхнего докембрия и нижнего кембрия Сибирской платформы привело к массе замечательных открытий в области палеонтологии и биостратиграфии пограничных венд-кембрийских отложений, привлекло к ним чрезвычайно широкий международный интерес. Исследования международных групп специалистов с 1973 г. приобрели регулярный характер. Отправное значение имели исследования А.Ю. Розанова и его коллег [2], связанные с выделением томмотского яруса и определением его границ.

Именно Сибирская платформа на многие годы обратила на себя внимание экспертов как область с наиболее благоприятными палеонтологическими, седиментологическими и геохимическими характеристиками пограничных отложений юдомской и пестроцветной свит для выбора стратотипа границы докембрия и кембрия, т.е. вендской и кембрийской систем. Было предложено несколько опорных детально изученных разрезов в бассейнах рек Алдан и Лена, которые дополнялись прекрасными разрезами Оленекского поднятия, склонов Анабарского массива и северо-запада платформы.

Крупнейшим событием в изучении нижнего кембрия и верхнего венда Сибирской платформы стало открытие в дотрилобитовых и доархеоциатовых слоях разнообразной мелкораковинной, тубулярной и склеритоморной фауны далеко еще нерасшифрованной природы. Одним из важнейших ее компонентов оказался новый род Anabarites.

Разрезы юго-восточной окраины Сибирской платформы представлены доломитами и известняками юдомской серии и ее аналогов. Здесь известны преимущественно органические образования типа онколитов. Юдомская серия также залегает с перерывом на рифейских отложениях, в основании ее находится терригенная кварцево-аргиллитовая пачка. Особое значение для корреляции вендской системы и пограничных с кембрием верхних ее слоев принадлежит отложениям окраин Анабарского поднятия в Сибири – в частности, немакит-далдынской свите, которая содержит известняки и песчано-глинистые породы. Венд Сибирской платформы и ее окраинных прогибов залегает, как правило, на рифее, отделяясь от него почти повсеместно перерывом, мощность венда не превышает 250-500 м [4].

Таким образом, вендская система вошла в наши представления как переходная между эоном явной жизни (фанерозой) и эоном скрытой жизни (криптозой). Венд – единственная система стратиграфической шкалы, выделенная во второй половине XX в., одно из величайших достижений геологической мысли XX века. Подошва верхнего венда, принятая в основании редкинского горизонта, датируется в 620±20 млн. лет. С учетом вероятной датировки конца венда в 530-540 млн. лет длительность периода составила 110-120 млн. лет. Выделенная на основе противоречивых и сложных критериев, вендская система, тем не менее, сейчас достаточно хорошо коррелируется во многих районах мира и отвечает периоду, длительность которого позволяет ставить ее в ряд с фанерозойскими системами [1]. Поэтому она может быть частью международной стратиграфической шкалы, занимая в ней место последней системы протерозоя [4].

Литература

1. Бискэ Ю.С. Прозоровский В.А. Общая стратиграфическая шкала фанерозоя. Венд, палеозой и мезозой: Учебное пособие. – СПб.: Изд-во С.-Петерб. ун-та, 2001. – 248 с.
2. Розанов А.Ю. От кембрия и до сотворения Мира // Наука из первых рук. – М., 2005. – №1. – С. 6 – 17.
3. Соколов Б.С. О возрасте древнейшего осадочного чехла Русской платформы // Изв. АН СССР. Сер. геол. – М., 1952. – №5. – С. 21 – 31.
4. Соколов Б.С. Очерки становления венда. – М.: КМК Лтд., 1997. – 156 с.
5. Титоренко Т.Н., Корольков А.Т. Геологическая история и палеонтология венда: Учебно-методическое пособие. – Иркутск: Иркут. ун-т, 2006. – 138 с.

СВЯЗЬ МАГНИТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ЧЕТВЕРТИЧНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НОВОСИБИРСКОГО ПРИОБЬЯ С УСЛОВИЯМИ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ (РАЗРЕЗ ВЕРХ-ТУЛА)

А.И. Жданова
Научный руководитель доцент А.Ю. Казанский
Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, г. Новосибирск, Россия

Район разреза Верх-Тула располагается в Южной литофациальной зоне Западной Сибири (Новосибирское Приобье) и представляет собой область накопления четвертичных отложений различных генетических типов. Изучение разреза включало в себя детальное геологическое описание отложений с выделением генетических разновидностей пород и петромагнитный анализ, в который входило измерение стандартного набора характеристик. Целью работы было выявить, как определенные магнитные параметры

реагируют на изменение обстановок осадконакопления. Подобные исследования на территории Новосибирского Приобья уже проводились ранее на других объектах [1]. В разрезе Верх-Тула встречены различные по генезису отложения, накопление которых было обусловлено как изменениями палеоклимата, так и особенностями палеорельефа. Отложения разреза вскрываются в правом борту р. Тула (левый приток р. Оби) и предыдущими исследователями в разрезе были выделены аллювиальные, озерные и субаэральные отложения, а также один палеопочвенный горизонт (здесь – Pk1) [2]. Настоящее исследование позволило определить следующие литогенетические типы отложений (рис.1):

1) Pk0 (0-0,7 м). Современная почва.

2) L1 (0,7-2,35 м). Супесь лессовидная, тонкослоистая. В основании переходит в песок тонко- и мелкозернистый. Генезис – субаэральный (эолово-делювиальный).

3) Pk1 (2,35-3,4 м). Педокомплекс, состоящий из двух гумусовых горизонтов (серого и светло-коричневого), с горизонтами и пятнами оглеения, песчаными прослоями. Отложения частично солифлюкционно преобразованы.

4) L2 (3,4-7,0 м). Суглинок палевый тяжелый бурый, переходящий в глину, с микровключениями гумуса, карбонатами, пятнами оглеения, следами корнеходов. Генезис – субаэрально-субаквальный.

5) Pk2 (7,0-7,7 м). Слаборазвитая серо-бурая палеопочва, солифлюкционно преобразована. Распространены рыжие пятна, пятна оглеения, ожелезненные прослои;

6) Al (7,7-9,4 м). Суглинок тяжелый светло-палевый тонкослоистый. Генезис – пойменный аллювий.

Петромагнитный анализ включил в себя изучение следующих магнитных характеристик: магнитная восприимчивость (K), фактор частотной зависимости магнитной восприимчивости FD, величина естественной остаточной намагниченности (NRM), искусственные виды намагниченности: намагниченность насыщения (SIRM), изотермическая остаточная намагниченность (IRM_{-300}), и безгистерезисная остаточная намагниченность (ARM). Состав магнитных минералов был изучен посредством анализа соотношения S = IRM/SIRM, и рентгено-структурных исследований.

Магнитная восприимчивость напрямую зависит с концентрацией магнитных минералов, которая связана с условиями осадконакопления. В лессовых отложениях разреза ее значения довольно низки и составляют $40\text{-}55*10^{-5}$ ед. СИ, а палеопочвы в данном разрезе являются неоднородными. Если нижняя гидроморфная почва PK2 имеет пониженные значения концентрационно-зависимых параметров (K, SIRM, ARM, NRM), то Pk1 имеет по ним большой разброс. Значения K в Pk1 колеблются от 25 до $120*10^{-5}$ ед. СИ, причем наиболее низкие значения наблюдаются в гумусовом горизонте и оглеенном, а повышенные – в опесчаненных, и солифлюкционно преобразованных отложениях. Среди эоловых отложений высокие значения магнитной восприимчивости наблюдаются лишь в прослоях с песком. FD-фактор характеризует вклад мелких суперпарамагнитных частиц, которые чаще всего в осадочных породах являются аутигенными. Средние значения FD в L1 составляет 0,78%, в L2 – 0,97%, в палеопочвах же средние FD колеблются от 1,15% до 1,34%, а максимальные достигают 4,5%. Значения параметра Q, характеризующего вклад химической намагниченности, по всему разрезу довольно высоки, и в почвах достигают 4-5, а в слое L2 субаэрально-субаквального генезиса среднее Q = 3,02. Наиболее низкие значения Q наблюдаются в горизонте L2 (Qср = 1,62). Величины FD и Q, безусловно, свидетельствуют о химических преобразованиях отложений данного разреза, которые усиливаются в условиях повышенной увлажненности, судя по приуроченности высоких значений к горизонтам Pk1, Pk2 и L2.

Минералами носителями магнитной информации являются по данным ренгено-структурного анализа, главным образом, магнетит и гематит. Однако в верхней гидроморфной палеопочве (Pk1) встречается гетит, который также является показателем высокой влажности. Параметр S по всему разрезу колеблется в пределах 0,8-1, что говорит о присутствии небольшого количества магнитожестких минералов (гематита, гетита).

Описанные выше магнитные характеристики показывают, что в данном разрезе их поведение во многом обусловлено специфическими условиями формирования отложений. Большая часть отложений накапливалась в обстановках переувлажнения, о чем свидетельствуют как визуальные признаки гидроморфности почв и субаквального происхождения горизонта L2, так и магнитные параметры, характеризующие степень химического преобразования. Появление песчаных прослоев в верхней части разреза и увеличение доли алевритового материала свидетельствует о смене обстановки осадконакопления с субаквальной на субаэральную, на что сразу же реагируют все магнитные характеристики.

Таким образом, изученные петромагнитные параметры разреза четвертичных отложений Верх-Тула демонстрируют определенную связь с условиями осадконакопления. Наиболее чутко реагируют на смену обстановок осадконакопления факторы, связанные с химическим преобразованием толщи и концентрационно-зависимые характеристики.

Работа выполнена по гранту РФФИ 06-05-65135а.

Литература

1. Зыкина В.С., Волков И.А., Дергачева М.И. Верхнечетвертичные отложения и ископаемые почвы Новосибирского Приобья. – М.: Наука, 1981. – 204 с.
2. Жданова А.И., Казанский А.Ю., Зольников И.Д., Матасова Г.Г., Гуськов С.А. Опыт фациально-генетического расчленения субаэральных отложений Новосибирского Приобья геолого-петромагнитными методами (на примере опорного разреза Огурцово) // Геология и геофизика. – Новосибирск, 2007. – Т.48. – №4. – С. 446 – 459.

СТРУКТУРНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И ВОССТАНОВЛЕНИЕ ИСТОРИИ ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ ЮЖНОЙ ЧАСТИ ПУДИНСКОГО КУПОЛОВИДНОГО МЕЗОПОДНЯТИЯ

К.И. Канакова[1]
Научный руководитель доцент Л.М. Калинина[2]
[1]Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия
[2]Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, г. Новосибирск, Россия

Данная работа посвящена анализу влияния мезозой-кайнозойских тектонических процессов на формирование ряда антиклинальных ловушек на территории южной части Пудинского куполовидного мезоподнятия на базе комплексирования данных сейсморазведки, ГИС и глубокого бурения.

Пудинское мезоподнятие – структура 2-го порядка, является юго-восточным продолжением Обь-Васюганской гряды, надпорядковой структуры, вытянутой в северном направлении и имеющей «грушеобразную» форму. Пудинское мезоподнятие с юго-запада, запада и северо-запада граничит с двумя промежуточными тектоническими элементами – Шингинской и Чузикско-Чижапской мезоседловинами – на северо-востоке с Усть-Тымской впадиной, а на юго-востоке Южно-Пудинским прогибом отделяется от Колгачского наклонного мегавала.

Структура осложненна Юбилейным куполовидным поднятием, а так же серией локальных поднятий, таких как Останинское, Мирное, Герасимовское, Западно-Останинское, Южно-Тамбаевское и другие, с каждым из которых связаны залежи УВ. Самыми крупными локальными структурами на рассматриваемой территории являются Останинское и Герасимовское поднятия, к каждому из которых приурочено нефтегазовое месторождение.

В административном плане район исследований расположен в Парабельском районе Томской области и входит в состав Пудинского нефтегазоносного района Васюганской нефтегазоносной области.

В пределах изучаемой территории продуктивными являются отложения палеозоя, зоны контакта палеозойских и мезозойских отложениях, среднеюрские песчаные пласты и верхнеюрские отложения горизонта $Ю_1$. Наиболее крупные залежи приурочены к песчаным пластам оксфордского возраста.

В основу исследований были положены сейсмические временные разрезы МОГТ в объеме 2380 км и данные ГИС и глубокого бурения по 73 скважинам.

На начальном этапе исследований был создан сейсмогеологический проект в интерпретационном пакете «W-Seis» и проведена корреляция следующих отражающих горизонтов: $Ф_2$ – кровля доюрского основания, II^a – кровля юрского комплекса (подошва баженовской свиты), III – кошайская пачка алымской свиты (нижний мел, апт), IV – кузнецовская свита (верхний мел, турон), построен набор структурных карт по отражающим горизонтам и карт изопахит следующих сейсмогеологических мегакомплексов: юрского, волжско-аптского, альб-туронского и посттуронского.

Остановимся кратко на структурной характеристике исследуемой территории.

В рельефе подошвы осадочного чехла территория района исследований сильно расчленена и осложнена большим количеством локальных куполов. В пределах Останинской площади выделяется серия небольших по размерам самостоятельных куполов, имеющих амплитуду 25-75 м и оконтуренных на отметке -2620 м. К юго-востоку от Останинской площади выделяется Мирное поднятие. Структура оконтурена изогипсой -2600 м и имеет амплитуду 100 м. Площадь поднятия составляет 12 км^2. На территории Герасимовской площади выделяется контрастная положительная структура, оконтуренная изогипсой -2750 м. На территории Западно-Останинской площади также выделяется структура, оконтуренная изогипсой -2730 м.

В рельефе подошвы баженовской свиты на территории Останинской площади все выделенные в рельефе доюрского основания купола входят в состав единого крупного локального поднятия, оконтуренного на отметке -2350 м и имеющего амплитуду 50м. Площадь структуры составляет 120 км^2 К северу от Останинской структуры выделено два небольших по размерам локальных поднятия, расположенные в пределах Северо-Останинской площади. На территории Герасимовской площади выделенные в рельефе доюрского основания купола сохраняются, но становятся менее контрастными. Герасимовская структура оконтуривается изогипсой 2420 м. Амплитуда поднятия 40 м, площадь – 50 км^2. Наличие единых крупных структур на Останинской и Герасимовской площадях, контролирующих внешний контур нефтегазоносности предопределило существование на рассматриваемой территории достаточно крупных месторождений.

В рельефе кошайской пачки алымской свиты Останинская структура представляет собой аморфное изометричное поднятие, неосложненное локальными куполами и депрессиями. При этом, структура, ограниченная на отметке -1400 м и имеющая амплитуду 40 м, охватывает не только Останинскую площадь, но и расположенные к северу Северо-Останинские купола. Площадь этой единой структуры составляет 183 км^2. Мирное поднятие в рельефе кошайской пачки так же не выделяется как самостоятельная структура. На территории Герасимовской площади структура так же становиться менее контрастной и вытянутой с северо-запада на юго-восток. Площадь образовавшейся структуры – 120 км^2. Западно-Останинская структура замыкается с севера изогипсой 1430 м, в то время как с на юго-востоке остается незамкнутой.

В структурном плане кровли кузнецовской свиты Останинское поднятие имеет аналогичное строение и представляет собой неосложненную крупную структуру, оконтуренную изогипсой -500 м, имеющую амплитуду 30 м и площадь 156 км^2. На территории Герасимовской и Южно-Тамбаевской площадей выделяется общая достаточно аморфная структура неправильной формы.

Структурные планы горизонтов в целом аналогичны друг другу, что свидетельствует о том, что в течении всего мезозойско-кайнозойского времени в пределах исследуемой территории не было глобальных тектонических перестроек и позволяет сделать предположение об унаследованности развития территории.

Анализ истории тектонического развития.

Восстановление истории тектонического развития исследуемой территории в рамках настоящих исследований было основано на анализе изменения толщин мегакомплексов по площади. Следует отметить, что выделенные в разрезе мезозойско-кайнозойского осадочного чехла сейсмические реперы приурочены к трансгрессивным глинистым пачкам, формировавшимся в эпохи относительного тектонического покоя. Все эти пачки характеризуются выдержанными толщинами, получили распространение на огромных территориях Западно-Сибирского бассейна и могут рассматриваться в качестве квазиизохронных поверхностей выравнивания за поверхности выравнивания. В этом случае, зоны увеличенных толщин будут отвечать участкам, испытывающим тенденцию к относительному погружению во время формирования отложений комплексов, и наоборот. Таким образом, характер изменения толщин мегакомплексов по площади позволит оценить области относительного прогибания и воздымания на каждом из этапов развития территории [1].

Анализ карты изопахит юрских (геттанг-кимериджских) отложений позволяет отметить, что палеорельеф доюрского основания на время формирования баженовской свиты был в значительной мере аналогичен современному структурно-тектоническому строению района исследований. В волжском палеорельефе доюрского основания находят отражение все относительно контрастные купола, выделенные в современном структурном плане подошвы осадочного чехла. Минимальные толщины осадков фиксируются в куполе Герасимовской структуры, в пределах Останинских куполов, на Мирной и Западно-Останинской площадях. Это свидетельствует о том, что во время юрского этапа развития локальные поднятие испытывали тенденцию к довольно интенсивному росту.

Во время формирования волжско-аптских отложений тенденция к росту положительных структур продолжалась. В это время эпицентр прогибания территории был расположен на юге рассматриваемого района. К концу апта в рельефе баженовской свиты было сформировано 3 самостоятельных локальных поднятия на Останинской площади и 2 на Герасимовской. Однако территория Западно-Останинской площади испытывает тенденцию к относительному погружению. Максимальные толщины комплекса, составляющие 1000-1030 м, фиксируются к югу от Останинской площади. Таким образом, в пределах исследуемой территории, тектонические процессы, имевшие место в волжско–аптское время, в значительной мере унаследовали движения, имевшие место в юрское время.

В альб-туронский этап развития эпицентр прогибания территории также был расположен на юге, но сместился в западном направлении. В это время тенденцию к росту продолжают испытывать некоторые положительные структуры. На этом этапе развития наметилась тенденция к объединению серии Останинских куполов в единый тектонический элемент. Минимальная толщина осадков, соответствует южному куполу Останинской площади а так же купольной части Западно-Останинской структуры, для которой наметилась тенденция к замыканию на севере. В этот период Останинская структура обособилась от Юбилейного куполовидного поднятия на северо-востоке, где в это время накопилось максимальное количество осадков. Герасимовская и Мирная площади в альб-туронское время не испытывали тенденцию к интенсивному росту.

В посттуронское время направленность региональных тектонических движений сменилась на противоположную – эпицентр прогибания территории сместился на север. Именно в это время вследствие воздымания южной части территории относительно северной и относительному росту Останинской приподнятой зоны в целом, произошло объединение локальных Останинских куполов в единую крупную структуру. Что касается Герасимовской и Западно-Останинской структур, то в посттуронское время они окончательно замкнулись на севере.

Таким образом, на протяжении большей части мезозоя в геттанг-туронское время на рассматриваемой территории шли преимущественно унаследованные процессы роста локальных куполов. При этом на территории Останинской площади относительно крупной единой замкнутой структуры не существовало. Только смена направленности тектонических движений, произошедшая в посттуронское, главным образом, кайнозойское время, привела к формированию замкнутого поднятия, что и предопределило формирование крупной антиклинальной ловушки. Анализируя изменения рельефа баженовской свиты во времени на Герасимовской и Западно-Останинской площадях, можно отметить в целом унаследованное развитие территории и прийти к выводу, что крупные положительные структуры на территории данных площадей стабильно развивались начиная с бериаса и окончательно сформировались во время коньяк-кайнозойского этапа.

Учитывая, что в кайнозойское время баженовская свита, являющаяся основной нефтепроизводящей толщей в этом регионе, находилась в главной зоне нефтегазообразования, а коэффициент миграции углеводородов достиг максимума [2] можно констатировать, что в северо-восточных районах Чузикско-Чижапской зоны нефтегазонакопления процесс формирования ряда антиклинальных ловушкек и их заполнения углеводородами практически совпали по времени.

Литература

1. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Издательство СО РАН, филиал «ГЕО», 2002. – 253 с.
2. Геология нефти и газа Западной Сибири / Ред. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др. – М.: Недра, 1975. – 680 с.

ЛАНДШАФТНЫЙ ПОДХОД К ИЗУЧЕНИЮ СОВРЕМЕННЫХ ДВИЖЕНИЙ ЗЕМНОЙ КОРЫ НА ЮГЕ РОССИИ

А.В. Клещенков
Научный руководитель профессор Н.Н. Погребов
Южный научный центр Российской академии наук, г. Ростов-на-Дону, Россия

Изучение современных вертикальных движений земной коры и их проявления в ландшафте приближают нас к пониманию роли и места современных геодинамических явлений, как в фундаментальном аспекте, так и в свете решения прикладных задач, связанных с освоением месторождений полезных ископаемых и обеспечением устойчивого развития регионов. Особое значение приобретает изучение современных геодинамических явлений в связи с интенсивной техногенной деятельностью. Проблема оценки интенсивности и прогнозирования направленности процессов, происходящих в земной коре, является ключевой в контексте обеспечения надежности и долговременной устойчивости крупных инженерных сооружений, транспортных магистралей и жилых объектов. Особую актуальность эта проблема приобретает на Юге России – в динамично развивающемся регионе, где планируется строительство новых крупных объектов транспортной инфраструктуры, в том числе канала Евразия, Южной транспортной водной системы (ЮТВС), объектов Олимпиады-2014.

Положение Южного федерального округа в пределах структур с различным геологическим строением и геодинамической активностью определяет различную интенсивность проявления происходящих в земной коре процессов, а, следовательно, и выраженность их на земной поверхности. В связи с этим, в последнее время наряду с активными геодинамическим процессами, приуроченными преимущественно к областям альпийской складчатости, большое внимание уделяется медленно протекающим геодинамическим процессам, локализующимся на границах геоструктур различного масштаба. Обладая кумулятивным эффектом накопления энергии, эти процессы в определенных условиях могут принимать катастрофический характер. Слабая выраженность зон развития медленных геодинамических процессов приводят к тому, что этот фактор не учитывается при оценке опасности территории и вместе с техногенным фактором играет определяющую роль в возникновении аварий и катастроф.

Современные геодинамические процессы и явления обуславливают существование и взаимодействие геоструктурных элементов различного типа и порядка. Эти геоструктурные элементы, в силу своего геологического строения и современных вертикальных движений, оказывают влияние на ландшафт. При этом важной особенностью данного процесса является тот факт, что соотношения между современными эндогенными процессами и характером их проявления на земной поверхности в общем виде опосредованы геоструктурными элементами различного типа и порядка [2]. Описанную выше модель можно представить в виде схемы (см. рис.).

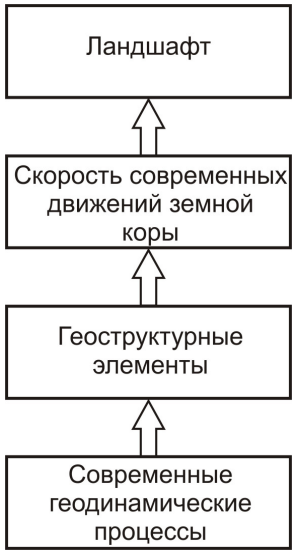


Рис. Модель проявления современных движений земной коры в ландшафте

Одним из возможных путей решения задачи исследования современных движений земной коры и выявления потенциально опасных зон протекания современных геодинамических процессов является использование ландшафтного подхода. Под ландшафтным подходом мы понимаем прежде всего анализ развития верхней части земной коры в зоне взаимовлияния атмо-, гидро-, и литосферы в результате взаимодействия эндогенных и экзогенных факторов с позиций рассмотрения структуры ландшафта. Структура ландшафта определяется с одной стороны, взаимодействием слагающих его компонентов (геоструктурных элементов, рельефа, воздушных масс, поверхностных и подземных вод, растительного покрова и др.), а с другой – входящих в него морфологических единиц (природных территориальных комплексов низших рангов), образующих в пределах ландшафта сопряженные ряды [4]. Из данного определения следует, что изменение одних компонентов может приводить к изменению остальных компонентов и ландшафта в целом. В нашем случае, в качестве

таковых компонентов применительно к изучению современных движений земной коры, мы рассматриваем геоструктурные элементы (более или менее обособленные объемы земной коры разных порядков, именуемые также блоками) [1]. Таким образом, представляется целесообразным решение и обратной задачи – выявление геоструктурных элементов, зон их сочленения и определение направления тектонического развития путем изучения ландшафтных признаков или индикаторов.

В соответствие с этими ландшафтными признаками, перечень которых следует из структуры ландшафта, для изучения современных движений земной коры необходимо использовать комплексный анализ данных о геологическом строении и геофизических полях района исследования, результатов дешифрирования материалов космической съемки, проведение морфоструктурного анализа рельефа и полевых газогеохимических исследований.

В качестве примера реализации ландшафтного подхода можно привести исследования, проведенные сотрудниками отдела геологии, нефтегазовых и водных ресурсов ЮНЦ РАН в 2007 году на Южном склоне Воронежской антеклизы. Для данного района нами были построены морфоструктурные карты вершинной поверхности по методике, предложенной В.П. Философовым [6] и дисперсии рельефа. Построения и дальнейший совместный пространственный анализ карт проводился в среде программы ArcGIS 9.1. В результате сопоставления построенных карт в центре района была выделена субмеридианальная зона шириной 1-1,5 км, выраженная в картах вершинной поверхности и дисперсии рельефа градиентной полосой. При дальнейшем совместном пространственном анализе морфоструктурных карт, космофотоструктурной карты Восточного Донбасса [5] и структурной схемой докембрия Ростовской области [3], выяснилось, что данная линейная зона соответствует Аксайско-Калитвенской глубинной структуре. Аксайско-Калитвенская глубинная структура, представляет собой систему разломов, выраженную на поверхности Земли широкими прерывистыми зонами линейных элементов ландшафта. Она с уверенностью выделяется по космическим снимкам. Особенностью данной глубинной структуры и других, подобных ей, является то, что они не зависят от региональных особенностей геологического строения, но во многих случаях сами контролируют размещение геологических тел, либо разделяют блоки основной делимости земной коры.

Для оценки геодинамической активности Аксайско-Калитвенской глубинной структуры и проявления современных движений земной коры, нами были произведены газогеохимические исследования по профилю длиной 4,6 км. В качестве основного индикатора геодинамических процессов был выбран радон. Газовая эманационная съемка производилась радиометром радона РРА-01М-01 «Альфарад» по стандартной методике с шагом 100 м. Максимумы концентрации радона в почвенном воздухе приходятся на центральную и краевые части зоны (достигают 600 Бк/м^3, что в 6 раз больше ПДК), за границами зоны контрастность и абсолютные значения концентрации радона уменьшаются (150 – 280 Бк/м^3). Характер распределения радона по профилю указывает на современную геодинамическую активность Аксайско-Калитвенской глубинной структуры, хотя для более уверенных результатов целесообразно заложить еще несколько газогеохимических профилей вкрест структуре.

Как видно из вышеизложенного, анализ медленнотекущих геодинамических процессов целесообразно проводить на основе системного подхода, при котором используется комплекс ландшафтных параметров (данные о геологическом строении, рельефе, спектральной отражательной способности ландшафта, газовом дыхании земли). В приведенном выше примере использование данного комплекса позволило предположить современную геодинамическую активность Аксайско-Калитвенской глубинной структуры, что необходимо учитывать при планировании хозяйственной деятельность в исследуемом регионе и проектировании и строительстве транспортных и инженерных коммуникаций.

Литература

1. Воейкова О.А., Макаров В.И., Несмеянов С.А. Изучение приповерхностных новейших разрывных нарушений платформ при инженерных изысканиях // Геоэкология. Инженерная геология. Гидрогеология. Геокриология. – М., 2007. – №3. – С. 267 – 280.
2. Донабедов А.Т., Сидоров В.А. Соотношения между современными вертикальными движениями земной коры, геофизическими полями и геоструктурными элементами на юго-западе Русской платформы. // Современные движения земной коры / Под ред. Герасимова И.П. – М., 1968. – №3. – С. 63 – 85.
3. Зайцев А.В., Грановский А.Г., Зеленщиков Г.В., Рышков М.М. Строение и геодинамика докембрийских структур в зоне сочленения Воронежского кристаллического массива и Ростовского тектонического выступа // Доклады АН. – М., 2003. – Т.392. – №1. – С. 81 – 84.
4. Исаченко. А.Г. Ландшафтоведение и физико-географическое районирование. – М.: Высшая школа, 1991. – 365 с.
5. Погребнов Н.Н. Результаты структурного картирования Восточного Донбасса с использованием космических снимков // Исследования земли из космоса. – М., 1982. – №4. – С. 45 – 52.
6. Философов В.П. Основы морфометрического метода поисков тектонических структур. – Саратов: Изд-во Саратовского ун-та, 1975. – 232 с.

ОБ УНИКАЛЬНЫХ БАРЗАССИЯХ КУЗБАССА

С.К. Клюева
Научные руководители директор геологического музея Ю.С. Надлер[2],
педагог В.Е. Коноплева[1]
[1]Дворец детского творчества имени Ю.А. Гагарина, г. Прокопьевск, Россия
[2]Геологический музей, г. Новокузнецк, Россия

Последние 600 миллионов лет существования Земли часто называют фанерозоем (эрой явной жизни). И на территории Кемеровской области в отложениях любого из отрезков этого длительного периода встречаются многочисленные остатки раковин различных беспозвоночных (моллюсков, брахиопод, трилобитов, кораллов и т.д.) и древних растений. Их появление и вымирание полностью согласуется с тем порядком, который выявлен и в других частях земного шара. Но есть удивительные уникальные находки в наших краях, которые очень трудно или просто невозможно повторить. Особенно это относится к первым «росткам» – появлению тех или иных групп животных и растений. Некоторым из них и их описанию, посвящена данная работа. Палеонтологические исследования постоянно сопутствуют геологическим, исполняя двоякую роль. С одной стороны, они дают геологам (съемщикам, поисковикам, разведчикам) ориентиры, по которым можно правильно двигаться вперед. С другой, – добытые реальные свидетельства древней жизни являются достоянием всего человечества, а потому должны тщательно сохраняться. Для редких и исчезающих видов современных животных и растений есть «Красная книга». А для сохраняющихся в ископаемом состоянии остатков уже исчезнувших форм жизни ее нет, и мы рискуем потерять, возможно, важные звенья в цепи эволюционных событий. А так как мы живем в области, где находятся уникальные и богатые залежи угля, нас заинтересовали истоки его происхождения.

Так мы познакомились с древнейшими девонскими растениями Салаира – первыми прапапоротниками нашей области. На рубеже силура и девона водоросли стали осваивать прибрежные участки континента. Так появилась высшая наземная растительность. На суше растения столкнулись с физическими условиями, о которых ничего не было известно в море. Они почувствовали собственный вес (в воде растения невесомы), встретились с иссушающими ветрами и зноем, появалась необходимость доставлять воду и микроэлементы в крону, научиться дышать воздухом - отбирать у него углекислый газ. Выйдя из под щита воды, они ощутили и опасность для жизни, энергию ультрафиолетового излучения. Все это растения преодолели, а вот как выглядели те, первые, что закрепились на суше, показывают редкие местонахождения их остатков, захороненные в прибрежных осадках.

Местонахождение древних редких растений – редкий природный памятник, изучение которого дает нам представление о первых шагах растений, покинувших свою колыбель – воду и дерзнувших покорить голую в то время и безжизненную сушу. И когда мы оказываемся в тайге (в походах), то среди буйно растущих трав, мы видим, что растениям это удалось в полной мере.

Появились и такие, в которых уже угадывались черты папоротников, поэтому их назвали прапапоротниками. В истории развития высшей наземной флоры от первых травинок до нынешнего разнообразия, четко прослеживается последовательная смена флористических ассоциаций, собственно позволяющая использовать этот тип остатков для определения относительного (старше - моложе) времени вмещающих их отложений. Все идет в полном соответствии с пословицей «всякому овощу свое время». Но иногда встречаются исключения, нарушающие общую закономерность. Об одном из них мы и хотим поделиться с вами.

Будущее возникает из прошлого – это непреложный закон. Но процесс этот длительный, а изменения постепенны. Редко когда можно встретить сформировавшегося потомка среди еще процветающих предков. Вот такой редкий случай и предлагается в качестве заповедного геологического объекта. В конце силурийского периода, примерно 420 млн лет тому назад, в истории жизни на Земле произошло знаменательное событие – началось освоение суши растениями. Чтобы это осуществить, растениям потребовалась коренная перестройка всего организма, новые ткани (покровные, проводящие), резкое расчленение тела на корень, стебель и лист, специализированные репродуктивные органы. Уже в начале девонского периода (408-400 млн. лет назад), кроме риниофитов, появились плауновидные, папоротниковидные, членистостебельные. Их остатки обнаружены в виде отпечатков на всех континентах Земли. Около трех десятков родов таких примитивных наземных и полуводных растений встречены по окраинам Кузнецкого бассейна. Эти остатки имеют хорошую сохранность, позволяющую изучить морфологию растений, иногда анатомическое строение. И все же они, как и везде в мире, представляют собой отпечатки, вдавленные в породу остатки стеблей, веточек. Но есть среди них уникальное растение, с которым можно поступать так, как ботаники это делают с современными растениями – собрать гербарный материал. Это растение – орестовия.

Последующая разведка определила запасы этого угля в 30 млн. тонн и везде, где пласт выходил на поверхность, выветрелый уголь распадался на переплетенные между собой стебли, образуя подобие рогожи. Эту разновидность угля так и назвали «барзасской рогожкой». В 1936 г. углепетрограф З.В. Ергольская назвала растение, слагающее листоватый уголь, Орестовия, увековечив имя одного из первооткрывателей геолога В.А. Орестова.

По всей вероятности орестовии – это не водоросли, это настоящие, хотя и примитивные, высшие наземные растения, родственники вымерших риниофитов. Последние считаются первопроходцами заселения суши царством растений.

Остатки орестовий сейчас обнаружены в соседней Хакасии, на северо-западе Казахской Республики, в Приуралье, в Воронежской области. Близкие к ним растения известны в Европе (Польша, Германия, Англия), в Бразилии, Боливии, Китае. Но везде они представлены обрывками стеблей длиной до 10 см, да и количество их

ограничено. А в Барзасском местонахождении, уникальном скоплении орестовий, есть части стеблей до 50 см длиной и 25 мм шириной. Сохранность этих остатков растений очень хорошая. Под микроскопом удается увидеть клеточное строение внутреннего слоя эпидермиса, детали устройства кожицы – кутикулы и многое другое. Экспонаты из геологического музея (г. Новокузнецк, г. Прокопьевск НОУ «Юный геоэколог») демонстрируют, каков был внешний вид этого, во многом еще загадочного, растения.

При разборке «рогожки» видно, что такая изогнутость была присуща стеблям при жизни. Известно, что все побеги были покрыты плотной воскоподобной кожицей – кутикулой. Внешняя поверхность кутикулы либо несет мельчайшие частые бугорки, либо гладкая, слегка продольно морщинистая. Эти и другие факты говорят о том, что мы имеем дело с двумя разновидностями растений, вероятно, близкородственными. Орестовии росли в прибрежной части лагуны или залива моря, образуя громадные скопления, раз из их остатков сложился трехметровый пласт угля. Правда, пласт не монолитный, слои чистого угля перемежаются с прослойками глины. Но орестовии стойко переживали неблагоприятные условия и снова удивительно быстро разрастались. У них пока не найдены специальные органы плодоношения, которые есть у других, живших в ту эпоху, споровых растений. Еще одна загадка и так удивительного растения. Впрочем, не единственная. На поверхностях стеблей в изобилии встречаются споры других древних наземных растений, отпечатки которых встречаются здесь же, но в ниже- и вышележащих слоях, сложенных аргиллитами (бывшими глинами) и песчаниками.

А вот уголь состоит только из стеблей орестовий. Очень редко находится еще одно «чудо» – подобие шишки хвойных с плотно прилегающими друг к другу кроющими чешуйками с острыми, пикообразными окончаниями. Этим загадочным остаткам, природа которых пока не ясна, дали отдельное название – барзассии.

В окрестностях пос. Барзас есть уникальный по многим параметрам геологический памятник. Листоватый уголь при выветривании распадается на мумифицированные стебли растений, из которых он образовался. А ведь все другие каменные и бурые угли на поверхности окисляются, превращаясь в бесструктурную сажу. Орестовии можно держать в руках, изгибать, хранить как гербарный материал. Очень немногие растения, даже из совсем недавнего прошлого, сохраняются в таком виде. Здесь же мы имеем дело с остатками растений, живших 400 млн. лет тому назад.

Барзассии очень редкие ископаемые растения. В Кемеровской области они встречаются лишь в одном месте, в самом селе Барзас, на правом берегу одноименной реки у развалин заброшенной шахты, построенной в 1935 г. для добычи «барзасита» – листоватого каменного угля. И больше нигде, хотя сам уголь найден еще в нескольких местах вдоль СВ окраины Кузнецкого бассейна. Все, что связано с барзассиями, носит печать уникальности.

Во-первых, возраст. Барзассии, как и их «соседки» по углю орестовии, являются современницами первых наземных растений. Они существовали в раннедевонскую эпоху, почти 400 млн лет тому назад. Несмотря на такой «почтенный» возраст они удивительно хорошо сохранились – с ними можно работать как с гербарным материалом.

Во-вторых, поражает полная эндемичность всех растений, как углеобразователей (барзассий и орестовий), так и других, встреченных в почве угольного пласта. Все остальные флористические ассоциации, найденные в девонских отложениях по окраинам Кузнецкого бассейна, связаны между собой, по крайней мере, общностью видового состава и уровнем эволюционного развития, а часто, вообще, одинаковы. Барзасская флора стоит особняком, представляя особую группировку торфяных болот с активным торфонакоплением, существовавшую длительное время (раз накопился пласт каменного угля мощностью 3 м) в условиях низкой приморской равнины.

Поэтому можно с уверенностью сказать, что это – древнейшая болотная экосистема Земли.

В-третьих, барзассии – участницы первой в мире попытки углеобразования на основе высших наземных растений. Но тот уголь, который состоит из орестовий и барзассий, навсегда останется первым в истории, неповторимым. Такой же уникальной редкостью являются барзассии – стелющиеся маленькие кустики – предки высоких лепидодендронов и сигиллярий, деревьев каменноугольного периода с колоннообразными стволами и мощной кроной. Систематическое положение барзассий понимается одинаково всеми исследователями, которые их изучали. Они отнесены к отделу плауновидных высших споровых растений. Правда, пока не известно, как выглядели и были устроены их органы размножения. Но общий план строения стеблей очень сходен с таковым у вымерших астероксиловых и протолепидодендроновых, да и у современных плаунов.

Если месторождение барзаситов у села Барзас будет эксплуатироваться, а такое предполагается для их переработки в органическое вяжущее асфальто-бетонных дорожных покрытий, мы лишимся очень интересного в научном отношении геолого-палеонтологического памятника.

Исчезнут сразу три уникальных раритета: сам листоватый уголь и прекрасно сохранившиеся остатки образовавших его растений – барзассий и орестовий. Необходимо позаботиться об их сохранности. Либо оставить целик угля, либо провести детальные палеонтологические работы и собрать полную с дубликатами коллекцию редкостей, либо то и другое вместе. Чрезвычайно велика роль ископаемых растений для расчленения и корреляции континентальных отложений. Листовая флора и спорово-пыльцевой анализ дают возможность выделять стратиграфическме подразделения вплоть до подъярусов и зон. Кроме того, водоросли и высшие растения, обитающие в водной среде, позволяют установить температуру бассейна (холодноводные, тепловодные), его глубину и соленость. Ископаемые наземные растения помогают реконструировать климатические пояса, проводить палеофлористическое районирование суши и т.д.

Породообразующая роль растений значительна, а для образования торфа, горючих сланцев и углей – исключительна. В процессе углеобразования участвовали не только высшие растения, обитавшие преимущественно во влажных тропиках и создававшие заросли типа мангровых, где наиболее интенсивнее происходило углеобразование, но и орестовии, и барзассии… Человек не должен забывать о вредных последствиях своей деятельности и обязан возместить наносимый ущерб и урон природе, ибо от этого зависят и

судьба земных недр, и судьба геопалеонтологических и природных памятников, а также лесов и водоемов, да и судьба самого человечества. Предлагается провести по описываемым местам геоэкологическую и туристическую экспедиции-маршруты.

Литература

1. Михайлова И.А., Бондаренко О.Б. Палеонтология. – М.: МГУ, 1997.
2. Шаров Г.Н., Надлер Ю.С. Заповедные геологические памятники Кемеровской области. – Новокузнецк, 2001. Энциклопедия для детей. Геология. – М.: Аванта+, 1995. – Т.4.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ФАЦИАЛЬНОГО АНАЛИЗА ДЛЯ ОЦЕНКИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НИЖНЕКЕМБРИЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ БЕРЯМБИНСКОЙ ПЛОЩАДИ (СКВАЖИНА №1, ВОСТОЧНАЯ СИБИРЬ)

Л.К. Кудряшова, О.Г. Сунгурова
Научный руководитель доцент М.И. Шаминова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Изучение нижнекембрийских отложений Берямбинской площади проводилось с целью восстановлений фациальных условий осадконакопления и оценки перспектив этих отложений в отношении нефтегазоносности. При выполнении работы были изучены образцы керна (1270,2-1377,2 м), построен разрез, проведен фациальный анализ и изучена битуминозность отложений с помощью люминесцентно-микроскопического метода.

Берямбинская площадь географически расположена в пределах южной части Средне-Сибирского плоскогорья и административно находится в Кежемском районе Красноярского края, на правобережной части бассейна нижнего течения р. Ангары.

Рельеф характеризуется расчлененностью с глубоко врезанными долинами рек и ручьев и выходом скальных пород на поверхность. Абсолютные отметки поверхности рельефа колеблются от 300 до 550 м.

Согласно схемы тектонического районирования Сибирской платформы, участок работ находится в юго-западной части Сибирской платформы и приурочен к юго-восточной границе Байкитской гемиантеклизы (надпорядковая структура), в юго-восточной части зоны Ангарских складок – в пределах Берямбинского валообразного поднятия (структуры II порядка). Берямбинское поднятие включает локальные антиклинали (структуры III порядка): Ковинскую и Берямбинскую. На северо-западе к Берямбинскому поднятию примыкает Кодинское локальное поднятие. С востока Берямбинское поднятие ограничено структурой II-го порядка – Кежемской впадиной, на юге – Присаяно-Енисейской синеклизой (надпорядковая структура).

Берямбинское поднятие имеет сложную конфигурацию: на севере расположена Берямбинская локальная антиклиналь, вытянутая с запада на северо-восток, с юга примыкает Ковинская антиклиналь, ориентированная с северо-запада на юго-восток. Крылья складок крутые (более 6^0), на севере Берямбинского поднятия углы падения слоев достигают 16^0 [3].

В пределах Берямбинского поднятия по данным сейсморазведки выделены тектонические нарушения.

С позиции нефтегазогеологического районирования Берямбинский лицензионный участок расположен в пределах самостоятельного Нижнеангарского нефтегазоносного района (НГР), в южной части Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (НГП).

В результате бурения и испытания поисково-оценочной скважины 1 на Берямбинской площади в своде Ковинской локальной антиклинали выявлены промышленные залежи газа с конденсатом в отложениях нижнебельской подсвиты бельской свиты нижнего кембрия. В составе полученного газа присутствуют: метан 79 %, этан 10,1 %, пропан 3,4 %, бутан 1,4 %, пентан + вышекипящие 1,6 %, углекислый газ 0,01 %, азот 4,35 %, гелий до 0,07 %. Относительная плотность газа по воздуху в среднем 0,719, коэффициент сверхсжимаемости газа в среднем 0,697. Пластовое давление в залежи принято 185,3 кгс/см^2 (глубина 1306 м) и температура – 22,3^{o}C.

Скважиной вскрыты отложения нижнебельской подсвиты. Они представлены относительно неравномерно чередующимися прослоями известняков, доломитов, глинистых доломитов, мергелей и солей.

Известняки серые, светло-серые, белесоватые, участками доломитизированы, практически без примеси железистых карбонатных минералов. Реже отмечаются серые с буроватым оттенком цвета. Буроватый цвет пород иногда является показателем железистости кальцита или наличием ОВ. Постоянные и повышенные содержания соли отмечается в конце интервала, с глубины 1354,0 м. Здесь же почти повсеместно присутствует запах УВ.

В верхней части разреза прослой соли составляет более 3 м по мощности. Соль имеет розовато-бурые оттенки цвета, полупрозрачная, часто с примесью известковистых пород.

Структура пород тонко-неразличимозернистая. Породы в основном плотные, однородные, иногда пористые и кавернозные. Пористость и трещиноватость в породах разреза свиты более всего приурочена к участкам с повышенным содержанием прослоев с солью. Помимо однородных текстур на отдельных участках проявлены тонковолокнистослоистые, за счет присутствия строматолитов, косослоистые, однонаправленные, линзовиднослоистые за счет обогащения различных участков пород кальцитом, ангидритом. В единичных образцах отмечены оолитовые образования. Часто в породах присутствуют стилолитовые текстуры с обилием черных органоминеральных соединений, развитых по стенкам стилолитовых швов.

Доломиты в разрезе скважины отмечены среди известняков в виде редких довольно мощных прослоев до двух метров и более. Хорошо выделяются своим бурым цветом. Содержат примесь известковой составляющей до 15% и, как правило, содержат ангидрит. Они содержат неравномерную примесь соли. Породы

более тонкозернисты, чем известняки. Они монолитны, иногда со стилолитовыми текстурами и укрупненными кристаллами ангидрита, достигающими до 1 см в длину. Контакты доломитов с вмещающими породами постепенные. Текстуры пород однородные, плотные, иногда волнистослоистые за счет обилия строматолитов.

Глинистые доломиты отмечаются в незначительных количествах в разрезе свиты – в виде единичных маломощных прослоев среди доломитов. Выделяются своим светло-серым цветом с чуть заметным голубовато-серым оттенком. Соль среди доломитов отмечается в незначительных количествах. Структуры отмечаются тонкозернистые, почти пелитовые, текстуры плотные, однородные, иногда со стилолитовыми текстурами.

Ландшафтные обстановки для пород свиты господствовали прибрежно-морские и лагунные. Это отложения краевой мелководной осолоненной зоны моря (по Страхову). Однако поступления в бассейн речных вод почти не происходило, окислительных процессов также почти не было. Диагенез осадка проходил в слабо восстановительной, почти нейтральной обстановке (до глубины 1310, 0 м), далее ниже этой глубины, в восстановительной обстановке. Скорее всего, с глубины 1354,0 м произошло значительное постепенное углубление осадочного бассейна и осадконакопление происходило в более глубоких морских условиях, так как здесь часто встречаются строматолитовые текстуры, как показатели присутствия водорослевых скоплений, которые обитали на глубинах 50-60 м.

Наличие среди карбонатного разреза прослоев ангидрита, часто переслаивающегося с доломитом, свидетельствует о формировании таких пород в лагунах в моменты сокращения поступления вод и повышения минерализации в аридном климате. Как правило, прослои каменной соли (NaCl) залегают над или между ангидритовыми слоями. Это указывает на то, что при отложении ее лагунная вода достигала значительно большей солености, чем необходимо для отложения ангидрита. Появление пластов и линз каменной соли однозначно свидетельствует о сухом и жарком климате.

Мы попытались установить зависимость между особенностями фациальных условий формирования отложений и их битуминозностью. Для этого был использован метод люминесцентной микроскопии, позволяющий в ультрафиолетовых лучах выявлять скопления битумоидов в породах. По результатам люменесцентно-микроскопического изучения среди пород данного интервала (1270,2 – 1377,2 м) выделяются следующие горизонты, которые могут быть коллекторами газа и газоконденсата: 1275,7 – 1276,3 м, 1288,45 – 1322,1 м, 1325,9 м, 1346,1 – 1352,45 м, 1366,1 – 1367,1 м, 1372,9 – 1374,7 м, 1338,8 – 1340,4 м, 1331,2 – 1332,2 м. Эти интервалы характеризуются высокими содержаниями эпибитумоидов маслянисто-смолистого состава с трещинными, кавернозными битуминозными текстурами.

Сингенетично-битуминозные породы выявлены в следующих интервалах: 1354,7 – 1365,8 м, 1368,0 – 1372,6 м, 1375,9 – 1377,2 м, 1340,8 – 1344,5 м, 1325,3 – 1330,7 м.

Таким образом, анализ особенностей фациальных условий нижнекембрийских отложений свидетельствует о благоприятных условиях для накопления ОВ и генерации УВ (мелководный морской бассейн с лагунами, аридный климат, восстановительные и слабо восстановительные условия).

Наиболее глубокие части внутриконтинентального морского бассейна, существовавшего в нижнебельское время, содержат большее количество сингенетично-битуминозные прослоев (нефтегазоматеринские породы). Скопления миграционных битумоидов приурочены к разуплотненным породам, перекрытым и подстилающимся прослоями солей или ангидритов, являющимися непроницаемыми покрышками. Выделенные нами интервалы полностью совпали с полученными промышленными притоками газа.

Литература

1. Алексеев В.П. Литолого-фациальный анализ: Учебно-методическое пособие к практическим занятиям и самостоятельной работе по дисциплине «Литология». – Екатеринбург: Издательство УГГГА, 2003.
2. Парфенова М.Д. Историческая геология с основами палеонтологии. – Томск: Издательство научно-технической литературы, 1999.
3. Проскурякова Н.П. Проект поисково-оценочных работ на Берямбинской площади. – Енисейск: ОАО «Енисейнефтегаз», 2001.
4. Рухин Л.Б. Основы литологии. Учение об осадочных породах. – Ленинград: Издательство «Недра». Ленинградское отделение, 1969.
5. Оперативный подсчет запасов газа и конденсата на Берямбинской площади нефтегазоконденсатного месторождения / Отв. исп. Скрылев С.А. – Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2004.

АРЫШТАЕВСКИЙ ГРАБЕН – НОВЫЙ СТРУКТУРНЫЙ ЭЛЕМЕНТ СЕВЕРНОЙ ХАКАСИИ

Д.Ю. Куксгаузен, И.В. Максимов
Научные руководители доцент Б.Д. Васильев, доцент А.Ю. Фальк
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Летом 2007 года в период с 04.07 по 12.08 мы проходили учебную геолого-съемочную практику в районе учебного полигона ТПУ в Республике Хакасия. Во время прохождения практики был закартирован участок на правом борту долины ручья Сохочул в районе маральей фермы. Предварительно был изучен космофотоснимок района, на котором отчетливо видна обводненная зона, ограниченная дизъюнктивами, трассирующимися по выходу подземных вод. В процессе геолого-съемочных работ была обнаружена зона, имеющая четкие границы, выделяющаяся более пышной растительностью. В процессе детального обследования заболоченной области были обнаружены несколько родников, приуроченных к области обводнения. На основании этих фактов и при дальнейшем картировании участка мы сделали вывод о наличии в этом месте

ослабленной зоны и дизъюнктивных нарушений, сместители которых и являются подводящими каналами для воды.

По результатам съемки была составлена геологическая карта масштаба 1:5000 (рис.1) и два геологических разреза (рис.2, 3), где главным объектом является Арыштаевский грабен.

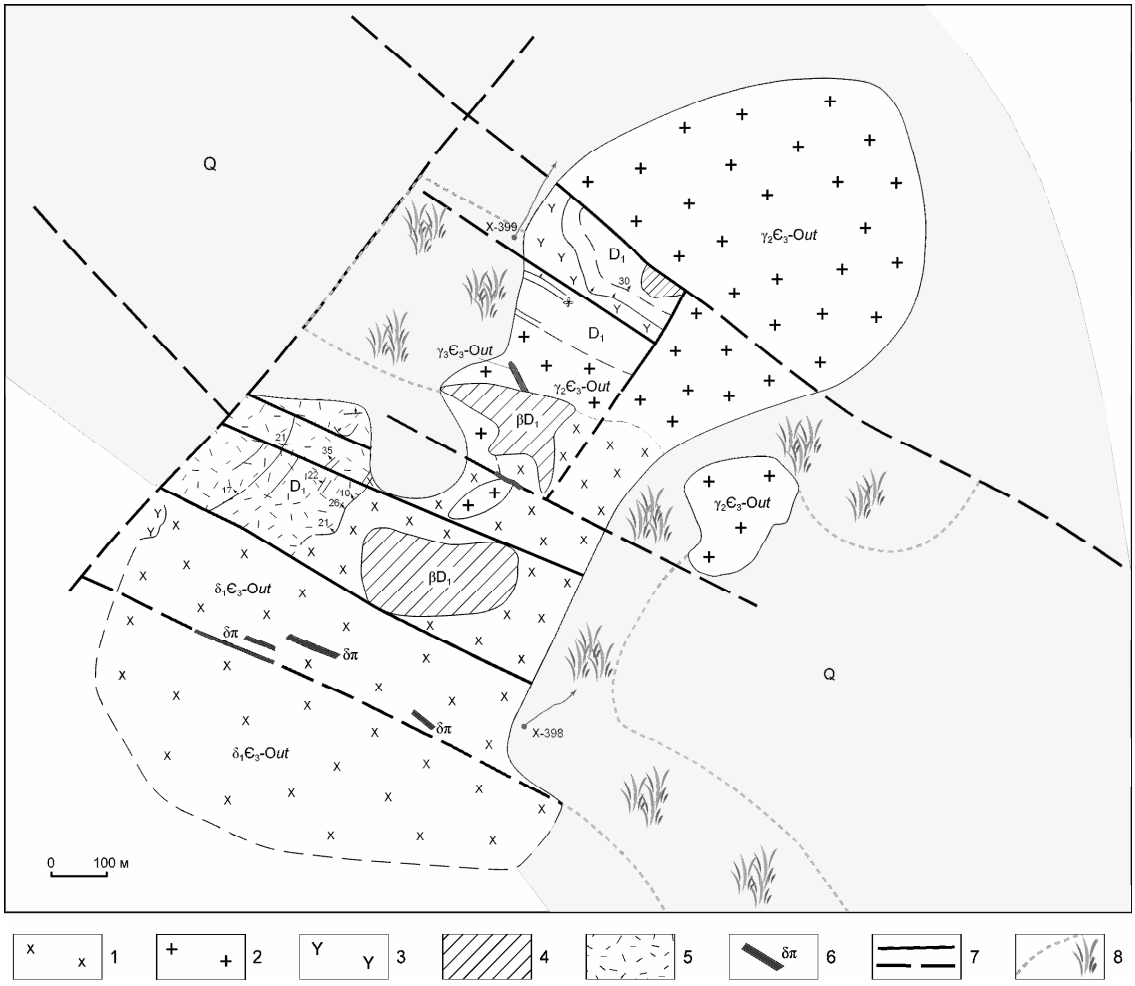


Рис.1 Схематическая геологическая карта Арыштаевского грабена
1 – диориты I фазы улень-туимского комплекса; 2 – граниты II фазы улень-туимского комплекса; 3 – граносиениты сохочульского комплекса (S_2-D_1); 3 – базальты D_1; 4 – трахиандезиты и их туфы; 6 – дайки диорит-порфиритов; 7 – дизъюнктивные нарушения установленные и предполагаемые; 8 – зоны обводнения

Арыштаевский грабен представляет собой сложную ступенчатую структуру с различной амплитудой смещения блоков. Грабен образовался на границе Кузнецкого Алатау и Минусинской котловины и является связующим звеном сочленения этих двух огромных структур. Ширина грабена составляет около 800 м, а амплитуда смещения отдельных его блоков достигает 100-150 м.

Арыштаевский грабен образовался по двум почти перпендикулярным системам дизъюнктивных нарушений, по сместителям которых происходили вертикальные подвижки.

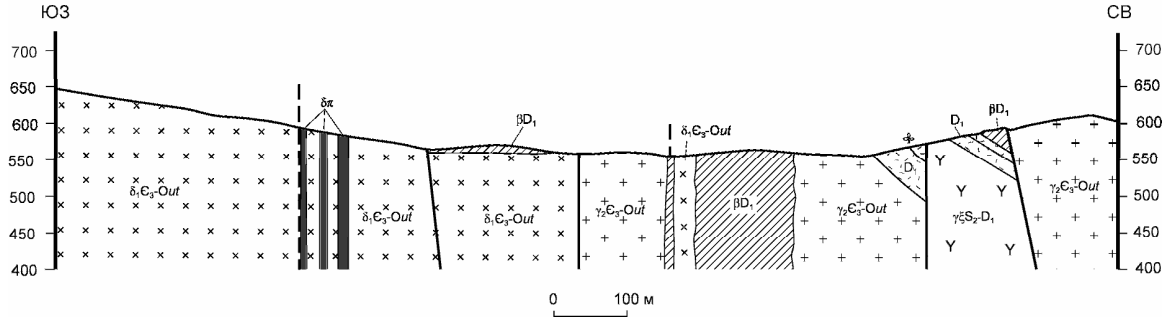


Рис.2 Геологический разрез вкрест простирания грабена

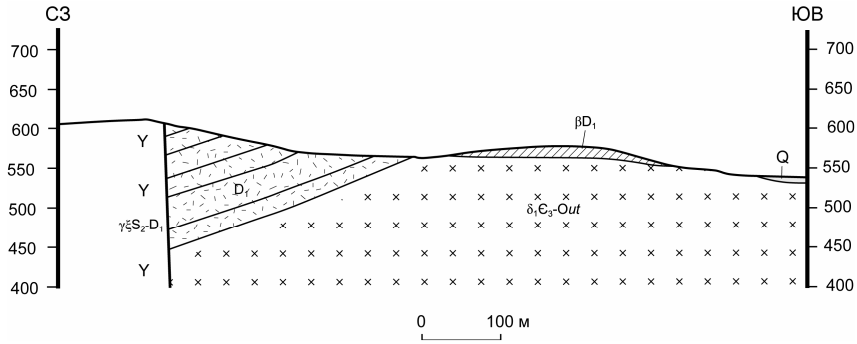


Рис.3 Геологический разрез по простиранию грабена

Первая система нарушений (северо-западного простирания) является главной. Она представлена тремя основными дизъюнктивами, которые ограничивают грабен с северо-востока и юго-запада.

Первый блок, расположенный севернее остальных, имеет ширину около 550 м. Его северо-восточная граница определяется дизъюнктивным нарушением, сместитель которого прослежен более чем на 2 км с СЗ на ЮВ. Падает сместитель на СВ, о чем говорит его изогнутая форма в рельефе (рис.2), углы падения порядка 85-90°. По простиранию дизъюнктива в направлении маральей фермы он разделяет холмистые образования, сложенные интрузивными породами сохочульского комплекса, по петрографическому составу представляющие собой нордмаркиты, от более низкой закрытой четвертичными отложениями долины.

По простиранию дизъюнктив маркируется участками с пышной растительностью, что объясняется ослаблением зоны около нарушения и проникновением подземных вод по ослабленным областям к поверхности. Северо-восточное крыло представлено более древними породами – гранитами II фазы внедрения улень-туимского комплекса $\gamma_2 Є_3$ – O*ut*. Юго-западное – более молодыми осадочными отложениями песчаников D_1 с псилофитами и туфами трахиандезитов с углами падения 30–40°, а так же подстилающими их нордмаркитами сохочульского комплекса ($q\xi$ S_2 – D_1). В северо-восточной части блока на дневную поверхность выходит базальтовый силл, налегающий на туфовые отложения и срезанный дизъюнктивом. А так же в северной части блока имеется дайка плагиопорфиров, залегающих в нордмаркитах сохочульского комплекса. Амплитуда смещения по дизъюнктиву не менее 150 м (рис.2). Центральная часть блока разделена небольшим дизъюнктивом, который усложняет строение грабена. В его северо-восточном крыле обнажаются нордмаркиты сохочульского комплекса и отложения нижнего девона, а в юго-западном – туфы, песчаники с остатками органики и более древние крупнозернистые граниты II фазы улень-туимского комплекса. Амплитуда смещения более 100 м.

В центральной части блока находится тело базальтов с несвойственными для согласных тел очертаниями в плане, больше напоминающее секущее тело с множеством ответвляющихся апофиз, залегающее в гранитах и аплитах улень-туимского комплекса. По нашим предположениям это секущее тело представляло собой подводящий канал к кратеру вулкана (некк), ранее функционировавшего на этой территории. Об этом свидетельствуют и интрузии силлов того же состава в северной и южной частях грабена, а так же направления падения осадочных толщ в северной и западной частях грабена, направленных радиально во все стороны от секущего тела. Неподалеку от этого тела имеется дайка базальтового состава северо-западного простирания, которая прослеживается на 10-12 м.

Юго-западная граница блока ограничивается дизъюнктивом юго-восточного простирания, который сечет базальтовый силл в южной части грабена, толщу лавовых потоков и туфов трахиандезитов на западе. Дизъюнктив представляет собой сброс юго-западного крыла, о чем свидетельствует толща туфов, которая была смещена на ЮВ. Вероятно дизъюнктив шарнирный и падает вертикально. Амплитуда смещения не менее 150 м.

Есть вероятность того, что в первом блоке имеется еще одно нарушение, сместитель которого проходит чуть южнее жерла вулкана, отрезая интрузию гранитов на востоке и осадочную толщу туфов на западе блока. Приуроченная к нему дайка базальтов катаклазирована.

Второй, более южный блок представлен базальтовым силлом, залегающим на диоритах I фазы улень-туимского комплекса. Западнее находится толща лавовых потоков и туфов трахиандезитов, падающая на запад под углом 20°. Южная граница 2-го блока ограничивается дизъюнктивным нарушением, которое представляет собой сброс северо-восточного крыла. Амплитуда смещения более 150 м, судя по мощности вулканогенных отложений девона. юго-западное крыло сложено диоритами I фазы улень-туимского комплекса. Восточнее по простиранию сместителя находится область с пышной растительностью. Еще южнее располагаются несколько даек базальтового состава. Все они имеют юго-восточное простирание и падают вертикально. Вероятно, они приурочены к еще одному дизъюнктиву, сместитель которого ограничивает с юга зону обводнения. К ослабленной зоне также приурочен родник Х-398, находящийся восточнее группы даек.

Вторая система нарушений (северо-восточного простирания) плохо картируется и расположена почти перпендикулярно к первой. Она пересекает грабен по всей ширине.

В первом блоке один из дизъюнктивов северо-восточного простирания выходит на поверхность и представляет собой сброс северо-западного крыла, на котором остались отложения нижнего девона, а юго-восточный блок представлен крупнозернистыми гранитами II фазы улень-туиского комплекса. Дизъюнктив отчетливо прослеживается на 250-300 м там, где он сечет отложения девона и юго-западнее теряется в гранитах.

Следующий дизъюнктив второй системы ограничивает с запада второй блок и обнаруживается по выходу на дневную поверхность небольшого, чуть приподнятого в рельефе островка крупнозернистых гранитов, которые слагают западное крыло. В строении восточного крыла принимают участие туфы и лавовые потоки нижнего девона. Таким образом, восточное крыло сброшено на 150-200 м (рис.3).

Арыштаевский грабен представляет собой оперяющую структуру глубинного разлома, разграничивающего Северо-Минусинскую котловину и Батеневский блок салаирид. В раннем девоне он контролировал один из базальтовых вулканов марченгашского времени. В настоящее время является зоной разгрузки подземных вод.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ЗОНЫ СОЧЛЕНЕНИЯ ПРЕДИВИНСКОГО И АНГАРО-КАНСКОГО ТЕРРЕЙНОВ ЕНИСЕЙСКОГО КРЯЖА

Н.Ю. Матушкин
Научный руководитель профессор В.А. Верниковский
Институт нефтегазовой геологии и геофизики имени А.А. Коптюга СО РАН, г. Новосибирск, Россия

Предивинский и Ангаро-Канский террейны входят в состав южного сегмента Енисейского кряжа – неопротерозойского аккреционно-коллизионного, складчато-надвигового пояса в юго-западном обрамлении Сибирского кратона [5]. Южно-Енисейский кряж простирается в субмеридиональном направлении на 250 км, при ширине около 20 км. На севере он граничит с Заангарским сектором кряжа по Нижнеангарскому разлому, на юге он перекрывается палеозойскими и мезозойскими терригенными отложениями Рыбинской впадины, а на западе его перекрывают отложения Западно-Сибирской плиты. Предивинский и Ангаро-Канский террейны граничат по зоне Приенисейского разлома (см. рис.), который простирается в северо-западном направлении, продолжаясь в Заангарский сектор Енисейского кряжа. По современным представлениям этот разлом интерпретируется как надвиг, по которому происходило надвигание Предивинского террейна на Ангаро-Канский в неопротерозое.

Ангаро-Канский террейн сложен тремя тектонически совмещенными пластинами, состав которых объединяется в три толщи: метаморфизованные в условиях гранулитовой фации кузеевская толща канской серии (гиперстен-гранат-ортоклазовые гнейсы и двупироксеновые кристаллические сланцы) и атамановская толща канской серии (существенно глиноземистые гнейсы); и енисейская серия (амфиболиты, двуслюдяные гнейсы и мраморы), метаморфизованная в условиях амфиболитовой фации регионального метаморфизма. Породы канского гранулитового комплекса вмещают субсогласно простирающийся с ними Таракский гранитоидный массив палеопротерозойского возраста [4], возраст метаморфизма канского комплекса также определен как палеопротерозойский [1].

Предивинский террейн сложен вулканическим комплексом пород дифференцированной известково-щелочной серии (базальты, андезибазальты, андезиты, дациты, риолиты), сформированным в обстановке островной дуги. Породы метаморфизованы в условиях зеленосланцевой фации. С этими породами ассоциируют габброидные, диорит-плагиогранитные массивы и чешуйчатые выходы пород офиолитовой ассоциации – серпентинизированные гарцбургиты, габбро, серпентинитовый меланж и толеитовые базальты, близкие по составу с базальтами срединно-океанических хребтов. Датированные уран-свинцовым методом по цирконам метариолиты дифференцированной серии и плагиограниты Ягуновского массива Предивинского террейна имеют возраст 637±5,7 миллионов лет [2] и 628±3 миллионов лет [5].

Геолого-структурные исследования береговых обнажений р. Енисей, проведенные на протяжении 15 км в зоне сочленения Ангаро-Канского и Предивинского террейна, позволяют определить в структуре последнего наличие многочисленных структурообразующих крутопадающих разломов северо-западного простирания различных порядков. В восточной части островодужного комплекса все большее распространение имеют мелкие крутопадающие разломы северо-западного и северо-восточного простирания, субсогласные с полосчатостью и широкими хлоритизированными зонами рассланцевания.

В структуре террейна при смене островодужного комплекса тыловодужным и океанским наблюдается усложнение степени деформированности пород. В юго-западной части сохраняются ориентировки полосчатости, наиболее приближенные к первичным или доаккреционным. Наблюдается крутое и запрокинутое падение первичной полосчатости на запад, северо-запад. Нередко, полосчатость осложнена малоамплитудной, широкой складчатостью, с субгоризонтальными шарнирами, полого падающими на юг. Породы также нарушены кливажом, падающим преимущественно на северо-восток под углами от 50 до 80 градусов и сонаправленными мелкими разломами. В метагабброидах и диоритах ярлычихинского комплекса полосчатость сохраняется, а система кливажа северо-восточного падения заменяется сонаправленными дайками кварц-полевопат-мусковитового состава и зонами дробления.

В этом же направлении (с юго-запада на северо-восток) усиливается проявление системы трещиноватости юго-западного падения под углом 50-70 градусов. Максимум концентрации трещин и их более четкой ориентировки (азимут падения 210 под углом 70 градусов) наблюдается непосредственно в зоне Предивинского разлома. При удалении от зоны разлома в гранат-биотитовых гнейсах Ангаро-Канского террейна основная система кливажа сохраняется ненадолго, быстро сменяясь субмеридиональной крутопадающей трещиноватостью.

Таким образом, надвиговая природа Предивинского разлома подтверждается чешуйчатой структурой комплексов Предивинского террейна, обусловленной сонаправленными разрывными нарушениями, наличием конформной полосчатости и сланцеватости, а также системы кливажа, приуроченных к разлому. Структура зоны

сочленения представляется как надвинутые друг на друга в северо-восточном направлении блоки с тектоническими контактами. Приподнятый характер юго-западных блоков, относительно северо-восточных подтверждается петрографическим анализов ориентированных шлифов из продольных зон разломов, а именно кинематическими индикаторами взбросовой кинематики.

Во всех зонах разломов также при макроскопическом и петрографическом анализе наблюдается сдвиговая компонента, возможно говорящая о наличии вращательной кинематики в процессе аккреции, что подтверждается палеомагнитными данными по вулканитам Предивинского террейна [3].

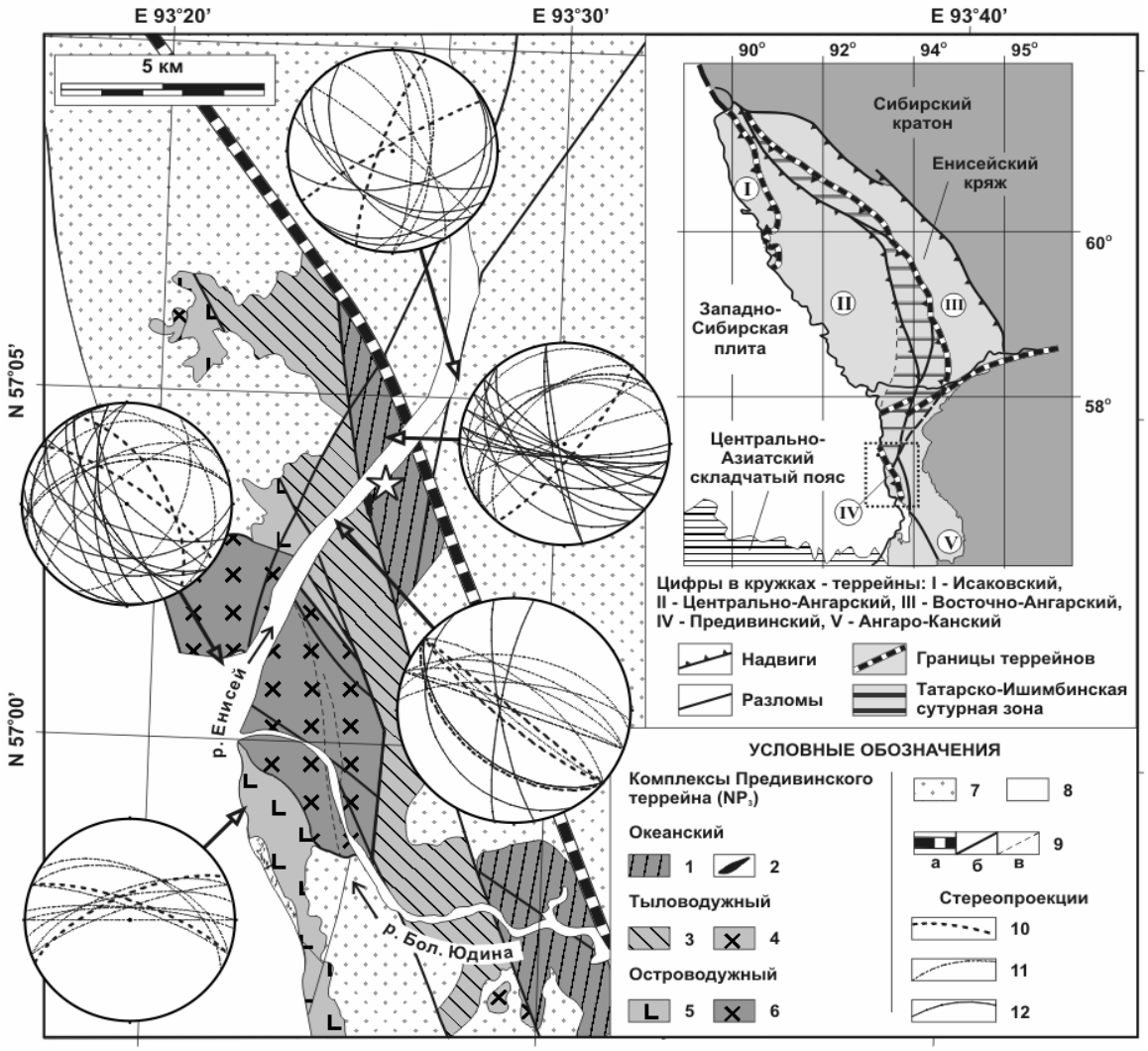


Рис. Геологическая схема северной части Предивинского террейна: 1 – метаморфизованные толеитовые базальты и андезибазальты; 2 – гарцбургитовые серпентиниты; 3 – высокотитанистые и субщелочные базальты, андезибазальты, дациты, риодациты, риолиты, кислые и основные туфы; 4 – Шиверский комплекс: габброиды, диориты, гранодиориты; 5 – известково-щелочные базальты, андезибазальты, дациты, риодациты, риолиты; 6 – Ярличихинский комплекс: метаморфизованные габброиды и диориты; 7 – канский гранулитовый комплекс (PP): гнейсы, амфиболиты, мраморы, мигматиты; 8 – четвертичные отложения; 9 – Предивинский разлом (а), разломы (б), предполагаемые разломы (в). 10-12 – ориентировки плоскостей преобладающих групп трещин и разломов на стереопроекциях (использована сетка Шмидта, вид на нижнюю полусферу): 10 – зоны разломов, 11 – второстепенные системы трещин, 12 – система трещин Предивинского разлома. На врезке показано положение района исследований в террейновой структуре Енисейского кряжа.

Литература

1. Бибикова Е.В., Грачева Т.В., Макаров В.А., Ножкин А.Д. Возрастные рубежи в геологической эволюции раннего докембрия Енисейского кряжа // Изв. РАН. Стратиграфия, геологическая корреляция. – Москва, 1993. – Т.1. – №1. – С. 35 – 40.
2. Верниковский В.А., Верниковская А.Е., Сальникова Е.Б., Котов А.Б., Черных А.И., Ковач В.П., Бережная Н.Г., Яковлева С.З. Новые U-Pb данные возраста формирования палеоостроводужного комплекса Предивинского террейна Енисейского кряжа // Геология и геофизика. – Новосибирск, 1999. – Т.40. – №2. – С. 255 – 259.

3. Метелкин Д.В., Верниковский В.А., Белоносов И.В. Палеомагнетизм вулканогенных комплексов Предивинского террейна Енисейского кряжа и геодинамические следствия // Доклады РАН. – Москва, 2004. – Т.399. – №1. – С. 90 – 94.
4. Ножкин А.Д., Бибикова Е.В., Туркина О.М., Пономарчук В.А. Изотопно-геохронологическое исследование (U-Pb, Ar-Ar, Sm-Nd) субщелочных порфировидных гранитов Таракского массива Енисейского кряжа // Геология и геофизика. – Новосибирск, 2003. – Т.44. – №9. – С. 879 – 889.
5. Vernikovsky V.A., Vernikovskaya A.E., Kotov A.B., Sal'nikova E.B., Kovach V.P. Neoproterozoic accretionary and collisional events on the western margin of the Siberian craton: new geological and geochronological evidence from the Yenisey Ridge // Tectonophysics, 2003. – V.375. – P. 147 – 168.

РУГОЗЫ И ПАЛЕОГЕОГРАФИЯ АЛТАЕ-САЯНСКОЙ ОБЛАСТИ В ТАШТЫПСКОЕ ВРЕМЯ

К.С. Мельник
Научный руководитель доцент Н.В. Гумерова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Работа автора по данной теме началась с летней учебной практики 2007 года, когда под руководством Н.В. Гумеровой проводились палеонтологические исследования, в частности изучение раннепалеозойских кораллов ругоз. В процессе работы автором была освоена методика изучения ругоз под микроскопом в прозрачных шлифах. Материалом послужила коллекция эмсских ругоз, отобранная Н.В. Гумеровой в Горном Алтае, а также коллекция того же возрастного интервала, привезенная профессором Томского государственного университета В.А. Иванией из Южно-Минусинской котловины. Благодаря сборам фауны 2007 года из Северо-Минусинской котловины, которые были предоставлены доцентом кафедры общей геологии Ю.С. Ананьевым, удалось расширить масштабы исследований и уточнить границы распространения на восток эмсской трансгрессии.

На территории Горного Алтая позднему эмсу соответствует накопление сибирячихинского и чарышского горизонтов [4]. Сибирячихинский горизонт представляет собой фаунистически охарактеризованную пачку известняков, в состав которой входят остатки брахиопод, гастропод, строматопорат, табулят и ругоз. Чарышский горизонт представлен известняками, мергелями, туффитами. Список органических остатков горизонта включает ругозы, брахиоподы, табуляты, строматопораты, гелиолитиды. На территории Минусинских котловин отложениям этого возраста соответствует таштыпский горизонт. В Южно-Минусинской котловине в районе возвышенностей Курбезек и Кулагай он представлен преимущественно известняками и в меньшей степени мергелями, алевролитами, песчаниками и эффузивами. В известняках найдена обильная и разнообразная фауна брахиопод, бивальвий, трилобитов, головоногих и брюхоногих моллюсков. Однако ругозы представлены всего одним родом Minussiella Bulvanker. Почти все известняки содержат примесь глинистого материала и линзовидные тела гипса. Часть известняков доломитизирована [2]. В Северо-Минусинской котловине в районе оз. Итколь таштыпский горизонт представлен различными туфами и туффитами с редкими маломощными прослоями известняков с фауной брахиопод, тентакулит и ругоз рода Minussiella.

В экологическом аспекте раннедевонское Западно-Сибирское море представляло собой сложную систему периодически обособлявшихся морских водоемов, в которых шло накопление карбонатных, терригонно-карбонатных и собственно терригенных пород. Режим этих водоемов часто был не нормальным из-за мелководья обилия пепла от вулканов и, возможно, колебания солености воды [3].

В начале эмса на описываемой территории произошло поднятие и регрессия моря, а затем началась трансгрессия. Максимум ее пришелся на середину эмсского яруса, когда море занимало около половины всей территории региона (см. табл.).

Таблица

СИСТЕМА	ОТДЕЛ	ЯРУС	Конодонтовые зоны.	Региональные биостратиграфические подразделения		Палеогеографическая кривая (В % отобщей площади региона)
				Салаир-Кузбасс	Горный Алтай	0 50 100
Девонская	Средний	Эйфельский	australis	Мамонтовский	Шивертинский	
			costatus	Шандинский	Чарышский	
			partitus			
	Нижний	Эмсский	patulus		Сибирячихинский	
			serotinus			
			inversus	Бельовский	Седлушкинский	
			nothoperbonus	Салаиркинский	Устьактельский	
			gronbergi			
			dehiscens			
		Пражский	pireneae	Малобачатский	Якушинский	
			kindlei			
			sulkatus			
		Лохковский	pesavis	Крековский		
			delta	Томьчумышский	Ремневский	
			woschmidti-postwoschmidti	Сухой	Сибиркинский	

В это время на территории Горного Алтая накапливаются отложения сибирячихинского и чарышского горизонтов, в которых широкое распространение получили ругозы. При этом преобладали ветвистые колонии, а массивные встречались редко, лишь в мелких биогермах из-за привноса глинистого материала. Фаунистические комплексы каждого водоема были более или менее специфичными, но, в общем, характеризовались преобладанием типичных для Западно-Сибирского моря видов ругоз: Charactophyllum shandiense и Mansuyphyllum soetenicum. Наиболее специфичным был фаунистический комплекс Таштыпского залива, располагавшийся к востоку от Горного Алтая в пределах Минусинских впадин. Комплекс представлен единственным родом и видом ругоз Minussiella beljakovi Bulvanker. Данная форма интересна тем, что в комплексе с другими ругозами встречается в единичных экземплярах (например, чарышский горизонт). Зато в слоях, лишенных каких-либо других ругоз, получает широкое распространение. Можно предположить, что эта форма не выдерживала конкуренции в нормально экологических условиях и лишь в экстремальных условиях мелководья, обилия пепла от вулканов, примеси глинистого материала и колебаний солености воды, когда остальные виды погибали, Minussiella получала возможность для развития и расселения.

В ходе исследования был изучен и монографически описан вид Minussiella beljakovi Bulvanker (рис.1):

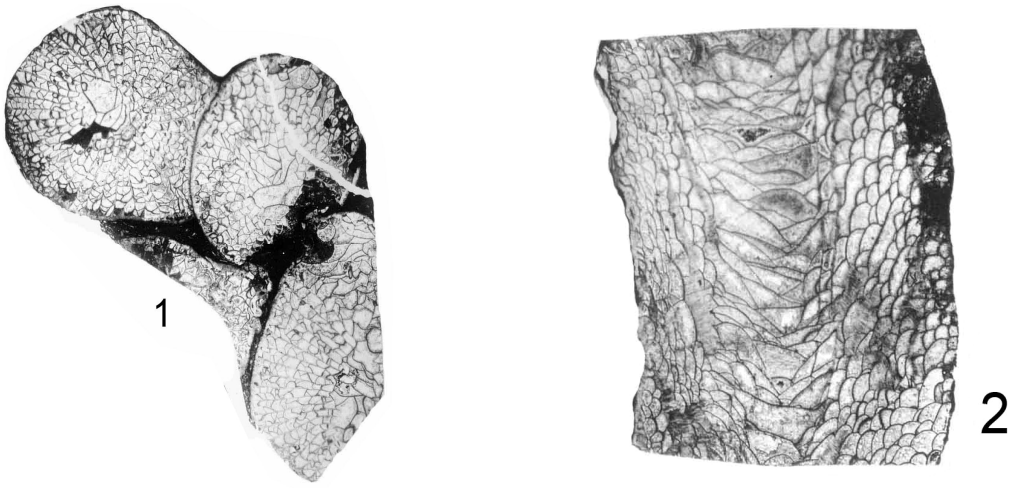


Рис.1 Minussiella beljakovi Bulvanker: 1 – поперечное сечение, X 3,5; 2 – продольное сечение, X 3,5

Диагноз. Коралл представляет собой ветвистую колонию длинных тонких субцилиндрических кораллитов с диаметром 9-11 мм. Имеется до 40 септ двух порядков. Большие септы короткие, редко достигают более половины радиуса коралла. Малые септы, если они развиты, достигают 1/2 - 2/3 длины больших. Чередование септ по порядкам иногда нарушено. Обычно септы тонкие по всей длине, редко расположеные, могут быть разорваны. Днища расщепленные, пузыреобразные частые (от 8 до 12 на 5 мм). Диссепименты многочисленные мелкие наклонные к центру. Местами они разрывают септы. Насчитывается 3-6 рядов диссепиментов в одной колонии [1].

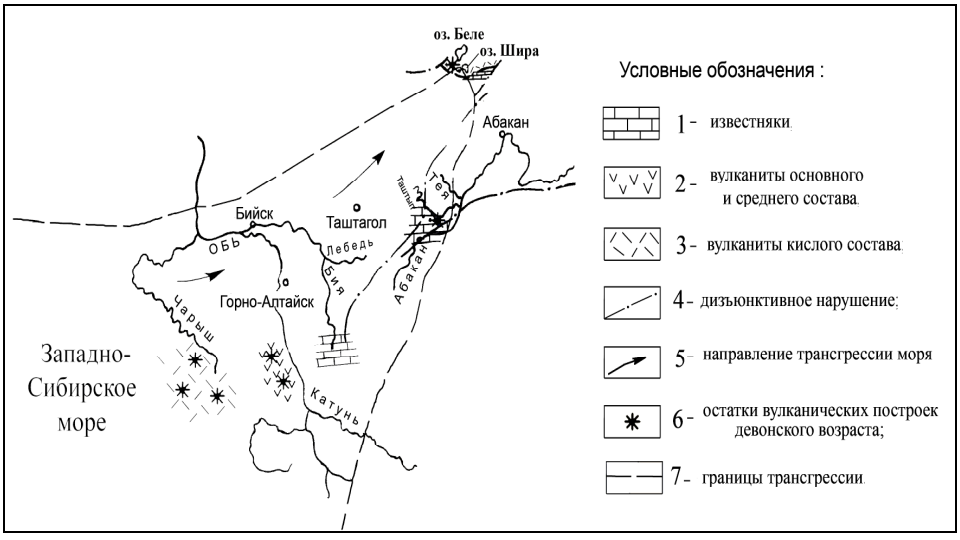


Рис.2 Схема распространения таштыпской трансгрессии Западно-Сибирского моря на территорию Минусинских котловин

Изменчивость выражается прежде всего в индивидуальных колебаниях длины септ, их утолщении на периферии, редукции их периферических концов.

Распространение. Алтае-Саянская область, девонская система, эмсский, эйфельский и живетский ярусы.

Автором была уточнена восточная граница Таштыпского залива по распространению в эмсских отложениях ругоз рода Minussiella Bulvanker. Трансгрессия распространялась на северо-восток от Горного и Рудного Алтая и достигала окрестностей современного озера Итколь (рис. 2).

Литература

1. Бульванкер Э.З. Девонские четырехлучевые кораллы окраин Кузнецкого бассейна. – Л.: Изд-во ВСЕГЕИ, 1958. – 212 с.
2. Ивания В.А. Девонские кораллы Rugosa Саяно-Алтайской Горной области. – Томск: Изд-во ТГУ, 1965. – 398 с.
3. Удодов В.П., Мезенцева О.П., Гумерова Н.В. Девонские трансгрессии на территории Горного Алтая // Тезисы докладов Международного симпозиума «Эвстатические колебания уровня Мирового океана в девоне». – М., 1994. – С. 47– 48.
4. Удодов В.П., Удодов Ю.В., Гумерова Н.В. и др. Палеонтологическое районирование территории Горного Алтая в девоне // Столетие горно-геологического образования в Сибири: Материалы Международной научно-технической конференции. – Томск: Изд-во ТПУ, 2001 – С. 25 – 28.

ЛИТОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ НИЖНЕКЕМБРИЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ БЕРЯМБИНСКОЙ ПЛОЩАДИ (СКВАЖИНА 2, ВОСТОЧНАЯ СИБИРЬ)

Ю.Г. Останкова
Научный руководитель доцент М.И. Шаминова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Изучение литолого-геохимических особенностей нижнекембрийских отложений Берямбинской площади проводилось с целью установления нефтегазоматеринских пород и коллекторов. В основе определения битуминозности лежит люминесцентно-микроскопический метод, обладающий большими преимуществами, благодаря высокой чувствительности, наглядности, учету структурно-литологических особенностей. Сущность метода заключается, во-первых, в изучении органического вещества (ОВ) пород в ненарушенном куске породы, при облучении ее ультрафиолетовыми лучами, при этом битуминозные компоненты, невидимые в обычном состоянии образца, начинают люминесцировать; во-вторых, в выявлении характера и направленности преобразования захороненного ОВ (по пути угле- или нефтеобразования), эпигенетичность и сингенетичность битумоидов по отношению к вмещающей породе, направление и характер миграции битумоидов. Всего было изучено 187 образцов и шлифов из керна и 122 пробы шлама в ультрафиолетовом свете под люминесцентным микроскопом Мик-Мед-11. Кроме люминесцентно-микроскопического метода диагностики пород использовались результаты нейтронно-активационного анализа (НАА) по керну (содержание урана).

Берямбинская площадь географически расположена в пределах южной части Средне-Сибирского плоскогорья и административно находится в Кежемском районе Красноярского края, на правобережной части бассейна нижнего течения р. Ангары. Геологический разрез района работ представлен терригенными, карбонатными и галогенными отложениями верхнего рифея, венда, кембрия. Особый интерес представляет собой нижнекембрийские отложения, в частности отложения тэтэрской, усольской, бельской свит, а именно нижнебельской подсвиты, так как именно из отложений этого возраста в скважине 1 Берямбинской площади получены промышленные притоки газа с конденсатом.

Отложения тэтэрской свиты изучены по керну в интервалах 2450,35-2586,2 м (21 образец) и по шламу в интервале 2570,0-2585,0 м (8 проб). При диагностике пород на битуминозность было выявлено следующее: в образцах в основном преобладают смолистые битумоиды (темно-бурое, темно-коричневое свечение), в меньшем количестве отмечаются маслянисто-смолистые битумоиды (буроватое, бурое свечение). Характерные битуминозные структуры и текстуры: равномерно- и неравномерно-рассеянная, пятнистая, реже трещинная и точечная (такую текстуру образуют легкие битумоиды с голубоватым свечением). Благодаря своей мобильности легкие голубые фракции могут сопутсвовать как син-, так и эпигенетичным битуминозным веществам. В случае их самостоятельных скоплений (в отсутствии других видов битуминозных веществ) решающую роль в диагностике приобретает форма залегания. Неравномерность насыщения характерна для эпигенетичных форм, равномерно-рассеянное состояние – отличительный признак сингенетичности битуминозного вещества. Для сингенетичных битуминозных веществ выявляют отчетливую связь их с органическим веществом, что выражается в наличии повышенных концентраций битуминозных компонентов в участках скопления органического вещества. В случае минеральных трещин и каверн источником служит окружающая порода, поэтому у стенок концентрируется битуминозное вещество, аналагичное по свечению битуминозного вещества, насыщающего породу, к центру трещины состав битуминозного вещества облегчается. Применительно к эпигенетичным битуминозным веществам видна обратная картина рассеивания из каверн и трещин в породу с облегчением состава эмигрирующих фракций по мере удаления от источника. Поэтому можно сделать вывод, что в образцах присутствует наличие смешанных битумоидов, содержание которых не превышает 0,02-0,06%. Породы, содержащие примеси ангидрита в виде мелких включений кристаллов, гнезд и тонких прослойков, как правило менее битуминозны. В прослое соли содержание эпибитумоидов ничтожное, только отмечены редкие буроватые пятна маслянисто-смолистых битумоидов. Данный интервал по данным НАА характеризуется высоким содержанием урана от 0 до 5 г/т с преобладанием больше 1,54 г/т. Во всех изученных пробах

интервалов 2570,0-2585,0 м и 2480,0-2510,0 м содержание битумоидов низкое (0,02-0,04%). Распределение неравномерно-рассеянное и пятнистое, реже трещинное. Преимущественный состав битумоидов маслянисто-смолистый, реже легкий и смолисто-асфальтеновый.

В отложениях тэтэрской свиты состав битумоидов изменяется от асфальтенов до легких с преобладанием маслянисто-смолистых (желто-бурое, красновато-бурое, бурое свечение).

Отложения усольской свиты изучены по керну в интервалах 2291,6-2303,0 м (12 образцов) и по шламу в интервалах 2210,0-2240,0 м (6 проб). В нижней части свиты (2306,0-2303,2 м) вскрыто переслаивание белой и кремовой крупнокристаллической каменной соли. В образцах практически отсутствует битуминозное вещество. В белой соли встречаются единичные голубые блестки, в кремовой – на отдельных участках по границам зерен отмечается желтоватое или темно-бурое свечение, обусловленное присутствием эпибитумоидов маслянисто-смолистого или смолистого состава. Очевидно, этот горизонт может служить флюидоупором. Во всех изученных образцах выявлено наличие смешанных битумоидов, содержание которых среднее (0,04-0,06%). Битуминозные текстуры и структуры: равномерно- и неравномерно-рассеянные, пятнистые, на отдельных глубинах трещинные. В интервале 2302,2-2300,0 м отмечается высокое содержание битумоидов (более 0,08%) маслянисто-смолистого состава (желтовато-бурое свечение) и низкое содержание урана (меньше 1,54 г/т) – возможно, это нефтяной коллектор. На глубине 2297,6 м в мелких кавернах обнаружен черный метаморфизованный битум.

В интервале 2210,0-2240,0 м изучен шлам. В породах содержится небольшое количество битумоидов смешанного типа (0,02-0,04%) преимущественно маслянисто-смолистого состава (тусклое желто-бурое свечение). Характерные битуминозные структуры и текстуры – равномерно-рассеянные, точечные.

Отложения нижнебельской свиты изучены по керну в интервалах 1301,5-1377,2 м (77 образцов) и по шламу в интервалах 1118,0-1300,0 м 934 пробы. Практически во всех образцах пород отмечаются следы миграции битумоидов, кроме соли. Содержание битумоидов, в целом по разрезу, варьирует от малого до высокого (0,02-0,08%) с резким преобладанием содержаний от 0,06 до 0,08%.

В отложениях подсвиты наблюдаются как сингенетичные, так и эпигенетичные битумоиды (интервалы 1301,8-1320,9 м; 1376,2-1377,2 м; 1355,1-1356,6 м; 1341,7-1348,6 м). Битуминозные структуры и текстуры пород: неравномерно-рассеянные, пятнистые, трещинные, точечные. Состав битумоидов преимущественно маслянисто-смолистый (желто-бурое свечение). Наибольшее содержание эпибитумоидов 0,08%. Участки, примыкающие к пластам соли, служат локальными флюидоупорами. По результатам НАА содержание урана в интервале 1301,8-1320,9 м – 0-3,5 г/т с преобладанием меньше 1,54 г/т; 1376,2-1377,2 м – меньше 1,54 г/т; 1355,1-1356,6 м – 0-2 г/т с преобладанием меньше 1,54 г/т; 1341,7-1348,6 м – меньше 1,54 г/т (есть единичные варианты, где отмечено 2 г/т).

Также в отложениях подсвиты (интервалы 1361,6-1362,3 м; 1310,1-1310,5 м; 1367,8-1368,8 м) выделяются маломощные прослои пород, содержащих битумоиды практически всех фракций от 0,04 до 0,08%, с преобладающей сингенетичной битуминозностью. Структуры – равномерно-рассеянные, текстуры – пятнистые, реже трещинные. В интервалах 1220,0-1230,0 м и 1130,0-1140,0 м фиксируются сингенетично-битуминозные породы с преобладанием битумоидов до 0,06% маслянисто-смолистого или смолистого состава. По результатам НАА содержание урана в данных интервалах превышает 1,54 г/т (1,54-4 г/т).

Отложения нижнебельской подсвиты (интервалы 1118,0-1300,0 м), представленные шламом, характеризуются преобладанием в породах эпибитумоидов маслянисто-смолистого (тусклое желто-бурое свечение) или смолистого (темно-бурое свечение) состава. Содержание битумоидов редко превышает 0,02-0,04%. Характерные структуры – неравномерно-рассеянные; текстуры – пятнистые.

Таким образом, интерпретация полученных результатов люминесцентно-микроскопических исследований свидетельствует о том, что нижнекембрийские отложения скважины Берямбинская 2 можно отнести к эпигенетичному нефтегазоносному комплексу, продуктивность которого связана в основном с расположенными вне его источниками. На это указывают следующие факты:

- сингенетично-битуминозные породы (нефтематеринские) с мощностью от 0,4 до 10 м и высоким фоновым содержанием синбитумоидов отмечены только в пределах нижнебельской подсвиты;
- повышенные содержания битумоидов в коллекторах наблюдается только в пределах зон аккумуляции – на участках с благоприятными ФЕС;
- преобладающий состав битумоидов в коллекторах почти такой же, как и в сингенетичном фоне;
- аккумуляция миграционных битумоидов в коллекторах;
- во всех породах отмечается то или иное содержание эпибитумоидов, есть локальные флюидоупоры.

По результатам люминесцентно-микроскопического изучения нижнекембрийских отложений скважины Берямбинская 2 можно сделать следующие выводы.

1. В подавляющем большинстве исследованных образцов пород, вскрытых скважиной Берямбинская 2, отмечаются следы миграции битумоидов, что свидетельствует о проявлении в разрезе процессов флюидомиграции.

2. В отложениях тэтэрской свиты такие интервалы, как 2450,35-2586,2 м (керн) и 2570,0-2585,0 м (шлам) в отношении нефтегазоности интереса не представляют, так как здесь не выявлено ни одного горизонта с повышенной битуминозностью.

3. В усольской свите в интервале 2302,2-2300,0 м высокое содержание битумоидов (более 0,08%) и низкое содержание урана (меньше 1,54 г/т) говорит о том, что это нефтяной коллектор, но так как этот горизонт маломощный (2,2 м), то в плане проведения испытаний он неинтересен.

4. Наибольший интерес представляет собой нижнебельская подсвита. Интервалы 1301,8-1320,9 м, 1376,2-1377,2 м, 1355,1-1356,6 м, 1341,7-1348,6 м являются коллекторами (высокое содержание эпибитумоидов до 0,08% и низкое содержание урана с преобладанием меньше 1,54 г/т). Три последних интервала не

целесообразны в плане испытаний, а на интервал 1301,8-1320,9 м следует обратить внимание, так как здесь мощность горизонта составляет 19,1м.

5. Такие интервалы, как 1361,6-1362,3 м, 1310,1-1310,5 м, 1367,8-1368,8 м, 1220,0-1230,0 м, 1130,0-1140,0 м, нижнебельской подсвиты, можно отнести к нефтематеринским, так как эти горизонты представлены высоким содержанием синбитумоидов (0,06-0,08%) маслянисто-смолистого состава и породами с повышенными концентрациями урана.

6. Шлам усольской свиты (2210,0-2240,0 м) и шлам нижнебельской подсвиты (1118,0-1300,0 м) представлен породами с низким содержанием 0,02-0,04% смешанных битумоидов, поэтому эти интервалы не заслуживают внимания.

Литература

1. Корчагина Ю.И., Четверикова О.П. Методы исследования рассеянного органического вещества осадочных пород. – М.: Недра, 1976. – 229 с.
2. Олли И.А. Органическое вещество и битуминозность осадочных отложений Сибири (по результатам люминесцентно-микроскопического метода). – Новосибирск: Наука, 1975. – 135 с.

НЕКОТОРЫЕ ЧЕРТЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И РЕГИОНАЛЬНЫЙ ПРОГНОЗ УСЛОВИЙ НАКОПЛЕНИЯ ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ТЕРРИТОРИИ УВАТСКОГО РАЙОНА ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ

А.В. Палкин
Научный руководитель начальник отдела региональных исследований Д.А. Сидоров
ООО Лаборатория новых технологий в нефтяной геологии «Петрограф», г. Тюмень, Россия

В настоящее время, все более заметно возрастает интерес к освоению территории юга Тюменской области, в особенности после открытия здесь ряда нефтяных месторождений в последние годы. Вместе с тем, остается актуальной проблема увеличения ресурсной базы, что связано со значительной сложностью геологического строения нефтеперспективных интервалов разреза, главным образом юрских горизонтов.

Для описания строения нижнеюрских отложений (J_1) была построена структурная карта по отражающему горизонту Трад, характеризующая изменение рельефа радомской глинистой пачки и кровли пласта $Ю_{10}$. При ее анализе отмечается унаследованный характер развития основных морфологических элементов, выделенных на структурных планах по кровле доюрского основания (горизонт А). Отложения шеркалинской свиты развиты в наиболее погруженных зонах, выклиниваясь к сводовым частям приподнятых структурных элементов Демьянского и Кальчинского валов, а также Алымского структурного мыса. Согласно карте изопахит интервала А-Трад мощность толщи нижнеюрских отложений достигает максимальных величин в пределах Челдыякского малого прогиба и Нижнедемьянской котловины, где можно ожидать появление тогурской глинистой пачки и подстилающего ее песчаного пласта Ю11. Накопление обломочного материала в этих отложениях, по всей вероятности, происходило за счет процессов разрушения пород палеозоя и сноса обломочного материала к подножию склона и в погруженную часть рельефа, где происходила их основная аккумуляция.

Данные отложения изучены бурением в единичных поисково-разведочных скважинах. Наиболее полно они охарактеризованы керном в скв. 11 С-Демьянской (Отдельной) площади. Под темно-серыми плотными, крепкими, участками косослоистыми аргиллитами с линзами серых крупнозернистых песчаников радомской пачки со спорово-пыльцевым комплексом тоара залегают серые, средне-крупнозернистые, крепкие, массивные песчаники с единичными включениями среднеокатанной гальки и прослоями буровато-черных аргиллитов и алевролитов. Отдельные прослои песчаников имеют бурую окраску и одноцветные включения гальки. В составе подрадомской толщи (пласт $Ю_{10}$) отмечаются маломощные прослои брекчий из обломков пород различного состава и цвета. Общая толщина пласта $Ю_{10}$ в скв. 11 составляет 52 м. Ниже условно выделяются аналоги тогурской пачки. Керном она не охарактеризована, а по ГИС сложена аргиллитами. Нижележащий пласт $Ю_{11}$ в верхней части представлен пачкой песчаников с прослоями аргиллитов и слоем конгломератов в основании из галек пород различного состава и цвета, крепких массивных, сцементированных средне-грубозернистым песчаным материалом. Ниже конгломератов залегает пачка серых и темно-серых песчаников с единичными маломощными прослойками бурых аргиллитов. Контакт с нижележащими палеозойскими темно-серыми, крепкими, плотными массивными известковыми аргиллитами резкий. Общая толщина шеркалинской свиты в описываемой скважине равняется 102 м.

На изучаемой территории в ранней юре преобладали условия расчлененной холмистой равнины. Отложения нижней юры здесь формировались в континентальных условиях закрытого седиментационного бассейна, покрытого сетью рек и проточных водоемов. Продукты разрушения окрестных возвышенностей отлагались в понижениях рельефа, а поскольку вынос материала пелитовой размерности в открытое море был ограничен, он отлагался на дне водоемов, смешиваясь с более крупнозернистым материалом, и ухудшая его коллекторские свойства. Анализ толщин интервала А-Трад дает основание предполагать, что на большей части территории этот интервал сложен делювиально-пролювиальными отложениями склонов холмов, и лишь на северо-востоке Кальчинского участка и на северо-западе района исследований (Иртышский и Ендырский участки) прогнозируется древняя речная долина с проточными водоемами, в пределах которой могут быть развиты аллювиальные отложения. Небольшие палеодолины с проточными озерами предполагаются также к западу и к юго-востоку от Кальчинского вала, однако их связь с другими палеоречными системами не просматривается.

На большей части рассматриваемой территории, в среднеюрском интервале разреза, распространены отложения тюменской свиты, представленные, в основном, переслаиванием серых и темно-серых сильно сцементированных песчаников (пласты от $Ю_9$ до $Ю_2$), алевролитов и глин с включением линз угля и карбонатных пропластков. Согласно электрометрическим диаграммам геофизических исследований скважин толща характеризуется аномалиями ПС, как правило, незначительной амплитуды, а кривая КС отображает весьма интенсивную, сильно изрезанную по отношению к выше- и нижележащим отложениям, запись, характерную для пород континентального генезиса. Проводить корреляцию горизонтов по одним данным электрокаротажа весьма проблематично в силу резкой литофациальной изменчивости пород, как по горизонтали, так и по вертикали.

Наличие в разрезе высокоомных углистых и карбонатизированных пропластков создает хорошие условия для формирования на их границах, характеризующихся резкими перепадами акустических жесткостей, динамически выраженных с высокой амплитудой осей синфазности на сейсмических разрезах МОГТ. Ввиду ограниченной протяженности их нельзя рассматривать в качестве стратифицируемых отражений, однако они позволяют получить представление о схеме взаимоотношений геологических тел, слагающих данный интервал разреза.

Сейсмические горизонты Т и $Тю_4$, приуроченные соответственно к кровле тюменской свиты (условно кровля пласта $Ю_2$) и кровле пласта $Ю_4$, прослежены на всех временных разрезах, но зачастую с определенной долей условности из-за частых изменений динамической выразительности и интерференций с соседними фазами. Из всего набора песчаных пластов, развитых в рассматриваемом интервале разреза, наибольший практический интерес представляет группа пластов $Ю_2$-$Ю_4$. Они являются регионально нефтеносными по всей исследуемой территории.

Для реконструкции условий осадконакопления в средней юре на основе карты сейсмических временных толщин интервала горизонтов А – Т была построена палеогеоморфологическая схема, на которую также вынесены границы трех валообразных групп поднятий, которые являлись зонами активного структурообразования с преобладанием эрозионных процессов. Продукты разрушения эрозионно-денудационных возвышенностей, находившихся в районах Алымской, Лигиярской, Куньякской и Северо-Демьянской групп структур, по системе палеорусел, выделенных в виде узких вытянутых участков увеличенных толщин, сносились в зоны пониженного палеорельефа. Аккумуляция осадков происходила в пределах этих зон, расположеных к востоку и северу от Кальчинского вала, и представлявших собой пологие низменности с развитием широких меандрирующих русловых систем, возможно, кратковременно частично заливавшиеся морем при эвстатических колебаниях его уровня.

В пределах зон активного структурного роста, к которым, например, относится Кальчинский вал, транзитные и аккумуляционные зоны подвергались денудации. В результате сформировавшиеся ранее меандрирующие аллювиальные системы были размыты. Реликты эродированных аллювиальных систем иногда встречаются в пределах рассматриваемых денудационных «живых» поднятий, примером может служить продуктивный пласт $Ю_3$, вскрытый скважиной Кальчинская 61. Однако они, скорее всего, имеют небольшие размеры и не связаны между собой.

За пределами зон структурного роста речные палеодолины остались в лучшей сохранности. На некоторых временных разрезах в интервале тюменской свиты просматривается сочетание пойм и погребенных террас, которые в процессе меандрирования русла меняли свое положение. Отдельные русла, выделяемые на временных разрезах в виде вогнутых вниз линзовидных раздувов осей синфазности, зачастую сопровождающихся интерференцией раздваивающихся фаз, прослеживаются от профиля к профилю, формируя сложную систему меандр внутри контуров палеодолин. Эти аллювиальные системы, практически не меняя своих очертаний по уровням пластов $Ю_4$ и $Ю_3$, заметно различаются по расположению русел, хотя в отдельных случаях перекрывают друг друга.

К иной природе следует относить коллектора пласта $Ю_{2\text{-}5}$ на Северо-Демьянском месторождении. Согласно скважинным данным, улучшение фильтрационно-емкостных свойств здесь следует связывать с зонами повышенной трещиноватости, обусловленными как структурообразующими разломами древнего и одновозрастного с юрскими отложениями формирования, так и современным полем напряжений, проявленном в геоморфологических элементах дневной поверхности. Также большой интерес представляют зоны сокращенных толщин интервала $Ю_2$-$Ю_4$, которые обусловлены размывом покровной, преимущественно, глинистой морской келловейской толщи пласта $Ю_2$, с формированием, в верхней части, базального песчаного горизонта

Отложения верхней юры на рассматриваемой территории представлены абалакским и баженовским нефтегазоносными комплексами. Накопление осадка происходило во время преобладающих процессов погружения территории, в условиях относительно глубоководного моря.

Абалакский нефтегазоносный комплекс, в основном, сложен массивными темно-серыми или серыми тонкоотмученными аргиллитами с включениями пирита и карбонатных минералов. Нередко развитие вторичных карбонатов наблюдается по разнонаправленным трещинам. Карбонаты характеризуются повышенной скоростью прохождения упругих волн, поэтому участки развития карбонатизированных разностей в разрезе абалакской свиты хорошо картируются с использованием схемы временных толщин интервала Б1 – Т по уменьшению интервального времени. Такие участки помимо Северо-Демьянского и Центральноалымского месторождений прогнозируются также на Среднекуньякской, Восточно-Демьянской, Нижнекуньякской и Сложной структурах.

Баженовская свита по результатам бурения глубоких скважин представлена, в основном, черными с буроватым оттенком битуминозными аргиллитами с прослоями рыхлых листоватых разностей, радиоляритов и глинистых известняков. Также встречается «аномальное» строение верхнеюрских отложений с переслаиванием битуминозных и небитуминозных, иногда опесчаненных, разностей. В таких местах наблюдается ухудшение прослеживания горизонта Б, дробление фазы с чешуйчатым наложением на прилегающие сверху отражения

клиноформного комплекса. Нередко в таких случаях наблюдаются увеличения толщин верхнеюрского интервала. Аномальный разрез на Кальчинском участке развит в центральной его части в виде лопасти, заканчивающейся в пределах Северо-Кальчинской II структуры и раскрывается в южном направлении. Граница этой зоны достаточно хорошо контролируется в поле амплитуд по отражающему горизонту Б.

Таким образом, заканчивая обзор сейсмогеологического строения юрских нефтегазоносных комплексов, необходимо отметить, что сложность изучения этих отложений, в южной части Тюменской области существенно усиливается спецификой геологических условий – развитием зон переходов одних типов разрезов (центральные районы бассейна) в другие (окраинные части бассейна). Главным направлением в дальнейших исследованиях территории должно явиться привлечение фациального анализа на основе комплекса геолого-геофизических данных, включающих исследование кернового материала, интерпретацию данных ГИС и сейсморазведки МОГТ, а также результатов литолого-петрографических, геохимических и палеонтолого-тафономических анализов.

INARIA – ПРИКРЕПИТЕЛЬНЫЕ ОРГАНЫ ПОЗДНЕВЕНДСКИХ ОРГАНИЗМОВ ОЛЕНЕКСКОГО ПОДНЯТИЯ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Н.В. Процко

Научный руководитель ведущий научный сотрудник Д.В. Гражданкин

Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

Оленекское поднятие Сибири является уникальным местонахождением отпечатков мягкотелых организмов эдиакарской биоты вендского возраста. На данный момент это единственное место в мире, где вендские организмы сохранились в карбонатных отложениях. Местонахождение было открыто Т.Н. Копыловой в 1959 г., но получило широкую известность благодаря публикациям Б.С. Соколова и М.А. Федонкина. В 1984-1987 годы изучением местонахождения занимался С.А. Воданюк, в результате чего были найдены новые фоссилиносные уровни, расширен географический ареал находок и существенно пополнен список таксонов.

Все находки отпечатков представителей эдиакарской биоты приурочены к пачкам темно-коричневых, битуминозных, тонкослоистых известняков с многочисленными конкрециями. Отпечатки мягких тел сохраняются на нижней поверхности конкреций в виде позитивных гипорельефных слепков и в виде негативных противоотпечатков на кровле подстилающего слойка. Сохранность обусловлена раннедиагенетической или синседиментационной цементацией карбонатного ила над захороненным телом.

В составе ориктоценозов хатыспытской свиты преобладают остатки прикрепительных органов неизвестных организмов, также встречаются объемные слепки рангеоморфного организма Charnia masoni Ford, отпечатки палеопасцихнид, микробных колоний, Eoporpita medusa Wade и перьевидных организмов Khatyspytia grandis Fedonkin. Таксономическая принадлежность прикрепительных органов не установлена, поэтому для их описания приходится использовать искусственную номенклатуру и выделять формальные виды Inaria karli Gehling, I. khatyspytia (Vodanjuk), Protodipleurosoma wardi Sprigg, Mawsonites pleiomorphus Glaessner et Wade, M. reticulatum (Gehling et Rigby), Hiemalora stellaris (Fedonkin).

В коллекции преобладают (>300 экз.) остатки прикрепительных органов Inaria. Стандартная методика изучения палеонтологических объектов не применима к ископаемым остаткам мягкотелых организмов эдиакарского типа в карбонатных отложениях. Поэтому при изучении Inaria обращалось внимание на характер деформаций мягкого тела, биометрические данные отпечатка, форму конкреции, тип сохранности.

Отпечатки (позитивный гипорельеф) и противоотпечатки (негативный эпирельеф) овальной формы, размером 4,5–150 мм. Вся поверхность отпечатка, либо только центральная его часть орнаментирована тонкими низкорельефными валиками и разделяющими их резкими узкими бороздками различной длины и ширины. Кроме того, края отпечатка могут быть рассечены относительно более широкими и глубокими бороздками на лопасти. В зависимости от закономерности в расположении бороздок и валиков по поверхности отпечатка различаются три типа сохранности (рис., А). К первому типу сохранности отнесены отпечатки, поверхность которых покрыта валиками (бороздками) сходящимися к одному краю наподобие веера. В ряде случаев бороздки сходятся к стеблевидной осевой структуре шириной от 2 до 35 мм, сохранившейся в виде позитивного гипорельефа. Подавляющее большинство изученных экземпляров относится к этому типу. Второй тип сохранности похож на первый: на отпечатках валики/бороздки веерообразно сходятся к одному краю, однако в отличие от первого типа, поверхность отпечатка осложнена кольцевыми концентрическими структурами. На экземплярах третьего типа сохранности бороздки и валики радиально расходятся из инвагинационной ямки (щели), расположенной в центральной части отпечатка. Иногда вдоль края отпечатка мягкого тела, вне зависимости от типа сохранности, может наблюдаться валик.

Конкреции, на нижней поверхности которых сохраняются отпечатки Inaria, в большинстве случаев имеют линзовидную форму. Сами отпечатки при этом отличаются максимальной полнотой сохранности. В ряде случаев конкреции могут иметь торовидную или серповидную форму: торовидные конкреции приурочены к отпечаткам третьего типа сохранности, а серповидные – к первому и второму типам. Отпечатки на подошвах таких конкреций имеют неполную сохранность (см. рис., А).

Бороздки и валики на отпечатках интерпретируются как отпечатки складок натяжения мягкого тела, расходящихся от осевой стеблевидной структуры. Переход в стеблевидную структуру был постепенным, о чем свидетельствует общий тренд в распределении складок. Параболический изгиб складок у края отпечатка, по всей вероятности, свидетельствует о том, что при жизни организма его края закруглялись книзу. Таким образом, *Inaria* реконструируется как луковицеобразное тело, плавно переходящее в узкую стеблевидную трубку (рис., Б). Характер деформации указывает на то, что при жизни наружный покров был тонким, гибким, прочным и

эластичным. Наложенные кольцевые концентрические структуры интерпретируются как складки посмертного сокращения объема тела. Краевой валик представляет собой результат заполнения карбонатным илом пространства, образовавшегося при посмертном сжатии засыпанного тела. Обнаруженные у некоторых экземпляров более глубокие и широкие бороздки, разделяющие края тела на лопасти, по всей видимости отвечают прижизненным структурам, которым придается ранг видового признака. На изученных экземплярах не сохранилось больше никаких структур, которые можно уверенно интерпретировать как отпечатки внутренних или внешних обособленных органов.

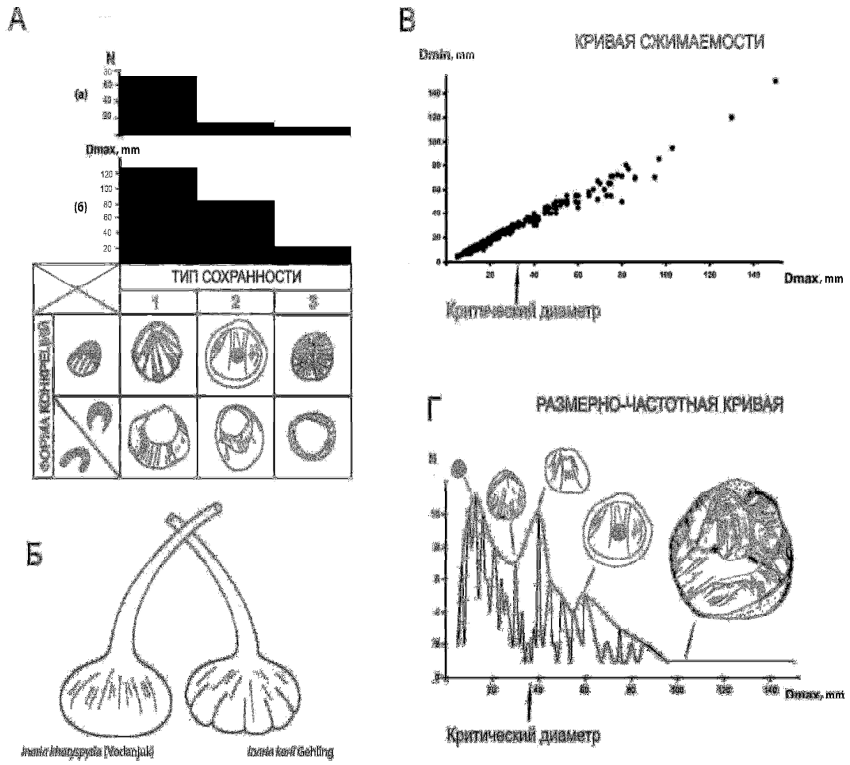


Рис. Прикрепительные органы поздневендских организмов Inaria.
А: Типы сохранности. На графике: а – частота встречаемости типов сохранности; б – распределение типов сохранности в зависимости от размеров экземпляра. Б: Реконструкция организмов. В: Кривая соотношения максимального и минимального диаметров отпечатков. Г: Размерно-частотная кривая ориктоценозов

Овальная форма отпечатков *Inaria*, по всей видимости, обусловлена деформацией тела при захоронении. Анализ степени бокового сжатия тела показывает, что в наименьшей степени деформациям были подвержены мелкие особи (диаметром 4,5-36 мм) (рис., В). Именно эти экземпляры имеют третий тип сохранности (см. рис., А). Отпечатки, диаметр которых превышает 36 мм, демонстрируют резкое отклонение от округлой формы (см. рис., В). Таким образом, размерно-частотная кривая на самом деле должна иметь одномодальную асимметричную форму, но в результате того, что экземпляры, диаметр которых превышает 36 мм, обладали меньшей упругостью к деформациям натяжения, на кривой появляется провал в области 36 мм и следующий за ним пик кажущегося увеличения количества экземпляров диаметром 40 мм (рис., Г).

По результатам проведенных исследований можно сделать следующие выводы. (1) Показана ярко выраженная зависимость тафономии мягкотелого организма от его размеров. Экземпляры, диаметр которых не превышает 35-40 мм, морфологически отличаются от более крупных экземпляров и соответствуют диагнозу формального рода *Aspidella* Billings, однако эти различия имеют тафономическую природу. В нашем случае мелкие экземпляры интерпретируются как ювенильные особи *Inaria*. Предлагается все же сохранить название *Aspidella* и использовать его для прикрепительных органов мелких размеров в случае, если в ориктоценозах не встречены более крупные экземпляры (как это наблюдается в ориктоценозах свиты Fermuse о-ва Ньюфаундленд). (2) Узученный нами материал является типовым для вида *Aspidella hatyspytia* Vodanjuk, 1989. Так как диапазон размерных характеристик экземпляров, на основании которых был выделен вид *khatyspytia*, превышает диапазон экземпляров формального рода *Aspidella*, предлагается поменять родовую принадлежность вида *khatyspytia* и рассматривать его в составе рода *Inaria*. (3) На изученном материале удалось различить два вида: *Inaria karli*, у представителей которого луковицевидное тело разделено на лопасти, и *Inaria khatyspytia*, у представителей которого тело не разделено на лопасти. (4) Установлена возрастная характеристка танатоценозов *Inaria*, которая выявляет высокую смертность особей ювенильного размера (возраста), что может быть отражением определенной экологической стратегии представителей данного рода.

ПОЗДНЕПАЛЕОЗОЙСКАЯ - МЕЗОЗОЙСКАЯ ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ ВИЛЮЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ

А.В. Рукович
Научный руководитель профессор В.Ю. Ивенсен
Технический институт – филиал Якутского государственного университета им. М.К. Аммосова, г. Нерюнгри, Россия

Изучение рифтогенной теории образования Вилюйской синеклизы проводилось многими исследователями России и Якутии. Рифты и проблема их образования привлекают повышенное внимание благодаря высокому нефтегазоносному потенциалу этих структур, а так же в связи с их большим тектоническим значением.

Считается, что заложение Вилюйского рифта произошло в среднем девоне, в карбоне рифт испытал стадию проседания, а в перми рифтовый режим сменился на режим синеклизы. Палеогеографические исследования пермских, триасовых, раннеюрских и отчасти меловых отложений, а также палеотектонический анализ позволяют несколько изменить сложившиеся ранее представления о этапности рифтогенеза Вилюйской рифтовой системы.

По мнению многих ученых Западно-Верхоянская континентальная окраина, возникла в результате развития рифтовой системы, состоящей из системы тройного сочленения рифтов, существовавшей здесь в среднем палеозое. При этом северный и юго-восточный рифты развились в геосинклинальную систему, а западный остался недоразвитым – то есть рифтом, эволюция которого в позднем палеозое и мезозое привела к образованию Вилюйской синеклизы.

В среднем палеозое Вилюйская палеорифтовая система находилась (в соответствии с выявленной Е.Е. Милановским [4] стадийностью рифтогенеза) в стадии проседания, которая продолжилась, по мнению автора, в позднем палеозое и в раннем мезозое. В осадочных образованиях, накопившихся на изученной территории в этот период, могут быть выявлены пять осадочных комплексов: пермский, триасовый, верхнетриасово-келловейский, оксфорд-альбский и позднемеловой.

Вилюйский верхнепалеозойский аллювиально-озерный бассейн на востоке сливался с морским осадочным бассейном, существовавшим на территории Предверхоянского прогиба и Западно-Верхоянского мегантиклинория. В Вилюйской синеклизе в позднем палеозое, начиная, по-видимому, с серпуховского яруса формируется терригенная угленосная толща. Наиболее мощный ее разрез (3587 м) вскрыт не полностью Средне-Вилюйской скважиной, забой которой (6519 м) находится в отложениях верхнего карбона. Сопоставление этого разреза с разрезами верхнего палеозоя Западного Верхоянья позволяет считать, что полная мощность верхнепалеозойских отложений в Вилюйской синеклизе может достигать 5 км.

Данные глубокого бурения и палеогеографических исследований показали, что толща верхнепалеозойских осадков резко выклинивается к бортам синеклизы, главным образом, за счет выпадения из разрезов бортовых зон наиболее древних слоев. Выклинивание происходит скачкообразно, что, скорее всего, связано со ступенчатыми сбросами. Со стороны современной долины Вилюя в Западно-Верхоянский бассейн впадал речной поток (Палеовилюй), долина которого в пределах современной Вилюйской синеклизы испытывала интенсивное погружение в рамках линейно вытянутой рифтоподобной депрессии. Вдоль таких структур, связанных с рифтогенезом, развиваются речные системы, приводящие к формированию дельтового подтипа бассейнов пассивных окраин с исключительно мощным терригенным разрезом [3]. К подобным поперечным депрессиям приурочены долины крупных рек Нигер, Миссисипи, Амазонка и др. [1].

Раннетриасовое проседание рифта сопровождалось глубокими разломами земной коры и внутрибассейновым вулканизмом. Осадконакопление в раннем триасе характеризуется образованием основных вулканогенных и вулканогенно-осадочных пород с пестроцветной окраской, особенно широко развитой в рифтовой зоне и вблизи сочленения рифта и континентальной окраины. Сероцветная грубообломочная толща среднего-верхнего триаса накапливалась при полной компенсации прогибания осадочного бассейна. Для этой толщи характерно резкое преобладание песчаников в ее разрезе, присутствие гравелитов и конгломератов, различные признаки преобладания континентального осадконакопления во всех районах бассейна, за исключением его крайней северной части, где доминируют морские отложения. В течение среднего и позднего триаса происходит постепенное сокращение бассейна седиментации, а в начале нория осадконакопление продолжалось только на территории Западно-Верхоянского бассейна.

Верхненорийско-келловейский комплекс в Предверхоянском прогибе в тех же условиях, что и более древние пермский и триасовый. Мощность его увеличивается с запада на восток от первых сотен до 1200-1500 м. В Вилюйской синеклизе мощность этого комплекса составляет 300-500 м.

Вилюйский палеорифт в это время себя не проявлял, особенно в ранней юре, когда площадь бассейна и характер осадконакопления были полностью связаны с колебательными движениями всей Сибирской платформы и изменением уровня мирового океана. Возвращаясь к рифтогенной теории можно предположить, что в юрское время Вилюйский палеорифт находился на «промежуточном» – прединверсионном этапе своего развития, выделяемым Е.Е. Милановским в истории развития других, хорошо известных континентальных рифтов.

Оксфорд-альбский этап являлся для территории Вилюйской синеклизы временем наиболее значительного структурообразования. Это время активного роста Хапчагайского поднятия, образования Линденской и Лунгхинской впадин. Мощность этого комплекса колеблется от 600-500 м. на Хапчагайском поднятии и до 3 км в прилегающих впадинах. Опираясь на вышесказанное, можно предположить, что в раннем мелу Вилюйский палеорифт начал испытывать стадию инверсии. По Е.Е. Милановскому [4] эта стадия или непосредственно следует за предыдущей (стадией проседания), или отделяется от нее более или менее

длительным периодом, когда рифт, как самостоятельный элемент себя почти не проявляет. Именно это имело место в ранней и средней юре в Вилюйской синеклизе. Активный рост Хапчагайского и других поднятий и образование Линденской и Лунгхинской впадин пришелся на раннемеловой период, особенно на аптский век, что возможно явилось следствием инверсии.

Формирование инверсионных структур может происходить до или одновременно с началом формирования надрифтовой синеклизы. Так, Доно-Медведицкий рифейский авлакоген, испытал возрождение в девоне, а инверсию в альпийский цикл тектогенеза [3]. Вилюйская рифтовая система заложилась в среднем палеозое [2], а инверсию испытала, как это следует из представлений автора, в основном в раннемеловую эпоху. Смена рифтогенного режима на режим синеклизы, произошла в позднемеловой этап, о чем свидетельствует плащеобразный характер залегания пород верхнемеловой толщи мощностью 600-800 м, относительное тектоническое спокойствие, отсутствие вулканизма.

Все вышесказанное, можно соотнести со схемой Т. Уилсона для рифтов африканского типа, которые образуются на вздутиях (в Вилюйской рифтовой системе поднятие отсутствовало), где часто развивается структура, состоящая из трех ветвей, два из этих рифтов могут стать границей плит, ведущими к образованию океана [1]. Можно предположить, что похожая картина существовала в позднем палеозое в Вилюйской рифтовой системе. Следуя схеме Уилсона, в недоразвитой ветви рифта обычно формируется дельта. В Вилюйской рифтовой системе палеодельта и соответствующий ей речной поток существовал в позднем палеозое – раннем мезозое на месте современной долины Вилюя. В конце цикла Уилсона континенты сталкиваются; осадки клина континентальной окраины надвигаются на континент, с которого они были снесены, и теперь снова подвергаются размыву и сносятся в обратном направлении вдоль недоразвитого рифта.

Эту часть схемы Уилсона можно отнести к позднемеловой эпохе, в течение которой на территории Вилюйской рифтовой системы накапливались породы, в составе которых присутствует большое количество пирокластики кислого состава [5], и распространены валунные конгломераты, содержащие, в том числе валуны и гальку кварцитов, кварца, кремней и изверженных пород, которые можно отнести к породам «верхоянского комплекса» [6]. По-видимому, снос выше описанных отложений осуществлялся с территории современного Верхоянья, активный рост которого, приходится на меловой период.

В заключение можно сделать вывод о том, что в течение позднего палеозоя - мезозоя территория Вилюйской синеклизы и прилегающих районов Предверхоянского прогиба испытала интенсивное погружение, сопровождающееся вулканической деятельностью. При этом погружение на территории Вилюйской синеклизы происходило в грабенообразной структуре линейного характера, унаследованной со среднего палеозоя. В результате Вилюйская рифтовая система не только не закончила свое развитие в позднем палеозое, но и продолжала развиваться в мезозойскую эру, что привело к возникновению краевой системы, состоящей из генетически и структурно взаимосвязанных краевого прогиба и входящей в него синеклизы.

Литература

1. Берк К. Эволюция континентальных рифтовых систем в свете тектоники плит // Континентальные рифты. – М.: Мир, 1981. – 356 с.
2. Гайдук В.В. Вилюйская среднепалеозойская рифтовая система. – Якутск, 1988. – 125 с.
3. Кучерук Е.В., Алиева Е.Р. Рифты в эволюционном ряду осадочных нефтегазоносных бассейнов // Континентальный и океанский рифтогенез. – М.: Наука, 1985. – С. 209 – 213.
4. Милановский Е.Е. Рифтогенез в истории земли. – М.: Недра, 1983. – 278 с.
5. Ивенсен Г.В. Особенности химического состава юрских отложений Вилюйской синеклизы и Предверхоянского прогиба // Геология и тектоника платформ и орогенных областей Северо-Востока Азии. – Якутск, 1999. – С. 151– 155.
6. Сластенов Ю.Л. Стратиграфия меловых отложений Вилюйской синеклизы и Приверхоянского прогиба // Геология и полезные ископаемые Якутии. – Якутск, 1995. – С. 60 – 72.
7. Сафронов А.Ф. Историко-генетический анализ процессов нефтегазообразования. – Якутск: Издательство ЯНЦ, 1992. – 217 с.

ФОРМИРОВАНИЕ РЕЛЬЕФА ДОЛИНЫ РЕКИ ЧУЯ В ЧЕТВЕРТИЧНОМ ПЕРИОДЕ (СРЕДНЕЕ И НИЖНЕЕ ТЕЧЕНИЕ)

П.Ю. Савельева
Научный руководитель доцент А.А. Мистрюков
Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

В настоящее время понимание механизмов катастрофических и естественных природных процессов и их влияния на ландшафтно-климатические условия становится особо важными при экологических оценках антропогенной нагрузки на рельеф. В связи с этим особо возрастает интерес к палеогеографическим исследованиям в позднем кайнозое как основному ключу к изучению истории формирования рельефа земной поверхности.

Наиболее удачным и одновременно сложным объектом для решения вопросов о реконструкции геолого-геоморфологических обстановок является район Горного Алтая, для которого характерно огромное разнообразие климатических, ландшафтных и геотектонических обстановок. Особый интерес для геолого-геоморфологических исследований представляют крупные долины рек Катунь и Чуя. Основных причин для исследования этих долин две: во-первых, речные долины являются чувствительным индикатором тектонических и климатических изменений, которые впоследствии отражаются на их морфологии и геологическом строении; во-вторых, вдоль бортов долины рек Катунь и Чуя почти непрерывно тянется серия обнажений. За почти

полувековую историю исследований этого района накопилось множество материалов, однако, до сих пор многие вопросы об истории формирования рыхлых отложений и рельефа долин рек Катунь и Чуя остаются дискуссионными.

Цель данной работы заключалась в следующем: на основе анализа геоморфологического строения и скоростей эрозионного вреза проследить развитие рельефа района среднего и нижнего течения долины р. Чуя с позднего плейстоцена до наших дней. Для достижения поставленной цели требовалось решить следующие задачи:

- провести морфогенетический анализ рельефа изучаемого района;
- построить серию геоморфологических карт на отдельные участки исследуемого района;
- реконструировать возраст геоморфологических поверхностей;
- выделить этапы развития рельефа и отразить их в картографическом виде.

Характерной особенностью строения речных долин рек Горного Алтая является наличие широко распространенной серии высоких и средних террас, которые приурочены к среднему течению реки Катунь и нижнему и среднему течению реки Чуя. После многолетней работы целого ряда ученых сформировалась общепризнанная модель геологического строения террас, согласно которой комплексы, слагающие высокие террасы объединяются в средненеоплейстоценовую Ининскую толщу, а средние террасы – в позднеоплейстоцен-голоценовую Сальджарскую толщу. Формирование таких террас, высоты которых по различным оценкам достигают 230-250 метров относительно уреза воды, связывают с неоднократными прорывами в плейстоцене ледниково-подпрудных озер, существовавших в районе Чуйской и Курайской впадин [2, 3].

В результате исследований был проведен геоморфологический анализ и охарактеризованы различные обстановки формирования рельефа района с построением геоморфологических карт крупного масштаба и профилей на участки долин рек: нижнего и среднего течения р. Чуя, р. Иня, р. Бол. и Мал. Яломан, р. Чибитка, ручья Куэхтанар, схемы распространения высоких и средних террас рек Катунь и Чуя, геоморфологической карты среднего масштаба на весь район исследования. Основой для построения геоморфологических карт и схем послужили топографические карты 1:25000 и 1:200000 масштабов, аэрофотоснимки, космические снимки Landsat и геологические карты 1:200000 масштаба. Использование геоморфологических карт, составленных по принципу выделения генетически однородных поверхностей, дало возможность точно определить границы морфогенетических типов рельефа и провести геоморфологическое районирование, которое отражает результат крупных преобразований рельефа.

Большое значение для расчленения и корреляции четвертичных отложений и выделения этапов формирования рельефа играет определение возраста. Радиоуглеродный метод датирования является основным при исследовании молодых отложений, но зачастую органические остатки, необходимые для датирования, в разрезах являются неоднократно переотложенными или отсутствуют совсем. Датировки, полученные термолюминесцентным и бериллиевым методами, не всегда позволяют сопоставить стадии накопления отложений и развития рельефа в четвертичный период. Поэтому на участке, расположенном между Чуйской и Курайской впадинами в долине р. Чуя, не далеко от устья ручья Куэхтанар для восстановления истории формирования рельефа был использован несколько другой подход. Нами была предпринята попытка реконструировать возраст геоморфологических поверхностей на основе результатов датирования древних пней лиственниц, произраставших на молодых поверхностях рельефа. С поверхности первой надпойменной террасы реки Чуя (координаты 50°09’41,5”, 88°15’14,6”) были отобраны образцы пней лиственницы. По остаткам древесины были получены даты 295±50 лет (СОАН-6008) для пня диаметром 80 см и 235±35 лет (СОАН-6009) для дерева диаметром 116 см. При подсчете годовых колец возраст первого дерева составил 312 лет, второго - 445 лет. Суммируя полученные датировки, мы получили, что деревья поселились на поверхность террасы примерно 607 и 680 лет назад. По устному сообщению докторов биологических наук А.Ю. Королюка и Н.Б. Ермакова время на восстановление благоприятных условий для высадки лиственницы на поверхность новообразованной террасы после освобождения от воды в данных широтных условиях составляет приблизительно 300-400 лет. Таким образом, полученные данные позволяют судить, что площадка данной первой надпойменной террасы сформировалась не раньше, чем 1000 лет назад. Зная высоту первой террасы – 1,7 м, мы путем простых арифметических вычислений получили время, когда сформировалась вторая надпойменная терраса высотой 2 метра – 2175 лет назад (принимая современную скорость реки на данном участке 1,3 м/с). Аналогично вычисляем время образования третей (9318 лет) и четвертой (16971 лет) эрозионных террас с относительными высотами 14 и 15 метров (принимая скорость реки 1,5 м/с исходя из расчетных данных, полученных предыдущими исследователями для позднего плейстоцена-голоцена [3]). Время образования площадки самой высокой эрозионной террасы, сложенной моренными и флювиогляциальными отложениями, говорит о том, что завершение последней эпохи оледенения в данном районе произошло приблизительно 17 тыс. лет назад. Выше по долине реки Чуя на первой террасе, высотой 1,3 м, был найден еще один пень лиственницы, диаметром 64 см, возраст дерева по годовым кольцам составил 276 лет. Также была получена радиоуглеродная дата 230±80 лет (СОАН 6769). На основе полученных данных, было подсчитано время формирования площадки террасы, которое составило приблизительно 900 лет. Выше этой террасы расположен обрывистый склон высотой 25 метров, одновременно являющийся наиболее полным разрезом четвертичных ледниковых отложений для данного района. Посчитав скорость эрозионного вреза реки на данном участке, мы получили, что 17,1 тыс. лет назад началось врезание Чуи в уже сформированные моренные отложения. В этом же районе в 200 метрах от устья ручья Куэхтанар на площадке первой надпойменной террасы высотой 1,2 метра были обнаружены погребенные стволы деревьев. Образец был отобран с глубины 39 см от поверхности площадки. Была получена датировка 410±75 лет (СОАН-6768). Если считать, что за примерно 400 лет накопилось около 40 см осадков, то, следовательно, терраса сформировалась 1,2 тыс. лет назад.

Взяв за основу распространение основных морфогенетических элементов, отражающих структуру долины реки Чуя и Катунь, учитывая данные о внутреннем строении террас, анализ скоростей эрозионного вреза и результаты предыдущих исследователей, нами были построены карты, отражающие крупные этапы изменения рельефа района в четвертичный период.

Первый этап. Конец раннего – среднего плейстоцена [1, 2]. Время максимизации горно-долинного оледенения, сопровождающееся похолоданием, усилением склоновых процессов, становлением мерзлоты во внеледниковой зоне [4]. Формируются эрозионные долины крупных рек Катунь и Чуя. Происходит накопление маломощных пролювиально-делювиальных и аллювиально-делювиальных отложений.

Второй этап. Средний – поздний неоплейстоцен [1, 2, 3]. Время деградации горно-долинного оледенения, сопровождающееся резким изменением среды, повсеместным таянием ледников, образованием талых вод и вскрышей массы ледниково-подпрудных озер. Катастрофические прорывы озер в верхнем течении долины реки Чуя являлись основной причиной обводнения долин рек. В результате катастрофических паводковых событий шло накопление мощных осадков Ининской толщи. Паводки затронули также более мелкие притоки реки Катунь. Происходит расширение мелких эрозионных долин.

Третий этап. После спада паводка и увеличения количества обломочного материала до величины, превышающей выносную способность реки, путем врезания речного потока происходит скульптурная постройка лестницы высоких террас [1, 2, 3]. В это же время расширяются и углубляются мелкие эрозионные долины

Четвертый этап. Поздний неоплейстоцен – ранний голоцен. Эпоха серии кратковременных потеплений и похолоданий [1] сопровождалась ростом ледников, вспышкой неотектонической активности, а затем и деградацией ледников и прорывом мелких подпрудных озер в Курайской и Чуйской котловинах [1, 2, 3]. В результате этих катастрофических процессов формируются грубообломочные отложения Сальджарской толщи.

Пятый этап. Время деградации горно-долинного оледенения. Более теплые и мягкие климатические условия и ослабление тектонической активности стабилизировали ход геологических процессов, способствовали уменьшению эрозионно-денудационных процессов [1]. Реки в процессе своей эрозионной деятельности врезаются в грубообломочные отложения Сальджарской частично Ининской толщ, формируют комплекс средних террас [2, 3]. В долинах рек эродируемый рыхлый материал переносится вниз по течению, переотлагается в виде аллювиальных отложений.

Шестой этап. Климатические условия приближены к современным [1]. В накопившихся ранее пойменных отложениях в результате аллювиального вреза происходит формирование серии низких террас [2]. Эрозионная деятельность затронула не только долины оврагов и мелких рек, но и древние площадки террас, которые подвергаются частичному размыву. Высокие и средние террасы под действием денудации подвергаются частичному размыву. Отложения, слагающие террасы, выносятся и переотлагаются на склонах.

Современное состояние рельефа. Резко-континентальный климат региона, характерный для горной области, и современная сейсмическая активность способствуют дальнейшим преобразованиям рельефа. Периодическая активизация сейсмических процессов приводит к возникновению обвально-осыпных и оползневых форм. Происходит дальнейший врез рек Катунь и Чуя. На склонах формируются эрозионные долины, овраги, идет вынос рыхлого материала и переотложение его вниз по течению.

Работа выполнена при финансовой поддержке Интеграционного проекта СО РАН № 56.

Литература

1. Бутвиловский В.В. Палеогеография последнего оледенения и голоцена Алтая: Событийно катастрофическая модель. – Томск: Изд-во Том. Ун-та, 1993. – 253 с.
2. Зольников И.Д., Мистрюков А.А., Середнев М.А., Лабекина И.А. Строение и генезис средних террас Яломано-Катунской зоны (Юго-Восточный Алтай) // Геоморфология. – М., 2004. – №3. – С. 75 – 84.
3. Парначев С.В. Геология высоких алтайских террас (Яломано-Катунская зона). – Томск: Изд-во ИПФ ТПУ, 1999. – 137 с.

ГЕОЛОГО-ГЕОМОРФОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ЮЖНО-ЧУЙСКОГО ХРЕБТА (ГОРНЫЙ АЛТАЙ)

М.О. Хоменко
Научный руководитель доцент А.А. Мистрюков
Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

Горный Алтай является неисчерпаемым источником информации, важнейшим геологическим объектом в мире. В свое время именно алтайские материалы легли в основу возникновения неотектонической парадигмы, которая активно развивается в последнее время. Для данной работы был выбран район Юго-Восточного Алтая (Южно-Чуйский хребет), где наиболее типично выражено влияние геотектонических преобразований на рельеф.

Южно-Чуйский хребет расположен в высокогорной зоне Горного Алтая и является одним из самых крупных горных сооружений региона. Территория ограничена с севера долинами рек Карагема, Талтуры, с востока долиной реки Тархаты, и с юга долинами рек Джасатор и Аргут. Его южный макросклон короткий и ступенчатый, а северный более пологий. В орографическом плане хребет имеет ромбовидную форму. Рельеф в данном регионе сильно расчленен. Его высота в осевой части на западном и восточном окончании 3300-3400 м, а в центральной части 3700-3900 м. Главная вершина Иикту имеет высоту 3936 м. Центральная часть Южно-Чуйского хребта является крупным центром современного оледенения [2].

В геологическом отношении хребет представлен отложениями кембрия, ордовика, силура, девона. Отложения данных систем преимущественно представлены песчаниками, алевролитами, известняками,

конгломератами, гравелитами, гнейсами, порфиритами, кристаллическими и хлорит-серицитовыми сланцами. Отложения четвертичной системы представлены песками, дресвой, щебнем, галечниками и валунниками. Так же, на данной территории присутствуют и интрузивные комплексы, относящиеся к герцинскому и к каледонскому интрузивным циклам, которые сложены породами кислого и среднего состава.

В зоне Южно-Чуйского хребта проходит глубинный разлом, что обуславливает формирования в данном районе зоны повышенной проницаемости и огнейсования. Территория насыщена небольшими вытянутыми телами и дайками гранитоидов, а также жилами пегматитовых групп. В регионе наблюдается система продольных разломов субширотного направления.

Целью данной работы является изучение геологического строения Южно-Чуйского хребта и его влияния на морфологию рельефа. Для реализации поставленных целей требовалось решить следующие задачи:

-выделить тектонические элементы изучаемого района;

-построить схему разрывных нарушений на территорию Южно-Чуйского хребта.

-построить в среде ГИС структурно-геоморфологическую карту на основе дешифрирования космических снимков и топографических карт и анализа разрывных нарушений.

В ходе решения поставленных задач было проанализировано геологическое строение Южно-Чуйского хребта и его геоморфологическое строение, которое хорошо выражено в рельефе рассматриваемого района. Результатом работы явилось создание структурно-геоморфологической карта (карта блокового строения) и схема разрывных нарушений в электронном варианте на данную территорию, которая отражает влияние геологического строения и тектонических движений на особенности морфологии рельефа данного региона. Основой для создания данной карты послужили материалы дистанционного зондирования, топографические и геологические карты 1:200000 масштабов и результаты исследователей, ранее изучавших территорию Южно-Чуйского хребта.

Проведенный анализ космических снимков позволил нам создать геоморфологическую схему данного региона с нанесенными на нее отдешифрированными линеаментами. Эта схема была взята за основу для создания карты блокового строения Южно-Чуйского хребта. Для этого нам понадобилось проанализировать геологическое строение, элементы рельефа поверхности, материалы предыдущих исследований. Все работы выполнялись в среде ГИС.

Рассмотрим методику построения геолого-геоморфологической карты в среде ГИС. Процесс построения электронного варианта карты обладает некоторыми специфическими особенностями. Электронный вариант карты строился с применением двух программ: ENVI 3.6 и ArcView 3.3.

Первым этапом было построение геоморфологической карты путем выделения областей – полигонов отличных от соседних. Области рисовались на кальке по космическому снимку и топографической основе. Вторым этапом было сканирование полученной карты с кальки. Далее происходил процесс сшивки кусков карты в единое изображение в программе ENVI 3.6. Следующий этап – привязка. Геоморфологическая карта была привязана к топографической основе масштаба 1:200 000 с помощью программы ENVI 3.6. Таким образом, все материалы были представлены в единой координатной системе, что позволило нам провести их совместный анализ, используя программу ArcView 3.3. В результате нами было охарактеризовано структурно-геоморфологическое строение Южно-Чуйского хребта, и установлены взаимоотношения между формированием рельефа и геологической структурой района.

По итогам проведенных исследований можно сделать вывод, что рельеф на данной территории формируется не только за счет эрозионного разрушения пород, воздействия ледниковых процессов, но и в значительной степени за счет тектонических подвижек, которые происходили во времена формирования зоны Южно-Чуйского хребта и на его неотектоническом этапе развития.

Работа выполнена при финансовой поддержке Интеграционного проекта СО РАН № 56.

Литература

1. Богачкин Б.М. История тектонического развития Горного Алтая в кайнозое. – М.: Наука, 1981. – 132 с.
2. Новиков И.С. Морфотектоника Алтая. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2004. – 313 с.

ПРОБЛЕМА ГЕНЕЗИСА САМАРОВСКОГО ЧУГАСА: ОЧЕРК ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИЗУЧЕННОСТИ

Ч.В. Хонинов
Научный руководитель профессор В.И. Исаев
Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск, Россия

Самаровский чугас расположен в центральной части Западно-Сибирской равнины, вблизи устья р. Иртыш, в черте г. Ханты-Мансийск. Это природный парк, где расположен уникальный природный объект: опорный геологический разрез (Самаровский эрозионный останец), по которому эпоха максимального оледенения Западной Сибири получила название «самаровская» (см. рис.).

Определение генезиса осадочных отложений, определение их фациальной принадлежности, играет основополагающую роль в геологическом картировании любого изучаемого района для всех геохронологических периодов. Особую важную роль это имеет для четвертичных образований, где палитра фаций наиболее разнобразна.

Самаровский останец описывался в различное время многими исследователями в основном по двум обнаженям (Пионерская и Самаровская «горы»), и не случайно, т.к. они представляют собой хорошо обнаженные

участки коренных пород. В рассмотренных литературных источниках выдвигаются различные гипотезы происхождения Самаровского останца.

Представления о существовании на Самаровской горе ледниковых отложений и «отторженца» были высказаны еще в конце 19 века [3].

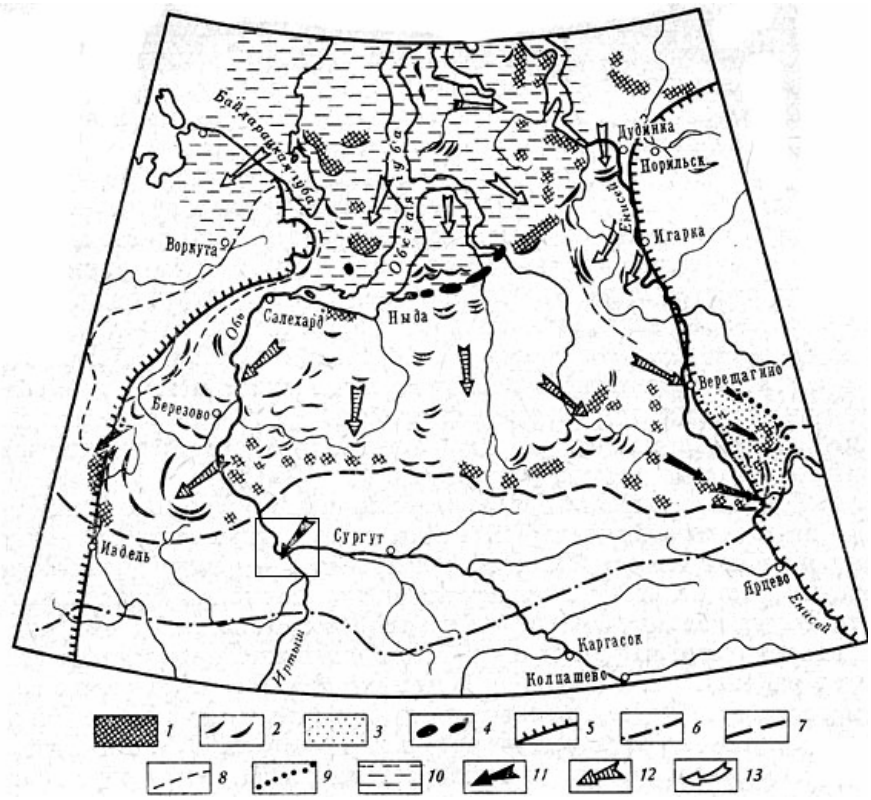


Рис. Схема гляциодинамических явлений плейстоцена на севере Западной Сибири. 1 – холмистый аккумулятивный рельеф; 2 – линейные гряды из мезо-кайнозойских пород (напорные морены); 3 – область распространения эрратического мезозоя на Средне-Сибирском плоскогорье; 4 – локальные гравитационные максимумы; 5-9 – границы: 5 – мезозойских отложений Западной Сибири, 6 – максимального оледенения, 7 – тазовского оледенения, 8 – позднеплейстоценового предгорного ледникового покрова, 9 – мезозойской и трапповой терригенно-минералогических провинций среднеплейстоценовых морен в Средней Сибири; 10 – предполагаемая область позднеплейстоценового ледникового покрова на равнине; 11-13 – направление движения: 11 – среднеплейстоценовых ледников (установлено по ориентировке и составу валунов), 12 – тазовских ледников (предполагается по конфигурации краевых форм), 13 – позднеплейстоценовых ледников Карского покрова [8]

В.Г. Васильев на основании изучения разрезов с учетом данных предшедствующих исследователей, также сделал вывод, что подобные образования имеют ледниковую природу и связаны с напорными моренами, включающими «отторженцы» эоценовых пород [1]. Возраст их был определен средним плейстоценом. С.Б. Шацкий, в дальнейшем на базе своих исследований, также подтвердил ледниковую природу Самаровского чугаса [7].

Но были ученые, которые придерживались другой точки зрения. В 1966 г. И.Л. Кузиным и Н.Г. Чочиа [6], изучавшим разрезы Самаровского останца, с учетом данных каротажа двух гидрогеологических скважин, пройденных без отбора керна, были сделаны выводы о неледниковом происхождении останца. По их мнению, эоценовые опоки в разрезах имеют коренное залегание. Допускалось гравитационное оползание пластичных дочетвертичных пород по склонам древних речных долин. Отложения по возрасту были отнесены к миоцену, а генезис их определен как морской.

И.Л. Зайонц [4] и Р.Б. Крапивнер [5], развивая мысль о неледниковом происхождении «останца», полагали, что эоценовые опоковидные глины имеют диапировую природу, связанную с новейшей тектоникой, обусловившей выжимание блоков древних пород в ядра лежачих антиклинальных складок [5]. Подстилающие их диамиктоны (мужиноуральская свита) были датированы миоценом, перекрывающие песчано-глинистые отложения (салехардская свита) – плиоценом. Генезис отложений определялся морским.

В 1973 г. В.С. Волкова и Е.Е. Гуртовая [2] пересмотрели разрезы Самаровского останца с учетом материалов бурения колонковой скважины №11, пройденной в г. Ханты-Мансийске у здания Народного суда (абс. отм. 113 м). На основании детальных палинологических и минералогических исследований в разрезе скважины было выделено 5 толщ, в общем соответствующих опорному разрезу Пионерской горы: 1 – озерная (12,5 м); 2 – ледниковая, озерно-ледниковая и водно-ледниковая (35,8 м); 3 – «отторженец» эоценовых пород

(24,4 м); 4 – ледниковая (14,6 м); 5 – бассейновая морена (22,7 м). На основании комплексного изучения разрезов ими были сделаны выводы, подтверждающие выводы В.Г. Васильева, а именно:

1. Валунные суглинки, супеси и пески представляют собой абляционную морену, флювиогляциальные и озерно-ледниковые осадки. Предположения о морском генезисе толщи ошибочны;

2. «Отторженцы» палеогеновых пород имеют ледниковую природу, источником их являлись, структуры Зауралья, сложенные породами эоцена.

3. Палинологические данные и минералогический состав пород определенно указывают на четвертичный возраст осадков.

Таким образом, на природу самаровского останца существует две точки зрения. Наиболее прочно укоренилось мнение о том, что в четвертичном периоде Западная Сибирь не однократно подвергалась материковым оледенениям, причем во время максимального ледниковый щит, покрывающий всю северную часть низменности, доходил до г. Ханты-Мансийск и несколько южнее (рис.1). Одним из оснований проведения здесь границы ледника является наличие самаровского «отторженца». В пользу ледникового происхождения Самаровского останца говорят также присутствие довольно крупных валунов чуждых по петрографическому составу данному району и объяснить их генезис неледниковым агентом довольно трудно.

По мнению других ученых Западная Сибирь не подвергалась олединениям, а «отторженцы» палеогеновых пород имеют неледниковое происхождение (диапиризм). Подтверждением являются следующие факты:

1. Довольно неоднородный петрографический состав опоковидных пород «отторженица»: чередование опоковидных и аргиллитоподобных глин и отдельная диатомитовая глина (в самой верхней части тощи) [6]. Из описанного видно, что настоящих опок нет.

2. В основном, по диатомовым глинам был определен возраст отложений (эоцен) [7], но этот слой залегает на толще опоковидных и аргиллитоподобных глин несогласно.

3. Даже если признать, что эти опоковидные глины коррелируются с опоками палеогена, все равно стоит другая нерешенная проблема, которая выражается в том, что тело «отторженца» чересчур большое (площадь его, как считает Р.Б.Крапивнер, составляет 10-11 км^2, а мощность – до 30 м) [5]. Перенос такого массива в почти ненарушенном состоянии проблематичен.

Литература

1. Васильев В.Г. Геологическое строение северо-западной части Западно-Сибирской низменности и нефтеносность. – М.: Гостоптехиздат, 1946. – 152 с.
2. Волков И.А., Волкова В.С., Гуртовая Е.Е. О строении и условиях формирования отложений района г. Самарово // Плейстоцен Сибири и смежных областей. – М.: Наука, 1973. – С. 55 – 67.
3. Высоцкий Н.К. Очерк третичных и послетретичных образований Западной Сибири // Геологические исследования и разведочные работы по линии Сиб. ж/д. – СПб., 1896.
4. Зайонц И.Л. Великий глетчер. Конец гипотезы? // Знание – сила. – М., 1967. – №12. – 17 с.
5. Крапивнер Р.Б. Новые данные о геологическом строении района Самаровского останца // Материалы к проблемам геологии позднего кайнозоя. – Л.: НИИГА, 1969. – 15 с.
6. Кузин И.Л., Чочиа Н.Г. Самаровские и юганский «ледниковые отторженецы» // Четвертичный период Сибири. – М.: Наука, 1966. – С. 210 – 227.
7. Шацкий С.Б. Ледниковые отторженцы в четвертичных отложениях у юрт Еутских на р. Бол. Юган и вблизи г. Ханты-Мансийска // Основные проблемы изучения четвертичного периода. – М.: Наука, 1965. – С. 206 – 224.
8. Астахов В.И. Геологические доказательства центра плейстоценового оледенения на Карском шельфе // Доклады академии наук СССР. – М., 1976. – Т.231. – №5. – С. 1178 – 1181.

ВЕРХНЕЧЕТВЕРТИЧНЫЕ СУБАЭРАЛЬНЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ СИБИРИ, ИХ СТРАТИГРАФИЧЕСКОЕ ЗНАЧЕНИЕ (НА ПРИМЕРЕ РАЗРЕЗА КУРТАК)

К.А. Чиркин, С.Н. Щеглова
Научный руководитель доцент В.С. Зыкин
Институт геологии и минералогии СО РАН, г. Новосибирск, Россия

Стратиграфическое значение верхнечетвертичной субаэральной толщи Сибири обусловлено широким распространением ее в регионе; общей значительной мощностью (до нескольких метров); содержанием богатого палеонтологического и палинологического материала; циклической дифференциацией отложений по литологическим и морфотипическим признакам (лессовидные суглинки и палеопочвы), хорошей изученностью многочисленных разрезов комплексом методов.

Все это позволяет решать задачи не только расчленения, внутри-, межрегиональной и глобальной корреляции верхнечетвертичных субаэральных отложений, но и получать информацию о закономерностях изменений природной среды и климата прошлого в регионе. В основе корреляции разрезов лежат: стратиграфическое положение изучаемых в них горизонтов лессов и ископаемых почв; их глубина залегания; сходство морфотипических признаков одновозрастных ископаемых почв и структуры педокомплексов в разрезах, приуроченных к одной ландшафтно-географической зоне; радиоуглеродные и термолюминесцентные даты; данные по микротериофауне и крупным млекопитающим. Установленные хроностратиграфические горизонты позднего неоплейстоцена Сибири отчетливо соответствуют стадиям изотопно-кислородной шкалы океанических осадков и других глобальных записей климата [9].

Одним из наиболее полных и изученных многими специалистами разрезов субаэральной толщи позднего неоплейстоцена является разрез Куртак, расположенный на северо-востоке Северо-Минусинской

впадины в верхней части не террасированного пологого левобережного склона долины р. Енисей [1, 7, 11, 12]. Мощность исследуемых отложений достигает здесь 24 м, в которых выделено три циклита субаэрального осадконакопления. Каждый циклит представлен горизонтом лессовидных отложений, на которых развиты ископаемые почвы, с признаками криогенных деформаций. Лессы отлагались в периоды холодного климата, что согласуется с данными антарктических и арктических кернов, в которых интервалы, обогащенные пылью, относятся к холодным эпохам, [6, 10, 15]. Ископаемые почвы, составляющие педокомплексы, формировались в периоды потеплений позднего неоплейстоцена [2, 3, 5]. Об этом свидетельствует возрастной диапазон современной и плейстоценовых почв, датированных различными методами. Криогенные горизонты развивались во время начала оледенений.

В разрезе выделено три педокомплекса – каменноложский, сухоложский и куртакский и 2 разделяющих их горизонта лессов – трифоновский и чанинский (см. рисунок).

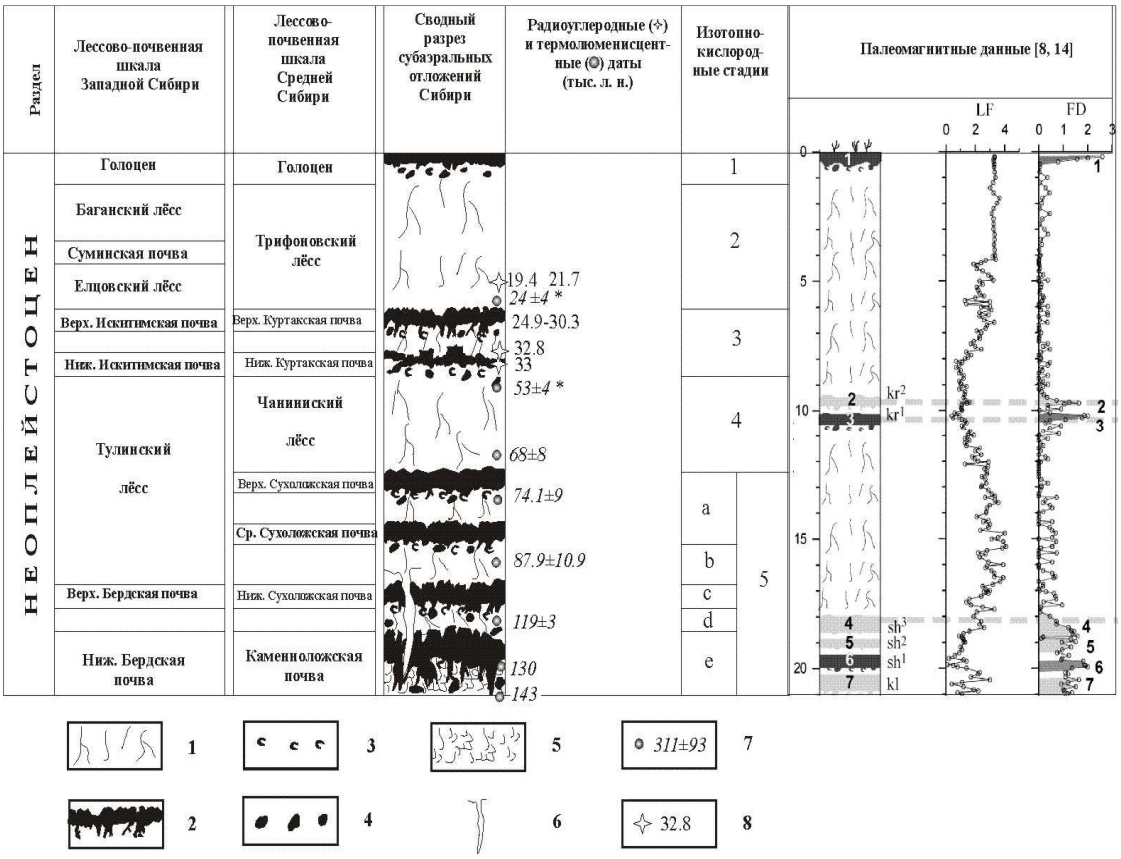


Рис. Стратиграфия и корреляция верхненеоплейстоценовой субаэральной толщи Сибири (по данным Зыкиной, 1996, с дополнениями).
1 – лессовидный суглинок, 2 – гумусовый горизонт, 3 – карбонаты, 4 – норы землероев, 5 – иллювиальный горизонт, 6 – криогенные структуры, 7 – IRSL и TL-даты, 8 – радиоуглеродные даты

Казанцевскому межледниковью соответствует каменноложская почва, залегающая в основании верхнечетвертичных отложений и являющаяся аналогом нижней почвы бердского педокомплекса Западной Сибири. Она сопоставляется с подстадией 5е изотопно-кислородной шкалы. Ее стратиграфическое положение подтверждается ТЛ датами 140±14 т.л.н., 130±10 т.л.н. [1]. Вновь полученные TL даты из разреза Куртак показали, что продолжительность теплого казанцевского межледниковья ограничена возрастом от 119±3 до 143 т.л.н. [13, 16].

В нижнезырянских отложениях в объеме ермаковского горизонта выделено к настоящему времени три теплых интервала, которым соответствует сухоложский педокомплекс, нижняя почва которого является аналогом верхней почвы бердского педокомплекса Западной Сибири. Педокомплекс сопоставляется с изотопно-кислородной стадией 5с,а [4, 13]. Нижняя почва педокомплекса соответствует стадии 5с, а две верхних – стадии 5а. Отсутствие во всех разрезах кроме Куртака двух верхних сухоложских почв связано, вероятнее всего, с разной чувствительностью среды к записи климатических изменений. Неравномерность проявления эоловых процессов в пространстве и времени является причиной отсутствия в разрезах кратковременно формирующихся почв. Термолюминесцентные даты, полученные из лессовых горизонтов, разделяющих почвы комплекса, лежат в возрастных пределах 68±8 (KUR23) т.л.н. и 119±3 т.л.н. [13, 16] и соответствуют возрасту изотопно-кислородной морской стадии 5d-a [9].

Чанинский лес, подстилающий куртакский педокомплекс, формировался, по-видимому, при высоких скоростях аккумуляции осадка, о чем свидетельствует его мощность, достигающая 7 метров.

Термолюминесцентные даты 62±6 и 60±11 т.л.н., полученные из этого горизонта, позволяют отнести его по времени формирования к стадии 4 изотопно-кислородной шкалы.

Каргинский интерстадиал в разрезе Куртак характеризуется очень подробными климатическими колебаниями, представлен двумя куртакскими почвами и двумя слабыми гумусированными прослоями выше куртакского педокомплекса. Период развития педокомплекса по данным радиоуглеродного датирования определен в интервале 22-30 т.л.н. [7] и по данным Damblon et al. [12] - 27,5±0,5 и 33,8±0,4 ka BP, что позволяет сопоставлять его с каргинским горизонтом и с 3 стадией изотопно-кислородной шкалы. Полученные TL даты (24±4 – 53±4 т.л.н. (KUR15)) показывают время формирования куртакского педокомплекса.

Трифоновский лесс выделяется между куртакским педокомплексом и современной почвой. Полученные из него термолюминесцентные даты [13, 16] позволяют сопоставить данный горизонт по возрасту формирования со второй изотопно-кислородной стадией, эквивалентной сартанскому оледенению. Следует так же отметить высокие скорости аккумуляции осадка в течение этого периода.

Результаты проведенных палеомагнитных исследований указывают на эпоху Брюнес как время формирования рассматриваемых отложений. Вариации большинства петромагнитных параметров имеют высокий коэффициент корреляции с изменениями содержания изотопа $\delta^{18}O$, что свидетельствует о существования связей между колебаниями климата и магнитными свойствами лессов и почв [8, 14].

Работа была выполнена при поддержке гранта РФФИ № 07-05-01109-а.

Литература

1. Архипов С.А., Гнибиденко З.Н., Зыкина В.С. и др. Геологическое строение и общая стратегия хроностратиграфического изучения Куртакского археологического района // Палеоэкология и расселение древнего человека в Северной Азии и Америке. – Красноярск, 1992. – С. 10 – 15.
2. Добрецов Н.Л., Зыкин В.С., Зыкина В.С. Структура лессово-почвенной последовательности плейстоцена Западной Сибири и ее сопоставление с Байкальской и глобальными летописями изменения климата // Доклады РАН. – М., 2003. – Т.391. – №6. – С. 821– 824.
3. Зыкин В.С., Зыкина В.С., Орлова Л.А. Стратиграфия и основные закономерности изменения природной среды и климата в плейстоцене и голоцене Западной Сибири // Археология, этнография и антропология Евразии. – М., 2000. – №1. – С. 3 – 22.
4. Зыкина В.С. Позднеплейстоценовые ископаемые почвы юга Средней Сибири (Приенисейская часть) // Палеоэкология и расселение древнего человека в Северной Азии и Америке. – Красноярск, 1992. – С. 102 – 105.
5. Зыкина В.С. Структура лессово-почвенной последовательности и эволюция педогенеза плейстоцена Западной Сибири: Автореф. дисс. доктора геол.-минер. наук. – Новосибирск, 2007. – 32 с.
6. Котляков В.М., Лориус К. Четыре климатических цикла по данным ледяного керна из глубокой скважины на станции Восток в Антарктиде // Известия Академии наук. Сер. геогр. – М., 2000. – №1. – С. 7 – 19.
7. Куртакский археологический район / Дроздов Н.И., Лаухин С.А., Чеха В.П. и др. – Красноярск: Красн. пед. ин-т, 1990. – Вып. 1, 2.
8. Матасова Г.Г., Казанский А.Ю., Зыкина В.С., Чиркин К.А. Реконструкция древней природной среды и палеоклимата магнитными методами на археологических памятниках Средней и Западной Сибири // Археология, этнография и антропология Евразии. – М., 2001. – №3(7). – С. 2 – 16.
9. Bassinot F.C., Labeyrie L.D., Vincent E., et al. The astronomical theory of climate and the age of the Brunhes-Matuyama magnetic reversal // Earth and Planetary Science Letters, 1994. – V.126. – P. 91 – 108.
10. Biscaye P.I., Crousset F.E., Revel M. et al. Asian provenance of glacial dust (stage 2) in the Greenland Ice Sheet Project 2 Ice Core, Summit, Greenland // J. Geophis. Res., 1997. – V.102. – P. 26765 – 26781.
11. Chlachula, J., Evans, M.E., Rutter, N.W., 1998. A magnetic investigation of a Late Quaternary loess/palaeosol record in Siberia // Geophys. J. Int., 1997. – V.132. – P. 128 – 132.
12. Damblon F., Haezaerts P., van der Pflicht J. New datings and considerations on the chronology of Upper Palaeolithic Sites in the Great Eurasiatic Plain. Prehistoire Europeenne 9, 1996. – P. 177 – 231.
13. Frechen M., Zander A., Zykina V., Boenigk W. The loess record from the section at Kurtak in Middle Siberia // Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology, 2005. – P. 228 – 244.
14. Kravchinsky V.A., Zykina V.S., Zykin V.S. Magnetic indicator of global paleoclimate cycles in Siberian loess-paleosol sequence // Earth Planetary Science Letters, 2008. – P. 498 – 514.
15. Petit J. R., Jouzel J., Raynaud D., et al. Climate and atmospheric history of the past 420,000 years from the Vostok ice core, Antarctica // Nature, 1999. – V.399. – P. 429 – 436.
16. Zander A., Frechen M., Zykina V. et al. Luminescence chronology of the Upper Pleistocene loess record at Kurtak in Middle Siberia // Quaternary Science Reviews, 2003. – V.22. – P. 999 – 1010.

СВЯЗЬ НЕОТЕКТОНИКИ С ИСТОРИЕЙ ФОРМИРОВАНИЯ ЧЕТВЕРТИЧНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ И РЕЛЬЕФА ЧУЙСКОЙ КОТЛОВИНЫ

О.И. Шелухина
Научный руководитель доцент И.Д. Зольников
Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

Чуйская впадина расположена на крайнем юго-востоке Русского Алтая. Это самая большая по площади впадина всей горной системы. Она вытянута в субширотном направлении более чем на 70 км, а ширина ее уменьшается с 30 км на западе до 12 км на востоке. В восточной части с ней соединяются небольшие Кокоринская и Богутинская впадины. Геологическая история впадины отражена нами на схеме блочной делимости и карте четвертичных отложений, построенных с учетом литературных источников [1-11], данных геологической съемки, на основе анализа цифровой модели рельефа (ЦМР) и космических снимков. Чуйская

межгорная впадина является полурамповой структурой, представляя собой относительно опущенный блок, обрамленный блоками, испытавшими воздымание. Территория опущенного блока является бассейном седиментации кайнозойских осадков, скрывающих его внутреннюю неотектоническую структуру. С юга впадину обрамляют Южно-Чуйский и Сайлюгемский блоки - части древнего неотектонического вала субширотного простирания. В ходе неотектонической эволюции исходный вал в его пределах разбит на отдельные блоки, в вершинных поверхностях которых сохранилась тенденция к снижению от центра к периферии. Южно-Чуйский блок отделен от Сайлюгемского неотектоническим уступом. С севера Чуйскую впадину ограничивает Курайский блок, вытянутый с юго-востока на северо-запад и представляющий собой характерную неотектоническую взбросо-надвиговую структуру. В северной части впадины кайнозойские отложения подняты на склоны хребта до отметок 2500 м, что отражено на схемах блочной делимости в качестве структур 3-го порядка и на схеме четвертичных отложений, и участвуют в строении его нижней ступени. Северная граница впадины имеет отчетливое взбросо-надвиговое происхождение и характеризуется прямолинейностью. Южная граница как орографический объект впадины практически совпадает с границей распространения кайнозойских отложений. С северо-запада Чуйская впадина замыкается восточным окончанием Северо-Чуйского блока, называемым Сукорским выступом, с запада – Чаган-Узунским блоком, выраженным в рельефе горным массивом. Абсолютные отметки в его пределах составляют 2500-3000 м. С юго-востока впадина замыкается Тапдуайрским выступом, имеющим трехступенчатое строение, с высотами вершинных поверхностей ступеней 2200-2400, 2800-3300 и 3400-3500 м [4, 7].

Разрывные нарушения занимают очень важное положение в строении складчатых сооружений района. Основополагаясь на данные [2, 5], по количеству и значению явно преобладают разломы северо-западного простирания. Курайский глубинный представлен серией разрывных нарушений запад – северо-западного простирания, локализующихся вдоль Курайского хребта. На границе Курайского хребта и впадины повсеместно закартировано надвигание палеозойских пород на кайнозойские осадки впадины с развитием интенсивных дислокаций. Южный склон Курайского хребта представлят собой огромную лестницу, где площадки ступеней образованы реликтами единой в прошлом поверхности выравнивания и вовлеченными в воздымание древними предгорными шлейфами, а уступы между площадками связаны «взбросо-надвигами». Это крутопадающие разломы, и вертикальные нарушения с амплитудами перемещения до 5 км. Кроме крутопадающих, отмечаются и пологие нарушения типа надвигов. В частности на западе Чуйской котловины такой разлом (надвиг манжерокской свиты на образования верхнего девона) ограничивает мелкий Чаган-Узунский блок.

Анализируя литературные источники, объяснительные записки и данные геологических съемок, можно сделать выводы о том, что стратиграфическая схема четвертичных отложений Горного Алтая [10] не обоснована в достаточной степени ни геологическим, ни геохронологическим, ни палеонтологическим материалом. Известно, что геохронологической основой стратиграфической схемы 1981 года, являются термолюминисцентные даты МГУ первого поколения. Некорректность использования для стратиграфических построений термолюминисцентных дат старого поколения показало сравнение их с радиоуглеродными датами [3], и с термолюминисцентными датами нового поколения [11].

Геологическая история Чуйской котловины в кайнозое представлена несколькими этапами [4, 7]. Первый этап, предорогенный – формирование мел-палеогеновой коры выветривания на древней поверхности выравнивания [2, 6], которая является реликтом салаирского фундамента. Второй этап, палеоген-неогеновый, характеризуется субмеридиональным сжатием, которое привело к формированию субширотных валов, обрамленных делювиально-пролювиальными шлейфами. В депрессии между валами формировались озерные алевриты и глины. На данном этапе неотектонического развития территории происходила плавная деформация доорогенного рельефа в результате постепенного сжатия по оси субмеридионального простирания. Образовавшийся при этом желоб стал бассейном седиментации, обрамленным с севера и юга валами, куда сначала переотлагались породы коры выветривания, и где затем отлагались терригенные осадки, формировались прослои органогенного материала, карбонатные породы. По мере роста абсолютных высот в прибортовых частях бассейна отлагались все более грубые осадки, происходила закономерная смена тонкозернистых осадков на грубообломочные породы. Третий этап ознаменован проявлением хрупких деформаций и смещением неотектонических блоков по разломам. Упомянутая выше морфотектоническая перестройка произошла в конце неогена-начале четвертичного периода, когда единый до того момента желоб был разделен перемычками на отдельные бассейны. По мнению [7], это могло произойти только в результате правостороннего сдвига вдоль границ, обрамляющих желоб горных сооружений по достижению предела пластической деформации территории. В результате сдвига были повернуты и выдавлены в пределах желоба блоки (Сукорский и Тапдуайрский выступы), сохранившие до настоящего времени во впадинах своей вершинной поверхности остатки палеоген-неогеновых отложений. О сдвиговом характере свидетельствует и структура типа «конского хвоста», развитая в Акташском узле. С этим этапом связано формирование буроцветной серии аллювиальных, делювиально-пролювиальных и озерных отложений.

По данным исследований палеогляциологии и геокриологии выявлено [11], что к середине четвертичного периода неотектоническая активность привела к началу формирования оледенений, возникших как результат выведения гор на высокий гипсометрический уровень. В результате верховья реки Чуи в плейстоцене обрабатывали потоки льда, которые спускались из высокогорья и останавливались, достигнув Чуйской и Курайской межгорных депрессий. Потоки льда, спускавшиеся в котловины, лишь формировали ледники подножий у границ впадины. Ныне очертания ледников подножий четко фиксируется амфитеатрами запиравших троги конечных морен, которые прорезаются современными водотоками. Это является наглядными признаками для выделения границ распространения отложений позднего плейстоцена по ДДЗ и ЦМР.

В северной части Чуйской впадины нижнечетвертичный возраст пролювиальных грубых галечников и щебней устанавливается по соотношению с подстилающими плиоцен-нижнечетвертичными отложениями и

покрывающими песчано-галечными образованиями древнего Чуйского озера. Собственно ледниковые отложения максимального оледенения повсеместно представлены так называемой «серой мореной», на территории Чуйской впадины занимающей юго-западную часть низов котловины, состоящей из диамиктона (валунно-галечного материала, сцементированного пепельно- и светло-серыми пылеватыми супесями, реже серыми и бурыми суглинками). Верхнечетвертичные собственно-ледниковые отложения «постмаксимального» оледенения по своему строению, как правило, выделяются в тех случаях, когда видны их четкие соотношения с более древним ледниковыми комплексом, что отражено нами в пределах Чуйской котловины, в юго-западной части. Современный отдел представлен главным образом аллювиальными отложениями, слагающими пойму и первую надпойменную террасу (1-1,5 м) в долине реки Чуи и ее крупных притоков и состоящими из гальки и хорошо отсортированного полимиктового песка. Вдоль бортов Чуйской котловины повсеместно развитие имеют также делювиально-пролювиальные слабо отсортированные галечники и щебень, слагающие конуса выносов небольших современных потоков [8, 9].

С четвертичными разломами связано и формирование долин, поперечных бортам котловины. На исследуемой территории найдены следы 2-х оледенений. Среднечетвертичное оледенение было максимальным и, спускаясь с юго-западной окраины котловины, перекрыло сток, что привело к формированию подпрудного бассейна. На рубеже позднего и среднего плейстоцена произошла перестройка рельефа, о чем свидетельствует разные конфигурации полей распространения среднечетвертичного и позднечетвертичного оледенений. Кроме того, часть террасовых уровней среднеплейстоценового подпрудного озера имеют наклонное положение (около 10^0) с воздыманием в сторону Курайского хребта. Особенно четко это видно в юго-восточной окраине Чуйской впадины. Неотектоническая деятельность имела место в голоцене. Так например, слоистая песчаная толща в районе Куэхтанарского участка долины Чуи некоторыми исследователями принимается за подпрудно-озерные отложения сартанского ледника. Однако, более вероятны представления В.В.Бутвиловского, что данный озерный бассейн возник в результате подпруживания Чуйской долины гигантским Сукорским оползнем-обвалом в начале голоцена. Из песков толщи получены две термолюминесцентные даты: 13±1,5 и 14,5±1,5 тыс. лет назад [8], а также серия радиоуглеродных дат от 8,7 тыс. лет назад и моложе [3]. В результате обвала выше по течению Чуи образовалось и существовало озеро на отметке 1750 м. Ниже по течению в пределах Куэхтанарского участка Чуйской долины расположены еще два гигантских оползня-обвала. Наличие серии одновозрастных гигантских оползней-обвалов, перекрывающих комплексы средних террас и приуроченных к нижней хронологической границе голоцена, позволяет предположить на этом хроностратиграфическом рубеже оживление неотектоники в регионе. Неотектоническая активность продолжается до сих пор, о чем свидетельствуют гигантские оползни-обвалы и сейсмическая активность территории [7, 11].

Таким образом, можно сделать вывод, главные этапы формирования геологического строения четвертичных отложений и рельефа Чуйской котловины не просто связаны с неотектоническим фактором, но в значительной степени им контролируются.

Литература

1. Алешко Ю.Б., Ланда М.Н., Столбина И.В. Объяснительная записка к геологической карте, Лист М-45-XVI. – М.: Государственное Научно-Техническое Издательство, 1962. – С. 52 – 63.
2. Башарина Н.П. Мезозойские впадины Алтае-Саянской и Казахстанской складчатых областей. – Новосибирск: Наука, 1975. – 124 с.
3. Бутвиловский В.В. Палеогеография последнего оледенения и голоцена Алтая: событийно-катастрофическая модель. – Томск: Изд-во ТГУ, 1993. – 252 с.
4. Девяткин Е.В. Кайназойские отложения и неотектоника Юго-Восточного Алтая. – М.: Наука, 1965. – 244 с.
5. Дергунов А.Б., Шульгина В.С., Калганов Е.Н, Объяснительная записка к геологической карте, Лист М-45-XVII. – М.: Государственное Научно-Техническое Издательство, 1962. – С. 48 – 55.
6. Добрецов Н.Л., Берзин Н.А., Буслов М.М., Ермиков В.Д. Общие проблемы эволюции Алтайского региона и взаимоотношения между строением фундамента и развитием неотектонической структуры // Геология и геофизика. – М., 1995. – Т.36. – №10. – С. 5 – 19.
7. Новиков И.С., Морфотектоника Алтая. – Новосибирск: Изд-во «Гео», 2004. – 312 с.
8. Окишев П.А. Озерно-ледниковые отложения долины Чаган-узуна и их значение в реконструкции динамики уровня пра-Чуйского ледниково-подпрудного озера // Гляциология Сибири. – М., 1993. – №4. – С. 10 – 20.
9. Окишев П.А., Бородавко П.С. Новые материалы к истории Чуйско-Курайской лимносистемы // Вопросы географии Сибири. – Томск, 2001. – Вып.24. – С. 18 – 27.
10. Решения Всесоюзного стратиграфического совещания по докембрию, палеозою и четвертичной системе Средней Сибири (Новосибирск, 1979 г.) Часть III. Четвертичная система: Объяснительные записки к региональным стратиграфическим схемам четвертичных отложений Средней Сибири. – Л., 1983. – 84 с.
11. Шейнкман В.С. Возрастная диагностика ледниковых отложений Горного Алтая и их тестирование на разрезах Мертвого моря // Материалы гляциологических исследований. – М.: Изд-во ИГРАН, 2002. – Вып.93. – С. 41– 55.

ФАЦИАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ НИЖНЕЮРСКОЙ АБОНСКОЙ ОСАДОЧНО-ВУЛКАНОГЕННОЙ СЕРИИ КОБЮМИНСКОЙ СИСТЕМЫ СКЛАДОК (ЯКУТИЯ)

Я.П. Шепелева
Научный руководитель профессор И.И. Колодезников
Якутский государственный университет им. М.К. Аммосова, г. Якутск, Россия

Кобюминская система складок расположена в восточной части Южного Верхоянья в верховьях р. Индигирка. Она имеет субширотное простирание и протягивается вкрест структурам мезозоид Южного Верхоянья на 250 км при ширине до 50 км и ограничена на севере Брюнгадинским, а на юге Сунтар-Буор-

Юряхским разломами субширотного простирания. Кобюминская система складок наложена на Адыча-Эльгинское поднятие и прилегающие части Южно-Верхоянского и Верхне-Индигирского синклинориев и располагается почти поперек их. Она имеет отчетливое асимметрично-блоковое строение, обусловленное широким развитием в ней крупных разрывных нарушений, почти параллельных основным ее ограничениям. Большинство этих нарушений представляет собой серию ступенчатых сбросов с опущенными южными блоками и вертикальными амплитудами от 300 до 1000 м. Система сложена породами верхней перми – средней юры мощностью более 6500 м. Они образуют несколько протяженных антиклиналей и синклиналей и ряд мелких складок. Помимо складчатых структур в ней наблюдаются Абонский, Кюентинский, Северный и Томторский грабены, которые являются блоковыми структурами, приуроченными к осевым частям синклинальных складок, выполненных отложениями средней перми – нижней юры. Эти грабены имеют юго-восток-восточное простирание, длина их колеблется в пределах 15-20 км, иногда 70, ширина – 3-6 км.

Нижнеюрские осадочно-вулканогенные отложения, развитые в Кобюминской системе складок объединены в абонскую осадочно-вулканогенную серию, которая имеет максимальное развитие в Абонском и Кюентинском грабенах.

Абонская осадочно-вулканогенная серия нижней юры представлена двумя стратотипическими разрезами осадочно-вулканогенных толщ. В первом стратотипе распространены эффузивные, эффузивно-обломочные, пирокластические, вулканокласто-осадочные и терригенные породы. В целом по разрезу количество эффузивных пород составляет 42 %, эффузивно-обломочных – 2 %, пирокластических – 28 %, вулканокласто-осадочных – 21 %, терригенных – 7 %. Эффузивные породы представлены потоками базальтов, эффузивно-обломочные – гиалокластитами, пирокластические – мелколапиллиевыми и псаммитовыми туфами, вулканокласто-осадочные – туфоконгломератами, туфопесчаниками и туфоалевролитами. Вулканогенные породы переслаиваются с глинистыми сланцами, алевролитами, мелкозернистыми песчаниками.

Второй стратотип состоит из эффузивных, эффузивно-обломочных, эксплозивно-обломочных, осадочно-вулканокластических, тефроидных и терригенных пород. В этом разрезе нижнеюрской осадочно-вулканогенной толщи на долю эффузивных пород приходится 13 %, эффузивно-обломочных образований – 3 %, пирокластических пород – 37 %, осадочно-вулканокластических пород – 4 %, и осадочных – 43 %.

Эффузивные образования разреза представлены андезитами, андезибазальтами и базальтами, которые образуют покровы мощностью от 3 до 25 м.

Эффузивно-обломочные породы разреза это кластолавовые породы, развитые в верхней части разреза. Нами наблюдались два слоя мощностью 10 и 20 м.

Пирокластические породы осадочно-вулканогенной толщи разделены на две разновидности: пирокластические породы, не содержащие примесь чуждых обломков; и – содержащие примесь чуждых обломков. К первой разновидности отнесены туфы андезитов, андезибазальтов, базальтов и шлака, сцементированные гидрохимическим путем, за счет вулканогенного материала и туфы с цементом спекания, представляющие собой агглютинат. Ко второй разновидности пирокластических пород относятся ксенотуфы, содержащие чуждые обломки фундамента вулкана. Эксплозивно-обломочные породы нижнеюрской осадочно-вулканогенной толщи образуют слои, мощность которых достигает 90 м.

Осадочно-вулканокластические породы разреза представлены туффитами, которые развиты в нижней части разреза, где они образуют тела мощностью до 20 м. В средней части разреза туффиты образуют толщу переслаивания с туфами шлака и андезибазальта мощностью 60 м. Вулканогенные обломки туффитов представлены обломками андезитов, андезибазальтов и шлака. Терригенная часть представлена гальками кварцитов и терригенных пород.

Терригенные породы осадочно-вулканогенной толщи представлены алевролитами и песчаниками. Алевролиты наблюдаются в средней части разреза, мощностью 3 м. Песчаники развиты в нижней и средней частях толщи, и представлены часто крупно- и грубозернистыми разновидностями, образующими грубую слоистость. Мощность песчаников изменяется от 40 до 70 м, в середине разреза достигая 300 м.

Характерной особенностью строения осадочно-вулканогенной толщи абонской серии в бассейне реки Луговая является обилие пирокластических пород глыбовой и агломератовой размерности, а также присутствие в разрезе эффузивно-обломочных пород и агглютинатов.

Проведенный фациальный анализ нижнеюрской абонской осадочно-вулканогенной серии позволил выявить жерловую, прижерловую, склоновую и удаленную фации раннеюрского палеовулкана, которые сформировались в процессе Стромболианского типа извержения.

Продукты жерловой фации расположены в западной части абонского грабена в бассейне р. Луговая и представлены лавами, глыбовыми агломератами экструзивных и протрузивных куполов; кластолавами и глыбовыми агломератовыми туфами вулканических некков. При изучении отложений жерловой и прижерловой фаций установлено, что потоки лав трудно документируются, поскольку у них плохо выражена подошва и кровля, наблюдается неоднородность по вертикали, значительно меняется мощность потока, в большинстве случаев мы имеем толщи сложенные кластолавами, что свидетельствует о том, что выброс продуктов вулканизма происходил в наземных условиях. Глыбовые агломераты вулканических куполов образуются при постоянном обрушении купола, сопровождающего его рост. Обрушение купола связано с неравномерным ростом его отдельных блоков и с периодическими взрывами внутри купола, рождающими раскаленные лавины. В результате подобных взрывов выбрасывается раскаленный ювенильный материал, формирующий грубообломочные отложения раскаленных лавин, протяженность которых ограничивается первыми сотнями метров, которые в последствии цементируются тонкой пленкой подступающей под давлением жидкой лавы.

Кластолавы образуют тела мощностью 10-20 м. По размерам обломочной части они относятся к агломератовым и глыбовым, по агрегатному состоянию обломков структура их определяется как литокластическая, состоящая из обломков андезитов, андезибазальтов, цементированных тонкой пленкой лавы.

В соответствии с генетической классификацией Е.Ф. Малеева (1980), кластолавы из осадочно-вулканогенной толщи по реке Луговая относятся к кластолавам трубок взрыва, образующиеся в трубках взрыва, заполненных обломочным материалом,

Продуктами прижерловой фации палеовулкана являются лавовые, пирокластические генетические типы при явном преобладании пирокластических образований, представленных пеплово-лапиллиево-бомбовой тефрой, агломератами, туфами агломератовыми, агглютинатами, ксенотуфами.

Агглютинаты представляют собой разновидность тефры, спекшейся в компактную массу в ходе извержения раскаленного базальтового пластичного или полупластичного ювенильного грубообломочного материала, который отлагается в прикратерной части вулкана. Спекание происходит вследствие высокой температуры фрагментов базальтовой лавы, которые, по данным Е.Ф. Малеева, при соприкосновении приобретают единую соединительную пленку.

Агломератовые туфы в осадочно-вулканогенной толще образуют неслоистые пласты, фиксирующие мощные бомбопады, которые в пределах прижерловой фации часто переслаиваются с покровами базальтов, андезибазальтов и андезитов.

Ксенотуфы прижерловой фации слагают нижние горизонты вулкана. Образование их произошло в начальную стадию формирования вулкана, когда сила взрывов относительно невелика и выносимый в значительных количествах чуждый (резургентный) материал отлагается совместно с ювенильным в прикратерной зоне.

Глыбовые туфы генетически принадлежат к отложениям раскаленных лавин. По данным Ю.В. Уткина, глыбовые агломераты раскаленных лавин накапливаются не только в виде агломератовой мантии непосредственно вокруг куполов, но часто полностью заполняют кратер, доходя до его края. В то же время отдельные мощные раскаленные лавины растущих экструзивных куполов могут спускаться по склонам на расстояние до 3-4 км от куполов. Агломератовый материал раскаленных лавин раннеюрского вулкана представлял собой хаотическую смесь обломков лавы аналогичных по составу породам купола: андезитам и андезибазальтам. Петрографический состав обломочного материала очень однороден: более 90% обломков представлено одной и той же породой, что характерно для агломератов раскаленных лавин.

Среди эксплозивного материала наблюдается широкое разнообразие форм: фигурные бомбы (шарообразные, эллипсоидальные, лепешкообразные), лапилли, шлаки угловатой, рогульчатой, черепковидой формы. Присутствующие здесь агглютинаты формируются при извержении в аэральных условиях.

Отложения склоновой фации представлены эффузивным и пирокластическим генетическими типами, развитыми в восточной части Абонского грабена в бассейне ручья Круг. Эффузивный тип представлен потоками и покровами небольшой мощности, которые занимают значительные площади. Пирокластические отложения представлены псаммитовыми и мелколапиллеивыми туфами. Для этой фации характерно переслаивание потоков лав и пластов туфов. Представлены они лавами базальтов и их туфами, гиалокластитами базальтов.

Продукты удаленной фации также развиты в бассейне ручья Круг и включают пирокластический и вулканомиктовый типы отложений. Пирокластический тип представлен тонкообломочным, пепловым материалом, который формирует пласты мелко- и тонкообломочных туфов. Вулканомиктовый тип отложений состоит из туфоалевритов, туфопесчаников и туфоконгломератов. Для них характерны: накопление вулканического материала в холодном состоянии с признаками транспортировки его на значительные расстояния; окатанность и сортированность обломков. Вулканокласты представлены обломками базальтов.

Таким образом, в результате проведенного фациального анализа отложений нижнеюрской абонской осадочно-вулканогенной серии установлено, что к моменту начала вулканической деятельности на исследуемой территории устанавливаются прибрежно-морские условия, сменяющиеся в восточном направлении на морские мелководные. В западной части периодически происходит смена аэральных условий на прибрежно-морские с накоплением крупно- и грубозернистых песчаников. В средней части толщ вулканитов наблюдается маркирующий горизонт темно-серых слоистых алевролитов, свидетельствующий об одинаковых мелководно-морских условиях на всей территории Кобюминской системы складок в середине раннеюрской эпохи. Впоследствии в западной части системы условия сменились на континентальные, переходящие на лагунно-континентальные в центре и мелководно-морские на востоке. В результате изучения нижнеюрских вулканогенных и осадочно-вулканогенных пород, фациального анализа у нас есть все основания считать, что абонская осадочно-вулканогенная серия сформировалась в результате деятельности вулкана Стромболианского типа, формирование которого на начальной стадии происходило в мелководно-морских условиях, которые сменились в последствии на аэральные. Есть все основания предположить, в бассейне реки Луговая вскрывается фрагмент крупной вулканической структуры раннеюрского возраста.

БРАХИОПОДЫ ПОГРАНИЧНЫХ ДЕВОНСКО-КАМЕННОУГОЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ КОЛЫВАНЬ-ТОМСКОЙ СКЛАДЧАТОЙ ЗОНЫ

А.Е. Ялов[1]
Научный руководитель доцент И.В. Рычкова[2]
[1]МОУ СОШ Гимназия №55, г. Томск, Россия
[2]Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Положение границы девона и карбона, как и всех границ крупного ранга единой стратиграфической шкалы, не является общепризнанным. Подобная ситуация присутствует в Колывань-Томской складчатой зоне (КТСЗ). КТСЗ входит в состав Алтае-Саянской складчатой области и образует самостоятельную одноименную структурно-фациальную зону, сложенную среднедевонско-среднекаменноугольными отложениями.

Во всем мире чаще всего границу девона и карбона определяют по конодонтам, фораминиферам и остракодам. Но в КТСЗ целесообразнее границу проводить по брахиоподам, являющимся наиболее многочисленной группой ископаемой фауны: по их появлению и широкому распространению (к примеру, род Dictyoclostus) и по резкому угасанию (рода Cyrtospirifer и Spirifer). Однако, несмотря на то, что изучением пограничных девонско-каменноугольных отложений КТСЗ занимались многие ученые, до сих пор идут споры о том, где провести эту границу.

В верхнем девоне в составе фаменского яруса выделяют подонинский и абышевский горизонты.

В состав подонинского горизонта входит юргинская свита, выходы которой обнажаются на правом берегу р. Томи около ст. Тутальской. Юргинская свита сложена песчаниками, алевролитами, глинистыми сланцами и характеризуется наличием большого количества ископаемой фауны, в основном брахиопод: Mesoplica ex gr. praelonga Half, Mesoplica abyshevensis (Sarytcheva), Cyrtospirifer tschernyschevi Half., Cyrtospirifer archiaci Murch., Cyrtospirifer sp., Chonetes sp. и др., а также криноидей и наземной флоры. Формирование отложений юргинской свиты происходило в условиях мелководного моря. О близости берега свидетельствуют структурные и текстурные особенности пород (косая слоистость, знаки ряби), плохая окатанность обломочного материала, наличие мелкой гальки и отпечатков наземной растительности. Нами были обнаружены и определены Mesoplica abyshevensis (Sarytcheva), Cyrtospirifer archiaci Murch., Cyrtospirifer sp.

Mesoplica abyshevensis (Sarytcheva)

Диагноз. Раковина среднего размера 31-33 мм в ширину округленно-квадратных очертаний. Замочный край короче наибольшей ширины раковины. Брюшная створка с ясным, но мелким синусом. Макушка не выступает за замочный край. В макушечной половине брюшной створки концентрические морщины несут ряд следов игл. Спинная створка не сохранилась. Ушки маленькие, боковые склоны крутые, слегка расходящиеся. Средняя складка крупнее остальных и начинается раньше других, а также несет ряд крупных следов игл.

Распространение. Низы турне Кузнецкого бассейна, абышевский горизонт КТСЗ.

Местонахождение. Правый берег р. Томи, около ж/д станции Тутальской.

Cyrtospirifer archiaci (Murchison, 1840)

Диагноз. Раковина округленно-ромбических очертаний среднего размера 44 мм по замочному краю, равному наибольшей ширине раковины. Брюшная створка умеренно выпуклая. Арея высокая около 15 мм, треугольная, вогнутая, резко ограниченная. Синус хорошо развит, четко ограничен, начинается от самой макушки, глубокий. Ребра в синусе неясные. Ребер до 12 с каждой стороны от синуса.

Распространение. Фаменский ярус Европы, Средней Азии, Кавказа, Урала, Арктики, Казахстана, Алтая.

Местонахождение. Алтай, Терехтинский хребет, район оз. Чойбек-Куль р. Черемшанка; Северные окраины Кузбасса, правый берег р. Томи, около ж/д станции Тутальской.

Таблица

Биостратиграфическое расчленение палеозойских отложений Колывань-Томской фациальной зоны

<table>
<tr><td colspan="4">ОСШ</td><td>Региональные стратиграфические подразделения</td><td colspan="2">Местные стратиграфические подразделения</td></tr>
<tr><td rowspan="2">система</td><td rowspan="2">отдел</td><td rowspan="2">ярус</td><td rowspan="2">горизонт</td><td rowspan="2">зоны по брахиоподам</td><td colspan="2">Колывань-Томская фациальная зона</td></tr>
<tr><td>серия</td><td>свита (толща)</td></tr>
<tr><td rowspan="3">каменноугольная</td><td rowspan="3">нижний</td><td rowspan="3">турнейский</td><td>фоминский</td><td>Spirifer subgrandis</td><td rowspan="3">инская</td><td>ярская толща</td></tr>
<tr><td>тайдонский</td><td>Spirifer ussiensis</td><td>не выделено</td></tr>
<tr><td rowspan="3">девонская</td><td rowspan="3">верхний</td><td rowspan="3">фаменский</td><td>абышевский</td><td>Sphenospira julli</td><td>саломатовская толща</td></tr>
<tr><td>подонинский</td><td>не выделено</td><td colspan="2">юргинская свита</td></tr>
</table>

Cyrtospirifer sp. (Nalivkin, 1918)

Диагноз. Раковина среднего размера, 46 мм в ширину. Брюшная створка равномерно выпуклая с сильно загнутой макушкой. Синус глубокий, начинающийся от самой макушки, четко ограниченный, несущий в себе 7 ребер. Боковые ребра четкие, резкие, начинающиеся с примакушечной части брюшной створки в количестве 19 с каждой стороны от синуса.

Распространение. Верхний девон, редко верхи среднего девона и низы нижнего карбона. Повсеместно.

Местонахождение. Северные окраины Кузбасса, правый берег р. Томи, близ д. Митрофановки

В состав абышевского горизонта, входит **саломатовская** толща. С абышевским горизонтом всегда связывали границу девонско-каменноугольной систем. Проведение границы является затруднительным, т.к.

ранее абышевский горизонт относили к турнейским отложениям нижнего карбона (Л.Л.Халфин). В последнее время (решением Сибирской региональной межведомственной стратиграфической комиссии 1996 г.) этот горизонт выделяют в составе верхнего девона.

Опорным стратиграфическим разрезом саломатовской толщи является обнажение правого берега р. Томи около д. Саломатово. Разрез характеризуется наличием большого количества карбонатных пород: известковистых песчаников, песчанистых известняков, а также алевролитов, редких аргиллитов. Формирование толщи происходило в условиях прибрежного мелководья, на что указывает наличие следов волноприбойного движения. Фауна встречается преимущественно брахиопод: *Spirifer sibiricus* Jan., *Spirifer tornacensis* Kon., *Spirifer julli* Dehee, *Cyrtospirifer archiaci* Murch. В этом обнажении нами были найдены и определены многочисленные представители *Sphenospira julli* Dehee.

Sphenospira julli (Dehee, 1929)

Диагноз. Раковина крупная 50 мм в ширину по замочному краю. Брюшная створка выпуклая с маленькой, слегка загибающейся макушкой. Синус мелкий, несущий до 2-х ребер. Число ребер с каждой стороны от синуса – 20-30; на 5 мм у лобного края оно колеблется от 3-х до 5. Седло также несет ребра в количестве 5, хорошо выражено.

Распространение. Этрен Бельгии, Урала, Армении, Казахстана, Западной Сибири.

Местонахождение. Турне Рудного Алтая; абышевский горизонт в Кузбассе – р. Иня близ с. Абышево; р. Тыхта ниже д. Усть-Подун; р. Большая Мозжуха близ г. Кемерово; р. Камышная близ д. Топки; правый берег р. Томи, у д. Саломатово.

В нижнем карбоне КТСФЗ в составе турнейского яруса выделяют фоминский горизонт, в который входит **ярская** толща. Нижние горизонты ярской толщи обнажаются в устье руч. Шумиха, правого притока р. Томи. Ярская толща сложена алевролито-глинистыми и глинистыми сланцами, алевролитами, песчаниками, известняками и представлена богатым комплексом брахиопод (*Syringothyris cuspidate* Mart., *Spirifer subgrandis* Rot., *Dictyoclostus semireticulatus* Mart.), а также пелециподами (*Nucula oblonga* M'Coy., *Polidevcia tomiensis* Lapshina), члениками криноидей, зубами рыб и др. Формирование отложений ярской толщи происходило в постоянно изменяющихся условиях. Нижняя часть толщи характеризует нормально-морской мелководный бассейн, с благоприятным температурным режимом, на что указывают грубые ребра брахиопод в нижних слоях ярской толщи, с неспокойной гидродинамической обстановкой (прослои песчаников и алевролитов). В верхней части толщи преобладают относительно глубоководные тонкотерригенные, глинистые осадки с обрывками растений и обломками морской фауны. В обнажении нами были обнаружены и определены многочисленные представители рода *Dictyoclostus* (Muir-Wood, 1930).

Dictyoclostus sp. (Muir-Wood, 1930)

Диагноз. Раковина крупных размеров, около 60 мм в ширину. Макушка узкая, сильно выпуклая. Замочный край изогнут. На брюшной створке имеются относительно мелкие следы игл. В боковой части брюшной створки – концентрические морщины расплывчатых очертаний. Слабо выраженный синус сглаживается в лобной части.

Распространение. Карбон-пермь бывшего СССР; нижний карбон Западной Сибири; северные окраины Кузнецкого бассейна.

Местонахождение. Обнажение «Аникин камень», устье руч. Шумиха, правого притока р. Томи.

Таким образом, отличия девонских и каменноугольных отложений по фауне брахиопод КТСЗ приводят к заключению, что границу целесообразнее всего проводить между обнажениями у д. Саломатово и обнажением устья руч. Шумиха.

Литература

1. Антонова В.А., Гутак Я.М., Родыгин С.А., Савина Н.И., Толоконникова З.А.. Положение границы девона и карбона на юге Западной Сибири // Проблемы и перспективы развития минерально-сырьевого комплекса и производительных сил Томской области: Материалы научно-практической конференции. – Томск, 2004. – С. 143 – 144.
2. Биостратиграфия палеозоя Саяно-Алтайской горной области / Под ред. Л.Л. Халфина. – Новосибирск: СНИИГГИМС, 1962. – Т.3. – С. 159 – 167.
3. Границы геологических систем / Гл.ред. А.В. Пейве. – М., 1976. – 108 с.
4. Основы палеонтологии / Гл. ред. Ю.А. Орлов. – М.: Издательство Академии наук СССР, 1960.
5. Рычкова И.В. Стратиграфия и палеогеография верхнего палеозоя – нижнего кайнозоя Колывань-Томской складчатой зоны и юго-востока Западно-Сибирской плиты. – Томск, 2007. – С. 3 – 15.

ИЗ ИСТОРИИ ТОМСКОГО ЖЕЛЕЗА

А.С. Янкович
Научный руководитель доцент Ф.Б. Бакшт
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

От самого основания в 1604 г. и до начала XVIII в., Томск играл важную роль как военный форпост, необходимый для продвижения Русского государства вглубь Сибири. Племена воинственных кочевников в течение всего этого периода беспрестанно нападали на город.

Городу было необходимо железо, как для строительства, так и для оружия и инструментов. Однако собственного железного производства город не имел. Как указывает Г.Ф. Миллер, «*железо, необходимое для постройки города в Томске, покупали в Енисейске*» [2].

Местное население – томские татары – ни искать, ни добывать железо не умели, в отличие от, например, кузнецких татар или, возможно, хантов и селькупов (остяков).

Понятно, что в таких условиях находка руды в Томске была событием государственной важности, настолько важным, что сам царь Михаил Федорович обратил внимание и приказал послать кузнецов, чтобы выплавлять пищали и пушки в Сибири, а не везти их издалека. Подробнее об этом говорится в «*Грамоте в Тобольск воеводе князю Андрею Хованскому с товарищами о посылке в Томск письменного головы для сыска про железо, добываемое в трех верстах от Томска*» (от 3 октября 1625 года) [3].

Но стоит вернуться к самому факту, «*В прошлом в 132-м году октября в 20 день писали нам ис Томсково города воеводы Иван Шеховской да Максим Радилов: посылали де они кузнеца Фетку Еремеева проведывати и искати железные руды; и кузнец Фетка Еремеев пришед сказал им, что нашел он в горах каменья и руду, а чает он Фетка, что ис того каменья и из руды железо будет; и они посылали с тем кузнецом с Феткою казака Пятуньку Кизыла для опыту по каменье и по железную руду, и они с ним тово каменья и железные руды Фетке кузнецу велели железо варить при себе; и родилося ис той руды и ис каменья железо добро, такое ж, что и в Кузнецкой земле; и то они железо прислали к нам к Москве с тем же кузнецом с Феткою Еремеевым. И на Москве то железо переплавливали, и то железо добро, будет из него сталь*» [3] (рис.1).

Кузнеца наградили, и отправили обратно в Томск, где, по его словам «*…и в Томском [городе] железо можно делать, пищали полуторные и полковые и скорострельные и к тем пищалем ядра железные…*». Федор не был пушечных дел мастером, и были «*…надобе такие кузнецы, кому б то дело было за обычей*». Вот ему в подмогу и «*…были посланы в Сибирь в Томской на житье с Устюжны Железопольские кузнецы Ивашко Баршен с женою и з детьми да Вихорко Иванов со всею кузничною снастью…*» [3].

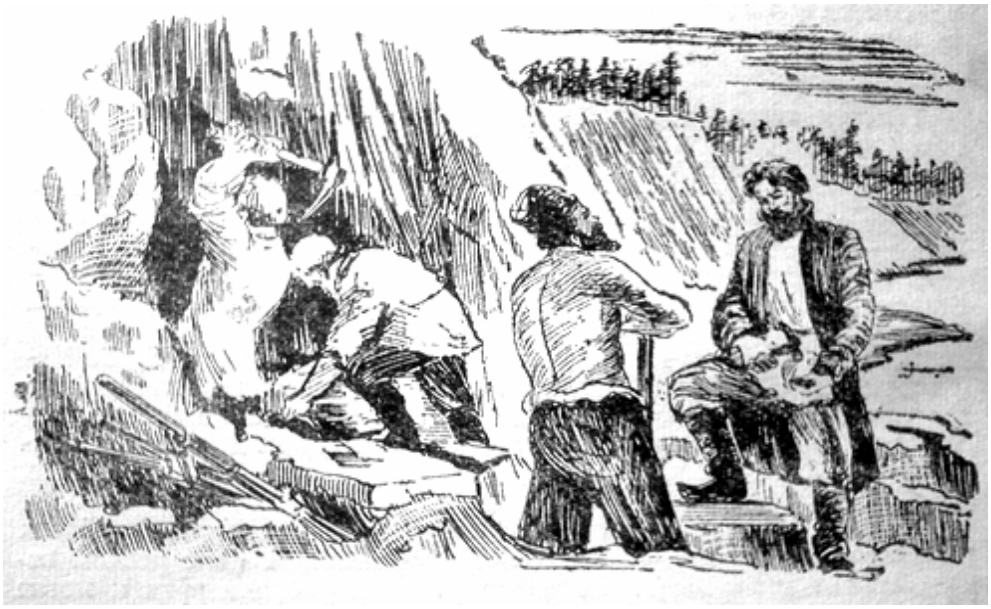


Рис.1 Федор Еремеев с товарищами ломает железную руду в окрестностях г. Томска. По А. Пугачеву [4]

Были ли другие возможности изготавливать железо в Сибири? Задолго до прихода русских туземному населению было известно железо. Отдельно стоит упомянуть кузнецких татар и хантов и селькупов (остяков). Первые выплавляли железо из магнетитовых руд горного обрамления Южной Сибири. Эти руды выходили прямо на поверхность и особых поисков не требовалось. К тому же железо и, следовательно, изделия получалось высокого качества, за что народ и был прозван «кузнецами». Вторые же использовали болотную руду, и у них был свой секрет, как определить есть ли в болоте руда. Поисковым признаком было наличие зарослей камыша в болоте, а о присутствии скрытой в болоте железной руды можно было узнать, «для этого надо взять сырой бересты и окунуть ее в болото; тогда содержащая железо вода съест верхний слой коры, оставив только внутреннюю гладкую кожицу» [2].

Итак, начало железорудного промысла в городе Томске было положено.

«А велено тем кузнецом делати ис томсково железа безпрестани пищали полуторные и полковые и скорострельные и к тем пищалем ядра, сколько х которой пищали надобе. Да сколько они каких пищалей и к ним ядер зделают, и ис тех пищалей велено в Томском для опыту выстрелить хоти по одинова перед воеводы, крепкие ли те пищали вперед будут и не разорвет ли их на стрельбе» [3].

Казалось бы, зачин положен, местная металлургия должна развиваться. Однако дальше события развивались совсем не так, как было намечено. Неожиданно выяснилось что железо, добываемое в Томске необычайно дорого из-за отсутствия рабочей силы и необходимости нанимать «гулящих людей», да и вдобавок его родится очень мало («на неделю по пуду, а иную неделю и не родится пуда») [3]. Таким образом, смысла в производстве Томского железа не было, и его остановили, а кузнецов отправили в Тобольск. Выплавили ли из томского железа хоть одну пушку? По всей вероятности, да: «и велели делати пушку волкопейку».

Через 300 лет профессор И.К. Баженов дает возможное объяснение появлению железных руд на территории Томска. В статье он описывает исследование, проведенное А.Т. Пшеничниковым, которое показало, что в слое горных пород под Лагерным садом присутствует слой сидерита – «высококачественной легкоплавкой руды с содержанием окислов железа до 54-60 процентов при наличии марганца» – мощностью около одного метра. Далее Баженов пишет, что «просмотр разреза берега Томи вверх от Лагерного сада показал что в обрывах имеются свалы сходных железных руд, но сами пласты на поверхности не видны, будучи прикрыты оползневыми образованиями». Далее автор приходит к выводу, что «это открытие имеет весьма крупное значение» [4].

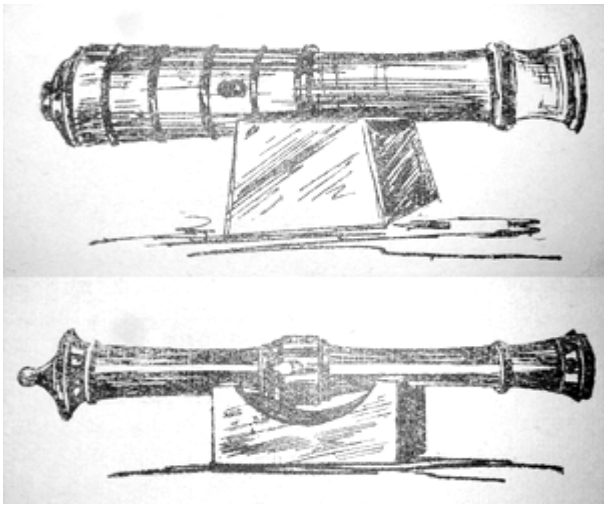


Рис.2 Пушки-пищали Томского острога XVII века.
По А. Пугачеву [4]

Возможно, Федор Еремеев нашел один из таких свалов, и, когда его запасы были исчерпаны, не смог найти ни пласт, ни новый свал. Ничего удивительного, ведь обнаружить этот тип железного оруденения не так уж и легко.

Генезис томских руд, скорее всего, так и останется невыявленным. Возможно, они имеют то же происхождение, что и железные руды Бакчара.

«Долгое неузнавание геологами этих осадочных сидеритов обязано, главным образом, их крайне невзрачному виду, а также тому обстоятельству, что их физические свойства не были учтены при характеристике сидерита…» [4].

Так в 1938 году объясняли молодые томские геологи, преподаватели ТГУ и ТПИ Анатолий Романович Ананьев, Дмитрий Александрович Васильев и Иван Викторович Лебедев, причину, почему так поздно обратили на эти возможно перспективные и, по крайней мере, распространенные руды.

В «Вестнике Западно-Сибирского геологического треста» по результатам работ 1936 года, выполненных молодыми энтузиастами во время «комсомольского геолпохода», они опубликовали статью с оптимистичным заявлением: *«Весьма вероятно обнаружение ряда новых железорудных месторождений с высококачественными рудами в различных частях Сибири»* [1].

Авторы, описав и проанализировав оригинальные данные о ряде проявлений осадочных железных руд, известных в предгорьях Кузнецкого Алатау, пришли к совершенно неожиданному для того времени выводу: «*юрские осадки заключают в себе высококачественные сидериты»*. И далее: *«напрашивается вывод о широком распространении в известные промежутки юрского времени процессов образования сидеритов, а, следовательно, и площадей, могущих оказаться промышленными…»*.

Из всего этого, по убеждению авторов, *«вытекает необходимость в самое ближайшее время разрешить следующие задачи:*

1) Заняться вопросами выявления площадей возможного распространения сидеритов, имеющих промышленное значение, и, в частности, путем постановки поисково-разведочных работ установить, залегают ли обнаруженные сидериты короткими малозначительными линзами или формируют пространственно-выдержанные пласты.

2) Довести до сведения геологов геолого-съемочных и поисково-разведочных партий, работающих в районах распространения юрских осадков, о возможном наличии в этих районах пород, аналогичных нашим сидеритам, с тем, чтобы в кратчайшие сроки выяснить примерные площади их распространения.

3) Пересмотреть коллекции юрских пород, собранные в прежние годы и хранящиеся в геологических учреждениях, с той же целью» [1].

Кстати, в геологической литературе даже того давнего времени встречаются сообщения о случайных находках юрских сидеритов и в других районах. Многочисленные факты свидетельствовали если не о глобальной, то о большой региональной и континентальной распространенности сидеритсодержащих пород верхнеюрского возраста.

Примечательно, что Анатолий Романович Ананьев со своими товарищами (в будущем один из них стал профессором ТГУ, двое – доцентами ТПИ) упоминают о магнитной аномалии, сопровождающей сидеритовые руды. При этом они ссылаются на сообщение геолога Константина Владимировича Радугина, также будущего профессора ТПИ.

До сих пор среди геологов бытует устоявшееся, но совершенно превратное мнение о немагнитности этих руд, которые уже получили название «бакчарских». Это ошибочное мнение противоречит экспериментальной информации, полученной в последние годы геофизиками ТПУ.

Проведенные в 2006-2007 гг. измерения магнитной восприимчивости керна 140 образцов из трех скважин месторождения показали, что восприимчивость пород и руд меняется в пределах от $36 \cdot 10^{-5}$ до $1254 \cdot 10^{-5}$ ед. СИ. Даже такая скудная петромагнитная информация по объекту и опыт работ на ряде месторождений железа указывают, что в применении магнитометрии при изучении Бакчарского железорудного бассейна заключены большие геолого-экономические возможности. При этом важно, что магнитный параметр в сравнении с другими принципиально не менее информативен, но, возможно, более корректен с точки зрения поисков и разведки бакчарских рудных горизонтов.

До последнего времени магнитная разведка при изучении скважин в районе Бакчара не использовалась, хотя буровые работы здесь не прекращались.

Прослои сидеритов в отложениях юрского возраста неоднократно описывались Александром Васильевичем Аксариным, Вячеславом Леонидовичем Кокуновым и другими томскими и красноярскими геологами, изучавшими угленосные толщи Канско-Ачинского буроугольного бассейна и прилегающих к нему районов. Обнаруживались, но оставались без должного внимания такие образования и в последующие годы.

То есть предположения томских геологов о большой распространенности осадочных железных руд находят свое подтверждение. Также, как и их рекомендации, остающиеся актуальными до сих пор – и в методологическом, и в методическом отношениях.

Можно надеяться, что исследователям томских недр конца XXI века не придется с грустью и с сожалением констатировать наши упущения – так же, как мы вспоминаем о недооцененных или вовсе не воспринятых прогнозах первопроходцев начала и середины XX века…

Литература

1. Ананьев А.Р. Новые месторождения осадочных сидеритовых железных руд из юрских отложений Западной Сибири / Ананьев А.Р., Васильев Д.А., Лебедев И.В. // Вестник Западно-Сибирского геологического треста. – М., 1938. – №3. – С. 25 – 32.
2. Миллер Г.Ф. История Сибири. – М.: Издательская фирма «Восточная литература» РАН, 1999. – Т.1. – 630 с.
3. Миллер Г.Ф. История Сибири. – М.: Издательская фирма «Восточная литература» РАН, 2000. – Т. II. – 796 с.
4. Пугачев А. Кузнец-рудознатец Федор Еремеев. – Томск: Томское книжное издательство, 1961. – 59 с.

Секция 2

МИНЕРАЛОГИЯ, ГЕОХИМИЯ И ПЕТРОГРАФИЯ

ФОРМАЦИОННАЯ ТИПИЗАЦИЯ ИЗВЕРЖЕННЫХ ПОРОД НА ОСНОВЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СООТНОШЕНИЙ ПРОИЗВОДНЫХ ПЕТРОРУДНОГЕНЕТИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

И.В. Кучеренко, профессор

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Формационный метод в геологии, как известно, призван выявлять законы, управляющие процессами образования земной коры в целом и составных ее частей, сложенных субстратом разного происхождения – осадочного, магматического, метаморфического. При этом, не возбраняется получать результаты, проливающие свет на образование и эволюцию всего Земного шара. Земная кора формируется под воздействием эндогенных и экзогенных факторов. Среди эндогенных ведущее значение имеют взаимосвязанные и взаимообусловленные геодинамические режимы и магматизм.

Вместе с тем, в процедуре формационной типизации изверженных пород на начальном этапе выделения и обоснования магматических комплексов и, как следствие, магматических формаций геодинамические процессы, сопровождаемые и/или обусловленные магматизмом как диагностически значимые исключаются по причине широко проявленной его конвергенции. Начиная с работ Ю.А. Кузнецова [5] признано целесообразным реконструировать геодинамические условия образования уже выделенных магматических ассоциаций – магматических формаций и, соответственно, определять наборы магматических формаций, присущих каждому геодинамическому режиму. Подобные операции предстоит реализовать в рудноформационном методе, в первую очередь, в приложении к магматическим и магматогенно-гидротермальным месторождениям [7].

Приоритет вещественных признаков при выделении магматических комплексов – магматических формаций предполагает учет прежде всего горных пород и автономизацию их ассоциаций. По современным представлениям нередко сосуществующие мантийные – нижнекоровые базальтоидные и коровые гранитоидные, то есть эшелонированные по вертикали магматические очаги образуются посредством плавления субстрата вследствие внедрения в верхнюю мантию и кору потоков глубинных высокотемпературных газовых восстановленных флюидов, генерируемых, возможно, в ядре Земли. Участие глубинных флюидов в палингенезе коры и гранитообразовании повсеместно доказывается изотопными $^{87}Sr/^{86}Sr$ – отношениями в минералах коровых гранитоидов, отвечающими мантийным меткам. Принципиально отличный состав сосуществующих расплавов в сочетании с процессами магматической дифференциации, гибридизма, магматического и метасоматического замещения с образованием в последнем случае горных пород магматического облика, обусловливают чрезвычайное разнообразие изверженных пород по составу, строению, условиям залегания. Поскольку все это повторяется во времени, но обычно совмещается в пространстве, создается сложная ситуация в исследовании последовательности магматизма, вычленении наборов горных пород, образованных в рамках каждого, сменявшего один другой во времени петрогенетического процесса, создающего магматический комплекс – магматическую формацию.

Существуют трудности двоякого рода. Во-первых, пока известно сравнительно мало обоснованных результатами корректных радиологических определений возраста данных, раскрывающих длительность флюидно-магматических петрогенетических процессов на фоне убеждения в том, что она может быть разной. Приводятся интервал более 35 млн лет [8], диапазон в 70 млн лет [9] и т.д. Во-вторых, существует дефицит корректных радиологических определений абсолютного возраста изверженных горных пород во многих районах. Отсюда следуют нередкие разногласия в определении принадлежности пород к конкретному магматическому комплексу и, как следствие, разное понимание объемов магматических ассоциаций в конкретных случаях, составляющих основу магматических комплексов. Использование дополнительных признаков (ареалов магматизма определенных форм и состава, последовательности смены пород, физических свойств, геохимических особенностей, металлогенического сопровождения и пр.) не всегда обеспечивает достижение удовлетворительных результатов.

Решению проблемы формационной типизации изверженных пород в отдельных случаях способствует детальное изучение соотношений с оруденением магматических проявлений, в том числе малых форм (штоков, даек) в гидротермальных месторождениях. Привлечение продуктов рудообразующих процессов к решению проблем магматической геологии полезно благодаря получению фактов, недоступных в иных случаях. Результаты подобной работы на примере мезотермальных золотых месторождений приведены в докладе.

Популярное в числе других представление о генерации металлоносных растворов в очагах коровой (палингенной) гранитной магмы при образовании мезотермальных золотых месторождений аргументируется в основном фактами возрастной близости оруденения с массивами, плутонами кислых пород [1, 3 и др.]. При этом, почти всеми участниками дискуссии игнорируются интересные полностью оправдавшиеся более чем полувековой практикой высказывания крупнейших исследователей недавнего прошлого Ф.И. Вольфсона и В.Н. Котляра, которые специально подчеркивали, что «Без детального изучения в каждом отдельном случае геологического положения даек интрузивных пород и их взаимоотношений с оруденением мы не можем решить вопрос о генетической связи оруденения с определенными массивами гранитоидов» [2, с. 46] и «При изучении связи оруденения с магматическими породами необходимо установить связь оруденения не только с

интрузивными массивами и магматическими комплексами в целом, но также с отдельными последовательными магматическими проявлениями» [4, с. 68]. В лучшем случае в подавляющем числе публикаций последних десятилетий можно встретить упоминания о присутствии в месторождениях обсуждаемого типа интрузий малых форм с беглым перечислением видов пород или без такового и почти всегда без указаний на последовательность их образования и отношение к оруденению.

Между тем, в результате детального изучения автором изверженных пород в полутора десятках мезотермальных месторождений золота, образованных в возрастном диапазоне от позднего рифея (Енисейский кряж) до позднего палеозоя (Северное Забайкалье) в южном горно-складчатом обрамлении Сибирской платформы разработана схема последовательности геологических событий, с большей или меньшей полнотой адекватная каждому месторождению и доказывающая функционирование рудообразующих процессов на фоне активного магматизма и в тесных причинно-следственных соотношениях с ним [6, 8].

Поступлению в область рудообразования металлоносных растворов всегда предшествует палингенное гранитообразование в форме крупных массивов (Дудетский в Кузнецком Алатау, Амбартогольский-Сумсунурский в Восточном Саяне, Баргузинский, Витимканский, Конкудеро-Мамаканский в Южно- и Северо-Муйском хребтах Северного Забайкалья), зрелых очагово-купольных структур (Кедровский купол в Южно-Муйском хребте), интрузий малых форм. В других месторождениях (Западном, Каралонском, Верхне-Сакуканском Северного Забайкалья) гранитоидные массивы служат лишь вмещающей руды средой, поскольку древнее месторождений на многие сотни млн лет, или отсутствуют, но в них фиксируются близкие по возрасту к рудам дорудные дайки кислых пород – фельзитовых микрогранит-порфиров, аплитовидных и пегматоидных гранитов и других.

Гранитоиды сменяются дайками диоритов с несколько повышенной щелочностью, а последние – предрудными дайками умеренно щелочных долеритов с оторочками березитов в зальбандах золоторудных кварцевых жил, которые нередко дайкам следуют. Во всех случаях залегания в массивах предшествующих гранитоидов или вне их слабо измененные или почти свежие в останцах долериты отличаются стабильным химическим составом, из чего следует, что к моменту внедрения в области рудообразования первых порций базальтовых расплавов остаточных очагов кислой магмы уже не существовало. В противном случае на путях подъема базальтовые расплавы неизбежно смешивались бы с остаточными кислыми в разных пропорциях. В результате гибридизма предрудные дайки имели бы «пестрый» состав и большое разнообразие видов и разновидностей дайковых пород было бы обычным явлением. Между тем, дайки иных обозначенным составов в большинстве месторождений не встречены. Даже редчайшие лампрофиры (одиниты), например, в Берикульском месторождении, по составу отвечают базальтам.

Усилению позиций представления о генетической связи мезотермальных золотых месторождений с гранитоидами этот факт не способствует, поскольку инъекции ранних порций металлоносных растворов и образование раннего рудно-минерального комплекса в жилах начинаются после внедрения ранних порций базальтовых расплавов, следовательно, после полной деградации (исчезновения) очагов кислых магм.

Особый интерес представляют внутрирудные дайки умеренно щелочных долеритов, которые пересекают ранние минеральные комплексы руд, в эндоконтактах с ними сопровождаются оторочками закалки, но пересекаются минерализованными зонами, заполненными поздними рудно-минеральными комплексами. Специфика их состава заключается в том, что они превращены в метасоматиты, в том числе на участках залегания среди слабо измененных или даже совершенно свежих вмещающих пород, с содержанием минеральных новообразований до 70…80 об. %. Среди последних обычны биотит (до 60 об. %) и/или роговая обманка (до 20 об. %), хлорит, эпидот и другие минералы околорудных метасоматитов. Не свойственные березитам и пропилитам биотит и роговая обманка образованы под воздействием более высокотемпературных растворов, при подъеме аккумулированных в горячих дайках, выполнявших функцию тепловых флюидопроводников. Внутрирудные дайки долеритов, для которых биотит-амфиболовая ассоциация служит индикатором их внутрирудного возраста, обычны в Советском, Холбинском, Кедровском, Каралонском, Сухоложском месторождениях, в месторождении Чертово Корыто (Патомское нагорье), то есть в объектах, образованных в кристаллическом субстрате и в мощных толщах черных сланцев.

Дайки позднерудных умеренно щелочных долеритов не менее двух генераций пересекают одна другую, а ранние из них – поздние минеральные комплексы руд, едва затронуты гидротермальными изменениями или не содержат метасоматических новообразований. В химико-минеральном составе поздних даек обнаруживается слабо выраженная эволюция в направлении усиления их лейкократовости.

Таким образом, насчитывается не менее 5 генераций послегранитных черных даек, которые в мезотермальных золоторудных полях представляют, вероятно, так называемые дайки второго этапа. Посредством изучения их состава и структурных соотношений между собой и с рудно-минеральными комплексами оказалось возможным доказать их образование в условиях многократных внедрений умеренно щелочных базальтовых расплавов в чередовании с инъекциями металлоносных растворов, а с учетом радиологического возраста минералов руд, околорудных метасоматитов и гранитоидов – и близкий к последним, в пределах первых десятков млн лет, возраст. Магматические процессы в сопровождении гидротермального рудообразования создали флюидно-магматические золотопродуцирующие комплексы антидромной направленности в составе ранних гранитоидов, промежуточных диоритоидов и поздних умеренно щелочных базальтоидов и золотых руд. С большей или меньшей полнотой эти комплексы наблюдаются в Советском и других соседних месторождениях (поздний рифей), в Берикульском (ранний палеозой), Холбинском (средний палеозой), Кедровском, Каралонском, Сухоложском (поздний палеозой) месторождениях. Они образованы в окраинно-континентальном коллизионном или континентальном рифтогенном геодинамических режимах [6] и, как видим, повторяются во времени и пространстве. Это обеспечивает обсуждаемым комплексам статус

антидромных золотопродуцирующих формационных типов или абстрактных гранит-диорит-долеритовых формаций, аккумулирующих в себе типовые черты каждого конкретного комплекса.

Вероятно, подобную процедуру (методику) формационной типизации изверженных пород с привлечением продуктов магматогенных гидротермальных процессов целесообразно реализовать на примере гидротермальных месторождений других видов минерального сырья, например, оловянных, вольфрамовых, молибденовых, полиметаллических и прочих, в которых обширные наборы послегранитоидных даек изверженных пород не редкость.

Литература

1. Алабин Л.В., Калинин Ю.А. Металлогения золота Кузнецкого Алатау. – Новосибирск: Изд-во СО РАН НИЦ ОИГГМ, 1999. – 237 с.
2. Вольфсон Ф.И. Проблемы изучения гидротермальных месторождений. – М.: Изд-во АН СССР, 1953.
3. Гамянин Г.Н., Горячев Н.А., Бахарев А.Г. и др. Условия зарождения и эволюции гранитоидных золоторудно-магматических систем в мезозоидах северо-востока Азии. – Магадан: СВ КНИИ ДВО РАН, 2003. – 196 с.
4. Котляр В.Н. О магматических комплексах и оруденении // Советская геология. – М., 1955. – №43.
5. Кузнецов Ю.А. О состоянии и задачах учения о магматических формациях // Геология и геофизика. – М., 1973. – №8. – С. 3 – 11.
6. Кучеренко И.В. Петрологические и металлогенические следствия изучения малых интрузий в мезотермальных золоторудных полях // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2004. – Т.307. – №1. – С. 49 – 57.
7. Кучеренко И.В. Теория и практика формационного метода в рудной геологии. Ч.3. // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2004. – Т.307. – №6. – С. 25 – 30.
8. Кучеренко И.В. Диориты как промежуточное звено в золотопродуцирующих флюидно-магматических гранит-долеритовых комплексах // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2007. – Т.310. – №1. – С. 6 – 11.
9. Русинова О.В., Русинов В.Л. Метасоматический процесс в рудном поле Мурунтау (Западный Узбекистан) // Геология рудных месторождений. – М., 2003. – Т.45. – №1. – С. 75 – 96.

РАННЕМЕЛОВЫЕ АССОЦИАЦИИ ФОНОТЕФРИТОВ И НЕФЕЛИНОВЫХ СИЕНИТОВ ДЖИДИНСКОГО СЕКТОРА ЗАПАДНО-ЗАБАЙКАЛЬСКОЙ РИФТОВОЙ ОБЛАСТИ

С.В. Андрющенко, О.В. Алексеева[1]
Научный руководитель старший научный сотрудник А.А. Воронцов[2]
[1]Иркутский государственный университет, г. Иркутск, Россия
[2]Институт геохимии им. А.П. Виноградова СО РАН, г. Иркутск, Россия

Исследования последнего десятилетия показали, что в позднем мезозое и кайнозое в пределах Западно-Забайкальской рифтовой области, которая разделяется на несколько секторов, магматизм был многоэтапным. Каждому из этих этапов соответствует определенный тип магматических ассоциаций, различающихся составами вулканических продуктов [1]. Так, в середине раннего мела в Джидинском секторе были образованы высокощелочные ассоциации фонотефритов и нефелиновых сиенитов.

В составе ***фонотефритовой ассоциации*** преобладают тефриты, фонотефриты и фонолиты, но также участвуют эссекситы, щелочные трахиты и трахидациты. Минеральный состав тефритов, фонотефритов и фонолитов определяют анортоклаз, пироксен, слюда в виде пластинок, титаномагнетит и выполняющий интерстиции ксеноморфный нефелин, а также апатит. Содержание нормативного нефелина в тефритах ($51\%<SiO_2<53\%$) достигает 8, а в фонолитах ($53\%<SiO_2<57\%$) – 11 %. Наиболее полно породы фонотефритовой ассоциации проявлены в строении Бургултайского [3] и Шалутинского [2] палеовулканов и Муртойской дайки. Вулканические породы палеовулканов со структурным несогласием с конгломератами в основании залегают на позднеюрских эффузивах ичетуйской свиты и домезозойских гранитах. K-Ar возраст пород укладывается в диапазон 116 – 133 млн. лет (табл.).

Таблица

K-Ar и Rb-Sr датировки щелочных пород Джидинского сектораЗападно-Забайкальской рифтовой области

Датированные объекты	Проба	Порода	Возраст, млн. лет
*Бургултайский палеовулкан**	Ви 13/8	Фонотефрит	116±3.4
	Ви 13/7	Фонотефрит	120.9±5.3
	Ви 5/7	Фонотефрит	123±4
	Ви 5/5	Тефрит	123±1.4
	Ви 13/3	Фонотефрит	125±4
	Ви 17/9	Фонотефрит	132.8±4
*Шалутинский палеовулкан***	Хам 3/5	Щелочной трахит	126,5±3,8
	Хам 3/12	Фонолит	127,9±3,8
	Хам 3/15	Тефрит	124±3
	Хам 3/19	Трахидацит	127,5±3
*Муртойская дайка****		Эссекситы	**117±6** и 122
*Боргойский массив**	Бг 10/34	Нефелиновый сиенит	**126.5±5** и 128.8± 3.9

Примечание. Использованы данные K-Ar и Rb-Sr датирования из работ: * – [1]; ** – [2]; *** – [5]. Жирным выделены возрасты, полученные Rb-Sr изохронным методом.

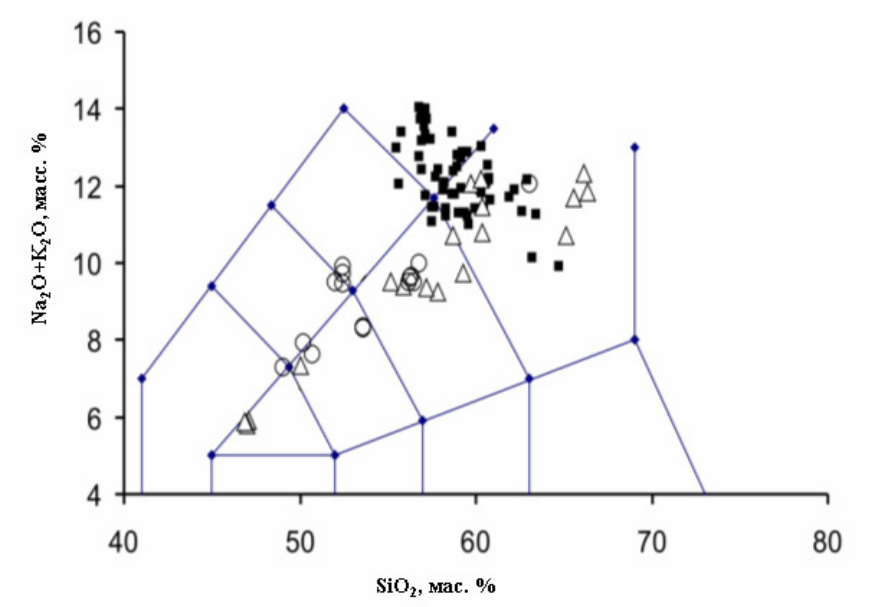


Рис.1 Классификационная TAS-диаграмма для породных ассоциаций Джидинского сектора Западно-Забайкальской рифтовой области.
1 – сиенит-нефелин-сиенитовая ассоциация в обрамлении Боргойской впадины,
2-3 – фонотефритовая ассоциация: 2 – породы Шалутинского палеовулкана,
3 – породы Муртойской дайки

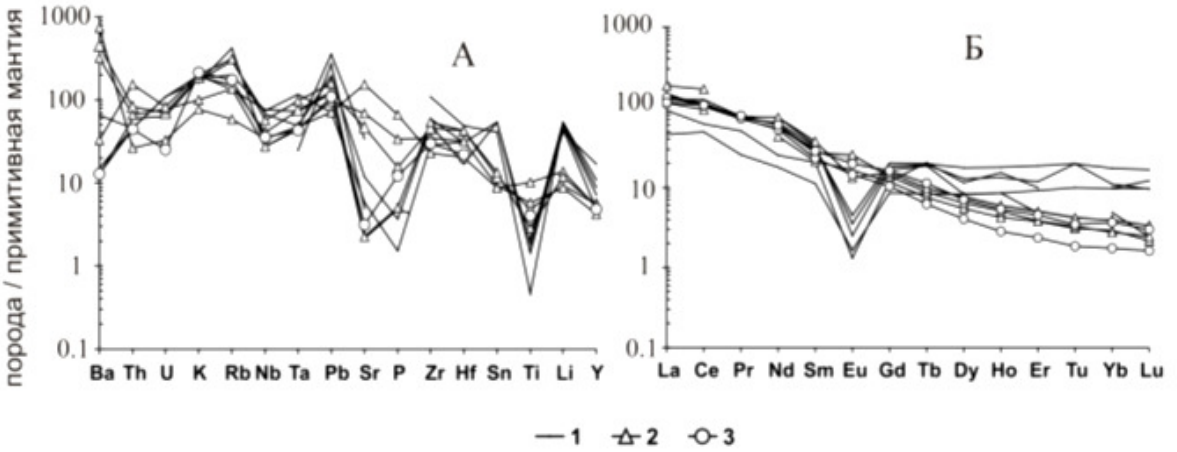


Рис.2 Мультикомпонентная диаграмма распределения редких (А) и редкоземельных (Б) элементов в породных ассоциациях Джидинского сектора.
1 – сиенит-нефелинсиенитовая ассоциация в обрамлении Боргойской впадины, 2–3 – фонотефритовая ассоциация: 2 – породы Шалутинского палеовулкана, 3 – породы Муртойской дайки

Сиенит-нефелинсиенитовая ассоциация объединяет выходы многочисленных мелких штоков, даек и жильных тел сиенитов и щелочных нефелиновых сиенитов, распространенных в обрамлении Боргойской впадины. Здесь они слагают ряд массивов и проявлений: Боргойский, Боцийский, Орцекское, Нижнее-Ичетуйское, Белозерский и др. По своему петрографическому и химическому составу нефелиновые сиениты разных массивов близки между собой, но кроме того, своими наиболее закаленными разновидностями из зон эндоконтактов напоминают фонолиты и щелочные трахиты фонотефритовой ассоциации. Нефелиновые сиениты представляют собой среднезернистые породы, состоящие из щелочного полевого шпата, плагиоклаза № 30…40, эгирина, нефелина, биотита (в виде изометричных чешуек), небольшого количества роговой обманки (менее 5%) и рудного минерала. Содержание нормативного нефелина в отдельных образцах достигает 20 %. K-Ar возраст нефелиновых сиенитов по данным Ф.В. Кузнецовой [4] варьирует между 110 и 130 млн. лет, что совпадает с Rb-Sr и K-Ar возрастом нефелиновых сиенитов Боргойского массива (соответственно 126,5 и 128.8 млн. лет) [1] и отвечает возрасту пород фонотефритовой ассоциации.

В соответствии с классификационной диаграммой (рис.1) фигуративные точки составов пород обеих ассоциаций лежат на границе субщелочного и щелочного рядов. Однако породы фонотефритовой ассоциации образуют непрерывную серию, в то время как точки составов нефелиновых сиенитов группируются в компактном поле щелочной области диаграммы. Несмотря на то, что породы нефелинсиенитовой ассоциации в

целом близки по уровню содержаний редких литофильных элементов к фонолитам и щелочным трахитам фонотефритовой ассоциации (рис.2А), они отличаются пониженными концентрациями Ti и P и более высокими содержаниями Rb, Pb, Sn, Li и Y. Эти отличия подчеркиваются спектрами редкоземельных элементов: щелочные сиениты в меньшей степени обогащены легкими редкими землями по отношению к тяжелым и в них проявлен яркий Eu минимум (рис.2Б). Подобные геохимические закономерности свидетельствуют, скорее всего, о существовании разных магматических очагов и разных фаз внедрения (интрузивной щелочно-сиенитовой и субвулканической фонотефритовой) в рамках этапа середины раннего мела в Джидинском секторе Западно-Забайкальской рифтовой области.

Работа выполнена при поддержке РФФИ, проект № 07-05-00635.

Литература

1. Воронцов А.А., Ярмолюк В.В., Иванов В.Г, Никифоров А.В. Позднемезозойский магматизм Джидинского сектора Западно-Забайкальской рифтовой области: этапы формирования, ассоциации, источники // Петрология. – М., 2002. – Т.10. – №5. – С. 510 – 531.
2. Воронцов А.А., Ярмолюк В.В., Андрющенко С.В., Дриль С.И., Кузьмин М.И. Магматизм Хамбинского грабена и ранняя история формирования позднемезозойской рифтовой системы Западного Забайкалья // Доклады РАН. – М., 2006. – Т.411. – №3. – С. 100 – 106.
3. Иванов В.Г., Ярмолюк В.В. Раннемеловая тефрит-фонолитовая ассоциация южного склона хр. Малый Хамардабан // Доклады РАН. – М., 1996. – Т.349. – №3. – С. 364 – 367.
4. Кузнецова Ф.В. Нефелиновые сиениты обрамления Боргойской впадины. – Новосибирск: Наука, 1975. – 93 с.
5. Литвиновский Б.А., Посохов В.Ф., Шадаев М.Г., Шалагин В.Л. Новые данные о возрасте раннемеловых вулканитов Западного Забайкалья (Rb-Sr и K-Ar даты) // Доклады АН СССР. – М., 1989. – Т.308. – №4. – С. 946 – 950.

ОСОБЕННОСТИ СОСТАВА ПРОДУКТОВ ПЛАВЛЕНИЯ ГРАНИТОВ В ЩЕЛОЧНО-ОСНОВНОЙ МАГМЕ (НА ПРИМЕРЕ КСЕНОЛИТОВ В ЭССЕКСИТ-КАМПТОНИТОВОЙ ГУСИНООЗЕРСКОЙ ДАЙКЕ, ЗАБАЙКАЛЬЕ)

П.Н. Ванчи, В.Б. Хубанов, М.Г. Шадаев
Научный руководитель заведующий лабораторией А.А. Цыганков
Геологический институт СО РАН, г. Улан-Удэ, Россия

Образование кислых расплавов при взаимодействии мантийных магм с корой преимущественно рассматривается на основе анализа геохимических и изотопно-геохимических данных. При этом известно относительно небольшое количество природных объектов [3, 6, 7], в которых установлены прямые геологические свидетельства плавления коровых пород на контакте с основными магмами. В настоящем сообщении авторами приводятся первые результаты изучения продуктов частичного плавления гранитных ксенолитов в раннемеловой эссексит-камптонитовой Гусиноозерской дайке в Западном Забайкалье.

Гусиноозерская (Муртойская) дайка располагается в центральной части Западного Забайкалья в северо-западном борту Гусиноозерской впадины. Дайка отчетливо выделяется в рельефе в виде гребня высотой до 20 м, ее протяженность составляет около 10 км при мощности, варьирующей от 1 м до 15 м. Она прорывает раннемеловые отложения селенгинской серии и имеет северо-восточное простирание (70…80 градусов). Возраст дайки, полученный K-Ar и Rb-Sr методами датирования – раннемеловой (120 млн. лет) [8, 9]. Дайка имеет сложное строение и образовалась при неоднократном внедрении эссексит-камптонитовой магмы [9].

Ксенолиты гранитов и гранит-пегматитов распространены в приконтактовой зоне центральной части Гусиноозерской дайки со стороны висячего крыла. Поперечный размер их варьирует от 3…5 см до 15…20 см. Ксенолиты представлены средне-, крупнозернистыми и пегматоидными породами лейкогранитного состава, сероватого цвета, сложены щелочным полевым шпатом, кварцем, рудным минералом (в акцессорных количествах). В ксенолитах присутствуют мономинеральные и двуполевошпатовые граниты. Контакт гранитных и гранит-пегматитовых ксенолитов с вмещающей дайковой породой представлен каймой серого цвета шириною от первых мм до 10 мм и имеет зональное строение. Первая зона – камптонит (порода дайки) → вторая – камптонитовая эндоконтактовая зона (относительно породы дайки обогащена темноцветными минералами) → третья – салическая зона мощностью около 5 мм. Присутствуют только салические минералы. Она подразделяется на 2 подзоны с нечеткой границей между подзонами. Подзона С1 имеет микрогипидиоморфнозернистую и призматическизернистую структуры, сложена зернами идиоморфных полевых шпатов (размер зерен около 0,3 мм) и интерстиционным кварцем. Мощность около 1,5 мм. Подзона С2 имеет относительно подзоны С1 более мелкозернистое сложение и гиалоофитовую структуру. Представлена микролитами щелочного полевого шпата (размером менее 0,1) и интерстиционным оптически изотропным материалом (стеклом). Мощность подзоны около 3,5 мм. Четвертая зона – внутренняя часть гранитного ксенолита. На границе K-Na полевого шпата и кварца наблюдаются реакционные каймы (оторочки) шириною 0,08…0,25 мм, сложенные оптически изотропным материалом (стеклом).

Изучение состава минеральных фаз, слагающих ксенолиты, вмещающие эссексит-камптониты и реакционную кайму между ними, проводилось в ГИН СО РАН (г. Улан-Удэ) на сканирующем электронном микроскопе LEO-1430 VP (LEO Electron Microscopy Ltd) и на модернизированном электронно-зондовом микроанализаторе МАР-3 (аналитики Н.С. Карманов и С.В. Канакин).

Первая зона по минеральному и химическому составу соответствует камптонитам на удалении от гранитных ксенолитов. Вторая зона по валовому химическому составу, в отличие от камптонитов первой зоны, обогащена титаном, кремнием, калием и обеднена марганцем, алюминием, кальцием. Подзона С1 третьей зоны характеризуется валовым химическим составом, близким к составу щелочного гранита (SiO_2 75.34…74.85 мас.%, Na_2O 3.88…4.91 мас.%, K_2O 6.86…7.49 мас.%). Интерстиционная фаза подзоны С2 представлена ультракислым стеклом (SiO_2 79.64…80.94 мас.%). Реакционная кайма между щелочным полевым шпатом и кварцем, слагающими гранитные ксенолиты (четвертая зона), состоит преимущественно из ультракислого стекла и зародышей кристаллов полевых шпатов.

Таким образом, строение и состав контактовой области между ксенолитами и породой дайки свидетельствуют о том, что на контакте с щелочно-основным расплавом гранитные и гранит-пегматитовые ксенолиты испытали частичное плавление. При этом, по содержанию петрогенных элементов новообразованные расплавы значительно отличаются от эвтектических расплавов.

Условия плавления гранитных и гранит-пегматитовых ксенолитов, вероятно, определялись условиями кристаллизации вмещающей эссексит-камптонитовой магмы. Температуры начала кристаллизации щелочно-основной магмы, рассчитанные по составу амфиболовых и пироксеновых вкрапленников [1, 5], варьируют в пределах 900…1100ºС. Субсолидусные температуры определены по составу тройных полевых шпатов [2, 4] и пироксена, которые присутствуют в базисе камптонитов, составляют 750…850ºС. Отсутствие полевых шпатов во вкрапленниках, большое количество биотита и амфибола (до 30% объема породы), апатита (до 5 %), высокие концентрации F в биотите (до 4 %) и в апатите (до 4,5 %) свидетельствуют о высоком содержании водного флюида, обогащенного F и P в щелочно-основной магме, сформировавшей дайку.

Работа выполнена при поддержке грантов РФФИ-МНТИ (06-05-72007), интеграционных проектов ОЗН РАН (№ 7.10.2) и СО РАН (№ 6.5).

Литература

1. Lindsley D.H. Pyroxene thermometry // Amer. Miner., 1983. – Vol. 68. – P. 477 – 493.
2. Lindsley D.H., Nekvasil H. A ternary feldspar model for all reasons // EOS Transactions Amer. Geophys. Union, 1989. – Vol. 70. – P. 506.
3. M. Ramakrishnan, S. Bhattacharyya. Contact metamorphic granophyres of partial melting origin adjacent to dolerite dykes in Karnataka // J. Geol. Society of India.
4. Nekvasil H. Feldspar crystallization in felsic magmas: a review // Spec. Pap. Geol. Soc. Amer., 1992. – Vol. 272. – P. 399 – 407.
5. Otten M.T. The origin of brown hornblende in the Artfjallet gabbro and dolerites // Contrib. Miner. Petrol., 1984. – Vol. 86. – P. 189 – 199.
6. Philpotts Anthony R., Asher Pranoti M. Wallrock melting and reaction effects along the higganum diabase dike in connecticut: contamination of a continental flood basalt feeder // J. Petrol., 1993. – V. 34. – №5. – P. 105.
7. Занвилевич А.Н., Литвиновский Б.А., Шадаев М.Г. Метастабильное плавление гранитов в базальтовом расплаве // ЗВМО. – Иркутск, 1988. – №8. – С. 648 – 659.
8. Литвиновский Б.А., Посохов В.Ф., Шадаев М.Г., Шалагин В.А. Новые данные о возрасте раннемеловых вулканитов Западного Забайкалья // Докл. АН СССР. – М., 1989. – Т.308. – №4. – С. 946 – 949.
9. Шадаев М.Г. Условия кристаллизации щелочно-базальтовых магм при формировании Гусиноозерской дайки. (Забайкалье) // ЗМВО. – Иркутск, 2001. – №1. – С. 34 – 48.

ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ МЕЖДУ ПОРОДАМИ КОНТРАСТНОГО СОСТАВА НА ПРИМЕРЕ СИНПЛУТОНИЧЕСКИХ ДАЕК И ДАЕК КОМБИНИРОВАННОГО СОСТАВА (ЗАПАДНЫЙ САНГИЛЕН, ЮГО-ВОСТОЧНАЯ ТУВА)

Е.А. Васюкова[1]
Научный руководитель старший научный сотрудник А.Э. Изох[2]
[1]Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия
[2]Институт геологии и минерологии СО РАН, г. Новосибирск, Россия

Для описания процессов сосуществования магм контрастного состава наиболее употребимы два термина, введенные зарубежными коллегами: минглинг и миксинг. Миксинг отличает полное смешение с выравниванием химического состава и исчезновением физической границы между двумя или более магмами контрастного состава. Минглинг предполагает лишь механическое смешение двух и более магм с невозможностью полного смешения из-за недостатка времени сосуществования, большой разницы температур и вязкостей расплавов. В отечественной литературе термину миксинг соответствует смешение или гибридизация. В качестве аналога термина минглинг был предложен термин неравновесная несмесимость [1] в противоположность равновесной несмесимости – ликвации. Однако термин неравнорвесная несмесимость не нашел широкого применения в научной литературе. Поэтому, в дальнейшем мы будем использовать термин минглинг.

Одной из важнейших особенностей магматического минглинга является то, что смешиваемые расплавы (мантийные основные и коровые кислые) образуются на разных уровнях литосферы, а смешиваются в средних и верхних частях коры или на поверхности. В пределах Западного Сангилена на кембро-ордовикском этапе становление гранитов происходило одновременно с внедрением базитовых магм [3]. Поэтому, на данной территории неоднократно наблюдались примеры магматического минглинга.

Были рассмотрены три объекта, в которых по геологическим признакам имело место сосуществование магм контрастного состава. Первый объект представляет собой синплутонические долеритовые дайки, секущие автохтонные гранитоиды Эрзинского комплекса. Среди них по геологическим признакам были выделены две генерации. Дайки первой генерации характеризуются субгоризонтальным положением, отсутствием зоны закалки, неровными границами. Они обильно инъецированы гранитоидами. Дайки второй генерации имеют субвертикальное падение, зону закалки, прямые границы. Породы даек первой генерации представлены амфиболовыми субщелочными габбро. Породы даек второй генерации являются амфиболовыми габбро нормального ряда.

Вторым объектом исследований являются синплутонические дайки, рвущие Матутский комплекс параавтохтонных гранитоидов. Мощность даек достигает 10 м. Сложены дайки субщелочными диоритами, сильно инъецированными гранитоидами, которые «разделяют» их на «матрацевидные блоки». Третий объект – это комбинированные дайки, рвущие метаморфическую толщу. Они сложены гранитным материалом и диоритовыми субокруглыми обособлениями различного размера. На границе между породами присутствует узкая (менее сантиметра) зона лейкократизации.

Целью исследований было выявление закономерностей поведения отдельных компонентов на границе пород контрастного состава. Для этого были отобраны образцы, содержащие всю зону взаимодействия двух магм от кислой до базитовой. В результате микрозондовых исследований породообразующих минералов были установлены следующие закономерности в поведении минералообразующих компонентов.

Составы амфиболов синплутонических даек и комбинированных даек относятся к железо-магнезиальным/магнезиальным роговым обманкам. Амфиболы долеритовых даек различных генераций Эрзинского комплекса не различаются между собой, но являются наиболее насыщенными щелочами, по сравнению с амфиболами других объектов. Амфиболы диоритов комбинированных даек отличаются низкой щелочностью. Составы роговых обманок даек Матутского комплекса находятся между ними.

Плагиоклазы долеритов даек Эрзинского комплекса принадлежат к группе низкокалиевых анортитов (An35-65). Плагиоклазы во вкрапленниках в синплутонических дайках Матутского комплекса и комбинированных дайках обладают прямой зональностью. По мере приближения к границе с гранитами никаких статистически устойчивых изменений в составе выявлено не было.

Влияние базитов было отмечено в минералогии гранитов. В комбинированных дайках составы плагиоклазов в гранитах на границе обладают большей дисперсией, нежели на удалении от нее. По мере приближения к границе падает содержание K_2O как в плагиоклазах, так и в породе в целом (зона лейкократизации сильно обеднена биотитом).

Плагиоклазы гранитов, инъецирующих синплутонические дайки в Матутском комплексе, являются зональными. При этом, краевая часть зерен более основная, чем центральная. Это противоречит диаграмме состояния и может быть объяснено влиянием базитов. Однако каких-либо тенденций в изменении составов по мере удаления от границы с контрастными породами не обнаружено. Возможно, зона приконтактового изменения настолько широка, что не может быть рассмотрена в пределах одного шлифа.

Плагиоклазы гранитов, инъецирующих долеритовые дайки Эрзинского массива, резко отличаются от плагиоклазов вмещающих гранитов и представляют собой практически чистые альбиты, а сами породы соответствуют аплитам.

Ранее было показано [2], что породы комбинированных даек, диориты даек Матутского комплекса и граниты Матутского комплекса, а также долериты Эрзинского комплекса являются когенетичными. В результате новых представленных данных можно сделать следующие выводы и предположения.

1. Долериты внедрялись в два этапа. На первом этапе при внедрении в консолидированные, но не остывшие граниты, произошло их подплавление за счет высокой температуры базитового расплава. При этом выделилась жидкость эвтектического состава, которая инъецировала долериты. Состав долеритов при этом сместился в сторону увеличения щелочности. Однако, скорость остывания базитов была настолько высокой, что это увеличение не отразилось на минералогии, а лишь выразилось в общем для породы повышении щелочности. На втором этапе долеритовые дайки внедрялись в уже остывший массив и образовывали классические субвертикальные дайки.

2. Граниты комбинированных даек по геохимическим данным соответствуют гранитам Матутского массива и резко отличаются от гранитов (лейкосом) метаморфической толщи. Диориты комбинированных даек также идентичны диоритам Матутского комплекса [2]. Это позволяет предложить следующий сценарий развития приповерхностной магматической системы. При внедрении диориты разогревают и мобилизуют граниты с выносом их за пределы гранитного тела в метаморфическую толщу в виде комбинированных даек. При этом, оставшиеся на месте магмы остывают медленно по сравнению с магмами, вынесенными из массива. Этим и объясняется более широкая зона приконтактовых изменений, а также более высокие содержания щелочей в минералах и породах даек Матутского комплекса по сравнению с комбинированными дайками. Кроме того, обмен между гранитной и базитовой магмами, по-видимому, происходит посредством водного флюида. Комбинированные дайки обеднены флюидом по сравнению с гранитами массива вследствие потери летучих во вмещающие породы при внедрении, что также не способствует интенсивному обмену компонентами между магмами контрастного состава.

Работа выполнена при поддержке Программы поддержки ведущих научных школ (грант НШ-4933.2006.5).

Литература

1. Анфилогов В.Н., Быков В.Н. Силикатные расплавы. Строение, термодинамика, физические свойства. – Миасс: ИМиН УрО РАН. – Свердловск, 1998. – 160 с.
2. Васюкова Е.А. Особенности геохимического состава синплутонических и комбинированных даек Западного Сангилена // Материалы XLIV МНСК «Студент и научно-технический прогресс». – Новосибирск, 2006. – С. 89 – 91.
3. Владимиров В.Г., Владимиров А.Г., Гибшер А.С., Травин А.С., Руднев С.Н., Шемелина И.В., Барабаш Н.В., Савиных Я.В. Эволюция Сангиленского орогена (Юго-Восточная Тува) // Петрология магматических и метаморфических комплексов: Материалы Всероссийской петрографической научной конференции, Томск, 24-26 ноября 2004. – Томск: ЦНТИ, 2004. – Вып.4. – С. 187 – 191.

ЩЕЛОЧНЫЕ СИЕНИТЫ И АССОЦИИРУЮЩИЕ С НИМИ ПОРОДЫ ПОРОЖИНСКОГО МАССИВА: ГЕОЛОГИЯ, ПЕТРОГРАФИЯ И ГЕОХИМИЯ

И.В. Верниковская, Н.Ю. Матушкин
Научный руководитель профессор В.С. Шацкий
Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

Порожинский массив расположен в южной части Ангаро-Канского террейна Енисейского кряжа – аккреционно-коллизионного пояса юго-западного обрамления Сибирского кратона. Он представляет собой небольшое тело изометричной формы площадью 32 км^2 (рис.1). В его состав входят щелочные сиениты и сиениты, ассоциирующие с эруптивными брекчиями, туфобрекчиями и игнимбритами. Реже встречаются лейкограниты, риолиты и трахиты. Вмещающими породами массива являются палеопротерозойские породы – кристаллические сланцы и гнейсы канской и енисейской серий и гранитоиды таракского комплекса. Массив приурочен к зоне Ковдорского разлома, который прослеживается на значительном протяжении в структуре Ангаро-Канского террейна с северо-запада на юго-восток и описывается как надвиг с северо-восточным падением плоскости сместителя [2]. Разлом проходит через центр массива, где он выражен зонами милонитизации и системой субвертикальных трещин северо-западного простирания в сиенитах. Кроме того, Порожинский массив осложнен тремя разломами северо-восточного простирания. Возможно, с одним из них ассоциирует наблюдаемая трещиноватость в гранитах, падающая на ЮВ под углами 40…60º. Контакты массива с вмещающими породами интрузивные и тектонические – он окружен кольцевыми разломами, осложняющими как его породы, так и вмещающие комплексы. Морфология кольцевых разрывных нарушений и обильное присутствие вулканогенно-обломочных пород дают основания охарактеризовать эту структуру как вулкано-тектоническую депрессию [1].

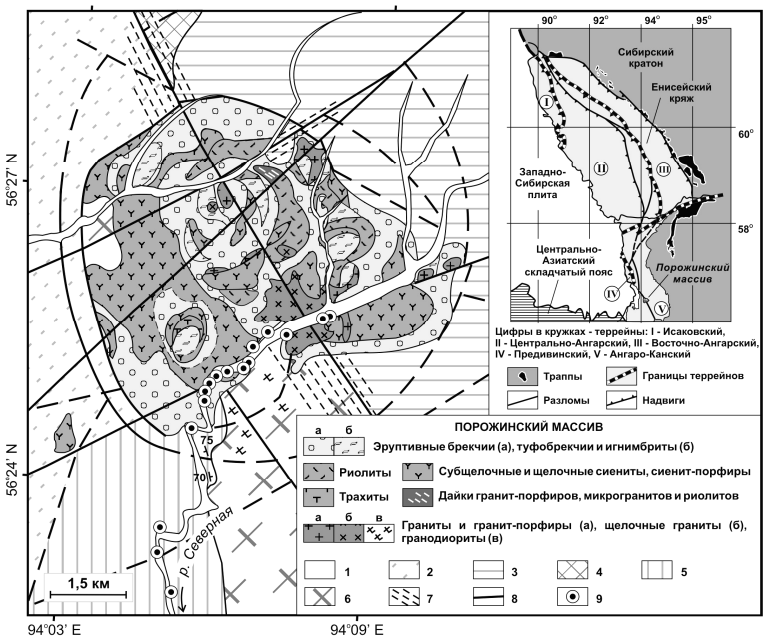


Рис.1 Геологическое строение Порожинского массива: 1 – четвертичные отложения; 2-4 – канская серия (PR): 2 – атамановская толща: кордиерит-, биотит-, гранатсодержащие гнейсы, кристаллические сланцы, плагиогнейсы; 3 – кузеевская толща: кристаллические сланцы, двуполевошпатовые, кордиерит-, биотит-, гиперстен-, гранатсодержащие гнейсы; 4 – кузеевская толща: двупироксеновые гнейсы, кристаллические сланцы, плагиогнейсы; 5 – енисейская серия (PP), исаевская толща: плагиогнейсы, двуслюдяные, биотит-, амфиболсодержащие гнейсы; 6 – таракский комплекс (PP): кварцевые диориты, гранодиориты, гиперстенсодержащие граниты, лейкограниты, гнейсограниты; 7 – зоны милонитизации; 8 – разломы; 9 – места отбора проб. На врезке указано положение Порожинского массива в структуре Енисейского кряжа

Щелочные сиениты (тенсбергиты) представляют собой порфировидные породы серого цвета. Они состоят из калиевого полевого шпата (до 85 об. %), плагиоклаза (до 5 об. %), арфведсонита, эгирина и биотита (вместе до 10 об. %), кварца (< 5 об. %), рудного минерала (< 5 об. %), апатита и циркона. Зерна калиевого полевого шпата во вкрапленниках достигают 0.5 см, тогда как размеры минералов основной массы составляют десятые доли мм. В тенсбергитах содержание SiO_2 варьирует от 62,44 до 64,18 мас. %, щелочей $\Sigma\ Na_2O+K_2O$ – от 11,71 до 12,41 мас. %, а значение отношения Na_2O/K_2O меняется в интервале 1,06…1,23. Кроме того, щелочные сиениты отличаются высоким содержанием Al (17,32…17,02 мас. %) и низкими – MgO (< 0,30 мас. %) и CaO (0,38…1,15 мас. %).

Лейкограниты – светло-серые среднезернистые породы, сложенные преимущественно калиевым полевым шпатом (55…65 об. %) и кварцем (30…40 об. %). Кроме того, в этих породах присутствуют плагиоклаз (до 10 об. %), рудный минерал (< 5 об. %) и акцессорные минералы – сфен и циркон. Калиевый полевой шпат и кварц часто образуют графические и мирмекитовые срастания. В лейкогранитах содержание SiO_2 составляет 73,51…74,79 мас. %, $\Sigma\ Na_2O+K_2O$ – 7,81…8,15 мас. %, отношение Na_2O/K_2O – 0,54…0,69.

Щелочные сиениты и лейкограниты Порожинского массива являются высокодифференцированными породами. В них устанавливаются повышенные концентрации Rb, Th, U, Ta, Nb, La, Ce, Nd, Hf, Zr, Tb, Y и пониженные – Ba, K, Sr, Eu, P, Ti (рис.2). Интрузивные породы среднего и кислого составов обогащены легкими редкоземельными элементами и отличаются плоским распределением тяжелых. Эти породы содержат близкие значения отношений La_N/Yb_N: для щелочных сиенитов – 13,3…15,6, для лейкогранитов – 13,0…17,8. В то же время, лейкограниты характеризуются более высокими концентрациями редких элементов (сумма редкоземельных элементов достигает 1250 г/т).

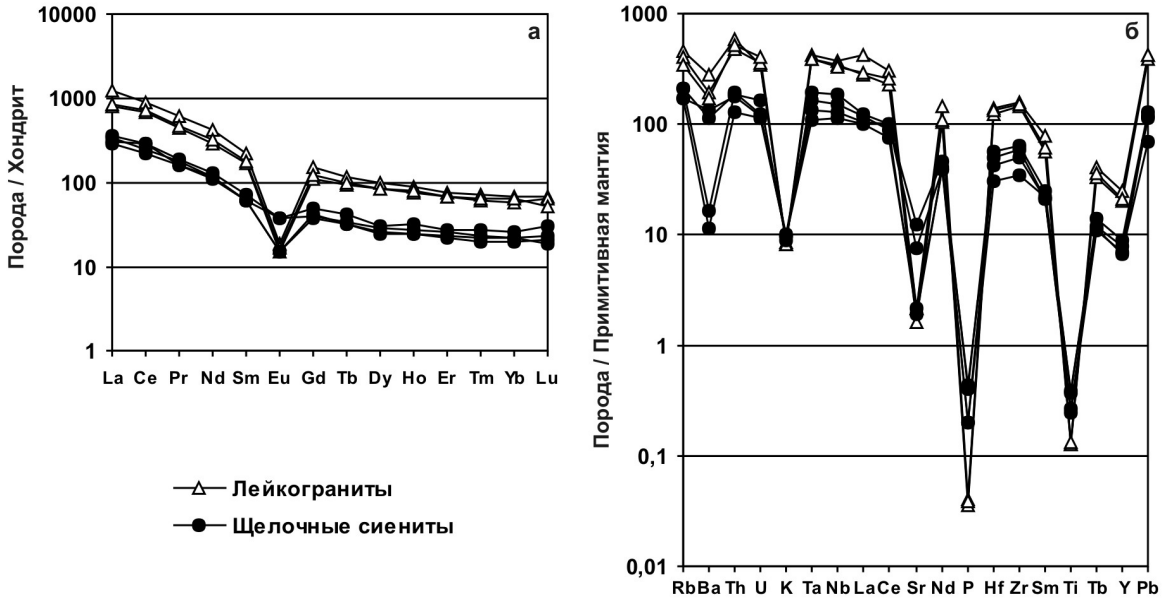


Рис.2 Распределение содержаний редкоземельных элементов (а) и спайдер-диаграмма (б) для щелочных сиенитов и лейкогранитов Порожинского массива. Содержания элементов нормированы: на а – по хондриту согласно [3], на б – по составу примитивной мантии согласно [4]

Возраст Порожинского массива оценивался различными исследователями как докембрийский или раннепалеозойский. На основании U-Pb геохронологических исследований цирконов установлен триасовый возраст (240 ± 3 млн лет) щелочных сиенитов Порожинского массива, что позволяет связывать их формирование с трапповым магматизмом, широко проявленным на Сибирской платформе.

Литература

1. Даценко В.М. Гранитоидный магматизм юго-западного обрамления Сибирской платформы. – Новосибирск: Наука, 1984. – 120 с.
2. Качевский Л.К., Качевская Г.И., Грабовская Ж.М. Геологическая карта Енисейского кряжа масштаба 1: 500000 / Под ред. А.К. Мкртычьяна, М.Л. Шермана. – Красноярск: Красноярскгеологосъемка, 1998.
3. Evensen N.M., Hamilton P.J., O' Nions R.K. Rare-earth abundances in chondritic meteorites // Geochemica et Cosmochemica Acta, 1978. – V.42. – №8. – P. 1199 – 1212.
4. McDonough W.F., Sun S., Ringwood A.E., Jagoutz E. & Hofmann A.W. Potassium, rubidium, and cesium in the Earth and Moon and the evolution of the mantle of the Earth // Geochemica et Cosmochemica Acta, 1992. – V.56. – P. 1001 – 1012.

О ПАМЯТНИКЕ М.А. УСОВУ (К 125-ЛЕТИЮ АКАДЕМИКА М.А. УСОВА)

Д.Е. Выдрич
Научный руководитель старший преподаватель Т. Е. Мартынова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Тема доклада определена значимыми событиями текущего 2008 года, связанными с именем академика Михаила Антоновича Усова. Прежде всего следует отметить, что ежегодно проводимый в стенах ИГНД симпозиум студентов и молодых ученых носит его имя. 8 февраля 2008 года исполнилось 125 лет со дня рождения М.А. Усова В этом же году исполняется 100 лет со дня первого выпуска Горного отделения ТТИ, основанного в 1901 г. Из 18 первых горных инженеров шесть получили дипломы по разведочно-геологической специальности. Среди них значится имя Михаила Антоновича Усова. Еще одна дата – 90-летие Сибгеолкома, директором которого с 1920 по 1930 гг был профессор М.А. Усов.

Мысль об увековечивании памяти ученого, внесшего значительный вклад в историю геологического изучения Сибири, была реализована в установке памятника перед Горным корпусом ТПИ в 1956 г. [6]. Идея широко обсуждалась в прессе: в газетах «За кадры», «Красное знамя» и «Красная звезда». К сегодняшнему дню история памятника стала легендой, изустно передаваемой от поколения к поколению в среде томских студентов-политехников. Особенный акцент делался на то, что постамент памятника М.А.Усову сделан из гранита, предназначенного Гитлером для установки памятника победы над Советским Союзом в разрушенной и стертой с лица земли Москве. И основной задачей, стоящей перед автором, стала работа по восстановлению исторической достоверности событий полувековой давности. Работа велась с архивными историческими документами, журналами и газетами фонда НТБ ТПУ, минералогического музея ТПУ, областной библиотеки им. А.С. Пушкина и исторического музея ТПУ. Итоги поиска представлены в данной работе.

М.А. Усов родился в городе Каинске Томской губернии (ныне г. Куйбышев Новосибирской области) в семье мелкого торгового служащего. Летом 1901 года Михаил Антонович с золотой медалью окончил Омскую классическую гимназию и в этом же году поступил на только что открывшееся горное отделение Томского технологического института. 24 мая 1908 года в числе первых выпускников сибирских геологов М.А. Усов блестяще защитил диплом, получил звание горного инженера-геолога X класса и стал одним из первых сибиряков, получивших это звание у себя на родине. М.А. Усов был оставлен при кафедре геологии для ведения практической и научной профессиональной деятельности. Под руководством профессора В.А. Обручева М.А. Усов подготовил магистерскую диссертацию, которую защитил в 1913 году в Харьковском университете, получив степень магистра геологии и геогнозии. С осени 1913 года М.А. Усов избирается профессором Горного отделения Томского технологического института и возглавляет кафедру геологии, которой до него заведовал профессор В.А. Обручев.

Михаил Антонович был крупнейшим ученым и автором большого количества научных трудов. Более тридцати его работ посвящены вопросам изучения и освоения каменноугольных месторождений Кузбасса. Ряд трудов посвящен теоретическим вопросам геологии, исследованиям районов Сибири, им разработаны оригинальные формационные идеи для выяснения закономерностей образования и размещения месторождений полезных ископаемых на территории Центральной Сибири. Почти двадцать лет (с 1919 по 1939 г.) стоял профессор Усов у руководства всеми геологоразведочными работами в Сибири и Казахстане, поэтому вполне обоснованно этот период в изучении недр Сибири по образному выражению академика В.А. Обручева называется «усовским периодом» [4].

26 лет своей жизни Михаил Антонович Усов посвятил педагогической деятельности. Он был профессором геологии в Томском технологическом, затем индустриальном институте, преподавал на Сибирских высших женских курсах, в Томском государственном университете. Усов был блестящим лектором, давал студентам глубокие знания, и его аудитории были всегда переполнены. Михаил Антонович Усов написал ряд учебников – «Историческая геология», «Геология каустобиолитов», «Краткий курс рудных месторождений», «Структурная геология», десятки ярких очерков и рассказов – «Катастрофы в истории Земли», «Война и истории развития животных», «Тектоническая жизнь земной коры», «Горные богатства сибирского края», «Геологическая история Кузнецкого каменноугольного бассейна» и других.

Почти все годы он педагогическую работу совмещал с практической деятельностью в геологии, с большой общественной работой. Многие годы профессор Усов не только заведовал кафедрой, но и занимал другие руководящие посты в институте. С 1917 года по 1922 год был деканом горного факультета ТПИ, а с 1920 по 1926 и с 1928 по 1938 гг – зам. директора института по учебной и научной работе.

В тенистом сквере, под кронами тополей, у геологоразведочного корпуса Томского политехнического института на высоком постаменте из красного гранита был установлен бронзовый бюст геолога. Проект памятника был выполнен архитектором Н.А. Лупповым, выпускником Томского инженерно-строительного института [7]. В предвоенные годы профессор Усов по совместительству был главным геологом Тельбессбюро, реорганизованном позднее в Тельбесстой. Эта организация разрабатывала документацию и вела подготовительные работы по строительству гиганта первой пятилетки – Кузнецкого металлургического комбината, а затем ведала его сооружением. Особые заслуги принадлежат М.А. Усову в деле обеспечения КМК сырьевой базой. Он принимал деятельное участие в поисках новых месторождений железных руд для строящегося комбината [3]. Неудивительно, что именно из Кузбасского металла скульптор А.И. Григорьев и мастер художественного литья, заслуженный работник культуры РСФСР В.В. Лукьянов отлили бронзовый бюст этого замечательного ученого, геолога. Памятник был отлит в августе 1947 года в художественных мастерских строительства Дворца Советов в Москве. По свидетельству автора проекта – архитектора Н.А. Луппова, происходило это так: «…Лили «итальянским» способом – с воска. Отливка получилась удачной. Гранитный

постамент вырубили в тех же мастерских из шведского гранита, привезенного из Берлина. Гранит был заказан Гитлером для памятника победы над Россией. Он сам его проектировал. Никто, правда, не видел этого проекта… Тем не менее, гранит хороший. Его вывез Е.В. Вучетич…» [1].

Памятник М.А. Усову высоко оценила выдающийся скульптор того времени В.Е. Мухина. С большим бережением бюст и постамент перевезены были в Томск и здесь установлены в 1956 году [2].

Многозначительна и символична история гранитного монолита. Вот цитата из статьи, посвященной 70-летию скульптора монументалиста Евгения Викторовича Вучетича, где говорится о граните.

«…Какое ошеломляющее зрелище! Горы, именно горы, отборного гранита тянулись ввысь. После первоначальной обработки аккуратно уложенные в штабеля каменные блоки играли в солнечных лучах различными оттенками. Группа советских офицеров и авторы мемориального ансамбля в берлинском Трептов-парке осматривали гигантский тайник на берегу Одера, куда начиная с 1939 года по приказу фюрера свозился из западноевропейских стран гранит для сооружения памятника победы гитлеровцев над миром. Они собирались открыть его в 1950 году. В сооружении памятника в честь победы над Страной Советов Гитлеру (считавшему себя, как известно, большим художником и ценителем искусств) помешал героизм миллионов советских людей, ежечасно и ежеминутно в течение почти четырех лет ковавших на фронтах и в тылу свою Победу» [5]. В этой героической борьбе важную роль сыграли и уголь, и металл Кузбасса, для ускоренного освоения месторождений которых так много сделал умерший перед войной академик Михаил Антонович Усов. История посмеялась над замыслами фашистского рейха и распорядилась иначе: вечный камень пошел на памятник, но другой.

История происхождения гранита для постамента вызывает профессиональный интерес к проведению макроскопического структурно-текстурного анализа породы и возможности сопоставления визуальных данных с данными из литературных источников. В книге Шумана «Мир камня» [8] приведены фотографии гранитов из двух крупнейших шведских месторождений: гранит из Оппманны и Готский гранит.

Породы красного цвета, характеризующиеся однотипным минеральным составом (красный калиевый полевой шпат, дымчатый кварц, слюда), несколько различаются своими текстурно-структурными особенностями. Гранит из Оппманны обладает ориентированной текстурой, неравномернозернистой структурой с крупными порфировидными проявлениями калиевых полевых шпатов на фоне более мелкозернистого кварц-слюдистого агрегата. Количественное содержание КПШ и кварц-слюдистого агрегата визуально оценивается как 50 % на 50 %. Готский гранит характеризуется однородной текстурой, равномернозернистой крупнозернистой структурой минерального агрегата (КПШ-кварц-слюда) и количественное соотношение минералов определяется как 60…25…15 % соответственно.

По своим текстурно-структурным признакам гранит постамента памятника Усову более соответствует Готскому граниту, так как он характеризуется однородной текстурой, равномерной крупнозернистой структурой и аналогичным минеральным составом (КПШ – 60 %, кварц – 30 %, слюда – 15 %). Обобщенные результаты изучения представлены в таблице.

Таблица

Состав и текстурно-структурные особенности анализируемых гранитов

Порода	Структура	Текстура	КПШ	Кварц	Слюда
Гранит Оппманны	Порфировидная	Ориентированная	50	50	0
Готский гранит	Равномернозернистая крупнозернистая	Однородная	60	25	15
Гранит памятника	Равномернозернистая крупнозернистая	Однородная	60	30	10

В заключение хотелось бы сказать, что изложенные выше данные о сходстве гранита постамента памятника М.А. Усову с Готским гранитом из Швеции не претендуют на абсолютную истинность. Это всего лишь попытка применить геологический (петрографический) подход к такому, казалось бы, обычному городскому атрибуту как памятник, как архитектурно-скульптурное отражение заслуг неординарной личности. Символично и то, что выдающаяся личность Михаил Антонович Усов, краткая яркая история его жизни предопределили необычную историю создания его памятника.

Литература

1. Буслаев В. История одного памятника // Красное знамя, 1978, 4 февраля.
2. Заплавный С. Рассказы о Томске. – Новосибирск: Западно-Сибирское книжное Изд-во, 1980.
3. Лозовский И.Т. Патриот, Ученый, Педагог // За кадры, 1983, 2 февраля.
4. Наш город родной: исторические и памятные места Томска. – Новосибирск: Западно-Сибирское книжное Изд-во, 1982. – 208 с.
5. Никифоров Е. Вечная вахта солдата // Красная звезда, 1978, 28 декабря.
6. Памятник академику М.А. Усову в Томске // Красное знамя, 1947, 20 августа.
7. Федина Т. Памятник томичу // Красное знамя, 1978, 04 октября.
8. Шуман В. Мир камня. В 2-х т. Горные породы и минералы: Пер. с нем. / Предисл. Е.Я. Киевленко. – М.: Мир, 1986. – Т.1. – 215 с.

ИМПУЛЬСНАЯ КАТОДОЛЮМИНЕСЦЕНЦИЯ БРАЗИЛЬСКОГО ТОПАЗА

Е.Т. Габайдулина
Научный руководитель доцент Е.Ф. Полисадова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Особенности состава, формы, внутреннего строения и свойств топаза имеют отчетливо выраженную связь с физико-химическими условиями образования [5]. Анализ люминесцентных свойств и природы центров свечения топаза позволяет выявить его типоморфные признаки. Зная эти признаки, можно расшифровать генетическую информацию, которая заключена в его кристаллической структуре и парагенетических ассоциациях, и выяснить специфические характеристики кристаллообразующей среды, а также классифицировать по месторождениям.

Топаз является перспективным материалом для термолюминесцентной дозиметрии [1], т.к. имеет высокую чувствительность к радиационному излучению и ряд других специфических свойств. Также кристаллы топаза являются интересным объектом исследования с точки зрения применения его в качестве активных сред в оптических квантовых генераторах [6]. В ювелирной промышленности топаз является популярным драгоценным камнем. Это связано с его небольшой ценой, легкостью обработки, особой внутренней игрой света, прозрачностью, блеском и множеством цветовых оттенков: от коричневого и винно-желтого до голубого и розового. Встречаются полихромные топазы, когда разные участки или зоны одного кристалла имеют разную окраску.

Исследование характеристик свечения топазов проводилось с помощью импульсного оптического спектрометра, созданного на базе малогабаритного сильноточного ускорителя электронов [3]. Технические характеристики спектрометра: длительность импульса тока электронов – 2…10 нс; средняя энергия электронов – 200 кэВ; энергия за импульс до 1 Дж; температурный диапазон – 12,5…700 К. В работе исследовались кристаллы бесцветного бразильского топаза. Образец размером 5×5×8 мм помещается в кристаллодержатель криостата, люминесценция возбуждается электронным пучком наносекундной длительности. Регистрация свечения осуществляется путем последовательного измерения кинетики затухания на каждой длине волны с помощью фотоэлектронного умножителя и запоминающего скоростного осциллографа. Люминесценция изучалась в спектральной области 200…600 нм, спектры приведены с учетом спектральной чувствительности фотоприемника, нормированы относительно максимума. Охлаждение производится с помощью промышленной микрокриогенной системы МСМР-11ОН-3,2/20 с замкнутой циркуляцией жидкого гелия.

Высокая мощность электронного пучка и сверхкороткое время воздействия возбуждающего импульса дают возможность значительно увеличить интенсивность сигнала люминесценции без разрушения образца. Использование электронов высоких энергий обеспечивает объемное возбуждение контролируемого объекта, в результате чего возбуждается вся совокупность центров свечения в одном акте воздействия. Электронное возбуждение не является селективным и поглощается любым материалом, создавая при этом почти равномерную плотность возбуждения в области пробега электронов.

Обнаружено, что при облучении кристалла бразильского топаза сильноточным электронным пучком возбуждается интенсивное свечение в ультрафиолетовой (УФ) и видимой области спектра. В начальный момент времени после облучения в спектре наблюдаются две четко выраженные полосы с максимумами 295 и 350 нм, и пик в области 380 нм (см. рис. а, кривая 1). В видимой области спектр практически сплошной, слабо структурирован. Наблюдения временной эволюции спектра показали, что спектр, измеренный через 100 мкс после окончания возбуждения, представлен широкой полосой с максимумом на 300 нм (рис. а, кривая 2). Установлено, что кинетика затухания удовлетворительно описывается экспоненциальным законом и состоит из двух компонент: коротковременной составляющей, длительность которой сравнима с длительностью возбуждающего импульса и составляет порядка 10 нс; длинновременной с микросекундным временем релаксации. Спад интенсивности в полосе 295 нм происходит с постоянной времени ф порядка 200 мкс. Время затухания свечения в области 350…380 нм составляет около 150…170 мкс.

В спектре, измеренном при температуре 40 К сразу после окончания возбуждающего импульса в ультрафиолетовой области наблюдается полоса с максимумом на 290 нм (рис. б, кривая 1). Доминирующей является полоса с максимумом на 370 нм, на фоне которой регистрируется пик с $л_{max}$ = 400 нм. Время затухания люминесценции при понижении температуры существенно увеличивается. При Т = 40 К в кинетике также регистрируется коротко- и длинновременная составляющие, при этом длительность первой не меняется (τ_1=10 нс), а время затухания второй существенно увеличивается – τ_2 = 1100 мкс. В спектре, измеренном через 100 мкс после возбуждения (рис. б, кривая 1) также наблюдается полоса с максимумом на 300 нм, как и при комнатной температуре.

Полоса свечения в ультрафиолетовой области с максимумом при 295 нм регистрируется в спектрах топазов как при рентгеновском возбуждении [2], так и при облучении электронами [4], причем характерной эта полоса является как для бесцветных, так и для окрашенных кристаллов. Авторы [4], исследовавшие импульсную катодолюминесценцию волынских топазов, установили, что в спектрах голубого и винно-желтого кристаллов, измеренных в нано- и микросекундном временном диапазоне после воздействия сильноточным электронным пучком, доминирующей является ультрафиолетовая полоса с максимумом в области 285…290 нм. В кинетике затухания этой полосы содержится компонент с наносекундным временем релаксации и компонент с $\tau \sim 60$ мкс, причем максимумы спектров, соответствующие этим составляющим, смещены относительно друг друга на 5 нм ($л_{max1}$ = 285нм и $л_{max2}$ = 290 нм соответственно). В спектре бесцветного бразильского топаза непосредственно после облучения максимум спектра приходится на область 330…370 нм, при этом полоса на 295 нм тоже имеет значительную интенсивность (I_{290} = 0,87 I_{max}), а после затухания наносекундного свечения смещается в более

длинноволновую область – 300 нм, то есть спектры коротко- и длинновременной составляющих аналогичным образом смещены. Время затухания микросекундного компонента в исследуемом кристалле значительно больше (200 мкс), чем в окрашенных волынских топазах. Закономерности спектрально-кинетических характеристик свечения для УФ-полосы при низких температурах для бразильского топаза подобны таковым для топазов Волыни: наблюдается смещение максимумов в коротковолновую область, время высвечивания увеличивается. В работе [4] предполагается, что за свечение в области 285…290 нм ответственны собственные центры свечения, структура которых подобна двухатомным экситоноподобным состояниям в щелочногалоидных кристаллах, т.к. проявляет аналогичные свойства. Очевидно, что полоса излучения в спектре топаза с максимумом 295-300 нм обусловлена собственными дефектами, о чем свидетельствует сходство ее характеристик с характеристиками импульсной катодолюминесценции голубого и винно-желтого кристаллов. При этом, более длительное время высвечивания и различие в положении максимумов нано- и микросекундной составляющих связано с особенностями кристаллической решетки, а, следовательно, с условиями формирования кристаллов.

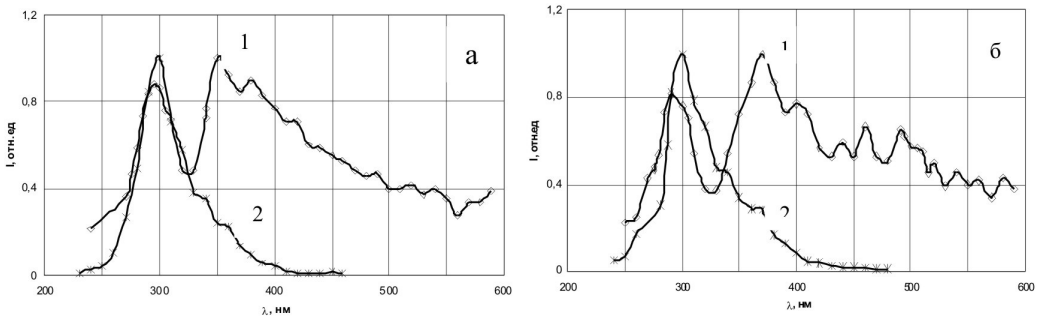


Рис. Спектр импульсной катодолюминесценции бесцветного топаза (Бразилия), измеренный: 1 – в начальный момент времени после электронного возбуждения, 2 – через 100 мкс после импульса; а – при T = 293 K, б – при T = 40 K

В спектрах окрашенных топазов в видимой области при комнатной температуре регистрируются полосы с временем затухания более 1 мс, причем набор полос и время затухания являются индивидуальными характеристиками для каждого образца [4]. Свечения с подобными характеристиками для бесцветных топазов обнаружено не было. Поэтому спектрально-кинетические характеристики свечения в видимой области могут применяться для идентификации и разделения образцов, т.к. связано оно, по всей видимости, с различными дефектами кристаллов.

Выводы.

1) Спектрально-кинетические характеристики импульсной катодолюминесценции с наносекундным временным разрешением для бесцветных бразильских топазов исследованы впервые.

2) Установлено, что люминесцентные свойства полосы с максимумом 295-300 нм в исследованных образцах подобны характеристикам ультрафиолетовой полосы в кристаллах волынских топазов – наличие коротко- и длинновременной компонент свечения, смещение максимумов полос, соответствующих этим компонентам, сдвиг в коротковолновую область и увеличение времени высвечивания при понижении температуры. Данное свечение вероятно обусловлено центрами собственной природы.

3) В спектре, измеренном в начальный момент времени после облучения наиболее интенсивна полоса с максимумом на 350 нм (на ее фоне наблюдается пик с $л_{max}$ = 380 нм), при понижении температуры до 40 К максимум интенсивности приходится на 370 нм.

4) Время затухания длинновременного компонента в полосе с максимумом на 300 нм в спектре бесцветного топаза значительно больше, чем в окрашенных кристаллах (200 мкс).

5) Обнаруженные общие и индивидуальные люминесцентные свойства топаза свидетельствуют о том, что спектральные и временные характеристики импульсной катодолюминесценции могут применяться для разработки методик люминесцентного анализа с целью идентификации и разделения топазов, для выявления типоморфных свойств кристаллов из различных месторождений.

Литература

1. Divanizia N. Souza, Mario Ernesto G. Valerio, Jose Fernandes de Lina. Dosimetric properties of natural brazilian topaz: a thermally stimulated exoelectronic emission and thermoluminescence study // Nuclear Instruments and Methods in Physics Research. Section B: Beam Interactions with Materials and Atoms, 166 – 167(0). – 2000. – P. 209 – 214.
2. Антоняк О.Т., Брилицкий М.И., Вовк П.К., Пидзырайло Н.С. О люминесценции монокристаллов топаза // Конституция и свойства минералов, 1977. – Вып.11. – С. 68 – 71.
3. Корепанов В.И., Лисицын В.М., Полисадова Е.Ф. Импульсный катодолюминесцентный анализ материалов // Светотехника, 1999. – №6. – С. 13 – 15.
4. Коровкин М.В., Иванова О.А., Полисадова Е.Ф., Корепанов В.И. Люминесцентные свойства природных кристаллов топаза // Известия ТПУ. – Томск, 2003. – Т.306. – №1. – С. 50 – 58.
5. Типоморфизм минералов: Справочник / Под ред. Л.В. Чернышевой. – М.: Недра, 1989. – 559 с.
6. Янцен С.В. Минералы как активные среды квантовых генераторов // Труды ВНИИ синтеза минерального сырья, 1970. – Т.13. – С. 88 – 92.

ФЛЮИДНЫЕ ВКЛЮЧЕНИЯ В ПАРАГЕННЫХ МИНЕРАЛАХ ИЗ МИАРОЛОВЫХ ПЕГМАТИТОВ МАЛХАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТУРМАЛИНА (ЦЕНТРАЛЬНОЕ ЗАБАЙКАЛЬЕ)

А.С. Дмитриева
Институт геохимии им. А.П. Виноградова СО РАН, г. Иркутск, Россия

Флюидные включения в минералах являются важным источником информации о составе и свойствах минералообразующей среды. Как известно, в процессе кристаллизации вокруг растущего зародыша любого минерала формируется пограничный слой минералообразующей среды, будь то расплав или раствор (флюид), обедненный когерентными (входящими в минерал) и обогащенный некогерентными компонентами. В связи с этим, пограничные слои около разных минералов, кристаллизующихся из единой «маточной» среды, не будут абсолютно идентичными. Вместе с тем, именно пограничный слой с наибольшей вероятностью захватывается в виде включений растущими минералами, что может сказываться на результатах изучения минералообразующей среды методами термобарогеохимии в зависимости от того, какой минерал использован при исследовании. Целью настоящей работы является сравнительный анализ особенностей флюида, захваченного в виде флюидных включений (ФВ) парагенными минералами миароловых пегматитов Малханского месторождения турмалина в Забайкалье, детально охарактеризованного в работе [2]. Пегматиты Малхана на 95 % и более сложены кварц-полевошпатовой матрицей, вмещающей многочисленные миаролы. По характеру минерализации выделены три типа миарол: тип “А” – кварц-лепидолит-турмалиновые; тип “Б” – кварц-аксинит-адуляровые; тип “В” – кварцевые (без борной минерализации). Кроме того, в жиле Соседка обнаружена кавернозная зона выщелачивания (“пропарки”) с аксинит-цеолитовым агрегатом (подтип “$Б_1$”). Некоторые миаролы типа “А” окружены околомиароловыми комплексами непостоянного состава с переменными количествами кварца, турмалина, альбита, лепидолита, реже петалита. Будучи автономными, миаролы разных типов часто располагаются рядом (в 0,5-1 м друг от друга), разительно отличаясь по степени заполнения миароловым материалом, его составу, друзовым ассоциациям, качеству и количеству кристаллосырья.

Таблица

Параметры, характерные для флюидных включений в парагенных минералах

Параметр	Околомиароловые комплексы				Миаролы						
	1		2		3		4		5		
	Кв.	Тур.	Кв.	Тур.	Кв.	Тур.	Кв.	Тур.	Кв.	Тур. 1	Тур.
N	32	24	35	28	67	20	10	8	27	12	13
Размер, мкм	20-40	20-40	20-30	20-30	30-50	30-50	25-45	30-55	25-35	20-40	20-40
$C_{NaCl-экв.}$, мас. %	3.5-4.5	5-6	4-5.5	6-8	7-8	7-10	2-4	2-4.5	3-4	3.7-4.2	4-5
C_{H3BO3}, мас.%	5-7.5	5.5-8.5	5.5-7.8	6.4-7.4	7-8.5	8-8.5	7-8.2	9.5-13	8-9	9-9.5	7-8.5
$T_{hom.}$, ºС	200-250	310-330	190-240	270-320	160-220	270-300	230-270	320	200	295-305	290-305
D, г/см^3	0.82-0.9	0.7-0.75	0.83-0.96	0.76-0.86	0.8-0.9	0.7-0.8	0.73-0.85	0.72	0.7-0.9	0.75	0.73-0.79
P, кбар	2.5-4	1.8-2.1	2.7-4	1.7-3.1	3-4.5	2-2.5	2.2-3.8	1.7-1.9	1.8-4.4	2.2-2.3	2-2.5

Продолжение таблицы

Параметр	Миаролы					Зона выщелачивания		
	6			7		8		
	Кв.	адуляр	аксинит	ортоклаз	адуляр	Кв.	Кв.	аксинит
N	36	24	21	38	43	24	29	21
Размер, мкм	30-40	15-20	20-30	20-35	25-35	30-40	35-45	20-30
$C_{NaCl-экв.}$, мас. %	4-5	4-5	4-5	5.5	6	9	5-5.5	5.5
C_{H3BO3}, мас.%	3.5-4					6	11	
$T_{hom.}$, ºС	280-300	260	310-320	265	270	240-270	220-290	320-325
D, г/см^3	0.7-0.85	0.8	0.75	0.84	0.9	0.83	0.77	0.73
P, кбар	2.3	2.4	2.3	2.9	3.1	3	2.5	1.7

Примечание. N – количество изученных ФВ. $C_{NaCl-экв.}$– соленость флюида; C_{H3BO3} – концентрация борной кислоты; T_{hom} – температура гомогенизации ФВ; D – плотность флюида; P – расчетное давление флюида при температуре 500°С; Кв. – кварц, Тур. – турмалин розовый, Тур. 1 – турмалин желтый. 1-2 – околомиароловые кварц-рубеллит-лепидолит-альбитовые комплексы возле миарол типа «А» в жиле Моховая; 3-5 – миаролы типа «А» в жилах Соседка (3), Моховая (4), Орешная (5); 6-7 – миаролы типа «Б» в жиле Соседка; 8 – зона «пропарки $Б_1$» в жиле Соседка.

Включения изучены с использованием стандартных методов криометрии и термометрии. Для Малханского поля, как и для других полей турмалиновых миароловых пегматитов, характерна борнокислая специфика флюида [2]. Концентрация борной кислоты во флюиде и соленость растворов оценивались по температурам плавления льда и растворения сассолина (кристаллическая форма борной кислоты во включениях) с использованием диаграмм для систем H_2O–NaCl [5] и H_2O–H_3BO_3–NaCl [6]. Плотность флюида определялась с учетом солености и концентрации H_3BO_3 по методикам, изложенным в работе [3]. В таблице также приведены расчетные данные по давлению для изотермы 500°С с учетом влияния H_3BO_3 на давление флюида [4, 6]. Как установлено ранее на примере жилы Октябрьская, температура 500°С соответствует началу гидротермального этапа в пегматитах Малхана [6].

В аспекте заявленной выше цели работы наибольший интерес представляют кварц и турмалин, являющиеся проходящими минералами. Для миарол типа “Б”, в которых турмалин неустойчив, использованы данные, полученные для парагенных кварца, адуляра и аксинита. В таблице приведены основные характеристики первичных ФВ в парагенных минералах из околомиароловых комплексов, миарол типов “А” и ”Б”, а также зоны “пропарки Б1”.

Фазовый состав и морфология ФВ в разных минералах существенно различны. ФВ в кварце характеризуются наиболее сложным составом и разнообразием морфологии, в турмалине обычно преобладают двухфазовые (жидкость + газ) или трехфазовые (с сассолином) трубчатые включения, а в аксините и адуляре – более мелкие двухфазовые включения неправильной или вытянутой формы.

Соленость флюида в сосуществующих кварце и турмалине из миарол типа “А”, а также в кварце, адуляре и аксините из миарол типа “Б” примерно одинакова, хотя в турмалине все же отмечаются несколько более высокие значения этого параметра по сравнению с кварцем. Соленость флюида в аксините из зоны “пропарки Б1” попадает в интервал значений, свойственный кварцу в этой зоне. Но в околомиароловых комплексах соленость флюида в турмалине устойчиво более высокая (в 1-2 раза), чем в кварце.

Концентрация борной кислоты в турмалине и кварце из околомиароловых комплексов примерно одинакова. То же самое характерно и для пары турмалин-кварц в миаролах типа “А”, за исключением жилы Моховая, в которой флюид в турмалине значительно обогащен борной кислотой по сравнению с флюидом в кварце. Еще более существенны различия по этому параметру между кварцем, с одной стороны, и адуляром и аксинитом – с другой в миаролах типа ”Б” и, особенно, в зоне “Б1”. В адуляре и аксините сассолин не обнаружен даже при отрицательных температурах, тогда как в кварце содержания H_3BO_3 составляют 3,5…11 мас. %.

Температуры гомогенизации (Thom) ФВ в турмалине из околомиароловых комплексов и миарол типа «А» в подавляющем большинстве случаев существенно выше (на 50…80°С, а иногда и более), чем в кварце. В свою очередь, в аксините Thom ФВ выше по сравнению с парагенными ему кварцем и адуляром, причем различия между ними гораздо более значительные, чем различия между разными генерациями полевого шпата – более ранним ортоклазом и нарастающим на него адуляром. Истинные температуры захвата включений неизвестны. Наименьшие расхождения между температурами гомогенизации и захвата ФВ, по-видимому, свойственны наиболее поздним минералам миарол - аксиниту и адуляру с наиболее высокими значениями Thom., достигающими 310…350° С [1].

Плотность флюида в турмалине практически всегда ниже, чем в кварце, но различия невелики – 5…10%. В парагенных кварце, адуляре и аксините значения плотности также очень близки или одинаковы.

Давление флюида рассчитано для начала гидротермального этапа с использованием изотермы 500° С. Для кварца, турмалина и ортоклаза при расчетах использовались только включения с Thom более 300°С (т.е. не ниже, чем Thom ФВ в наиболее поздних адуляре и аксините). В околомиароловых комплексах и миаролах «А» давление, рассчитанное по ФВ в кварце, всегда заметно выше по сравнению с результатами, полученными для турмалина. В аксините, адуляре и кварце значения давления практически не различаются, тогда как в зоне “пропарки Б1” расчетное давление для флюида в аксините существенно ниже, чем в кварце.

Таким образом, установлено, что флюид, законсервированный в виде включений в парагенных минералах, по большинству характеристик, получаемых при использовании стандартных методов термометрии и криометрии, может существенно различаться, что необходимо учитывать при интерпретации термобарогеохимических данных. В наибольшей степени это касается оценки концентрации борной кислоты, температуры гомогенизации и флюидного давления.

Литература

1. Вовсеенко А.С. Условия образования минералов в миаролах жилы Соседка Малханского месторождения турмалина (Центральное Забайкалье) // Современные проблемы геохимии: Материалы науч. конф., посвященной 50-летию Ин-та геохимии им. А.П. Виноградова и 50-летию СО РАН, 2–6 апреля 2007 / Ин-т геохимии им. А.П. Виноградова РАН. – Иркутск: Изд-во Ин-та географии им. В.Б. Сочавы СО РАН, 2007. – 197 с.
2. Загорский В. Е., Перетяжко И.С. Пегматиты с самоцветами Центрального Забайкалья. – Новосибирск: Наука, 1992. – 224 с.
3. Наумов В.Б. Использование методов термобарогеохимии при поисках и изучении рудных месторождений. – М.: Недра, 1982. – С. 85 – 94.
4. Перетяжко И.С., Прокофьев В.Ю., Загорский В.Е., Смирнов С.З. Борные кислоты в процессах пегматитового и гидротермального минералообразования: петрологические следствия открытия сассолина (H_3BO_3) во флюидных включениях // Петрология, 2000. – Т.8. – №3. – С. 241 – 266.
5. Bodnar R.J., Vityk M.O. In: de Vivo, B. and Frezzotti, M.L. (eds). Fluid inclusions in minerals: Methods and Applications. – Blacksburg, VA: Virginia Tech., 1994. – P. 117 – 130.
6. Peretyazhko I.S., Zagorsky V.Y., Smirnov S.Z., Mikhailov M.Y. Conditions of pocket formation of the Oktyabrskaya tourmaline-rich gem pegmatite (Malkhan field, Central Transbaikalia, Russia) // Chemical Geology, 2004. – V.210. – P. 91 – 111.

МИНЕРАЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ КОЛУМБИТОВ-ТАНТАЛИТОВ ИЗ РЕДКОМЕТАЛЛЬНЫХ ГРАНИТОВ ХАНГИЛАЙСКОГО РУДНОГО УЗЛА

И.Н. Игнатушина
Научный руководитель доцент Е.В. Баданина
Санкт-Петербургский государственный университет, г. Санкт-Петербург, Россия

Титано-тантало-ниобаты в ряду дифференциатов пород Хангилайско-Орловской редкометалльной гранитоидной системы в восточном Забайкалье отвечают следующей последовательности образования: в биотитовых гранитах – ильменит и рутил, в составе которого уже устанавливается достаточно высокая концентрация ниобия (до 1,3 мас.% Nb_2O_5) и тантала (0,37 мас.% Ta_2O_5); в протолитионитовых и порфировидных гранитах – стрюверит и колумбит; в амазонитовых гранитах – колумбиты-танталиты, микролит и манганотанталит.

Нами были изучены минералы группы колумбита-танталита из мусковитовых гранитов Хангилайского массива и полного разреза пород Орловского массива (протолитионитовые – порфировидные – амазонитовые граниты). В указанном ряду отмечается общий тренд изменения составов минералов этой группы в сторону возрастания сначала манганоколумбитового, затем манганотанталитового компонентов, сходный с изменением состава минералов этой группы в Цинновецком массиве в Чехии [1]. Отличительной особенностью этих минералов в амазонитовых гранитах Орловского массива является их четко выраженное зональное строение, прослеженное в режиме изображения в обратно-рассеянных электронах (см. рис.).

В большинстве зерен видны реликтовые ниобиевые ядра (Nb>Ta в 3 раза), которые замещаются довольно однородным колумбитом с хорошо выраженными кристаллографическими формами (Nb>Ta в 2 раза). Внешняя зона этих кристаллов имеет две расслоенные каймы: изнутри более танталовый колумбит, снаружи более ниобиевый. Особенно интересен нарастающий на эти четкие кристаллографические формы новый танталит (Ta>Nb в 2 раза, Mn > Fe в 15 раз, при повышенном содержании урана – до 0,13 мас.% U_3O_8). Поздние колумбиты-танталиты образуют дискордантный тренд по отношению к намеченной тенденции, характерной для Цинновца и основного объема Орловского массива. Этот тренд проявляется в резком увеличении содержания тантала на позднем этапе кристаллизации и, очевидно, соответствует метасоматическому этапу в формировании рудной минерализации массива. При этом, в составе колумбитов-танталитов возможны существенные вариации в содержаниях железа, что может быть обусловлено вариациями режима кислотности-щелочности в минералообразующей среде.

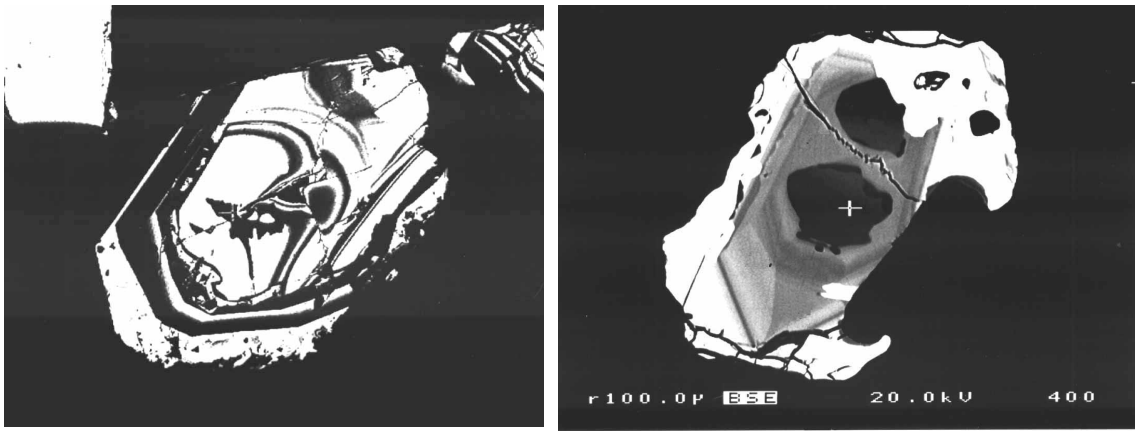


Рис. Зональные кристаллы колумбита-танталита из амазонитовых гранитов Орловского массива. Изображение в обратно-рассеянных электронах. Размеры зерен 200…300 мкм.

Литература

1. Rub A.K., Stemprok M., Rub M.G. Tantalum mineralization in the apical part of the Cinnovec (Zinnwald) granite stock // Mineralogy and Petrology, 1997. – Vol.95. – P. 407 – 419.

МИНЕРАЛОГИЯ МЕТАМОРФИЗОВАННЫХ ВЫСОКОГЛИНОЗЕМИСТЫХ ПОРОД НА ПРИМЕРЕ КЯХТИНСКОГО И ИЧЕТУЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ (ЮГО-ЗАПАДНОЕ ЗАБАЙКАЛЬЕ, РОССИЯ)

И.А. Избродин
Научный руководитель ведущий научный сотрудник Г.С. Рипп
Геологический институт СО РАН, г. Улан-Удэ, Россия

На фоне большого объема исследований, посвященных метаморфизму высокоглиноземистых пород, осталась практически не изученной проблема фосфатного и сульфат-фосфатного минералообразования в процессе метаморфизма. Эти породы, нередко содержащие повышенные количества редкоземельных, редких и радиоактивных элементов, могут существенно расширить круг новых нетрадиционных источников полезных ископаемых.

Известно несколько изученных участков с алюмофосфатной и сульфат-фосфатной минерализацией в высокоглиноземистых породах. К ним относятся дистеновый комплекс Швеции (месторождение Хекенсос) [6], метаморфические пояса Заира [7], кварц-кианитовые породы Полярного Урала [3, 4] и кианитсодежащие кварциты и кианитовые сланцы Восточных Альп [8]. К числу таких объектов относятся и изученные нами Кяхтинское силлиманитовое и Ичетуйское кианитовое месторождения в Юго-Западном Забайкалье. Более распространены проявления высокоглиноземистых пород с незначительным количеством фосфатных минералов. Результаты изучения последних свидетельствуют о возможности оценки физико-химических условий метаморфизма с использованием фосфатной и сульфат-фосфатной минерализации. Это явилось основанием для изучения высокоглиноземистых пород Юго-Западного Забайкалья, сформировавшихся в различных PT условиях, содержащих повышенные концентрации сульфатов и фосфатов.

В Юго-Западном Забайкалье известно более 20 проявлений высокоглиноземистых пород. Часть из них приурочена к полосе, протягивающейся в бассейнах рек Джиды и Чикоя (Ичетуйское, Кяхтинское, Леоновское, Харанхойское, Лево-Чемуртайское). Часть этих пород сформировалась в высокотемпературных условиях, другая – в высокобарических. В направлении с запада на восток отмечается смена кианитовой ассоциации (Ичетуйское) через кианит-силлиманитовую (Харанхойское) к силлиманитовой (Кяхтинское). В первой группе (Кяхтинское) минеральные парагенезисы соответствуют субфации силлиманит-биотитовых гнейсов. Породы представлены силлиманитсодержащими кварцитами, силлиманит-мусковитовыми и силлиманит-полевошпат-кварцевыми сланцами с повышенным содержанием рутила. В высокобарической (Ичетуйское) обстановке (субфация дистен-мусковитовых сланцев) породы представлены мусковит-кианитовыми и кианит-андалузитовыми сланцами.

Площадь Ичетуйского месторождения сложена останцами биотит-полевошпатовых, кварц-мусковит-полевошпатовых, гранат- и кианитсодержащих сланцев, расположенных среди граносиенитов и гранитов. Кианитовые, мусковит-кианитовые и кварц-мусковит-кианитовые породы представлены несколькими разобщенными будинами, залегающими среди кварц-мусковитовых сланцев. Они состоят из переменного количества беспорядочно расположенных удлиненных порфировидных, часто деформированных зерен кианита (20…60 %), неправильно-изометричных зерен кварца (30…60 %) и чешуек мусковита (0…20 %). Сланцеватая текстура подчеркивается ориентированным расположением чешуек мусковита, а также мелкими цепочечными выделениями рутила. В числе второстепенных и акцессорных минералов присутствуют лазулит, гематит, рутил и топаз. Минералы групп бедантита (вудхаузеит-сванбергит), плюмбогуммита (флоренсит, горсейкит, гояцит, крандаллит), алунита составляют менее 1 %. Фосфатсодержащие высокоглиноземистые породы представляют источник коллекционного и ювелирно–поделочного сырья, и, как показывают исследования, являются важными объектами для обнаружения новых минеральных видов [1, 2]. Они интересны, прежде всего, скоплениями лазулита, являющегося довольно редким ювелирно-поделочным камнем.

Кяхтинское силлиманитовое месторождение представлено серией пластообразных линз силлиманитсодержащих сланцев мощностью до 40 м, залегающих в толще биотитовых и биотит–амфиболовых гнейсов раннепротерозойского возраста. Сланцы переслаиваются с биотитовыми, биотит-силлиманитовыми гнейсами и постепенно переходят во вмещающие породы. Они подразделены на силлиманит–кварцевые и силлиманит–полевошпатово-кварцевые с переменными содержаниями слюд. Породы характеризуются тонкополосчатой текстурой, обусловленной чередованием слойков, обогащенных силлиманитом и кварцем. В породах также отчетливо выражена сланцеватая текстура, которая проявляется в параллельной ориентировке зерен силлиманита и кварца. Средний состав пород: кварц – 50…80 %, силлиманит – 15…50 %, мусковит до 5 %, рутил – 1…3 %. Акцессорные минералы представлены биотитом, магнетитом, лазулитом и апатитом. В составе силлиманитсодержащих пород установлено более 30 минеральных видов, большая часть которых относится к числу высокоглиноземистых. По химическому составу рассматриваемые породы являются высокоглиноземистыми и кремнистыми.

Изученные высокоглиноземистые породы являются полиметаморфическими образованиями, в которых на минеральные ассоциации прогрессивного этапа наложены парагенезисы регрессивного метаморфизма.

Ассоциации прогрессивного этапа представлены в основном кианитом, силлиманитом, полевым шпатом, кварцем, мусковитом и, в меньшей степени, – вагнеритом, лазулитом и троллеитом. Минералы регрессивной стадии представлены как оксидами и алюмосиликатами, так и фосфатами, сульфат-фосфатами и сульфатами. Изученные взаимоотношения между минералами позволяют представить следующую схему последовательности их образования (табл.)

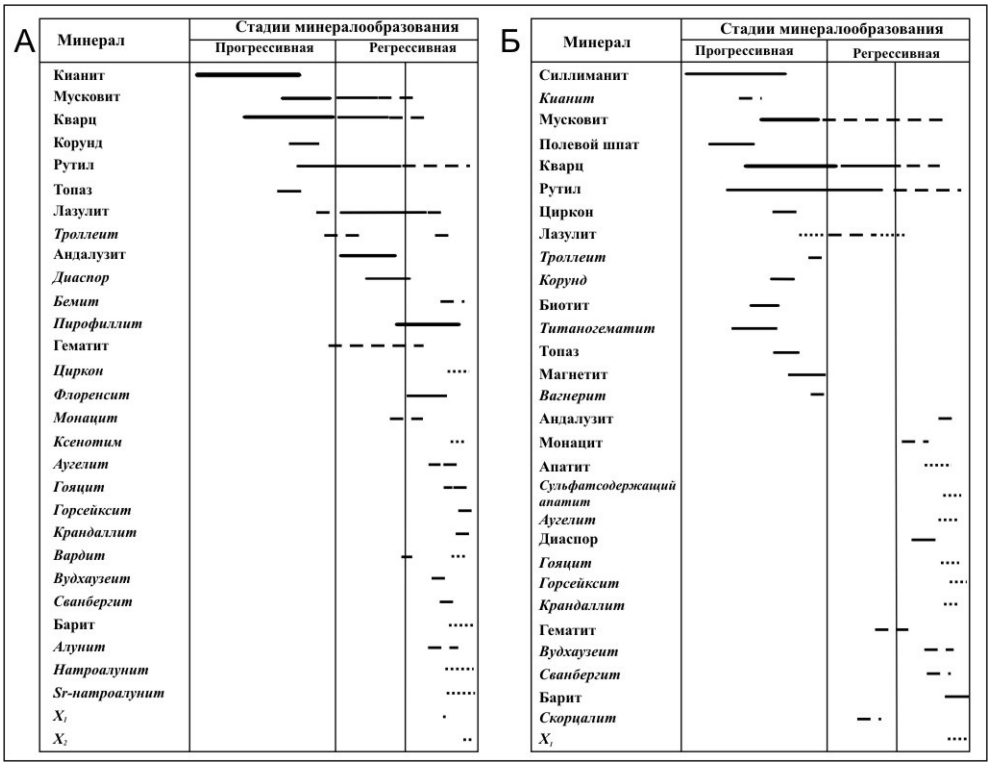
При этом отчетливо прослеживается смена фосфатных минералов сульфат-фосфатными, сульфатными, а также более водными алюмофосфатными минералами. Важной особенностью выявленных минералов является широко проявленный изовалентный и гетеровалентный изоморфизм в группах бедантита, плюмбогуммита и

алунита, а также случаи постепенного перехода минералов одной группы в другую. Ранее, исходя из химической конституции и изотипности между минералами групп крандаллита, бедантита и алунита, М.Я. Сомина и А.Г. Булах [5] указали на возможную принадлежность этих минералов к единой группе.

На месторождениях, метаморфизованных в высокобарических и высокотемпературных условиях, сформировались однотипные парагенезисы фосфатных и сульфат-фосфатных минералов с широкими вариациями содержаний в них алюминия, кальция, стронция, магния, бария, редкоземельных и других элементов. Закономерное появление определенных групп фосфатных и сульфат-фосфатных минералов в высокоглиноземистых породах Юго-Западного Забайкалья, образованных в различных термодинамических условиях, позволяет сделать вывод о том, что магний, железо, стронций, кальций, натрий, REE, барий, сера и фосфор присутствовали в дометаморфическом субстрате, а не привносились извне.

Таблица

Последовательность образования минералов Ичетуйского проявления (А) и Кяхтинского месторождения (Б)



Примечание. Выделенные курсивом минералы на изученных объектах установлены впервые автором. Толщина линий соответствует интенсивности (масштабам) проявления минералов.

Литература

1. Избродин И.А., Рипп Г.С., Карманов Н.С. Алуниты Ичетуйского проявления (Западное Забайкалье) // ЗРМО, 2005. – Вып.4 – С. 93 – 104.
2. Избродин И.А., Рипп Г.С., Карманов Н.С. Сульфатсодержащий апатит Кяхтинского силлиманитового месторождения (Западное Забайкалье) // ЗРМО, 2006. – Вып.2. – С. 71 – 82.
3. Попова В.И., Попов В.А., Клочков И.К., Пожидаев Н.А. Редкие фосфаты Приполярного Урала // Уральский минералогический сборник. – Миас, 1993. – №2. – С. 62 – 77.
4. Силаев В.И., Филиппов В.Н., Сокерин М.Ю. Твердые растворы вудхаузеит-сванбергит-флоренсит во вторичных кварцитах // ЗРМО, 2001. – Вып.1. – С. 99 – 110.
5. Сомина М.Я., Булах А.Г. Флоренсит из карбонатитов Восточного Саяна и некоторые вопросы химической конституции минералов группы крандаллита // ЗВМО, 1966. – Вып.5. – С. 537 – 550.
6. Ek Roland., Nysten Per. Phosphate mineralogy of the Halsjoberg and Hokensas kyanite deposits // Geol. Foren. Stokholm forhadl. – Stokholm, 1990. – №1. – P. 9 – 18.
7. Lefevre I.I., Patterson L.E. Hydrothermal assemblages at aluminian serpentine florencite and kyanite in Zairian copper belt // Canadian Mineralogist, 1980. – Vol.18. – P. 301 – 311.
8. Nagy C., Draganits E. Occurrence and mineral-chemistry of monazite and rhabdophane in the Lower and Middle Austroalpine tectonic units of the southern Sopron Hills (Austria) // Mitt. Ges. Geol. Bergbaustud. Österr (in english), 1999. – Vol.42. – P. 21 – 36.

ЛИТОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ЗОЛЫ УГЛЕЙ АСКИЗСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ МИНУСИНСКОГО БАССЕЙНА

С.С. Ильенок
Научный руководитель доцент В.В. Ершов
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Литохимическое направление в последние годы активно развивается, растет число работ, в которых с применением литохимических методов решается широкий круг геологических задач.

В процессе работ по установлению марочного состава углей Минусинского бассейна были изучены угли четырех месторождений, эксплуатируемых или пригодных для эксплуатации: Черногорского, Изыхского, Бейского и Аскизского. Микроэлементный состав углей бассейна изучался в течение ряда лет, была установлена их редкометалльная и благороднометалльная специализация, оценены ресурсы некоторых ценных элементов в отдельных месторождениях и угольных пластах [3].

Аскизское месторождение Минусинского бассейна располагается в Сорской котловине, приближенной к стыку Кузнецкого Алатау и Западного Саяна, на левобережье р. Абакан, в 20…25 км к юго-западу от Бейского месторождения, в Аскизском районе Республики Хакасия.

Угленосная толща представлена отложениями сорской и черногорской свит. Они сформировались в прибрежно-аллювиальных условиях.

Угли каменные ранне-среднекарбонового возраста. Марка – газово-жирные. Из 58 пластов продуктивной мощности достигают 26. Суммарная мощность пластов достигает 30 м.

Пласты угля Аскизского месторождения характеризуются различной мощностью и зольностью.

Важной особенностью углей бассейна является наличие пирокластического материала. Пирокластика в данных пластах изменена и представлена горизонтами и прослоями тонштейнов мощностью от 1 мм до 50 см.

Эти прослои часто обогащены радиоактивными, редкими и редкоземельными элементами: U, Th, Ta, Hf, La, Yb.

Золы углей Аскизского месторождения отчетливо отличаются наиболее высокими, по сравнению с другими месторождениями бассейна, концентрациями K и пониженными содержаниями Al, Fe, Mn, S и, соответственно, низкими ЖМ (железным модулем), ФМ (фемическим модулем), ЩМ (щелочным модулем) и высокой общей щелочностью.

Установлено, что в разрезе угленосных отложений в среднем для золы углей самые высокие содержания калия и кремния характерны для сорской свиты. В нарылковской свите выявлены наиболее высокие концентрации марганца. Корреляция между серой и железом указывает на возможное наличие сульфидов. Максимальное содержание алюминия характерно для черногорской свиты.

Наблюдается корреляция между оксидами фосфора и кальция, что, возможно, указывает на наличие апатита (рис.1).

Высокое содержание глинозема, достигающее 31 % в золе 9 пласта, является прямым признаком кислой пирокластики или каолинитовых пород, образующихся при переработке полевых шпатов. Подтверждает это и высокое содержание редких, редкоземельных и радиоактивных элементов в пласте, что, по мнению специалистов [1], является признаком наличия пирокластики. Также это подтверждает и корреляция между ФМ и ЖМ, что по данным Я.Э. Юдовича [4], может свидетельствовать о наличии пирокластического материала.

Неравномерным является распределение содержания окислов и значений модулей по латерали.

С юго-запада (Аскизское месторождение) на север (Черногорское месторождение) наблюдается снижение содержаний калия при повышении концентрации натрия.

Встает вопрос о причинах подобных различий в макрокомпонентном составе золы. Естественно, в первую очередь необходимо оценить влияние величины зольности углей. Для проб каменноугольного возраста просматривается выраженная обратная зависимость между зольностью и значениями алюмокремниевого модуля. Пробы с повышенной зольностью характеризуются наиболее низкими значениями АМ, а наименее зольные пробы содержат большие количества глинозема, что выражается в более высоких значениях АМ.

Тот же характер зависимости, но менее отчетливый, выражается и в координатах зольность – ЩМ, то есть в пробах с низкой зольностью натрий преобладает над калием.

При рассмотрении вариаций щелочности было выявлено, что при повышенной общей щелочности золы углей Черногорского и Аскизского месторождений первые отличаются натровой, а вторые – калиевой специализацией.

Резкие различия в уровнях накопления натрия заставляют подробнее рассмотреть и накопление других, возможно, связанных с ним элементов. Установлено, что месторождения, золы углей которых являются более натриевыми, характеризуются высокими концентрациями хлора, магния, бора, серы.

Природа повышенной натровости и аномальное накопление хлора в углях северной части бассейна могли быть обусловлены сингенетичной «засоленностью» прибрежных палеоторфяников. Поскольку морских отложений в угленосном разрезе не зафиксировано, не исключено, что источником поступления натрия, хлора и других, в том числе редких элементов, в воды палеобассейнов были вулканические эксгаляции и вулканиты, на пространственную близость которых к области осадконакопления указывал А.В. Ван [2].

Основные выводы.

1) Золы углей месторождений Минусинского бассейна отчетливо дифференцируются по значениям модулей, особенно по значениям АМ, ЩМ и ЖМ.

2) Распределение макрокомпонентов и модулей неравномерно в разрезе бассейна по свитам, по пластам в разрезах свит и по латерали.

3) Значения литохимических модулей могут служить индикатором условий торфо-углеобразования (ЩМ в Аскизском, Черногорском месторождениях). Они служат хорошим индикатором наличия пирокластического материала (АМ) и наряду с другими показателями (Cl, B, Mg, S) могут свидетельствовать о влиянии ближнего вулканизма со стороны Батеневского кряжа (Ербинский некк) и Кузнецкого Алатау.

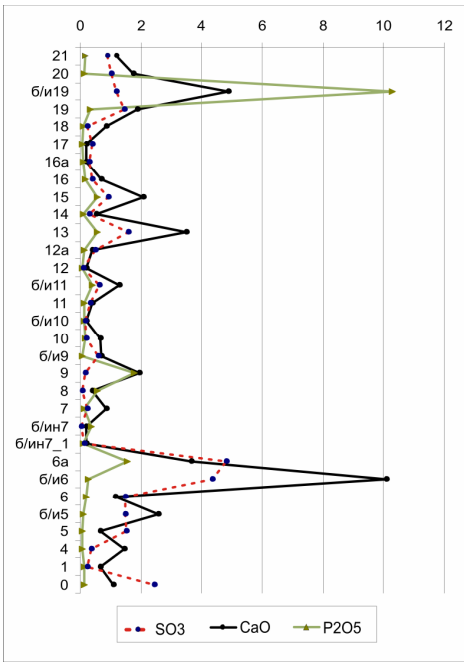


Рис.1 Средние содержания окислов в золах угольных пластов Аскизского месторождения

Из всех рассмотренных модулей по всей совокупности частных проб угля наиболее информативным оказался АМ (алюмокремниевым модулем). Была установлена прямая зависимость между значениями АМ и Cd, Sc, лантаноидами, Hf, Th (рис.2).

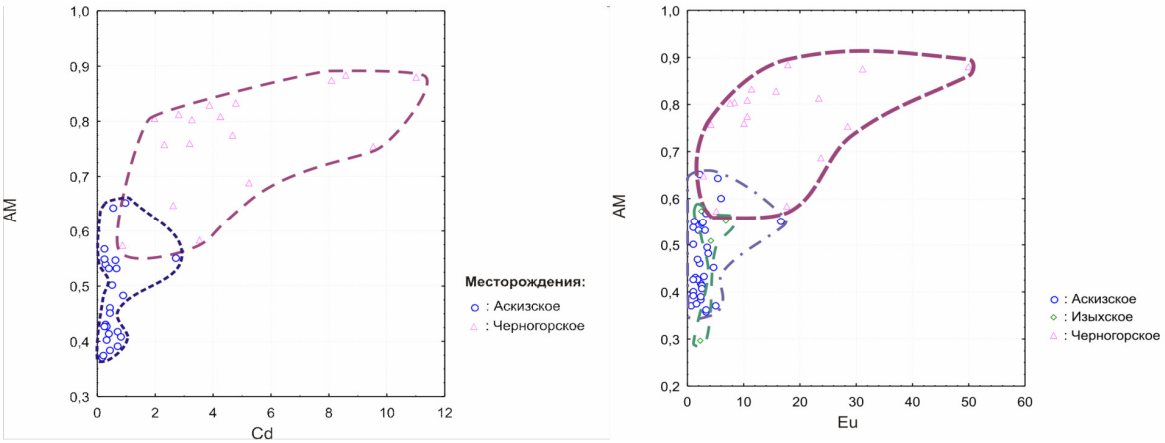


Рис.2 Положение проб в координатах АМ – Cd и АМ – Eu

4) Между значениями литохимических модулей и содержаниями микроэлементов существует определенная связь. Наиболее информативным в этом отношении является АМ, высокие значения которого могут служить указателем повышенного содержания ценных элементов (TR, Sc, Nb, Hf и других), радиоактивных элементов (U, Th), токсичных элементов (Cd).

Литература

1. Арбузов С.И., Ершов В.В. Геохимия редких элементов в углях Сибири. – Томск: Изд. дом «Д-Принт», 2007. – 468 с.
2. Ван А.В. Вулканогенный пепел в угленосных отложениях верхнего палеозоя Средней Сибири // Литология и полезные ископаемые, 1972. – №1. – С. 40 – 51.
3. Арбузов С.И., Ершов В.В., Рихванов Л.П. и др. Редкометалльный потенциал углей Минусинского бассейна. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2003. – 347 с.
4. Юдович Я.Э., Кетрис М.П. Основы литохимии. – СПб: Наука, 2000. – 400 с.

ТИПОХИМИЗМ МОНАЦИТОВ-КСЕНОТИМОВ ИЗ РЕДКОМЕТАЛЛЬНЫХ ГРАНИТОВ ОРЛОВСКОГО МАССИВА

Е.С. Капарулина
Научный руководитель доцент Е.В. Баданина
Санкт-Петербургский государственный университет, г. Санкт-Петербург, Россия

Из рядов дифференциатов пород Хангилайско-Орловской редкометалльной гранитоидной системы в Восточном Забайкалье были выделены монациты-ксенотимы. Они отвечают следующей последовательности образования: в биотитовых гранитах Хангилайского массива – монацит, в протолитионитовых гранитах Орловского массива – монацит и ксенотим, в порфировидных гранитах – ксенотим, в амазонитовых гранитах – монацит, в кварц-альбит-слюдяном грейзене – ксенотим.

Изученные монациты имеют очень широкие вариации состава. На диаграмме составов монацитов Форстера [1] эволюция состава монацитов по мере дифференциации расплава редкометалльных гранитов от биотитовых гранитов к Li-F амазонитовым проявляется в росте хуттонитового минала, что свидетельствует о закономерном уменьшении содержаний РЗЭ в монацитах и росте U и Th (см. рис.).

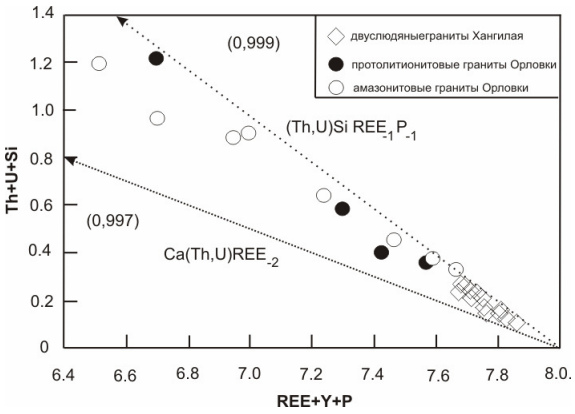


Рис. Составы монацитов в координатах (REE+Y+P) – (Th+U+Si) в формульных единицах (расчет на 16 атомов О). Линии корреляции соответствуют росту хуттонитового (Th, U) Si $REE_{-1}P_{-1}$ и барбантитового Ca(Th, U)REE_{-2} миналов монацитовой серии минералов по [1]

Составы ксенотимов из дифференцированных гранитов Орловского массива на всех классификационных диаграммах образуют компактные индивидуальные поля, что является показателем различных условий кристаллизации минерала в протолитионитовых, порфировидных гранитах и эндогрейзене. На классификационной диаграмме Форстера, выделяющей разные типы гранитов по составу РЗЭ в ксенотимах [2], изученные ксенотимы попадают в поля гранитов А-типа (из протолитионитовых гранитов) и S-типа с Li-слюдами (из порфировидных гранитов) вследствие повышенного содержания в них гадолиния (до 4,8 мас.% Gd_2O_3) в них. Ксенотимы из эндогрейзена отличаются максимально высоким содержанием диспрозия – до 7,8 мас.% Dy_2O_3.

Литература

1. Foerster H.-J. The chemical composition of REE-Y-Th-U rich accessory minerals from peraluminous granites of the Erzgebierge-Fichtelgebirge region, Germany. Part I: The monazite (Ce) – barbantite solid solution series // American Mineralogist, 1998. – Vol.83. – P. 259 – 272.
2. Foerster H.-J. The chemical composition of REE-Y-Th-U rich accessory minerals from peraluminous granites of the Erzgebierge-Fichtelgebirge region, Germany. Part II: The xenotime // American Mineralogist, 1998. – Vol. 83. – P. 1302 – 1315.

ОСОБЕННОСТИ ТЕРРИГЕННО-МИНЕРАЛЬНОЙ АССОЦИАЦИИ КИММЕРИЙСКИХ ТИТАН-ЦИРКОНИЕВЫХ РОССЫПЕЙ ТАМАНСКОГО ПОЛУОСТРОВА

А.В. Коркошко
Научный руководитель профессор Н.И. Бойко
Южный Федеральный университет, г. Ростов-на-Дону, Россия

На сегодняшний день в России нет эксплуатируемых россыпных титан-циркониевых месторождений, а спрос на титановые и циркониевые концентраты продолжает расти. В связи с этим существует острая необходимость изучения и освоения новых перспективных россыпных объектов. Нами в результате выполненных на территории Предкавказского россыпного бассейна поисково-оценочных работ установлено, что в киммерийской терригенной толще Таманского полуострова практически повсеместно фиксируется естественный шлих титан- и цирконийсодержащих минералов (3,0…4,5 кг/м^3). На отдельных участках их концентрации увеличиваются и достигают промышленных значений (34,5…50,7 кг/м^3).

Целью данного исследования явилось изучение поведения терригенных минералов киммерийских титан-циркониевых россыпей Таманского полуострова в ходе осадочного процесса и определение условий образования их ассоциации.

Киммерийские россыпи Таманского полуострова обладают устойчивой ассоциацией тяжелых минералов, в состав которой входят ильменит, рутил, лейкоксен, сфен, циркон (суммарное содержание которых колеблется в пределах 5,4…19,5 %) и сопутствующие дистен, ставролит, гранат, амфиболы, турмалин, лимонит и магнетит. В процентном отношении количество тяжелых минералов на некоторых участках россыпей значительно изменяется, как в целом, так и относительно друг к другу. Обусловлено это тем, что в процессе гидромеханической и минералогической дифференциации обломочного вещества происходит разделение минералов с различными гидроаэродинамическими свойствами (в первую очередь по плотности). Даже незначительные изменения гидродинамической обстановки седиментации приводили к изменению количественного и качественного состава минеральной ассоциации россыпей. Так, например, в россыпи карьера Артюшенко в продуктивной толще из ассоциации выпал гранат, а количество зерен турмалина и магнетита оказалось ничтожно мало. Причиной этому послужило увеличение силы течения на данном участке седиментации, вследствие чего наиболее подвижные минералы были транспортированы в более глубоководную часть бассейна. Здесь важно отметить, что подвижность минералов определялась не только значением их плотности, но и сочетанием других свойств, таких как размер и поверхность зерен. Это обусловило необходимость изучения свойств всех терригенных минералов киммерийских титан-циркониевых россыпей Таманского полуострова (таблица).

Из таблицы видно, что терригенные минералы киммерийских титан-циркониевых россыпей по размеру и степени окатанности зерен разделились на две группы. В первую группу вошли алевритовые зерна минералов высокой степени окатанности, обладающие преимущественно высокой степенью химической устойчивости (циркон, рутил, турмалин, ильменит). Вторую группу составили минералы со средней степенью окатанности, размер которых тяготеет к мелкопсаммитовой размерности, но и алевритовые среднеокатанные зерна автор сочла целесообразным отнести к этой же группе. Важно отметить, что минералы второй группы обладают преимущественно средней и низкой степенью химической и гидроаэродинамической устойчивости.

Сочетание алевритовых окатанных зерен устойчивых минералов и мелкопсаммитовых угловатоокатанных зерен средне- и низкоустойчивых минералов в одной ассоциации является вполне естественным. Транспортабельность наиболее тяжелых минералов первой группы значительно увеличивал маленький размер зерен и высокая степень окатанности. А транспортабельность минералов второй группы уменьшала средняя степень окатанности и больший размер зерен. Таким образом, разные по плотности минералы оказались прочно связаны в одну ассоциацию. Но при этом каждый минерал реагировал на изменения гидродинамического режима только присущим ему образом.

Таблица

Особенности терригенно-минеральной ассоциации киммерийских титан-циркониевых россыпей Таманского полуострова

				Преобладающий размер зерен минералов, мм					
				0,160 – 0,100			**0,100 – 0,063**		
				степень гидроаэродинамической устойчивости минералов			степень гидроаэродинамической устойчивости минералов		
				высокая	средняя	низкая	высокая	средняя	низкая
Степень окатанности зерен минералов	**высокая**	степень химической устойчивости минералов	высокая				циркон рутил		турмалин
			средняя				ильменит		
			низкая						
	средняя	степень химической устойчивости минералов	высокая		дистен ставролит			дистен ставролит	
			средняя	магнетит ильменит	гранат сфен		магнетит		
			низкая			роговая обманка			роговая обманка

Наиболее чувствительными к изменениям гидродинамического режима осадконакопления оказались зерна циркона, рутила, турмалина, гранатов и амфиболов. Зерна циркона, рутила и турмалина приурочены к фракциям алевритовой размерности, имеют призматический облик и хорошо окатаны, что значительно увеличивало их транспортабельность. Но при этом максимальных концентраций они достигали в разных гидродинамических условиях, что было обусловлено разницей их плотностей. При ослаблении гидродинамики среды седиментации первыми осаждались зерна циркона, следом за ними – зерна рутила, обладающие меньшим значением плотности, и последними – зерна турмалина. Зерна граната в киммерийских россыпях Таманского полуострова оказались наиболее подвижными. Подвижность зерен граната определялась рядом свойств («шаровидной» формой и относительно небольшой плотностью). Зерна амфиболов, напротив, обладая незначительной плотностью, но изометричной формой с шероховатой поверхностью, становились менее подвижны.

Особенности поведения зерен ильменита в ходе осадочного процесса оценить достаточно сложно, так как это самый распространенный минерал в тяжелой фракции киммерийских титан-циркониевых россыпей Таманского полуострова. Он развит и в мелкопсаммитовых, и в алевритовых фракциях, обладал разными степенями окатанности, но в то же время количественно чутко реагировал на изменения динамики среды седиментации.

Зерна дистена, ставролита и сфена, обладающие средней степенью гидроаэродинамической устойчивости, вели себя независимо в условиях меняющейся динамической активности среды осадконакопления, хотя в особенностях поведения и взаимоотношения с другими минералами их плотностные свойства играли значительную роль.

В процессе детального анализа особенностей терригенно-минеральной ассоциации киммерийских титан-циркониевых россыпей Таманского полуострова, отраженных в таблице, была получена важная генетическая информация. Достаточно четкое разделение минералов на две группы по ряду признаков (размеру и форме зерен, степени химической и гидроаэродинамической устойчивости) указало не только на влияние гидромеханической и минералогической дифференциации, но и на различные источники сноса данных минералов. Так, например, присутствие в россыпях угловатоокатанных зерен минералов средней и низкой степени химической и гидроаэродинамической устойчивости мелкопсаммитовых размерностей указало на источник сноса, расположенный на относительно небольшом удалении от бассейна седиментации. А присутствие окатанных зерен устойчивых минералов алевритовых размерностей свидетельствовало о их длительной транспортировке и, возможно, о многократном переотложении. Результатом влияния нескольких источников сноса явилось видовое разнообразие химически- и гидроаэродинамически устойчивых минералов, таких как циркон, ильменит и кварц.

Не менее важной характеристикой минералов киммерийских титан-циркониевых россыпей Таманского полуострова явилась величина их относительной миграционной способности. Практически все терригенные минералы киммерийских титан-циркониевых россыпей могли преодолевать расстояния, превышающие 120,0 км за один цикл переотложения. Наиболее транспортабельными в этом отношении оказались зерна кварца, циркона, рутила, турмалина и лейкоксенизированного ильменита. Их удаление от источника сноса могло превышать 300,0 км за один цикл переотложения [1]. Минимальными значениями величины относительной миграционной способности в киммерийских россыпях Таманского полуострова обладали амфиболы (50,0 км) и платина (4,0…8,0 км). Использование данной характеристики позволило автору определить источники сноса киммерийских титан-циркониевых россыпей (территорию Северо-Западного Кавказа, Ставропольского свода и Русской платформы).

Установленные закономерности формирования терригенно-минеральной ассоциации киммерийских россыпей явились не только надежной основой палеогеографических реконструкций, но также использовались автором в качестве критерия прогнозирования титан-циркониевых россыпей на Таманском полуострове.

Литература

1. Бергер М.Г. Терригенная минералогия. – М.: Недра, 1986. – 227 с.
2. Бойко Н.И., Коркошко А.В. Киммерийские титан-циркониевые россыпи Таманского полуострова // Геология и разведка, 2007. – №1. – С. 22 – 27.
3. Коркошко А.В. Вещественный состав и условия образования киммерийских титан-циркониевых россыпей Таманского полуострова // Проблемы геологии и освоения недр: Труды IX Международного симпозиума студ., аспир., и молодых ученых. – Томск, 2005. – С. 167 – 168.
4. Шило Н.А. Учение о россыпях. – М.: Изд-во Академии горных наук, 2000. – 632 с.

ВОЗБУЖДЕНИЕ ЛЮМИНЕСЦЕНЦИИ ИМПУЛЬСНЫМ ЭЛЕКТРОННЫМ ПУЧКОМ В ПРИРОДНЫХ ТОПАЗАХ РАЗЛИЧНОГО ГЕНЕЗИСА

А.В. Кудрявцев
Научный руководитель профессор М.В. Коровкин
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Любой минерал, возникающий в различных физико-химических условиях, приобретает некоторые отличительные черты, которые можно выявить современными физическими методами исследования минерального сырья. Минерал рассматривается как источник генетической информации, которая закрепляется в нем в виде компонентов структуры (междоузельных ионов и их вакансий, примесных ионов, дефектов

кристаллической решетки), отражающих геохимические и термодинамические условия минералообразующей среды.

Топаз генетически связан с гранитоидными породами и сопровождающими их постмагматическими образованиями; в грейзенах, связанных с олово-вольфрамовым оруденением, он является типоморфным минералом. Топаз издавна привлекал внимание как драгоценный камень, поэтому основные исследования посвящены его окраске. Люминесцентные свойства топаза почти не изучались, хотя они весьма чувствительны к различным структурным и примесным микродефектам кристаллической решетки топаза. Изучение люминесцентных свойств топаза позволяет выявить характерные особенности и критерии, которые могут быть использованы в качестве поисково-оценочных (типоморфных) признаков при проведении геологоразведочных работ (при оценке эрозионного среза рудного тела, определении его контура, зональности и т.д.), для оценки физико-химических условий минералообразующей среды, а также для оцени качества ювелирного сырья и т.д.

Несмотря на постоянство химического состава, которое отвечает формуле $Al_2[SiO_4](F,OH)$, в процессе кристаллизации топаз приобретает некоторые отличительные особенности. Люминесцентные свойства кристаллов топаза чрезвычайно чувствительны даже к малейшим изменениям условий минераллоообразования и имеют, таким образом, генетический смысл.

В процессе исследования люминесценции использован метод импульсной катодолюминесцентной спектрометрии с наносекундным временным разрешением, когда возбуждение производилось сильноточным электронным пучком (СЭП). Использование СЭП позволяет обеспечить высокую объемную плотность энергии, возбуждать все типы дефектов (как собственные, так и примесные), изучать кинетические характеристики свечения в широком временном диапазоне. Исследование проводилось на импульсном оптическом спектрометре, разработанном на кафедре лазерной и световой техники ТПУ на базе ускорителя электронов ГИН-600.

Технические возможности спектрометра: спектральная область измерений – 200…1200 нм; временное разрешение – 7 нс; температурный диапазон измерений – 12,5…700 К; длительность импульса тока электронов – 2…10 нс; плотность тока пучка электронов – 0,1…1000 А/см^2; максимальная энергия электронов – 400 кэВ, средняя – 200 кэВ.

Исследовались образцы топаза ювелирного качества из различных месторождений: топаз голубого цвета (Шерловогорское месторождение), бесцветный топаз (Волынское месторождение), бесцветный топаз (Месторождение Минас-Жераис, Бразилия), а также розовый топаз Кочкаровского месторождения.

Ранее было показано [1–3], что полоса свечения УФ области обусловлена излучательными переходами в пределах одного центра. Центр люминесценции, ответственный за полосы ультрафиолетовой люминесценции по-видимому, принадлежит к собственным центрам свечения матрицы топаза (такого рода экситоноподобные состояния ответственны за полосы 285 и 290 нм.)

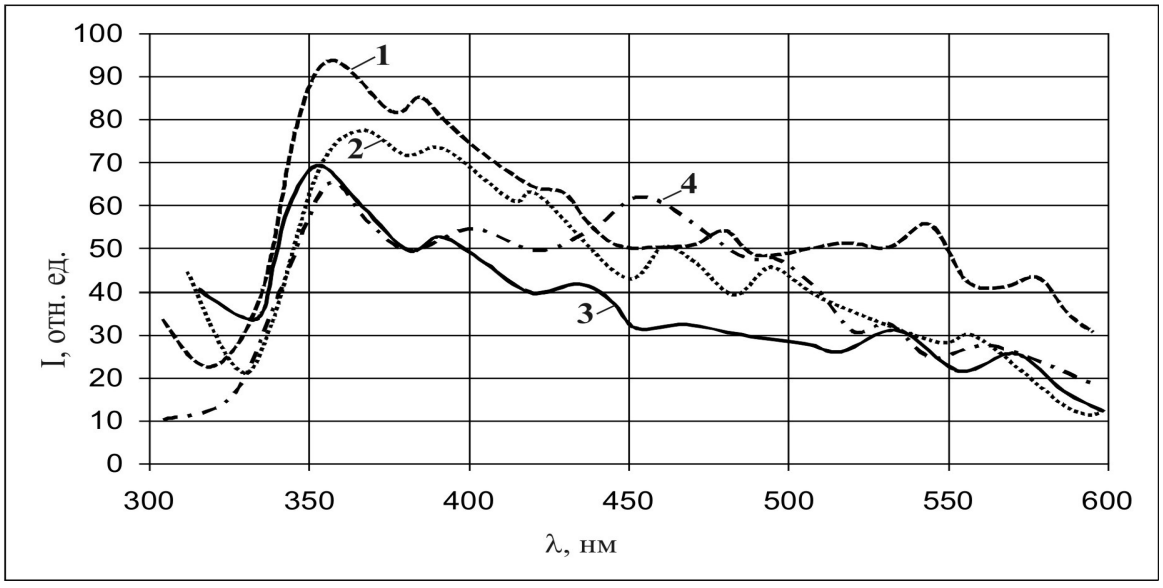


Рис.1 Спектры ИКЛ, измеренные через 20 нс после действия СЭП
1 – бесцветный топаз месторождения Минас-Жераис, Бразилия;
2 – голубой топаз, месторождение Шерловая Гора; 3 – бесцветный топаз, Волынь; 4 – розовый топаз, Кочкаровское месторождение.

Данные исследования проводились при комнатной температуре в диапазоне 300…600 нм. При воздействии СЭП в топазе наблюдается характерный набор полос свечения, затухающих по экспоненциальному закону с различными характеристическими временами (τ). На рисунке 1 показан спектральный состав этих компонентов, измеренный через 20 нс после действия СЭП в кристаллах голубого, розового, а также бесцветных топазов при комнатной температуре (295 К).

Спектр свечения бесцветного топаза (Бразилия) состоит из интенсивных полос с максимумами 360 и 385 нм и менее интенсивных полос с максимумами в видимой области 430, 480 и 540 нм, которые характеризуются короткоживущими компонентами затухания свечения.

Все полученные спектры имеют как сходство с образованием максимумов в диапазоне 350…370 нм, так и различия в видимой области с чередованием максимумов по всему исследованному диапазону. В данной работе показано, что спектр свечения в видимой области является индивидуальной характеристикой образца.

В спектре длинновременной составляющей прослеживается образование максимумов в 310 нм, 350 нм с различными временами затухания, а также образование максимума в розовом топазе на 460 нм.

Сходство и различия спектров, измеренных в миллисекундном диапазоне, может быть связано как с особенностями структуры топазов, так и с наличием примесных ионов. Свечение в данной области разными авторами приписывается как собственным, так и примесным центрам. Люминесценцию с λ_{max} = 390 нм в топазе, как и в кварце, связывают "дырочными" $[SiO_4]^{3-}$-центрами. Полоса с λ_{max} = 460 нм, приписываемая излучению "дырочного" $[AlO_4]^{4-}$-центра, наблюдается в образцах, где кремний изоморфно замещен алюминием $Al^{3+} \rightarrow Si^{4+}$ в кремнекислородных тетраэдрах.

Прослеживается различие в спектральных и кинетических характеристиках топазов различных типов: полоса 310 нм с $\tau 1$ = 170 мкс, $\tau 2$ = 140 мкс в голубом топазе, полосы 310 нм, $\tau 1$ = 200 мкс, $\tau 2$ = 50 мкс в бесцветном топазе и свечение в розовом топазе с максимумом в области 460 нм с $\tau 1$ = 1000 мкс, $\tau 2$ = 70 мкс (рис. 2). Приведенные характеристики могут служить идентификационными признаками топаза определенного типа, поскольку отображают структурные особенности кристалла, связанные с условиями его формирования.

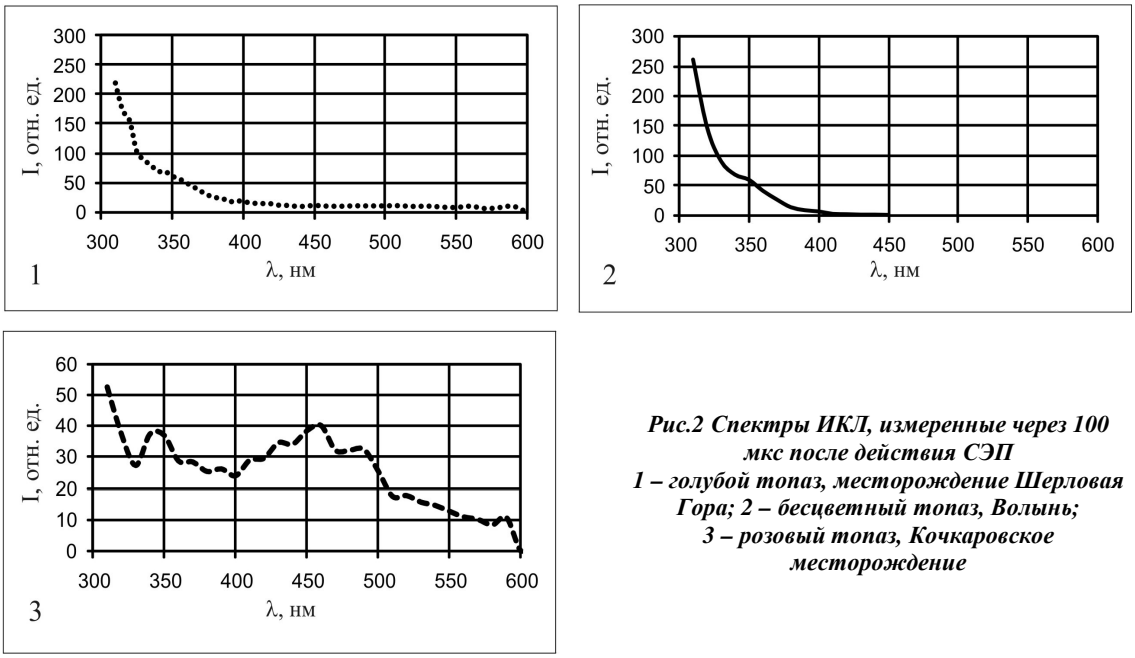


Рис.2 Спектры ИКЛ, измеренные через 100 мкс после действия СЭП
1 – голубой топаз, месторождение Шерловая Гора; 2 – бесцветный топаз, Волынь;
3 – розовый топаз, Кочкаровское месторождение

Выводы. Выявлены сходства и различия спектров топазов, измеренных в миллисекундном диапазоне, что может быть связано как с особенностями структуры минерала, так и с наличием примесных ионов.

Люминесценцию с λ_{max} = 360 нм в топазах связывают "дырочными" $[SiO_4]^{3-}$ - центрами. Полоса с λ_{max} = 460 нм, приписываемая излучению "дырочного" $[AlO_4]^{4-}$-центра, наблюдается в образцах, где кремний изоморфно замещен алюминием в кремнекислородных тетраэдрах.

Полученные спектральные и кинетические характеристики могут служить идентификационным признаком кристаллов топаза. Спектры в видимой области, измеренные в миллисекундном временном диапазоне, являются индивидуальной характеристикой минерала и могут служить информационным параметром для разделения образцов при определении физико-химических условий их формирования, при проведении различных геолого-минералогических работ и т.д.

Показана перспективность использования для диагностики топазов метода импульсной катодолюминесцентной спектрометрии с наносекундным временным разрешением.

Литература

1. Таращан А.Н. Люминесценция минералов. – Киев: Наукова Думка, 1978. – 295 с.
2. Коровкин М.В., Иванова О.А. Радиационные эффекты в кристаллах топаза // Радиационная физика твердого тела: Труды 8-го Межнац. совещ. – Севастополь, 1998. – С. 148 – 151.
3. Коровкин М.В., Иванова О.А., Полисадова Е.Ф., Корепанов В.И. Люминесцентные свойства природных кристаллов топаза // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2003. – Т.306. – №1. – С. 50 – 58.

ГЕОХИМИЯ БАЗАЛЬТОВ КАТУНСКОГО АККРЕЦИОННОГО КОМПЛЕКСА ГОРНОГО АЛТАЯ

Е.В. Курганская
Научный руководитель научный сотрудник И.Ю. Сафонова
Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

Катунский аккреционный комплекс Горного Алтая является частью аккреционной призмы Кузнецко-Алтайской островной дуги, сформированной на окраине Сибирского континента в результате венд-среднекембрийского этапа субдукции Палео-Азиатского океана. Он включает две разновозрастные группы вулканитов: 1) раннекембрийские базальты, входящие в состав самого аккреционного комплекса, 2) среднекембрийские базальтовые дайки и лавы, перекрывающие и прорывающие образования аккреционного клина (рис.1).

В структуру аккреционного клина входят несколько базальт-осадочных тектонических пластин, в пределах которых наблюдаются различные фации палеоокеанического острова и подстилающих его офиолитов [1, 2, 6]. В пределах отдельных пластин базальты согласно перекрыты или переслаиваются с известняками, кремнями, алевролитами и другими терригенными породами. Вулканиты представлены массивными и пиллоу-лавами, лавобрекчиями, дайками, силлами. Массивные, слоистые и микритовые известняки залегают непосредственно на базальтах, а иногда чередуются с тонкими прослоями кремней. Иногда блоки известняков встречаются непосредственно внутри базальтовых потоков. Кремни обычно слагают основание разрезов, а кремнистые сланцы встречаются в виде блоков в известняках, залегают на базальтах или согласно перекрыты известняками. Раннекембрийский возраст палеоокеанических пород определен по находкам микрофитолитов, водорослей и спикул кремневых губок в терригенных обломочных осадках склоновых фаций [4].

Раннекембрийские базальт-осадочные толщи представлены тремя группами пород, формировавшими ранее единый комплекс отложений палеоокеанического острова: 1) базальт-кремнисто-глинистое основание острова; 2) брекчированные карбонатно-кремнисто-глинисто-базальтовые склоновые фации; 3) массивные и слоистые карбонатные фации вершины палеоострова (“карбонатной шапки”) с туфовым материалом. В состав вулканогенной постройки раннего кембрия также входят потоки толеитовых базальтов, являющихся реликтами океанической коры (срединно-океанических хребтов).

Образования аккреционного клина несогласно перекрываются базальными конгломератами карбонатной шашкунарской свиты, которая начинает среднекембрийский разрез [3, 5], в валунах и гальках которой широко представлены породы, переотложенные из аккреционной призмы: базальты, доломиты, известняки и кремнистые породы, а также андезиты и фельзиты, вероятно, островодужного происхождения. Дайки пироксен-плагиоклазовых порфиритов, диабазов и габбро (усть-семинская свита) мощностью до нескольких метров прорывают тектонические пластины Катунского аккреционного комплекса, а также конгломераты и карбонатные породы шашкунарской свиты. Дайки расположены субпараллельно друг другу и встречаются на всей территории Катунского аккреционного комплекса на протяжении более 100 км от п. Усть-Сема на севере до р. Эдиган на юге (рис.1).

По содержанию TiO_2 выделяются следующие группы базальтов: 1) высокотитанистые (манжерокская свита), 2) среднетитанистые (эсконгинская свита) и 3) низкотитанистые (усть-семинская свита). Базальты первой и второй групп имеют афировую, иногда мелкопорфировую структуру, сильно хлоритизированы. Среди базальтов третьей группы преобладают крупнопорфировые разности с вкрапленниками клинопироксена (до 5 мм).

По соотношению Nb/Y и SiO_2 вулканиты манжерокской свиты соответствуют щелочным, а эсконгинской и усть-семинской свит – субщелочным базальтам. На треугольной диаграмме Al_2O_3 – FeO+TiO_2 – MgO точки составов образуют три группы: высокожелезистые толеиты (манжерокская свита), более магнезиальные толеиты (эсконгинская и усть-семинская свиты) и толеиты, переходные к известково-щелочной серии (усть-семинская свита) (рис.2).

В базальтах манжерокской свиты SiO_2=45,87…51,04; Fe_2O_3=11,94…15,68; TiO_2=2,09…4,39; Al_2O_3=13,92…18,93; P_2O_5=0,18…1,65 мас.%; Mg#=35,4…52,4; в базальтах эсконгинской свиты SiO_2=47,14…51,83; Fe_2O_3=11,72…12,91; TiO_2=0,75…1,42; Al_2O_3=13,70…15,90; P_2O_5=0,15…0,22 мас.%; Mg#=44,91…63,9; в базальтах усть-семинской свиты SiO_2=46,19…52,52; Fe_2O_3=9,44…12,82; TiO_2=0,52…0,92; Al_2O_3=14,02…22,08; P_2O_5=0,10…0,32 мас.%; Mg#=48,6…63. Базальты эсконгинской и усть-семинской свит имеют более низкие содержания FeO, P_2O_5 и более высокие Al_2O_3 и MgO по сравнению с базальтами манжерокской свиты. С увеличением MgO наблюдается уменьшение Al_2O_3 в усть-семинских базальтах и P_2O_5 в манжерокских базальтах. Манжерокские базальты обогащены редкоземельными элементами (REE) и Nb: Nb/La_{pm}=1,21…2,87; Nb/Th_{pm}=1,64…4,75; Th=0,93…5,71 г/т; La/Yb_n=2,44…9,89. Они, видимо, представляют собой древние аналоги базальтов океанических островов, связанных с действием горячих точек типа гавайской. Эсконгинские и усть-семинские базальты имеют плоские спектры REE, Nb минимумы и более низкий Th (Nb/La_{pm}=0,31…0,79; Nb/Th_{pm}=0,25…0,99; Th=0,25…0,63 г/т; La/Yb_n=0,73…2,61). В целом по составу эсконгинские базальты более близки к нормальным базальтам срединно-океанических хребтов, а положение в основании отложений палеоострова подтверждает их принадлежность к базальтам океанического дна. Для базальтов усть-семинской свиты характерно сочетание низкого Ti, Nb минимума и низких легких REE при средней до высокой магнезиальности, что позволяет предположить их образование в результате плавления океанической литосферы при погружении в зону субдукции. Это предположение подтверждается тем, что на диаграмме Gd/Yb_n – Al_2O_3/TiO_2 базальты океанического дна и усть-семинской свиты образуют непрерывный тренд увеличения Al_2O_3/TiO_2 при почти постоянных значениях Gd/Yb_n (рис.3).

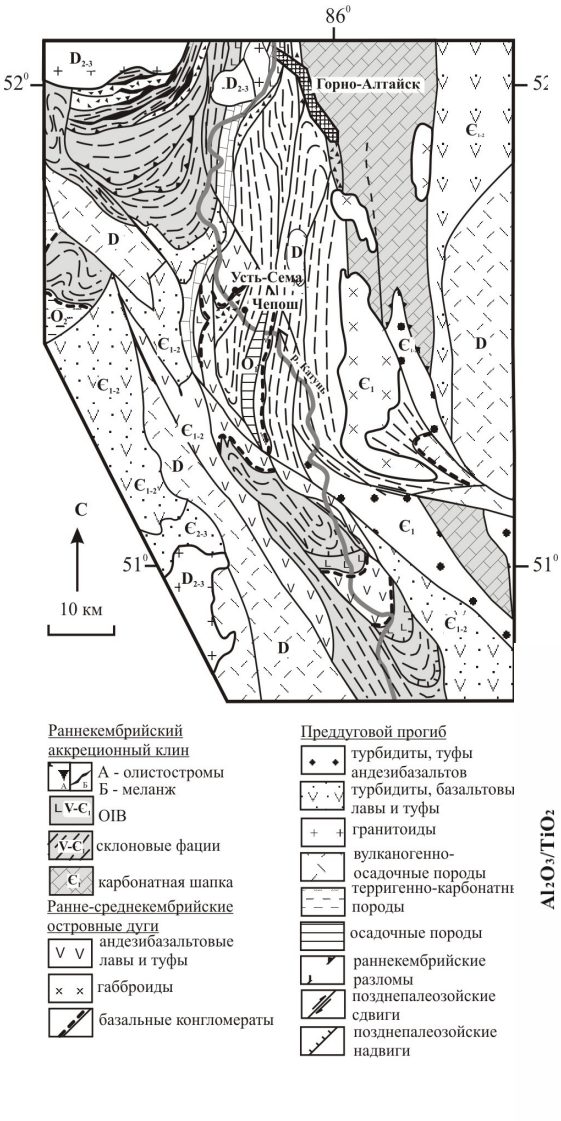


Рис.1 Геологическая схема Катунского аккреционного клина с большим фрагментом Катунского океанического острова [2]

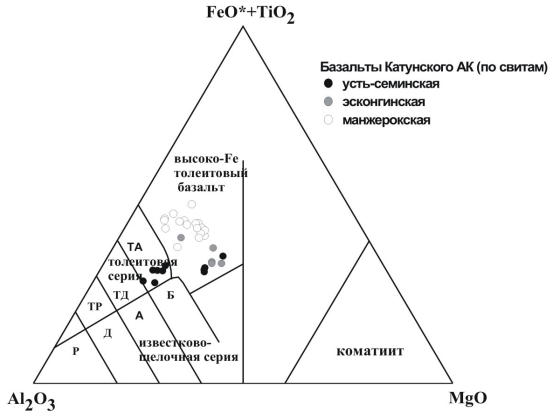


Рис.2 Классификационная диаграмма Al_2O_3 – $FeO+TiO_2$ – MgO (Jensen, 1976). ТА – трахиандезит; Тд – трахидацит; ТР – трахириолит; Б – базальт; А – андезит; Д – дацит; Р – риолит

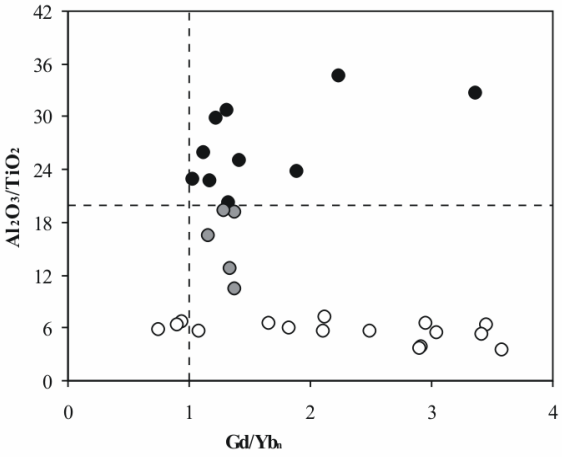


Рис.3 Вариационная диаграмма Gd/Yb_n – Al_2O_3/TiO_2 для базальтов Катунского аккреционного комплекса

Литература

1. Гибшер А.С., Есин С.В., Изох А.Э. и др. Диопсидсодержащие базальты кембрия Чепошской зоны Горного Алтая: модель фракционирования гибридных магм в промежуточных магматических камерах // Геология и геофизика. – М., 1996. – №11. – С. 1760 – 1772.
2. Добрецов Н.Л., Буслов М.М., Сафонова И.Ю., Кох Д.А. Фрагменты океанических островов в структуре Курайского и Катунского аккреционных клиньев Горного Алтая // Геология и геофизика. – М., 2004. – №12. – С. 1381 – 1403.
3. Зыбин В.А. Эталон усть-семинского комплекса порфиритовых базальтов и трахибазальтов (Горный Алтай). – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2006. – 278 с.
4. Терлеев А.А. Стратиграфия венд-кембрийских отложений Катунской антиклинали (Горный Алтай) // Поздний докембрий и ранний палеозой Сибири. – Новосибирск, 1991. – С. 82 – 106.
5. Buslov M.M., Berzin N.A., Dobretsov N.L., Simonov V.A. Geology and Tectonics of Gorny Altai. – Novosibirsk: UIGGM, 1993. – 122 p.
6. Safonova I.Yu., Buslov M.M., Iwata K., Kokh D.A. Fragments of Vendian-Early Carboniferous oceanic crust of the Paleo-Asian Ocean in foldbelts of the Altai-Sayan region of Central Asia: geochemistry, biostratigraphy and structural setting // Gondwana Research. – Kochi, 2004. – №3. – P. 771 – 790.

ПЕТРОЛОГИЯ И РУДОНОСНОСТЬ ИНТРУЗИВНОГО МАССИВА ДЖАЛТУЛ (СЕВЕРО-ЗАПАД СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ)

А.А. Лапковский
Институт геологии и минералогии СО РАН, г. Новосибирск, Россия

Джалтульский интрузивный массив расположен на северо-западе Сибирской платформы в 100 км к востоку от г. Игарка, между реками Горбиачин и Курейка, и представляет собой пластообразную залежь, выходы которой на поверхность образуют в плане эллипсовидное тело размером 25х70 км [3].

Джалтульский массив залегает в угленосных терригенных отложениях среднего карбона-перми, его мощность варьирует от 30 до 500 м и более. Нижняя часть (около 400 м) массива сложена переслаиванием габбродолеритов с различным количеством оливина: от троктолитовых до безоливиновых разностей. Пикритовые габбродолериты имеют отчетливо выраженную полосчатость, которая обусловлена чередованием полос оливин-плагиоклазового состава и полос, сложенных оливином + плагиоклазом + орто- и клинопироксеном. Количество оливина в породах достигает 40 %, а цветных минералов в целом – 70 %. Средняя часть тела сложена оливиновыми габбродолеритами и безоливиновыми габбродолеритами, часто с отчетливо выраженной трахитоидностью. Выше по разрезу в средней части количество оливина в породах уменьшается, начинают преобладать безоливиновые разности, в которых появляется, а затем наблюдается постоянно кварц, главной разновидностью пород становится кварцсодержащий габбродолерит. Для средней части характерны проявления шлиров и линз габбро-пегматитов и монцодиоритов (метадиоритов). Размер этих тел составляет несколько метров в поперечнике. В верхней части магматического тела габбродолериты и кварцсодержащие габбродолериты становятся крупнозернистыми, пегматоидными. Среди них выделяются магнетитовые феррогаббро мощностью до 35 м. Вверх по разрезу в пегматоидных габбродолеритах происходит уменьшение количества клинопироксена и плагиоклаза и увеличение кварца и калишпата. В прикровельной части массива располагаются габбродиориты, монцодиориты (метадиориты), которые состоят из плагиоклаза 14…37 %; калишпата 15…50 %; кварца 14…37 %; амфибола 3…25 %; клинопироксена 0…2 % и рудных минералов 0,5…4% [2, 3].

Породы массива имеют две генерации оливина – $Fa_{19\text{-}25}$, $Fa_{36\text{-}38}$ и две плагиоклаза – $An_{88\ldots77}$ и $An_{73\ldots55}$. Состав плагиоклаза в ранних генерациях An_{81}, в поздних – $An_{73\text{-}50}$. Клинопироксен $Wo_{42\ldots34}En_{40\ldots43}Fs_{12\ldots22}$, ортопироксен $Wo_{2\ldots3}En_{60\ldots64}Fs_{34\ldots37}$. В габбродиоритах и монцодиоритах прикровельной части массива состав плагиоклаза $An_{44\ldots25}$ 14…37%; калишпата $Ab_{11\ldots0}Or_{84\ldots100}Or_{5\ldots0}$ [3].

Массив имеет сложную морфологию и разделен разломами на несколько блоков. Нижние горизонты интрузива обнажаются в южной части массива, средние в центральной и северной частях, верхние горизонты – кислые дифференциаты встречаются только в разрезе по р. Горбиачин и вскрыты двумя скважинами (501 и 502).

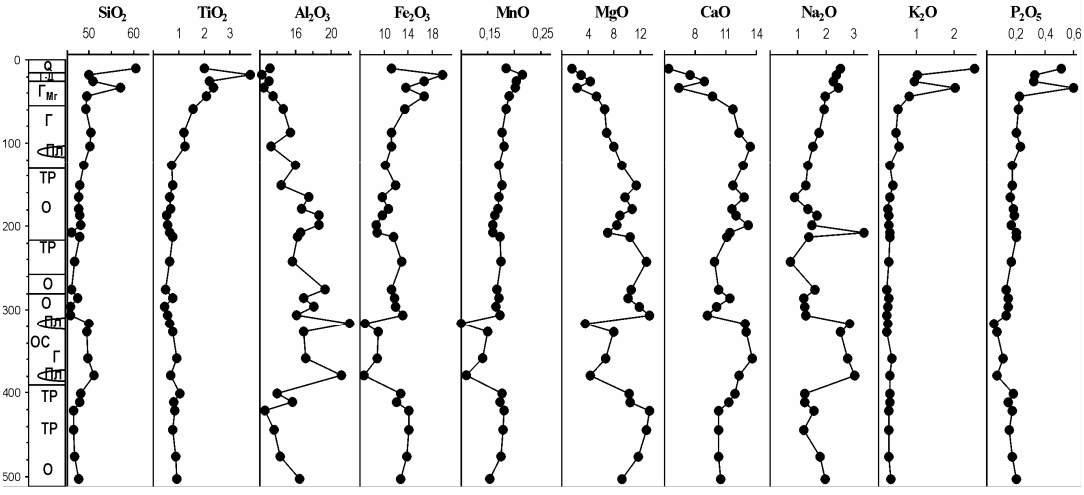


Рис. Вариационная петрохимическая диаграмма по разрезу Джалтульского интрузива, скважина 501 (в интервале 320…385 м, данные А.С. Варганова и др.)

Петрохимические исследования (см. рисунок) свидетельствуют о неоднородности разреза интрузива. Для монцодиоритов и габбродиоритов, – пород верхней части разреза, характерно высокое содержание SiO_2, Fe_2O_3, K_2O и P_2O_5. Средняя часть разреза, до глубины 400 м, характеризуется значительными флуктуациями петрохимического состава пород, что в первую очередь обусловлено неоднородным соотношением главных породообразующих минералов (оливина, пироксена и плагиоклаза). Тем не менее, наблюдается закономерное, постепенное (снизу вверх) понижение содержания MgO, Al_2O_3 и повышение содержания SiO_2, TiO_2, Na_2O. Нижняя часть разреза характеризуется типичным для трапповых интрузий трендом – повышением магнезиальности, понижением содержания Al_2O_3 и Na_2O.

Южная часть интрузива характеризуется уникальным железо-метальным типом оруденения. В нижней части массива располагается прерывистый горизонт такситовых габбродолеритов с заключенными в нем небольшими разрозненными телами габбро-пегматитов с самородным железом. Габбро-пегматиты с самородным

железом имеют шарообразную или слегка уплощенную булкообразную форму, размер их в поперечнике колеблется от 3…5 до 40…60 см. Самородное железо наблюдается в виде интерстиционной вкрапленности, крупных округлых капель, губчатых образований и сливных масс. Губчатую форму руды создает большая насыщенность пород амебовидными и сложными по форме выделениями железа.

Главным минералом руд является самородное железо. В переменных количествах (не более 5 %) в рудах присутствуют: когенит (Fe_3C), самородная медь, графит, сульфиды железа, никеля и меди, магнетит, вюстит (FeO), ильменит, герцинит. Значительно реже встречаются шрейберзит, тэнит. В других частях Джалтульского интрузива подобного оруденения встречено не было [1].

Джалтульский интрузив является глубоко дифференцированным. По данным петрографического, петрохимического, геохимического (микроэлементного) и минералогического анализов можно сделать вывод о трехфазном строении массива. Нахождение руд самородного железа в южной части массива, преобладание ильменита над магнетитом в качестве окисно-рудного акцессорного минерала в основном объеме пород и появление магнетитовых габбродолеритов лишь в верхней северной части массива позволяет сделать вывод об изменении окислительно-восстановительного потенциала снизу вверх по разрезу интрузива, что говорит об инверсии восстановительной среды кристаллизации на окислительную в процессе кристаллизации массива.

Литература

1. Лапковский А.А. Минералого-химические особенности руд самородного железа месторождения горы Озерная, Сибирская платформа // Материалы XX Всероссийской молодежной конференции «Строение литосферы и геодинамика». – Иркутск, 2003. – С. 155.
2. Олейников Б. В., Округин А.В., Томшин М.Д. и др. Самородное металлообразование в платформенных базитах. – Якутск: ЯФ СО АН СССР, 1985. – 188 с.
3. Рябов В.В., Шевко А.Я., Гора М.П. Магматические образования Норильского района. – Новосибирск: Нонпарель, 2001. – Том I. – 408 с.

ОСОБЕННОСТИ МЕТАМОРФИЧЕСКИХ ИЗМЕНЕНИЙ МИНЕРАЛЬНОГО СОСТАВА В КАРБОНАТИТАХ ПРОЯВЛЕНИЙ «ВЕСЕЛОЕ» И «ПОГРАНИЧНОЕ» (СЕВЕРНОЕ ЗАБАЙКАЛЬЕ)

Е.И. Ласточкин
Научный руководитель ведущий научный сотрудник Г.С. Рипп
Геологический институт СО РАН, г. Улан-Удэ, Россия

Известно, что карбонатные минералы чувствительны к изменению температуры и давления. Поэтому, карбонатиты, как и другие карбонатные породы, легко подвергаются процессам метаморфизма. А так как при метаморфизме близкие вещественные и структурные особенности приобретают многие карбонатные породы, то появляющаяся конвергентность признаков усложняет диагностику их первичной природы. Метаморфизм карбонатитов, как и любой карбонатной породы, сопровождается перекристаллизацией минеральных агрегатов, изменением структур и текстур пород, преобразованием первичных и появлением новых минеральных видов, изменением химических составов и некоторых изотопных характеристик. Специфический химический и минеральный состав карбонатитов, высокие концентрации P, Sr, Ba, Nb, РЗЭ приводят к появлению некоторых типоморфных минералов. При этом следует учитывать, что при метаморфизме карбонатитов происходят не столь заметные изменения в минеральном составе, которые позволили бы судить об их генезисе.

К числу примеров метаморфизованных карбонатитов, в которых образовались нетипичные для карбонатитов минералы, можно отнести проявления в северо-западной Канаде (провинция Слэйв) [5]. Карбонатиты с возрастом 2,6 млрд. лет, претерпели метаморфизм от зеленосланцевой до амфиболитовой фации и сопровождались процессами рафинирования минералов, появлением монацита в апатите. При метаморфизме экструзивных карбонатитов Объединенных Арабских Эмиратов образовались биотит, хлорит и алланит [4], а в дайках карбонатитов Фуэртевентуры (Канарские острова), залегающих в одной зоне с мигматитами, установлены минералы, характерные для скарнов (диопсид, гроссуляр, андрадит и волластонит) [1]. Аналогично этому позднепротерозойские карбонатиты Самалпатти (Индия) содержат метаморфические минералы – диопсид, гроссуляр, везувиан, калиевый полевой шпат и волластонит [3].

В последние годы в Северном Забайкалье были обнаружены проявления карбонатитов (Веселое и Пограничное). Они образовались 596 ± 3.5 млн. лет тому назад (U/Pb по циркону, SHRIMP-II, Веселое) и 625 млн. лет (Ar/Ar по амфиболу и биотиту, Пограничное). Возраст метаморфизма, определенный Rb/Sr и Pb/U (по монациту SRIMP II) методами составил соответственно 550 ± 14 млн. лет и 559 ± 17 млн. лет.

Во вмещающих их сланцах, доломитах, базитах и ультрабазитах отчетливо фиксируются метаморфические преобразования [2]. Состав их минеральных парагенезисов (фенгит, альбит, эпидот, хлорит, биотит) соответствует фации зеленых сланцев.

В карбонатитах с метаморфизмом связано появление новообразованных минералов, частичная перекристаллизация и рафинирование от примесей.

Новообразования минералов связаны с двумя процессами. Один из них является следствием привноса в карбонатитовую матрицу метаморфических компонентов. Второй обусловлен рафинированием первичных минералов, сопровождавшимся образованием стронцианита, монацита, переотложением карбонатов. В результате этих процессов в карбонатитах образовались минералы, типоморфные для метаморфических процессов, такие как тальк, фенгит, хлорит, антофиллит, тремолит-актинолит, алланит. Появление их было обусловлено привносом из вмещающих пород кремнезема, калия и глинозема, сопровождавшимся замещением

доломита, щелочных амфиболов новообразованными минералами. На участке Веселом их парагенезис в целом подобен парагенезису вмещающих сланцев. При этом, состав слюды, являющейся типоморфным минералом метаморфизованных карбонатитов, ультрабазитов, мраморов, в целом подобен составу фенгита вмещающих сланцев. Во всех случаях слюда характеризуется повышенными содержаниями кремния в тетраэдрической позиции (3,25…3,45 ф.е.), указывающими на высокобарические условия образования. В фенгите, хлорите и актинолите, которые образовались в участках с высокохромистыми минералами, появился хром.

Состав минерального парагенезиса в карбонатитах, также как и в сланцах, соответствует зеленосланцевой фации (400˚…450˚С). Температура метаморфизма подтверждается данными термобарогеохимических исследований. Гомогенизация первичных включений происходит, в интервале от 368 до 450ºС, а декрепитация первичных включений при 380…390ºС.

Другим следствием метаморфизма явилось рафинирование минералов от примесей с выделением новых минеральных фаз. Главными из них являются монацит и стронцианит. Изначально первичные доломит и кальцит содержали повышенные количества стронция, а апатит также и РЗЭ. Содержание SrO в доломите и кальците, являющимися основными носителями этого элемента, составляли не менее 1…2 мас.%. В перекристаллизованных карбонатах оно обычно не превышает 0,5 мас.% SrO. В результате метаморфизма из апатита было извлечено примерно 20…40% редкоземельных элементов. Понижение концентрации этих элементов сопровождалось появлением по краям зерен, трещинкам новообразованных монацита, стронцианита, синхизита, алланита.

В карбонатитах проявления Пограничного также как и на участке Веселом присутствуют минералы, образованные в результате рафинирования (торит, монацит, пирохлор, колумбит). Источниками редких элементов для этих минералов послужили апатит, доломит и пирохлор. Новообразованные минералы слагают вкрапленность, прожилки, тяготеющие к апатиту, пирохлору.

Работа выполнена при финансовой поддержке интеграционного проекта 6.15 СО РАН, ИНТАС – 05-1000008-7938 и РФФИ 08-05-98028.

Литература

1. Demeny A., Ahijado A., Casillas R., Vennemann T.W. Crustal contamination and fluid/rock interaction in the carbonatites of Fuerteventura (Canary Islands, Spain): a C, O, H isotope study // Lithos, 1998. – Vol.44. – P. 101 – 115.
2. Lastochkin E.I., Ripp G.S., Doroshkevich A.G., Badmatsirenov M.V. Metamorphism of the Veseloe carbonatites, North Transbaikalia // Deep seated magmatism, its sources and plumes. – Mirny-Irkutsk, 2006. – P. 207 – 223.
3. Rajesh K., Srivastava, Anand Mohan and Cesar Fonseca Ferrera Filho. Hot-fluid Driven Metasomatism of Samalpatti Carbonatites, South India: Evidence from Petrology, Mineral Chemistry, Trace Elements and Stable Isotope Compositions // Gondwana Research, 2005. – Vol.8. – №1. – P. 77 – 85.
4. Woolley A.R., Barr W.C., Din V.K., et al. Extrusive carbonatites from the Uyaynah Area, United Arab Emirates // Petrology, 1991. – Vol.32. – Part 6. – P. 1143 – 1167.
5. Villeneuve M.E. and Relf C. Tectonic Setting of 2.6 Ga Carbonatite in the Slave Province, NW Canada // Jornal of petrology, 1998. – Vol.39. – №812. – P. 1975 – 1986.

УГЛЕРОДНАЯ ИЗОТОПНАЯ КОРРЕЛЯЦИЯ НЕОПРОТЕРОЗОЙСКИХ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЧЕХЛА ТУВИНО-МОНГОЛЬСКОГО МИКРОКОНТИНЕНТА (ХУБСУГУЛЬСКАЯ И БОКСОНСКАЯ СЕРИИ)

И.А. Максимова
Научный руководитель старший научный сотрудник Е.Ф. Летникова
Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

В Северной Монголии неопротерозойские отложения широко развиты в пределах Тувино-Монгольского микроконтинента, который имеет достаточно четкие пространственные и временные границы. Наиболее полно представлен венд-кембрийский чехол, слагающий обширные площади в юго-восточной части Восточного Саяна (боксонская свита) и Западном Прихубсугулье (мурэнская свита, хубсугульская серия). Отложения этого чехла со стратиграфическим несогласием, которое в современной структуре часто осложнено разломной тектоникой, перекрывают сложнопостроенный фундамент, включающий как древние архей-раннепротерозойские кристаллические образования, так и породы офиолитовой ассоциации, карбонатные, терригенно-карбонатные отложения рифея.

Отложения *хубсугульской серии* залегают с перерывом на терригенных породах дархатской серии и в настоящий момент представляют собой серию разрозненных выходов восточнее мурэнских разрезов в пределах центральных частей Прихубсугульского прогиба. Хубсугульская серия объединяет мощный комплекс (около 1500 м) преимущественно карбонатных пород. Она сложена слоистыми и массивными известняками, доломитами, кремнистыми породами. К нижней части серии приурочены пластовые залежи фосфоритов, накопление которых происходило в конце венда – начале кембрия [1]. В данной работе были изучены карбонатные отложения хубсугульской серии в пределах Бурэнханского фосфоритового месторождения (Северная Монголия).

Наиболее хорошо изученным и эталонным объектом в составе венд-кембрийского чехла Тувино-Монгольского микроконтинента является боксонская серия, которая имеет в своем составе пять свит: забитскую, табинзуртинскую, хужиртайскую, нюргатинскую и хютенскую. Первые две свиты представлены, преимущественно, доломитами, остальные – известняками. Нижняя граница серии дискуссионна. В

стратотипической местности (бассейны рек Хойто- и Урдо-Боксон) она проводится по пестроцветной пачке алевролитов хушитайской свиты, контакт с которой рассматривается либо как согласный [2], либо как тектонический [3]. Отложения серии согласно перекрываются терригенными породами мангатгольской свиты (верхний кембрий – нижний ордовик).

Забитская свита (до 1000 м) отличается фациальной изменчивостью и варьирующими мощностями. Верхняя граница свиты четко фиксируется только в бассейне реки Боксон, где в ее кровле выделен бокситоносный горизонт, свидетельствующий о перерыве в осадконакоплении. В стратотипической местности разрез свиты представлен снизу вверх: строматолитовыми и микрофитолитовыми доломитами с кварц-карбонатными инкрустациями, доломитовыми конглобрекчиями (300…800 м); переслаиванием фосфатсодержащих доломитов с зернистыми фосфоритами (50…100 м); слоистыми окремненными доломитами с редкими прослоями известняков. В последние годы на основании корреляции изотопно-углеродных и изотопно-кислородных кривых боксонской серии с аналогичными кривыми, полученными для типовых венд-кембрийских разрезов Сибирской платформы и Западной Монголии [2], подтвержден вендский возраст забитской свиты.

Ранее был изучен изотопный состав кислорода и углерода для отложений забитской свиты в районе слияния рек Урдо- и Хойто-Боксон. Корреляция полученных данных с разрезами Юго-Западной Монголии, обобщенными кривыми для венд-раннекембрийских отложений Сибирской платформы и мировой кривой показали хорошую сопоставимость [2]. Нами были изучены отложения указанной свиты в районе р. Уха-Гол, где наиболее хорошо представлена нижняя часть разреза боксонской серии.

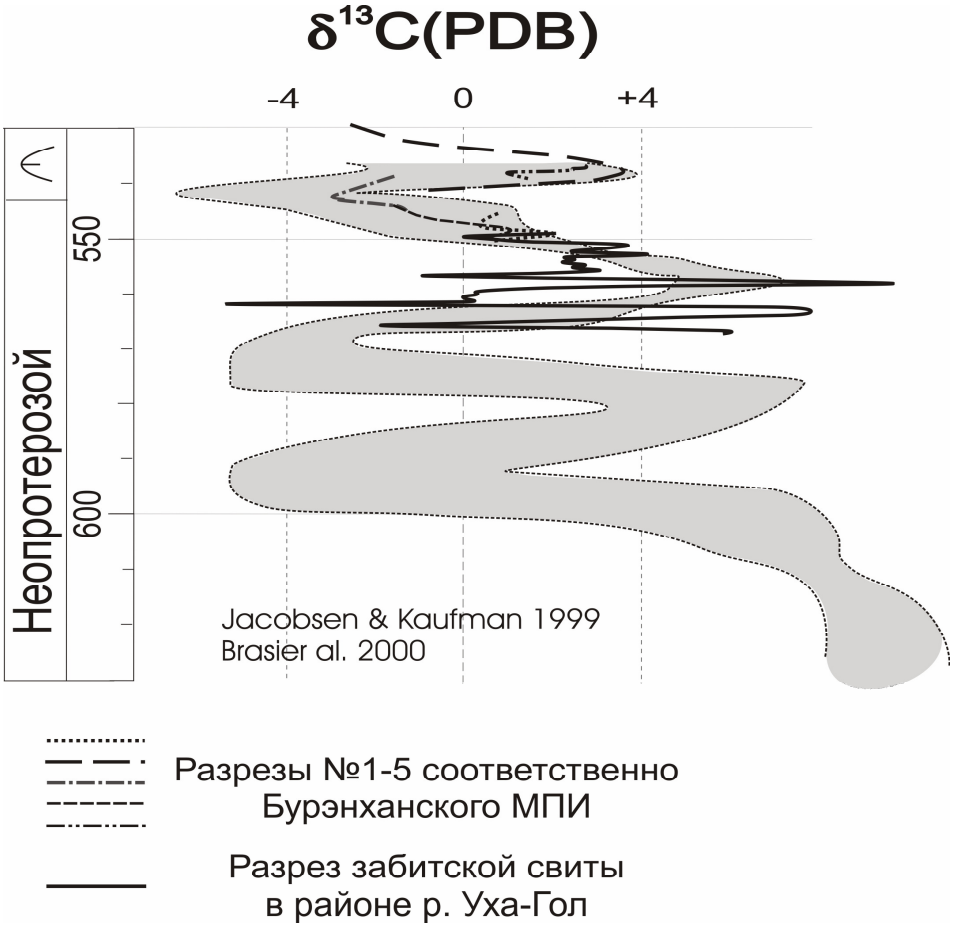


Рис. Сопоставление изотопного состава углерода карбонатных отложений хубсугульской серии и нижней части боксонской серии (забитская свита) с обобщенной кривой [4, 5] вариации изотопного состава углерода в морской воде в венде - раннем кембрии

В данной работе приводится попытка сопоставить отложения примерно одного возрастного уровня, но находящиеся на достаточно большом удалении друг от друга в пределах Тувино-Монгольского микроконтинента. Для этого был привлечен метод углеродной изотопной хемостратиграфии, который основан на знаниях о вариации изотопного состава С в воде палеоокеана.

В целом, карбонатные отложения забитской свиты и хубсугульской серии отвечают основным требованиям при проведении изотопных исследований (Mn/Sr $\leq$ 6 и Fe/Sr $\leq$ 15).

Ранние исследования автора показали, что изучаемые породы близки по отношению $^{87}Sr/^{86}Sr$. Для хубсугульской серии отношение $^{87}Sr/^{86}Sr$ находится в интервале от 0,7080 до 0,7084. Для забитской свиты – составляет промежуток от 0,7073 до 07085. Это дает возможность говорить об их близком возрасте.

Изучение изотопного состава С, О карбонатных отложений хубсугульской серии проводилось по пяти разрезам в пределах Бурэнханского фосфоритового месторождения, в основном в надфосфоритовых пачках, т.е. в средней и верхней частях разреза серии. Значения $\delta^{18}O$ колеблются в пределах +20 ‰ в низах разреза и 26 ‰ в верхах, что говорит о незначительных постседиментационных преобразованиях. Исследование изотопного состава углерода в карбонатных породах хубсугульской серии показало, что значение $\delta^{13}C$ в нижней части (разрез № 5) серии варьируется от +1,2 ‰ до +2,7 ‰, далее (разрез № 3 и 4) наблюдается экскурс в область отрицательных значений (понижается до -1,5‰). В средней части разреза (разрез № 2) отмечены вариации $\delta^{13}C$ от -2,4 ‰ до +3,1 ‰ (рис.).

Значения $\delta^{13}C$, полученные нами для отложений забитской свиты боксонсокой серии, в нижней части разреза варьирует в интервале от +2,4 ‰ до +7,7 ‰ с единственным экскурсом до -1,8 ‰ (см. рис.). Далее, выше по разрезу, идет понижение и приближается к 0 (0 … +0,3 ‰) с экскурсом в отрицательную сторону до -5,2 ‰. Затем происходит резкий выпад до +9,5 ‰. Для верхней части забитской свиты характерны вариации $\delta^{13}C$ в интервале от +1,9 ‰ до +3,5 ‰. Значения $\delta^{18}O$ варьируют в интервале от +22,6 ‰ до 28,8 ‰, лишь в самом низу разреза значение $\delta^{18}O$ падает до +15,2 ‰. Следовательно, можно полагать, что постседиментационное преобразование пород проходило лишь на нижней границе свиты.

Таким образом, при сопоставлении полученных углеродных изотопных характеристик забитской свиты боксонской серии и хубсугульской серии можно констатировать, что в целом мы имеем непрерывный ряд изотопной записи углерода в венд-кембрии, запечатленном в карбонатных отложениях чехла Тувино-Монгольского микроконтинента (рис.).

Литература

1. Ильин А.В. Геологическое развитие Южной Сибири и Монголии в позднем докембрии-кембрии. – М.: Наука, 1982.
2. Покровский Б.Г., Летникова Е.Ф., Самыгин С.Г. Изотопная стратиграфия боксонской серии, венд-кембрий восточного Саяна // Стратиграфия. Геолог. корреляция, 1999. – Т.7. – №3. – С. 23 – 41.
3. Хаин Е.В., Федотова А.А. Олистостромовые комплексы, связанные с формированием боксонского покрова (бассейн р.Сархой, Восточный Саян): Доклады РАН, 1995. – Т.341. – №3. – С.390 – 394.
4. Brasier M.D., Shields G.S., Kuleshov V.N., Zhegallo Le.A. Integrated chemo – and biostratigraphic calibration of early animal evolution: Neoproterozoic – Cambrian of Southern Mongolia // Geol. Mag., 1996. – V.133. – P. 445 – 485.
5. Jacobsen, S.B., Kaufman, A.J. The Sr, C and O isotopic evolution of Neoproterozoic seawater // Chemical Geology, 1999. – V.161. – P. 37 – 57.

ХАРАКТЕР РАСПРЕДЕЛЕНИЯ W В РЕДКОМЕТАЛЛЬНЫХ ГРАНИТАХ ХАНГИЛАЙСКОГО РУДНОГО УЗЛА В ВОСТОЧНОМ ЗАБАЙКАЛЬЕ

Н.А. Малышева
Научный руководитель профессор Л.Ф. Сырицо
Санкт-Петербургский государственный университет, г. Санкт-Петербург, Россия

На примере редкометалльных Li-F гранитов хорошо изучены закономерности распределения многих редких элементов [1, 2], в том числе Li, Rb, Cs, Ta, Nb, в то время как закономерности распределения W практически не раскрыты. На примере редкометалльных гранитов Хангилайского рудного узла мы пытаемся восполнить этот пробел.

Хангилайский рудный узел состоит из трех массивов: центрального Хангилайского, сложенного биотитовыми гранитами, и двух сателлитов: Орловского массива Li-F гранитов и Спокойнинского, сложенного микроклин-альбитовыми гранитами. Таким образом, являясь сателлитами одного материнского массива, они различны по составу и оруденению: Орловский массива представляет собой танталовое месторождение, Спокойнинский – вольфрамовое.

В качестве аналитического метода использовался метод ICP-MS. По результатам анализа были построены бинарные диаграммы, в которых отчетливо видны различия в уровнях концентраций вольфрама и тантала в породах обоих массивов. Рисунок демонстрирует различные тренды накопления Ta и W в Орловском и Спокойнинском массивах от глубоких горизонтов к зоне эндоконтакта.

Результаты этих исследований можно свести к следующему.

1. В пределах Орловского массива в процессе кристаллизационной дифференциации, в качестве показателя которой мы рассматривали рубидий-стронциевое отношение, происходит интенсивное накопление Ta и Li, в то время как содержание W растет очень слабо, достигая всего 16,11 г/т.

2. В то же время в надкупольной зоне Орловского массива, представленной метасоматическими топаз-протолитионитовыми породами, отмечаются содержания W до 1781,04 г/т. Это позволяет предположить, что в Орловском массиве происходит вынос W на постмагматической стадии.

3. В Спокойнинском массиве при более низкой степени фракционирования пород по Rb/Sr-отношению происходит стабильное концентрирование W до промышленных концентраций (6825,87 г/т), при этом не происходит накопления Li и F.

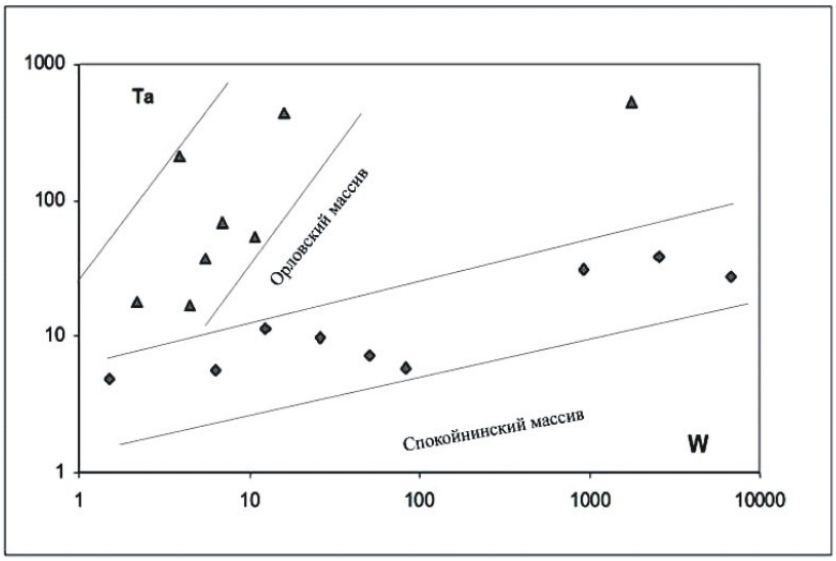


Рис. Особенности распределения W и Ta (в г/т) в породах Хангилайского рудного узла

Литература

1. Барабанов В.Ф. Вольфрамовые месторождения. – Л.: Издательство СПбГУ, 1996. – 187 с.
2. Сырицо Л.Ф. Мезозойские гранитоиды Восточного Забайкалья и проблемы редкометаллльного рудообразования. – СПб.: Издательство СПбГУ, 2002. – 357 с.

ОСОБЕННОСТИ КОРЫ ВЫВЕТРИВАНИЯ ОЛЬХОВСКО-ЧИБИЖЕКСКОГО РАЙОНА

И.В. Мартыненко
Научный руководитель профессор А.К. Мазуров
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ольховско-Чибижекский рудный район занимает северо-западную окраину Восточного Саяна и располагается в пределах Кизир-Казырской структурно-формационной зоны Восточного Саяна, которая на северо-востоке имеет тектонический контакт с байкалидами Дербинской структурно-формационной зоны, на западе ограничивается Минусинским межгорным прогибом девонского возраста, а на юго-западе через Кандатский глубинный разлом граничит со структурами Западного Саяна. Для него характерен двухъярусный геологический разрез: нижний ярус представлен нижнекембрийскими карбонатными, а верхний – вулканогенными толщами, прорванными интрузивными образованиями ольховского габбро-диорит-гранодиоритового и беллыкского гранитоидного комплексов, которые образуют крупные и удлиненные в плане батолитовые массивы [1].

С позиций геосинклинальной концепции рассматриваемая территория является типичной эвгеосинклинальной областью и располагается в юго-западном блоке Восточно-Саянского антиклинория. Главной геотектонической структурой района является Артемовская мегантиклиналь, которая имеет общее северо-западное (близширотное) простирание и протягивается на 120 км. В строении мегантиклинали принимают участие в восточной части верхнепротерозойские метаморфические сланцы кувайской серии и существенно карбонатные отложения овсиниковской свиты. В западной части развиты нижнепалеозойские вулканогенно-осадочные образования колпинской (песчано-сланцевые нижнекембрийские), балахтисонской или чибижекской (конгломераты, известняки, доломиты), осиновской (туфогенные) и кизирской (вулканические) свит кембрия [2].

На описываемой площади кора выветривания развивается по образованиям балахтисонской свиты и гранитоидам ольховского комплекса. По условиям залегания выделяется площадная и линейная коры. Наиболее широким распространением пользуются линейные коры выветривания, представленные трещинно-линейным и линейно-контактовым подтипами, развитые по зонам нарушений и на контактах разнородных пород. Продукты выветривания сложены глинистым и песчано-глинистым материалом. Местами отмечаются ярко окрашенные охры бурого и красно-бурого цвета. Мощность коры выветривания колеблется от 4…5 до 40 метров. Нижняя граница неровная, с углублениями и карманами.

Наиболее широко развиты коры выветривания каолинового и гидрослюдисто-каолинового профиля по породам кислого и среднего состава.

Кора выветривания, сформированная на гранитах и гранодиоритах, включает три основных зоны в вертикальном профиле, между которыми отсутствуют четкие переходы. Нижняя – дресвяно-щебенистая зона полностью сохраняет структуру материнских пород и сложена дресвой желтоватого и серого цвета. Глинистая фракция содержит гидрослюды с незначительной примесью монтмориллонита. Вскрытая мощность зоны составляет 2…3 метра.

Далее вверх по разрезу с возрастанием степени выветривания пород увеличивается количество гипергенных новообразований. Доминирующая роль в средней зоне коры выветривания принадлежит глинистым минералам – гидрослюде и монтмориллониту. По данным рентгенофазового и термического анализов, помимо смешаннослойных монтмориллонит-гидрослюдистых образований, в верхней части зоны был установлен каолинит, а эндотермический эффект при 80^0С свидетельствует, очевидно, о наличии примеси в каолините более гидратированной его разности – галлуазита. Местами отмечается присутствие гипергенного карбоната (до 1%), который достоверно фиксируется на термограммах в виде характерного для него эндотермического эффекта, наблюдаемого в температурном интервале от 700 до 900^0С при максимуме около 800^0 С. Песчаная фракция содержит минералы исходных пород: кварц, полевые шпаты, слюды. Мощность зоны от 10…12 до 20 метров.

Верхняя часть профиля коры выветривания представлена глинистыми образованиями преимущественно каолинового состава. Порода имеет светло-коричневую до темно-бурой окраску. Местами отмечаются ярко окрашенные охры бурого и красно-бурого цвета.

Кривые нагревания образцов, полученные из нижних частей зоны, свидетельствуют о преобладании в них каолинита. Низкие пики экзотермических эффектов в температурном интервале 950…970^0С обусловлены, возможно, некоторой примесью гидрослюды, а появление на термограммах эндоэффектов при 300…350^0С указывают на наличие гидроокислов железа. В более верхней части зоны продукты выветривания представлены главным образом каолинитом и гидроокислами железа.

Таким образом, на изучаемой площади развит полный профиль коры выветривания, в составе которого выделяются три основные зоны: дресвяно-щебенистая зона, монтмориллонит-гидрослюдистая с каолинитом и каолиновая с охристыми включениями гидроокислов железа.

Литература

1. Коробейников А.Ф., Зотов И.А. Комплексные месторождения благородных и редких металлов. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006.
2. Коробейников А.Ф. Закономерности формирования месторождений золото-скарновой формации. – Томск: Изд-во ТПУ, 2005.

ОСОБЕННОСТИ ЗОЛОТО-СУЛЬФИДНОЙ МИНЕРАЛИЗАЦИИ ЮЖНОГО ФЛАНГА КИРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ВЕРХНЕЕ ПРИАМУРЬЕ)

О.М. Минина
Научный руководитель доцент К.Л. Новоселов
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Золото-сульфидная минерализация изучалась на Сомнительно-Старательском участке, который является южным флангом Кировского месторождения.

Золотоносность площади Кировского месторождения работами многих авторов [4, 5] генетически и пространственно связывается с Джалиндинской гранитоидной интрузией. Абсолютный возраст оруденения, определенный K-Ar методом по ортоклазу из золотоносных метасоматитов, равен 107 млн. лет, согласно Rb-Sr методу – 128,3 млн. лет [4].

Основными рудовмещающими элементами Кировского месторождения являются рудоносные трещинные зоны северо-восточного и близширотного простирания, – ветви Халано-Глебовского разлома. Разрывные нарушения также часто вмещают дайки гранодиорит – порфиров и лампрофиров.

Рудные тела месторождения представляют собой кварцевые жилы, подразделяющиеся по простиранию на северо-восточные и близширотные. Жильные образования сопровождаются неравномерной интенсивной сульфидной минерализацией и метасоматитами фации березитов.

Содержание золота, по данным анализа в лаборатории «Геологии золота» ТПУ, варьирует: в кварц-сульфидных жилах – 0,177 – 118 г/т, в рудных метасоматитах – 0,985 – 8,05 г/т, в метасоматически измененных дайках достигает 19,8 г/т.

В кварцевых жилах выделены дорудная и продуктивная стадии минерализации, которые подразделяются на подстадии, в зависимости от взаимоотношений ассоциаций рудных минералов, а также в соответствии с их химическим составом (табл.).

Дорудная (редкометалльно-сульфидная) стадия характеризуется выделением наиболее высокотемпературных минералов, происходит образование сульфидов редких металлов – молибденита, висмутина, тетрадимита (табл.).

Молибденит присутствует в форме часто изогнутых деформированных чешуйчатых масс в кварцевом агрегате, богат примесными элементами, из которых наибольшими содержаниями характеризуются висмут, цинк и сурьма.

Висмутин характеризуется развитием призматических зерен, часто с полисинтетическими двойниками. Особенности химического состава минерала выражаются в образовании повышенных концентраций в нем меди и сурьмы. По химическому составу он отвечает стибиовисмутину.

Тетрадимит образует редкие единичные зерна пластинчатой формы, в состав минерала входят серебро и медь.

Наряду с редкометалльными сульфидами в данную стадию выделяются пирит и арсенопирит высокотемпературной генерации.

Таблица

Последовательность выделения минералов в процессе рудообразования

Стадии			
Дорудная	Продуктивная		
Подстадии			
Редкометалльно-сульфидная (400 – 450 ºС)	Пирит-арсенопирит-халькопирит-висмутиновая (300 – 250 ºС)	Галенит-сфалерит-халькопиритовая (250 – 200 ºС)	Золото-кварцевая (200 – 150 ºС)
Молибденит $Mo_{0,96}S_2$ (Cu, Bi, Zn, Sb) Висмутин $(Bi_{1,68}Cu_{0,03}Sb_{0,33})_{2,04}\ S_3$ Тетрадимит $(Bi_{1,93}Ag_{0,03}Cu_{0,01})_{1,97}\ Te_{1,77}S_3$ Циркон Пирит $(Fe_{1,02}Mo_{0,002}Cu_{0,001}Zn_{0,001})_{1,024}\ S_2$ Апатит Арсенопирит $(Ni_{0,45}Fe_{0,32}Co_{0,23})As_{0,92}$ S (Au)	Пирит $(Fe_{1,02}Mo_{0,002})_{1,022}As_{0,03}S_2$ Арсенопирит $Fe_{0,94}As_{0,9}S$ Халькопирит $Cu_{1,07}Fe_{0,99}S_2$ (Zn,Mo,Bi,Ag) Висмутин $(Bi_{1,96}Cu_{0,01}Sb_{0,29})_{2,26}\ S_3$ Золото	Галенит Сфалерит $Zn_{0,86}Fe_{0,06}S$(Mo,Te, Au,Cu) Халькопирит $Cu_{0,99}Fe_{0,99}S_2$ Золото	Золото Au (Bi, Cu, Fe)

Примечание: температурные интервалы минералообразования приведены по данным В.Г. Моисеенко [3].

Арсенопирит представляет собой изоморфную смесь данаита и вольфахита. Минерал образует кристаллы псевдобипирамидальной, короткопризматической, псевдокубической форм, комбинации нескольких простых форм.

Пирит характеризуется разнообразием простых форм – пентагондодекаэдры, дидодекаэдры, комбинации форм, сростки кристаллов, а также двойники, в повышенных количествах содержит молибден, медь и цинк.

На этой же высокотемпературной стадии происходит образование апатита и циркона, которые встречаются в качестве включений в сульфидах.

Продуктивная стадия подразделяется на несколько подстадий – пирит-арсенопирит-халькопирит-висмутиновую (300…250 ºС), галенит-сфалерит-халькопиритовую (250…200 ºС), золото-кварцевую (200…150 ºС).

Последовательное выделение минералов продуктивной стадии в процессе образования руд сближено во времени.

Так, в пирит-арсенопирит-халькопирит-висмутиновую подстадию происходит выделение второй генерации пирита, характеризующегося упрощенными кристалломорфологическими особенностями, развиты в основном гексаэдры. Пирит этой подстадии обогащен мышьяком, а также содержит примесь молибдена.

Асенопирит в данной ассоциации характеризуется большим набором примесных элементов, среди которых постоянно отмечаются Cu, Bi, Te, а также примесь Au и Ag.

Халькопирит присутствует в виде неправильной формы зерен, содержит широкий спектр примесных редкометалльных элементов, из которых наибольшие содержания образуют Zn, Mo, Bi, также присутствует Ag.

Висмутин второй генерации в рудах присутствует почти повсеместно в ассоциации с халькопиритом, по составу несколько отличается от ранней генерации меньшим содержанием Sb и других примесных элементов. В качестве примеси отмечается лишь Cu и Te.

Взаимоотношения минералов в пределах подстадии конформные, образование минералов происходило близко во времени.

На этой же подстадии начинается выделение небольшого количества золота, которое образует неправильной формы вкрапления в кварце вблизи кристаллов арсенопирита.

Галенит-сфалерит-халькопиритовая минерализация продолжает процесс формирования руд месторождения.

Халькопирит данной ассоциации представляет собой наиболее низкотемпературную генерацию, в составе которой практически полностью отсутствуют примесные элементы в значимых количествах, отмечается лишь примесь теллура, формула минерала близка к стехиометрической.

Сфалерит – один из носителей и концентраторов золота – выделяется совместно с данной ассоциацией сульфидов, по химическому составу соответствует маложелезистой разновидности, соответствующей средне-низким температурам образования, в качестве примесей содержит Mo, Cu, Au и Ag.

Совместно с этими минералами выделяется *галенит*, процесс отложения сульфидов сопровождается выделением золота в самородном виде.

Золото-кварцевая подстадия заканчивает процесс формирования продуктивной рудной минерализации. В эту подстадию происходит выделение основной массы самородного *золота*, которое образует тонкие пластинки размером до 10 мм, самостоятельные вкрапления в кварце. Взаимосвязи с сульфидами не наблюдается, золото в качестве примесей содержит (в мас.%) Bi – 0,355, Cu – 0,061 и Fe – 0,004.

Выводы:

- Согласно классификации месторождений [2], оруденение изучаемого участка Кировского месторождения относится к золото-редкометалльной формации, на что указывает наличие в рудах молибденита, висмутина, тетрадимита, а также наличие висмута, теллура и молибдена в качестве сквозных примесей практически во всех рудных минералах.
- Золото на изучаемом участке месторождения присутствует в двух формах: тонкодисперсной и самородной. Тонкодисперсное золото концентрируется в арсенопирите и сфалерите, тем самым проявляя халькофильные свойства. Свободное золото встречается только в виде отдельных включений в кварце вне связи с сульфидами. Судя по минеральным ассоциациям, золото в процессе образования проявляло как халькофильные свойства, так и сидерофильные. Это доказывается отсутствием ассоциаций золота с сульфидами, а также примесью железа в нем.
- Обращает внимание отсутствие золота в пирите. В изученных пиритах тенденция накопления золота отсутствует. Более того, химический состав пирита практически соответствует стехиометрической формуле. Видимо, основным минералом - концентратором золота является арсенопирит, что подтверждается таким типоморфным коэффициентом, как: As/S [1] – в пирите соотношение составляет – 0,03 (As/S < 1), что соответствует стехиометрии, в арсенопирите – 2,14 (As/S > 1), что указывает на отклонение состава от стехиометрического и обуславливает дефекты кристаллической решетки, которые занимает золото и другие примесные элементы.
- Интерес представляют и особенности распределения серебра в изученных рудных минералах. Серебро по распространенности преобладает над золотом и в качестве примеси отмечается практически во всех рудных минералах. Наибольшие концентрации его отмечаются в тетрадимите и халькопирите, которые, в свою очередь, не содержат золота.

Литература

1. Ефремова С.В., Стафеев К.Г. Петрохимические методы исследования горных пород: Справочное пособие. – М.: Недра, 1985. – 511 с.
2. Коробейников А.Ф. Комплексные месторождения благородных и редких металлов. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 327 с.
3. Моисеенко В.Г. Геохимия и минералогия золота рудных районов Дальнего Востока. – М.: Наука, 1977. – 304 с.
4. Степанов В.А. Геология золота, серебра и ртути. Ч.2. Золото и ртуть Приамурской провинции. – Владивосток: Дальнаука, 2000. – 161 с.
5. Нагибина М.С. Тектоника и магматизм Монголо-Охотского пояса. – М.: Изд.-во АН СССР, 1963. – 320 с.

РЕЛИКТЫ ВЫСОКОБАРНЫХ АССОЦИАЦИЙ В ПРОТЕРОЗОЙСКИХ ГАББРО-НОРИТАХ ОСТРОВА «БЕЗЫМЯННЫЙ» (БЕЛОМОРСКИЙ ПОДВИЖНЫЙ ПОЯС)

А.А. Моргунова
Научный руководитель ведущий научный сотрудник А.Л. Перчук
Институт экспериментальной минералогии РАН, г. Черноголовка, Россия

В беломорском подвижном поясе Балтийского щита (район с. Гридино, Карелия) обнаружен самый древний на нашей планете эклогитовый комплекс архейского возраста [1]. Эклогиты образуют будинированные тела разного размера в толще мигматизированных гнейсов. Архейский комплекс сечется дайками и небольшими массивами габбро-норитов протерозойского возраста. В нашу задачу входило петрологическое изучение протерозойской дайки, прорывающей массив габбро-норитов, с целью восстановления их метаморфической эволюции и термодинамических условий их образования на основе образцов, отобранных в районе с. Гридино на о. Безымянный.

Вмещающие габбро-нориты представляют собой плотные массивные породы, мелко-среднезернистые, серого цвета. Структура липидогранобластовая, участками мозаичная, ксеноморфная. Порода сложена клино- и ортопироксеном (50…55 %), гранатом (20 %), плагиоклазом (15 %), кварцем (10 %), биотитом (5…10 %) и амфиболом (2…3 %). Ортопироксены образуют идиоморфные крупные таблички прямоугольной, реже округлой формы, замещаемые клинопироксеном. Ортопироксены, как правило, содержат ламели клинопироксена. Продукты распада твердого раствора есть и в клинопироксенах – там есть ламели ортопироксена. По пироксенам развиваются вторичные минералы – амфибол и биотит. Гранат образует коронарные структуры вокруг пироксенов на границе с плагиоклазом. Плагиоклаз, как и кварц, образует неправильные, округлые зерна. Для плагиоклаза характерны полисинтетические двойники. Вблизи контакта вмещающая порода практически не изменена.

Породы дайки мелко-среднезернистые, массивные, коричневато-глиняного цвета на выветрелой поверхности. Структура гипидиоморфнозернистая, участками гранобластовая, мелкозернистая. Порода сложена клино- и ортопироксеном (55…60 %), гранатом (25…30 %), биотитом (7…10 %), амфиболом (7…10 %), плагиоклазом (3…5 %) и кварцем (1…2 %). Зерна пироксена (клино- и орто-) ксеноморфны, имеют трещины спайности. Порфиробласты ортопироксена нередко обрастают клинопироксеном. Гранат образует округлые, удлиненные, неправильной формы зерна. Содержит включения кианита, кварца, плагиоклаза и клинопироксена с высоким содержанием жадеитовой молекулы (до 40 %). Идиоморфные кристаллы биотита имеют буроватую окраску (рис.1А). Амфибол и биотит являются вторичными минералами, развивающимися по пироксенам. Плагиоклаз образует прямоугольные таблитчатые кристаллы с полисинтетическими двойниками. В узкой приконтактовой зоне (первые сантиметры) зернистость породы резко снижается. В мелкозернистом матриксе

выделяются идиобласты клино- и ортопироксенов. Основная масса сложена пироксенами (орто- и клино-), гранатами, амфиболом и биотитом (рис.1Б).

По результатам исследования на микрозонде и сканирующем электронном микроскопе можно выделить несколько парагенетических ассоциаций, отражающих метаморфическую эволюцию пород. Сведения о наиболее раннем парагенезисе, представленном омфацитом, кианитом, кварцем и плагиоклазом, сохранились лишь во включениях в гранате (рис.1А). Высокое содержание жадеита в омфацитах (до 40 %) является индикатором высокобарных условий образования. Надо сказать, что в пироксенах основной массы содержание жадеитового минала существенно ниже и не превышает 12 % Jd. В целом состав пироксенов закономерно меняется в соответствии со структурной позицией в породе, определяя три основные их группы (рис.2, табл.). Первую группу образуют пироксены во включениях, вторую – крупные идиоморфные кристаллы, а третью – мелкие ксеноморфные клинопироксены. Различия в содержаниях основных компонентов в клинопироскенах показаны на рисунке 2.

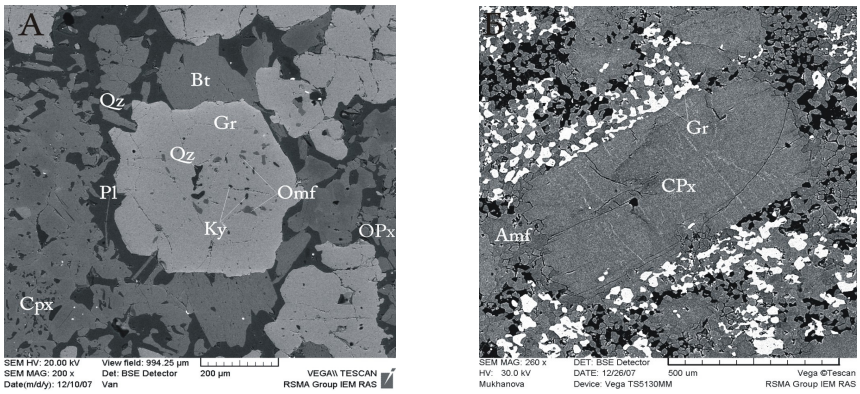


Рис.1 Характерные участки породы из центральной (А) и приконтактовой (Б) частей даек. Мелкозернистая масса рисунка Б представлена гранатом, пироксеном, амфиболом и плагиоклазом. Микрофотографии в отраженных электронах. Символы минералов: Gr – гранат, CPx – клинопироксен, OPx – ортопироксен, Pl – плагиоклаз, Omf – омфацит, Ky – кианит, Qz – кварц, Bt – биотит, Amf – амфибол

Кроме того, в пироксенах матрикса присутствуют небольшие содержания хрома. Наиболее хромистыми являются крупные идиоморфные кристаллы клинопироксенов, в них содержание Cr_2O_3 иногда достигает 1,8 мас. %, в то время как в пироксенах, слагающих общую массу – не превышает 0,3 мас.% (табл.).

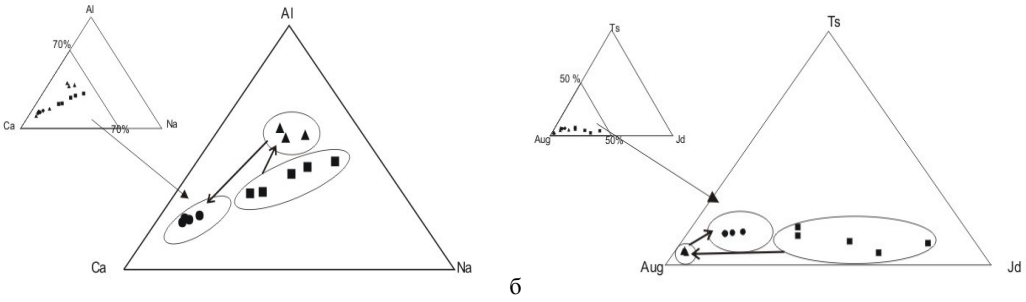


Рис.2 Эволюция составов клинопироксенов (показана стрелками) из дайки. Проекции на треугольные диаграммы: а) – Ca-Al-Na, б) – Aug-Ts-Jd. Условные обозначения: квадраты – клинопироксены из включений в гранатах, треугольники – порфиробласты клинопироксенов, круги – мелкие зерна клинопироксенов. Символы минералов: Aug- авгит, Ts – чермакит, Jd – жадеит

Таблица

Составы клинопироксенов и граната, характеризующие эволюцию породы

	Si	Ti	Al	Cr	Fe	Mn	Mg	Ca	Na	K	Сумма
Omf	54.95	0.08	9.41	0.05	3.76	0.11	10.47	16.02	4.60	0.00	99.45
Gr	39.26	0.00	22.61	0.00	19.93	0.39	11.10	6.29	0.17	0.00	99.74
Cpx-мелкое зерно	51.54	0.39	3.75	0.07	4.09	0.05	14.64	22.32	1.03	0.11	98.00
Cpx-порфиробласт	53.15	0.00	3.02	1.82	4.20	0.00	14.56	21.17	1.70	0.04	99.67

Проведенное исследование позволило выявить несколько этапов минералообразования. Самый ранний этап характеризует наиболее глубинные условия метаморфизма протерозойского комплекса даек. Использование гранат-клинопироксенового термометра [3] и клинопироксен-плагиоклаз-кварцевого барометра [2] показывает,

что породы находились при температуре T = 700°C и давлении P = 16 кбар эклогитовой фации метаморфизма. Температура, полученная нами, – ниже, чем у архейских эклогитов, а давление сопоставимо [1]. Это указывает на изменение термальных структур зон субдукции в разные геологические эпохи.

Литература

1. Володичев О.И, Слабунов А.И и др. Архейские эклогиты Беломорского Подвижного Пояса, Балтийский щит // Петрология, 2004. – С. 609 – 629.
2. Перчук А.Л. Новый вариант омфацит-альбит-кварцевого геобарометра с учетом структурных состояний омфацита и альбита // Докл. АН СССР. – М., 1992. – Т.324. – С. 1186 – 1189.
3. Ravna E.K. The garnet-clinopyroxene Fe2+-Mg geothermometer: an updated calibration // J. METAMORPH. GEOL, 2000. – V.18. – P. 211 – 219.

ОСОБЕННОСТИ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ПОРОД СЕРПЕНТИНИТОВЫХ МАССИВОВ ВАЛЕРЬЯНОВСКОЙ ОСТРОВНОЙ ДУГИ

Е.С. Олейник
Научный руководитель профессор А.К. Мазуров
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Данная работа выполнена с целью продолжения исследования массивов ультраосновных (серпентинитовых) пород серпентинитового пояса, приуроченного к тектоническим нарушениям Валерьяновской островной дуги (Северный Казахстан). Пояс простирается в северо-восточном направлении на 120 км при средней ширине 6…10 км.

На уровень палеозойского фундамента выходят 37 массивов нижне-среднекаменноугольного возраста, не имеющих выходов на дневную поверхность (рис.1). Они вызывают интерес в связи с выявленными концентрациями элементов платиновой группы (ЭПГ) выше кларковых для ультраосновных пород. Повышенные содержания ЭПГ получены в результате проведения автором ICP-масс-спектрометрического и инверсионно-вольтамперометрического анализов.

Масс-спектрометрический анализ был проведен на 63 элемента, включая Pt, Pd и Ru. Значимые результаты получены только по Pt для пород скважины №111: до 0,046 г/т. Породы скважины №111, пройденной в массиве 3 (рис.1), заметно отличаются по химическому составу от исследованных пород скважин №№ 142 и 149. Содержание таких элементов, как Li, V, Zr, Nb, In, Hf, Ta в них на порядок выше, U, Th и редкоземельных элементов (РЗЭ) – в 100 раз больше, чем в породах других скважин. Кроме того, содержания этих элементов значительно превышают средние значения для ультраосновных горных пород.

Диаграммы «элемент – нормализованное содержание элемента» имеют логарифмический масштаб. Стандарт хондритовый метеорит используется наиболее часто и выбран потому, что, по существующим представлениям, он представляет собой недифференцированное протопланетное вещество после зарождения Солнечной системы.

Химический состав метаморфических пород неразрывно связан с множеством факторов: геохимической специализацией района в целом, химическим и минеральным составом исходной породы, наличием и характером флюидной фазы, термо-динамическими условиями. Целью данного исследования является выявление закономерных связей между геохимическими характеристиками различных массивов и повышенными содержаниями платиноидов.

Для достижения цели использовались методы интерпретации полученных при проведении ICP-масс-спектрометрического анализа геохимических данных.

Определяющую роль в геохимических особенностях метаморфических пород играет состав протолита. При корректном определении первичной породы для изучения метаморфических пород применяются методики интерпретации геохимических данных для осадочных или магматических пород. По материалам отчетов геологоразведочных партий, породы исследуемых массивов представлены апоперидотитовыми, реже аподунитовыми серпентинитами, среди которых преобладают хризотил-антигоритовые разности.

Очень часто при метаморфизме в той или иной степени происходят изменения химического состава исходной породы за счет флюидов, под воздействием PT-условий метаморфизма, в результате ассимиляции и других имеющих место процессов. Процесс изменения контролируется составом флюидной фазы, температурой метаморфизма, долей флюида в породе и прочими характеристиками. Химический состав метаморфических пород неразрывно связан с множеством факторов: геохимической специализацией района в целом, химическим и минеральным составом исходной породы, наличием и характером флюидной фазы, термо-динамическими условиями. Целью данного исследования является выявление закономерных связей между геохимическими характеристиками различных массивов и повышенными содержаниями платиноидов.

Для достижения цели использовались методы интерпретации полученных при проведении ICP-масс-спектрометрического анализа геохимических данных.

Определяющую роль в геохимических особенностях метаморфических пород играет состав протолита. При корректном определении первичной породы для изучения метаморфических пород применяются методики интерпретации геохимических данных для осадочных или магматических пород. По материалам отчетов геологоразведочных партий, породы исследуемых массивов представлены апоперидотитовыми, реже аподунитовыми серпентинитами, среди которых преобладают хризотил-антигоритовые разности.

Очень часто при метаморфизме в той или иной степени происходят изменения химического состава исходной породы за счет флюидов, под воздействием PT-условий метаморфизма, в результате ассимиляции и других имеющих место процессов. Процесс изменения контролируется составом флюидной фазы, температурой метаморфизма, долей флюида в породе и прочими характеристиками.

Для магматических пород очень показательными оказываются тренды распределения РЗЭ, так как эти элементы являются одними из наименее подвижных, на них слабо влияют процессы гидротермального изменения и низкотемпературного метаморфизма. Их содержания наиболее корректно отражают состав первичных магматических пород и степень плавления мантийного вещества. Тренды распределения РЗЭ в породах скважин массивов 3, 27 и 46 представлены на рисунках 2, 3 и 4 соответственно.

Для магматических пород очень показательными оказываются тренды распределения РЗЭ, так как эти элементы являются одними из наименее подвижных, на них слабо влияют процессы гидротермального изменения и низкотемпературного метаморфизма. Их содержания наиболее корректно отражают состав первичных магматических пород и степень плавления мантийного вещества. Тренды распределения РЗЭ в породах скважин массивов 3, 27 и 46 представлены на рисунках 2, 3 и 4 соответственно.

При интерпритации геохимических данных важны как уровень абсолютных значений РЗЭ, так и форма кривой нормированных содержаний. В данном случае кривые либо примерно параллельны оси X, либо имеют отрицательный наклон. Во втором случае можно говорить об обеднении тяжелыми лантаноидами относительно легких.

При качественном анализе трендов распределения РЗЭ обращают внимание на европиевую аномалию. На рис. 2, 3 все тренды дают более или менее выраженную отрицательную аномалию, на рис. 4 она выражена не на всех трендах достаточно отчетливо. По отрицательной европиевой аномалии судят о том, какие минералы, в которых Eu является совместимым элементом, остаются в источнике в результате процессов фракционной кристаллизации или частичного плавления. Отчетливо на всех трендах заметно сильно повышенное содержание Er, немного повышенное содержание лютеция. С чем это может быть связано, пока сказать трудно, это задачи моих дальнейших исследований.

В целом, РЗЭ ведут себя очень похоже во всех пробах, за исключением того, что в скв. 111 концентрации всех элементов на 2 порядка выше. Также пробы, взятые из скв. 111, характеризуются и повышенными содержаниями платиноидов. Генетическая ли это связь, либо результат различной степени метаморфической проработки пород – предстоит выяснить в дальнейшем.

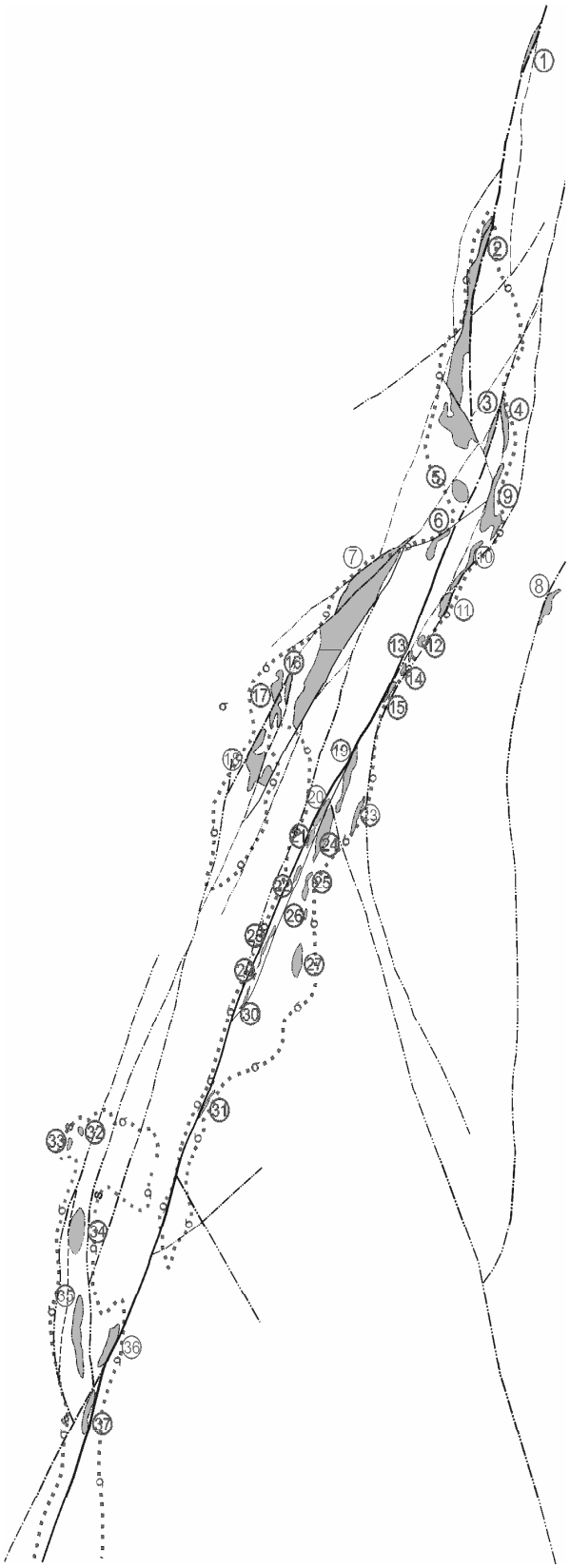


Рис.1 Карта-схема серпентинитового пояс, цифрами указаны номера массивов

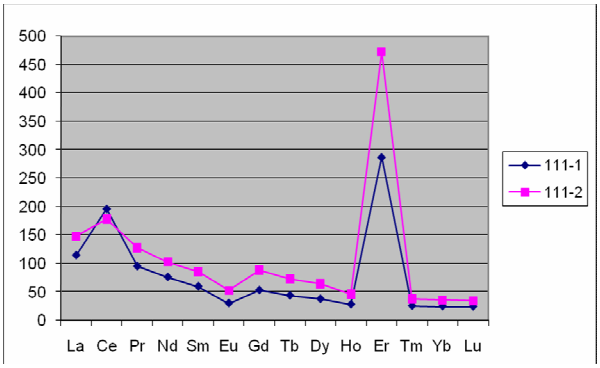


Рис.2 Тренды распределения РЗЭ в пробах скв. 111

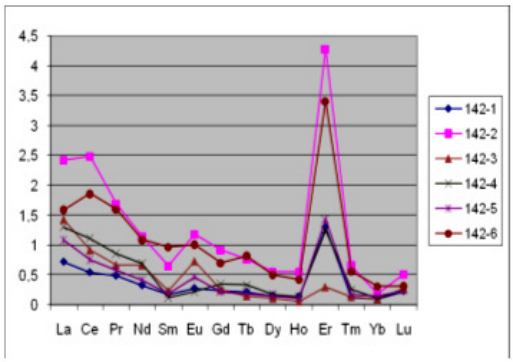


Рис.3 Тренды распределения РЗЭ в пробах скв. 142

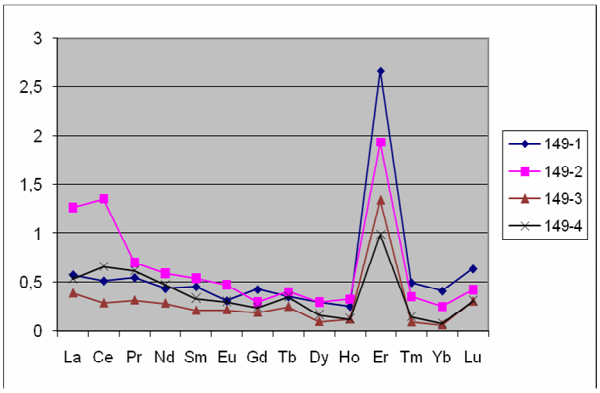


Рис.4 Тренды распределения РЗЭ в пробах скв. 149

Литература

1. Геохимия платиновых элементов: Учебное пособие / Под ред. В.Г. Лазаренкова, А.Г. Марченкова, И.В. Таловиной. – СПб: Изд-во Санкт-Петербургского горного института, 1996. – 93 с.
2. Интерпретация геохимических данных: Учеб. пособие / Под ред. Е.В. Склярова. – М.: Интермет Инжиниринг, 2001. – 288 с.

ХАРАКТЕРИСТИКА УСЛОВИЙ СЕДИМЕНТОГЕНЕЗА ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ВАЛАНЖИНСКОГО ЯРУСА НА ТЕРРИТОРИИ ПУР-ТАЗОВСКОГО МЕЖДУРЕЧЬЯ

А.С. Палкина[1]
Научный руководитель главный научный сотрудник Г.А. Мизенс[2]
[1]ОАО «Сибирский научно-аналитический центр», г. Тюмень, Россия
[2]Институт геологии и геохимии УрО РАН, г. Тюмень, Россия

В данной работе использован фактический материал, включающий описание керна (339 скв.), описание шлифов (534 обр. по 38 скв.), результаты иммерсионного (830 обр. из 113 скв.), гранулометрического (1982 обр. из 226 скв.), рентгеноструктурного (300 обр. из 90 скв.), силикатного (117 обр. из 37 скв.) анализов пород.

Отложения валанжина на территории Пур-Тазовского междуречья представлены чередующимися песчаниками (преимущественно мелкозернистыми), алевролитами и аргиллитами: слоистыми, линзовидно-слоистыми, реже массивными. Отмечаются следы оползания и смятия осадка, ходы илоедов. По петрографическому составу породы, согласно классификации В.Д. Шутова (1976), относятся к аркозам и грауваккковым аркозам. Породы являются химически незрелыми – полевые шпаты преобладают над кварцем (седиментационный коэффициент меньше 1).

Для определения направления сноса обломочного материала использовалось несколько критериев: распределение по площади обломков пород и акцессорных минералов в составе песчаников, степень сортировки обломочного материала и система литохимический модулей.

На изученной нами территории количество обломков пород варьирует от 3 до 17 %, в целом увеличиваясь в юго-восточном направлении. В то же время, например, для резервуара $БТ_2$ содержание обломков пород возрастает у бровки вероятного шельфа, что предполагает существование также локальных источников сноса [3]. Обломки пород представлены эффузивами, различными осадочными породами, метаморфическими сланцами и гранитоидами. В северной части исследуемой территории преобладают осадочные породы, сланцы и эффузивы, в южном направлении возрастает роль кремнистых и метаморфических образований.

Доминирующими акцессорными минералами являются гранат, циркон, сфен, эпидот, апатит, в подчиненном количестве присутствуют хлоритоид и магнетит. В распределении акцессориев по площади

выделяются следующие закономерности: в северо-восточной части преобладают среднеустойчивые – сфен и эпидот, к западу их количество уменьшается и возрастает содержание устойчивых минералов, таких как гранат и циркон.

Изучение корреляционных связей выявило существование двух групп акцессорных минералов антагонистов. Внутри каждой группы связи между минералами положительные, а с членами другой группы – отрицательные. К первой группе относятся минералы с высокой плотностью и гидроаэромеханической устойчивостью: гранат–циркон–рутил ($|r_{xy}| > 0.36$) и турмалин – роговая обманка – амфибол ($|r_{xy}| < 0.36$). Промежуточное положение занимает хлоритоид. Вторую группу составляют минералы с меньшей плотностью и гидроаэромеханической устойчивостью – сфен и эпидот. Выявленные связи определяются условиями седиментогенеза. Менее устойчивые минералы, обладающие сравнительно низкой плотностью, частично или полностью выносятся, если среда активная. Минералы этой (второй) группы, как известно [1], концентрируются в осадке лишь в условиях относительно спокойной гидродинамики.

Для уточнения состава и особенностей преобразования пород на площади сноса, а также физико-химических характеристик обстановок осадконакопления, были использованы литохимические модули [3] (рис.1, 2). Так, величина гидролизатного модуля (ГМ) на рассматриваемой территории варьирует от 0,3 до 0,6. Максимальные значения отмечаются в пределах Южно-Пырейной площади. Отсюда следует, что зрелость пород там выше. Алюмокремниевый модуль (АМ) также отражает степень химического выветривания исходных пород. Его значения колеблются в интервале от 0,2 до 0,35, причем максимальные значения вновь отмечаются на Южно-Пырейной площади. Особенности процессов химического выветривания и созревания поступающей в бассейн кластики характеризует и натриевый модуль (НМ). Его значения варьируют от 0,07 до 0,5, с возрастанием в центральной части территории. Чем больше плагиоклазов поступило в область осадконакопления из питающей провинции, тем больше величина НМ. По величине железного модуля (ЖМ) отложения валанжинского яруса относятся к нормально-железистым. Значения ЖМ в целом по территории колеблются в пределах 0,3…0,6, а максимальные значения отмечаются в скв. 407 Северо-Уренгойской площади. Величина титанового модуля (ТМ) – менее 0,062, указывает на господство аридного климата во время осадконакопления, причем минимальные значения отмечаются в северо-восточной части исследуемой территории. По модулю общей нормативной щелочности (ОНЩ) рассматриваемые отложения могут быть отнесены к классу нормально-щелочных (0,20…0,40), что предполагает отсутствие в породах камуфлированной пирокластики [3]. Увеличение значений ОНЩ отмечается от центра к периферии на запад и на восток.

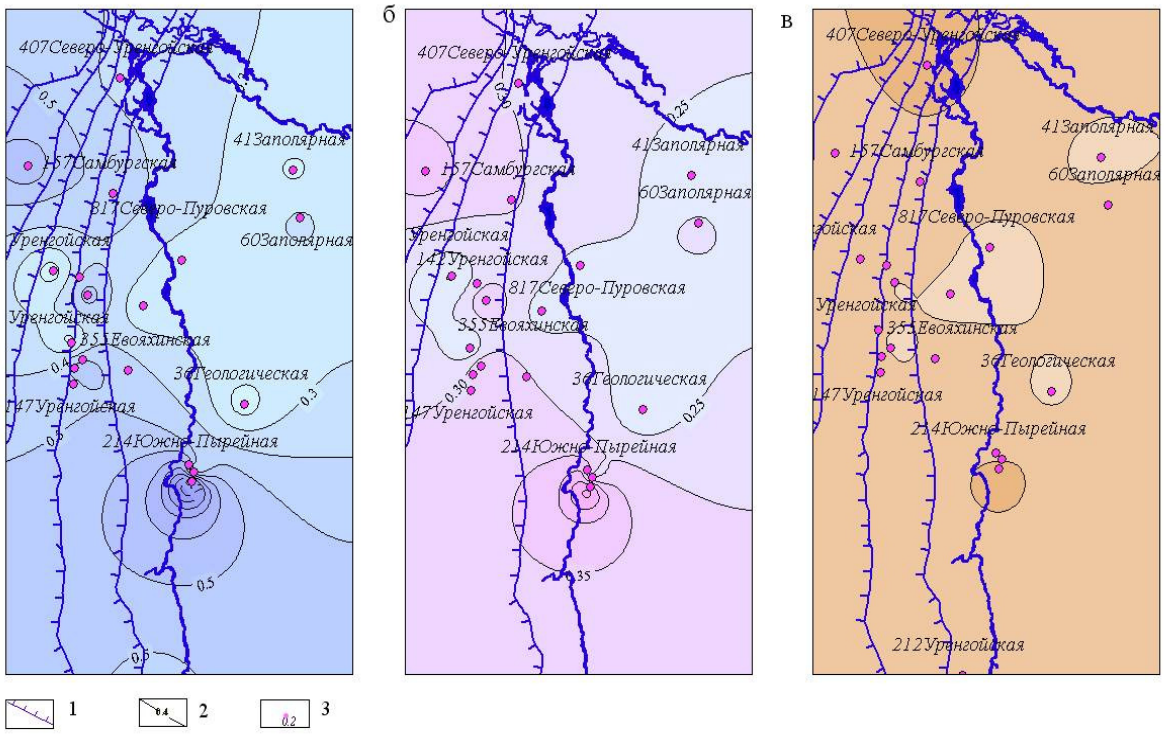


Рис.1 Распределения значений: а – гидролизатного модуля; б – алюмокремниевого модуля; в – железного модуля в отложениях валанжина. 1) – бровки валанжинских палеошельфов; 2) – линии равных значений параметра; 3) – скважины, которые использовались при построении схем

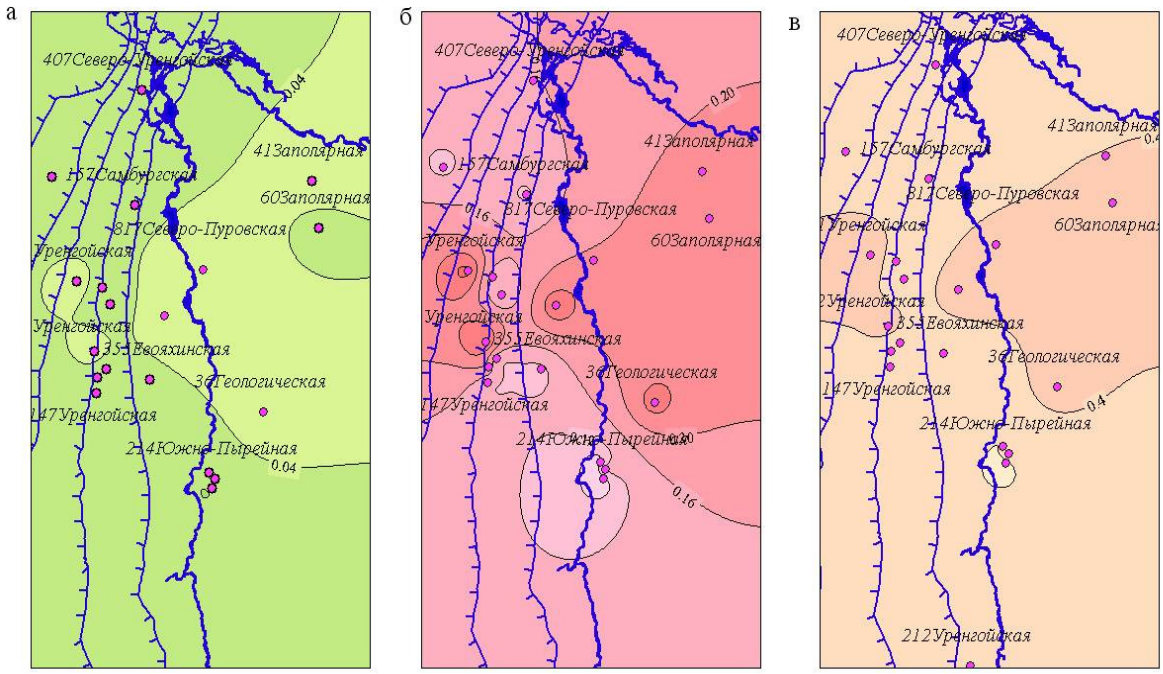


Рис.2 Распределения значений: а – титанового модуля; б – щелочного модуля; в – модуля общей нормативной щелочности в отложениях валанжина.
Условные обозначения см. рис. 1

Основные выводы.

Доминирующими акцессорными минералами являются сфен, эпидот, гранат, циркон, что указывает на гранитоидный и метаморфический тип питающих провинций.

Количество обломков пород в составе песчаников варьирует от 3 до 17 %, увеличиваясь на юго-восток; в этом же направлении повышается эффективная мощность песчаников, уменьшается количество среднеустойчивых минералов – сфена и эпидота, что предполагает восточный источник сноса обломочного материала.

На основе анализа литохимических модулей (а также петрографического состава пород) можно предположить, что изученные отложения образовались в обстановке аридного климата, где физическое выветривание опережало химическое.

Текстурные особенности пород характерны для зон открытого прибрежного мелководья, волнений и слабых течений [2].

Литература

1. Бергер М.Г. Терригенная минералогия. – М.: Недра, 1986. – 227 с.
2. Ботвинкина Л.Н. Методическое руководство по изучению слоистости. – М.: Наука, 1965. – 259 с.
3. Маслов А.В., Осадочные породы: методы изучения и интерпретация полученных данных. – Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2005. – 289 с.
4. Ушатинский И.Н., Зарипов О.Г. Минералогические и геохимические показатели нефтегазоносности мезозойских отложений Западно-Сибирской плиты. – Свердловск: Средне-Уральское кн. из-во, 1978. – 207 с.

ОСОБЕННОСТИ МИНЕРАЛЬНОГО СОСТАВА АЛЬБИТИТОВ И АЛЬБИТИЗИРОВАННЫХ ГРАНИТОВ ЗАПАДНОГО ЗАБАЙКАЛЬЯ

М.О. Рампилов
Научный руководитель ведущий научный сотрудник Г.С. Рипп
Геологический институт СО РАН, г. Улан-Удэ, Россия

Территория Западного Забайкалья является одним из регионов, где широко распространены альбитизированные граниты. Здесь в настоящее время известно около двадцати массивов этих пород (Сайвонинский, Ирбо, Муйский, Безымянский, Оймурский и др.), которые представляют интерес в отношении редких металлов. Тела альбитизированных гранитов располагаются в пределах биотитсодержащих порфировидных гранитов, за счет метасоматического изменения которых они образовались. По петрографическим и минералогическим особенностям апограниты подобны гранитам А-типа. Относительно известково-щелочных гранитов Ангаро-Витимского батолита, в которых они находятся, в этих гранитах заметно выше кремнекислотность, содержание щелочей (9…10 мас. % Na_2O + K_2O) и ниже – Mg, Ca, окисного и закисного железа. Породы характеризуются более высоким уровнем концентрации Rb, Li, Nb, Zr, F и существенно более низким стронция и бария.

Это небольшие по размерам массивы и дайки, расположенные во вмещающих метаморфических толщах на периферии гранитных плутонов. Они представляют собой в разной степени альбитизированные апикальные части гранитных выступов. Они являются результатом глубокой дифференциации магматического расплава, сопровождавшейся накоплением летучих и экстракцией редких элементов, более всего ниобия и тантала. Менее реален вариант инъекции флюидной фазы из другого источника.

По петрохимическим особенностям среди альбитизированных пород выделяются лейкограниты, щелочные граниты, субщелочные и кварцевые сиениты. Первые, согласно В.С. Антипина, относятся к редкометалльному литий-фтористому типу (Безымянский массив), ко вторым (участок Ирбо) – существенно микроклиновые граниты с щелочными пироксеном и амфиболом, к третьим – сиениты и кварцевые сиениты (Амнуннинский массив). Выделенные типы отчетливо различаются особенностями редкометалльной и редкоземельной минерализации, представленной исключительно рассеянной вкрапленностью зерен рудных минералов и их срастаний в альбитизированных участках пород.

Безымянский и Березовский массивы являются представителями лейкогранитов. Длина Безымянской интрузии 6 км, максимальная ширина около 3 км Последняя резко сужается (до 0,5 км) на водоразделе, где обнажается ее апикальная часть. Граниты прорывают мраморы докембрия, в которых отмечаются редкие и маломощные прослои кварцитов и биотит-амфиболовых гнейсов. Лейкограниты сложены кварцем (20…45 %), микроклином (25…30 %), альбитом (25…60 %), биотитом (2…3 %). Ниобий присутствует в составе колумбита, фергусонита, самарскита. Два последних минерала характеризуются высокой концентрацией иттрия, урана, тория и тяжелых лантаноидов. Кроме того, ниобий (до 5…7 мас. %) установлен в рутиле, до первых процентов также в ильмените и ильменорутиле. Содержание Ta_2O_5 в колумбите обычно не превышает 2…5 мас. %. Торий и существенно легкие лантаноиды сконцентрированы в алланите, монаците. Многие минералы обогащены марганцем. В биотите и алланите присутствует до 4 мас. % MnO, в колумбите доля марганца составляет более 0,6 ф.е, а в гранате до 45 % приходится на спессартиновый минал. Среди магнетита также встречаются разновидности, содержащие высокий марганец (вплоть до якобсита). Характерной особенностью триоктаэдрических слюд является высокая железистость (вплоть до лепидомелана).

Кварцевые сиениты распространены на площади Амнуннинского массива. Он находится на севере Баунтовского района в бассейне среднего течения р. Ципы. Массив сложен мелко-, среднезернистыми порфировидными биотитовыми гранитами, сиенитами. Они прорывают среднепротерозойские порфиры, вендские известняки, кембрийские доломиты, амфибол-биотитовые порфировидные граниты палеозойского возраста. Альбитизация широко проявлена в краевых частях и апофизах массива, распространена вдоль отдельных тектонических нарушений. Альбититы представляют собой лейкократовые средне-, мелкозернистые породы с порфировыми выделениями округлых зерен кварца. Альбит замещающего комплекса развивается по олигоклазу, микроклину, слагает прожилки. Обычно он составляет от 15…25 % объема породы, достигая участками 40…50 %. Кварц сохраняется в виде реликтов размером до 4 мм. Биотит в породе (до 2 %) представлен пластинами размером до 0,8 мм, кроме того установлен лепидомелан. В числе акцессорных присутствуют мусковит, полилитионит, арфведсонит. Ниобиевый минерал представлен в основном колумбитом, до 1,5 мас. % Nb_2O_5 содержится в титаните, торите. Установлено высокое содержание щелочей и фтора. В полилитионите содержание фтора достигает 9,6 мас. %. Для алланита и торита характерно высокое содержание редкоземельных элементов. В монаците содержание тория достигает 8,2 мас. %. Флюоцерит содержит легкие лантаноиды и повышенное количество тория. Во флюоцерите, торите, алланите, монаците до первых процентов присутствует иттрий, а в иттрофлюорите его содержание достигает 12,21 мас. %. Как и в лейкогранитах, отмечается повышенная марганцовистость биотита (до 4 мас. %), алланита (до 2,16 мас. %), арфведсонита (до 3,6 мас. %). В колумбите содержание MnO варьирует в пределах 13,0…14,5 мас. %.

Щелочные граниты изучены в верховьях р. Келяны (участки Средний, Озерный I, Озерный II). Это дайки альбитизированных существенно калишпатовых пород с кварцем, эгирином, рибекитом, биотитом. Среди акцессорных в них установлены циркон, магнетит, фергусонит, ильменит. На проявлениях распространены метаморфизованные кислые и основные вулканиты, прорванные массивами габбро, габбро-долеритов, диоритов, роговобманковых и биотит-роговобманковых гранитов. Альбитизации подверглись вмещающие сланцы, габброиды, тела пегматитов. Встречаются также дайки, сложенные мелкозернистым, существенно альбитовым материалом.

Для проявлений характерно разнообразие минеральных видов, содержащих ниобий, тантал, редкие земли. Специфической их особенностью является распространенность минералов, содержащих иттрий и селективно обогащенных тяжелыми лантаноидами (фергусонит, иттриалит, таленит). Иттрий характерен также для титанита, пирохлора, торита. Обычным минералом альбититов является циркон. Он характеризуется низкой концентрацией гафния и тория. Особенностью циркона является присутствие в нем округлых мелких выделений иттрийсодержащих минералов – таленита, иттриалита, иттрообритолита, торита и ксенотима (рис.). В составе последних кроме иттрия присутствует 15…17 % тяжелых и средних лантаноидов. При этом, содержание наиболее тяжелых лантаноидов и, в частности, лютеция постоянно превышает 1 % (до 2,7 %), а иттербия – 4 % (до 12…14 мас. %). В иттриалите около 5 мас. % присутствует ThO_2. В Y-фергусоните также присутствует 8 – 10 мас. % тяжелых и средних лантаноидов, редко встречается Ce-фергусонит. Легкие лантаноиды сконцентрированы в чевките и алланите. В пирохлоре повышено содержание тантала (более 5 мас. %), и титана (9,7 мас. % TiO_2), приближающего его к бетафиту.

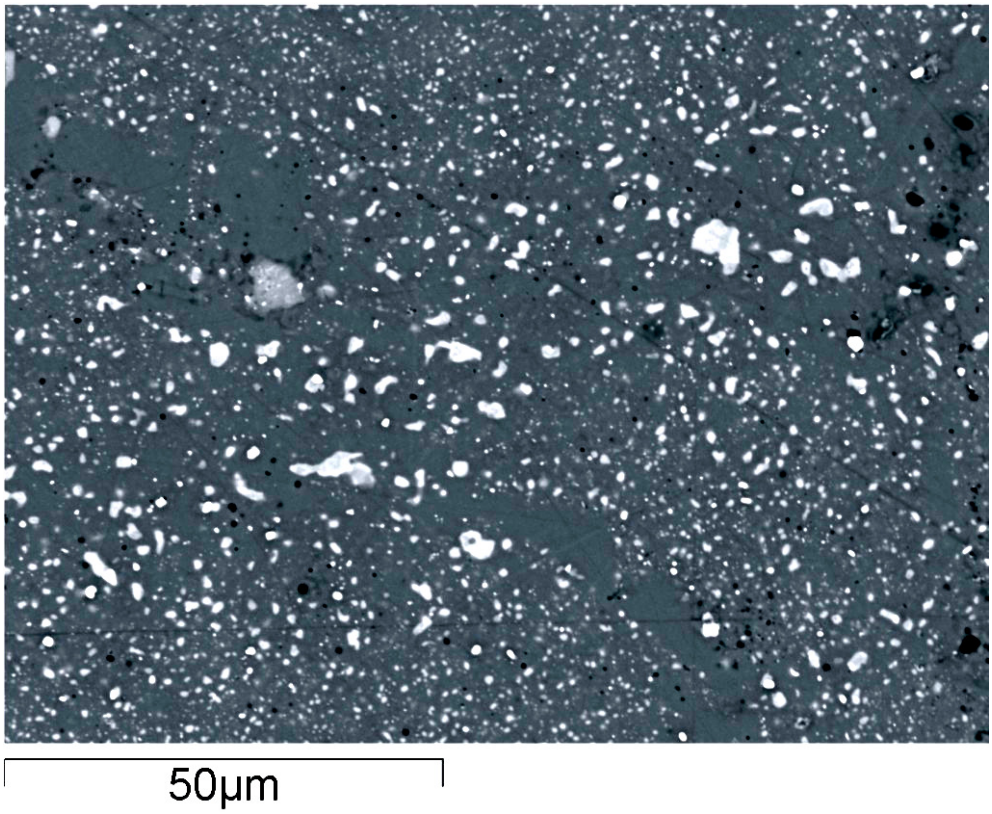


Рис. Характер распределения иттриевых минералов (белое) (таленит, иттриалит, ксенотим и иттробритолит) в цирконе (серое)

Помимо колумбита, ниобий представлен в пирохлоре, Nb-чевките, ферсмите, титаните (до 3,67 мас. %), фергусоните, алланите (до 1,8 мас. %). По сравнению с описанными выше участками для него не характерен марганец, а слюда представлена железистым низкотитанистым биотитом (от 1,5 до 2,35 мас. % TiO_2). В уранпирохлоре, фергусоните и торите повышено содержание урана. В составе фергусонита кроме иттрия присутствует 8…10 % тяжелых и средних лантаноидов. В минерале постоянно отмечается (около 5 мас. %) торий, в меньших количествах уран. К числу особенностей пирохлора относится повышенное содержание урана (более 10 мас. % UO_2). Ферсмит содержит, помимо ниобия и CaO, до первых процентов иттрий и титан. Легкие лантаноиды сконцентрированы в Nb-чевките. Торит содержит иттрий (до 9,39 мас. %), уран (до 10,17 мас. %), кальций и свинец (до 2 мас. %).

ТЕРМОЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПИРИТОВ ИЗ НЕФТЕНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

О.П. Селин, К.Б. Ерубаев
Научный руководитель заведующий лабораторией А.Я. Пшеничкин
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В нефтесодержащих породах постоянно отмечается пирит, как в подстилающих залежь отложениях, так и в глинистых покрышках. Наибольшее его количество отмечается в зоне водно-нефтяного контакта, где нередко породы цементируются пиритом [5]. Пирит, по-видимому, является сквозным минералом, образующимся в течение всего времени формирования и разрушения нефтяной залежи. Поэтому его можно рассматривать как минерал-индикатор условий и времени формирования месторождений углеводородов. В нефтесодержащих породах встречаются как первичные пириты, образующиеся на стадии диагенеза, так и вторичные, кристаллизующиеся в эпигенетических условиях [1].

Нами изучены пириты, отобранные из керна скважин, пройденных при нефтепоисковых работах в пределах западной и юго-западной части Томской области, вскрывших залежи нефти или нефтепроявления. Породы в разрезе скважин представлены переслаивающимися аргиллитами, алевролитами, песчаниками мезозойского возраста и содержат рассеянные фрагменты растений, белемнитов, радиолярий и редкую вкрапленность диагенетических и эпигенетических пиритов.

Диагенетические пириты чаще всего образуют псевдоморфозы по белемнитам, радиоляриям или проявляются в виде небольших (2…5 мм) стяжений изометрической формы, нередко радиально-лучистого строения. При этом радиолярии замещаются пиритом полностью, а белемниты чаще замещаются пиритом только по периметру, а внутренняя часть белемнита заполнена, как правило, радиально-шестоватым агрегатом кальцита. Особенно это характерно для пирита из аргиллитов скважины Глуховской 2. Форма кристаллов диагенетических

Таблица

Термоэлектрические свойства пиритов из нефтеносных отложений Томской области

№ п/п	№ образца	№ скважины	Интервал опробования, м	Наименование скважины	Характеристика материала	Проводимость, мВ Дырочная (+p), электронная (-n)*			
						n	от	до	x
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	А-4	1	2474,5-2480,5	Южная 1	Почковидные стяжения пирита в аргиллите	22	30	42	35
2	Обр. 12	444		Западно-Останинская 444	Пирит	4	60	62	61
3	Обр. 11	3	2575,3-2582,3	Западно-Останинская 444	Пирит из алевролита	21	52	72	61
4	Обр. 15	7	2828,2-2832,3	Северо-Останинская 7	Дендритовидный пирит в кварц-кальцитовом прожилке	21	21	81	39
5	Обр. 33	7		Северо-Останинская 7	Пирит хрупкий из водно-нефтяного контакта	19	17	58	29
6	Обр. 3	6		Северо-Останинская 6	Единичные кристаллы пиритов	3	11	28	21
						7*	13*	19*	17*
7	Обр. 4	3	2534,7-2541,1	Северо-Останинская 3	Пирит-марказит из угля в аргиллите	20	19	45	29
						3*	146*	188*	169*
8	Обр. 45	216	2476,8-2485,3	Малори 216	Кристаллы пирита в углеродистом алевролите	21	30	64	50
9	Обр. 26	734	2364-2376	Лугинецкая 734	Стяжения и сростки пирита в аргиллите	21	24	54	39
10	Обр. 21	734	2364-2376	Лугинецкая 734	Пирит-марказит в известковом алевролите	21	25	71	59
11	Обр. 8	207	2645,8-2652,2	Ломовая 207	Линзочка пирита в аргиллите	21	18	45	33
12	Обр. 1	209	2638,3-2640	Ломовая 209	Пирит по радиоляриям в аргиллите	21	21	52	35
13	Обр. 30	33	2254,2-2261,7	Кондаковская 33	Изометричные стяжения пирита в аргиллите	21	28	54	45
14	Обр. 4	33	2118-2125,4	Кондаковская 33	Прожилок эпигенетического пирита в аргиллите	21	25	70	52
15	Обр. 2	31	2072,4-2079,5	Кондаковская 31	Параллельно-шестоватые агрегаты пирита в алевролите	21	48	72	59
16	Обр. 1-а	31	2074,4-2079,5	Кондаковская 31	Сплошная масса пирита в алевролите	21	31	53	44
17	Обр. 10	1	2865,3-2869,5	Западно-Кайраская 1	Пиритизированый прожилок в алевролите	21	19	30	25
18	Обр. 19	19		Кальцевая 19	Кристаллы пирита	19	23	52	43
19	Обр. 6	5	2605,6-2611,6	Квартовая 5	Конкреция пирита в глинистом известняке	21*	23*	46*	32*
20	Обр. 1-К	8	2486,9-2492,6	Казанская 8	Конкреция пирита в аргиллите	21	42	68	53
21	Обр. 22	5	2875-2877,5	Герасимовская 5	Пирит из черных аргиллитов	21	13	50	27
22	Обр. 19-б	2	2837,8-2844,8	Северо-Айзаковская 2	Пирит из аргиллита, прожилок 0,5 см	2	66	64	65
23	Обр. 19-а	2	2837,8-2844,8	Северо-Айзаковская 2	Пирит из аргиллита, рассеянная вкрапленность	21	25	48	43

Продолжение таблицы

№ п/п	№ образца	№ скважины	Интервал опробования, м	Наименование скважины	Характеристика материала	Проводимость, мВ			
						Дырочная (+p), электронная (-n)*			
						n	от	до	x
24	Обр. ч-3	3	2705,5-2707,3	Чкаловская 3	Пирит в виде желваков в углеродистом алевролите	21	26	56	43
25	Обр. 5	300	2633,9-2639,9	Шингинская 300	Пирит по радиоляриям в известковом аргиллите	21	34	53	40
26	Обр. 2	1	2851-2858	Южно-Фестивальная 1	Почковидные агрегаты пирита в алеврито-песчанике	21	34	66	50
27	Обр. 94-к	1	2671,2-2678,2	Хвойная 1	Пиритизированные радиолярии в аргиллите	21	15	29	24
28	Обр. 14 (19К)	1	2700,1-2705	Хвойная 1	Пирит в тесном срастании с кварцем	21	24	41	30
29	Обр. 11 (96К)	1	2680,9-2686,3	Хвойная 1	Пирит в стяжениях в известковом аргиллите	21	25	39	30
30	Обр. 7-тр	317	2582,9-2588,9	Трассовая 317	Почковидные агрегаты пирита в алевролите	21	16	41	29
31	Обр. 8	2	2622,8-2629,8	Толпаровская 2	Пирит по радиоляриям в известковом аргиллите (2625,5 м)	21	30	52	38
32	Обр. 6	2	2622,8-2629,8	Толпаровская 2	Пирит по радиоляриям в известковом аргиллите (2622,4 м)	21	45	57	54
33	Обр. 2	2	2615,8-2622,8	Толпаровская 2	Пирит по радиоляриям в аргиллите	21	13	35	24
34	Обр. 11	11	2841,9-2846,9	Трапповая 11	Пирит из аргиллита (2843,05 м)	21	31	56	42
35	Обр. 10	11	2841,9-2846,9	Трапповая 11	Пирит из аргиллита с отпечатками растений (2842,45 м)	21	30	44	38
36	Обр. 12	175	2937,2-2938	Соболиная 175	Кристаллы пирита в аргиллите	21	15	60	41
37	Обр. 11	2		Полонская 2	Уплощенные кристаллы пирита в аргиллите	21	11	41	26
38	Обр. 7	2	2552-2557,7	Полонская 2	Почковидные стяжения пирита в аргиллите	21	25	62	46
39	Обр. 6	2	2552,2-2557,7	Полонская 2	Редкие зерна пирита в песчанике	21	24	38	33
40	Обр. 5	2	2543,2-2550,2	Полонская 2	Кристаллы пирита в алевролите	21	25	50	36
41	Обр. 4	2	2543,2-2550,2	Полонская 2	Кристаллы пирита в углеродистом алевролите	21	30	56	41
42	Обр. 7	192	2508,9-2515,9	Передовая 192	Почковидные стяжения пирита в аргиллите	21	21	37	30
43	Обр. 3	192	2485,9-2493,2	Передовая 192	Пиритизированные радиолярии в аргиллите	21	16	40	30

пиритов обычно кубическая или представляет комбинацию куба со слабо развитой гранью октаэдра. По предварительным данным можно заключить, что диагенетические пириты встречаются или в подстилающих нефтегазовую залежь породах и «пустых» скважинах, или значительно выше покрышки углеводородной залежи. При формировании углеводородной залежи диагенетические пириты подвергаются, по-видимому, перекристаллизации, происходит укрупнение пиритовых стяжений и появление на их поверхности тесно сросшихся кристаллов чаще куб-октаэдрического габитуса (Трассовая 317, Хвойная 1) [2].

Эпигенетические пириты встречаются или в виде сплошных мелкозернистых неразличимо кристаллических масс, кристаллообразных стяжений размером до 1…3 см, или в виде тонких прожилков в ассоциации с карбонатами и кварцем. Кристаллы встречаются в виде кубов, октаэдров и комбинаций (100)+(111), (100)+(111)+(210). В большинстве скважин пириты октаэдрического и куб-октаэдрического габитусов доминируют над кубическими пиритами. Последние встречаются чаще всего в алевролитах (Герасимовская 5 и 9, Полонская 2), реже – в аргиллитах (Хвойная 1) [2].

Впервые нами изучена термо-эдс пиритов из нефтесодержащих пород. Отобрано 45 образцов с пиритами из керна скважин с глубин от 2072 м (Кондаковская 33) до 2938 м (Соболевская 175), пройденных при нефтепоисковых работах в Томской области.

Целью настоящих исследований являлось выявление различий в термо-эдс диагенетических и эпигенетических пиритов, а также отличие пиритов, локализованных в нефтеносных залежах, от пиритов «пустых» пород.

Изучение термо-эдс пиритов проводилось в лаборатории геологии золота ИГНД на установке, смонтированной на бинокулярном микроскопе МБС-10, приспособленной для измерения термо-эдс минералов с размером зерен от 1 см до 0,1 мм. Электроды латунные, измерение проводилось при постоянной разности температур между холодным и горячим электродами в 150˚С. Калибровка прибора проводилась по галениту, который имеет только электронный тип проводимости. Время одного измерения 15-20 сек. В каждой пробе проводилось до 21 замера термо-эдс зерен пирита. Всего выполнено 824 замеров термо-эдс пирита (табл.).

Ранее работами А.Я. Пшеничкина с соавторами [3, 4] и других исследователей было установлено, что для золоторудных и других типов месторождений термо-эдс закономерно изменяется от пиритов с электронным типом проводимости из ранних высокотемпературных минеральных ассоциаций и прикорневых частей рудных тел, к пиритам с электронно-дырочной проводимостью из среднетемпературных минеральных ассоциаций и средних частей рудных тел, к пиритам с дырочной проводимостью из низкотемпературных минеральных ассоциаций и верхних частей рудных тел.

Проведенные исследования термо-эдс пиритов из нефтеносных отложений Томской области показали следующее (табл.).

1. Пириты в подавляющем большинстве обладают дырочным типом проводимости. И только в трех скважинах (Северо-Останинская 3 и 6, Герасимовская 5) незначительная часть пиритов (13…25%) имеет электронно-дырочный тип проводимости, а пириты из скважин Квартовая 5 и Хвойная 1– только электронный тип проводимости.

2. Разброс значений термо-эдс пирита с дырочной проводимостью колеблется в пределах 11…81 мВ. Низкие значения термо-эдс связаны, в большинстве случаев, с зернами пирита, раздавленными горячим электродом при измерении. Средние значения изменяются от 21 до 61 мВ. Однако у 56% пиритов средние значения термо-эдс в пределах 30…46 мВ.

3. Пириты с электронно-дырочным типом проводимости имеют незначительное число замеров (2…7) с электронной состовляющей с разбросом значений термо-эдс 13…30 мВ. И только в скважине Северо-Останинской 3 пириты из пирит-марказитового прожилка в угле имеют резко повышенные значения термо-эдс – 146…188 мВ.

4. Только электронный тип проводимости установлен у пиритов из известковых аргиллитов скважины Хвойной 1 (гл. 2680,9…2686,3 м) и пиритов из глинистых известняков скважины Квартовая 5 (гл. 2605,6…2611,6 м) (табл.).

5. Предварительные данные показывают, что диагенетические пириты имеют чаще более высокие значения термо-эдс– 45…59 мВ (Кондаковская 31 и 33, Казанская 8, Лугинецкая 734, Толпаровская 2 и др.), а эпигенетические пириты – более низкие – 25…35 мВ (Герасимовская 5, Ломовая 207 и 209, Северо-Останинская 3, Хвойная 1, Южная 1 и др.) (табл.).

6. Намечается тенденция уменьшения значений термо-эдс пиритов с глубиной как в отдельных скважинах (Кондаковская 31 и 33, Толпаровская 2) (табл.), так и общая тенденция по району. Особенно это хорошо видно при сравнивании термо-эдс пиритов из алевролитов. Для пиритов из аргиллитов эта тенденция волнообразная. А для пиритов из углистых алевролитов и пиритов из песчаников с глубиной термо-эдс увеличивается.

Таким образом, на основании проведенных исследований термо-эдс пиритов из нефтеносных отложений Томской области можно сделать предварительные выводы: пириты имеют, в основном, дырочный тип проводимости, значения термо-эдс которых с глубиной имеют тенденцию к уменьшению, и по величине термо-эдс можно, вероятно, отличать диагенетические пириты от эпигенетических.

Необходимо продолжить дальнейшее изучение типоморфных свойств пиритов из нефтеносных отложений: кристалломорфологию, термо-эдс, элементы-примеси, изотопный состав серы, чтобы можно было более обоснованно делать выводы.

Литература

1. Бондаренко Б.Н., Тюменцев В.Л. О взаимосвязи эпигенетического пирита с аномалиями вызванной поляризации и залежами нефти Припятского прогиба // Геохимические методы поисков месторождений нефти и газа. – М.: Наука, 1983. – С. 177 – 179.
2. Ерубаев К.Б. Кристалломорфологические особенности пирита из нефтеносных отложений Томской области // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XI Международного симпозиума им. акад. М.А. Усова студентов и молодых ученых. – Томск: ТПУ, 2007. – С. 60 – 62.
3. Пшеничкин А.Я. Термоэлектрические свойства пиритов некоторых золоторудных месторождений различных типов // Известия ТПИ. – Томск, 1977. – Т.242. – С. 74 – 78.
4. Пшеничкин А.Я., Коробейников А.Ф., Мацюшевский А.В. Особенности кристалломорфологии и термоэлектрических свойств пиритов золоторудных месторождений различных типов // Известия ТПИ. – Томск, 1976. – Т.260. – С. 39 – 48.
5. Щепеткин Ю.В. Геохимические особенности процессов в зоне водонефтяных контактов залежей // Геохимические особенности процессов преобразования нефтей, газов и органического вещества в юрских и меловых отложениях Зап. - Сиб. равнины. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1976. – Вып.113. – С. 96 – 103.

ОСОБЕННОСТИ МИНЕРАЛОВ-ИНДИКАТОРОВ КИМБЕРЛИТА (ПИРОПА И ПИКРОИЛЬМЕНИТА) ИЗ АЛЛЮВИАЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ БАССЕЙНА Р. ТЮНГ И Р. ХАНЯ

О.В. Снегирев[1]
Научный руководитель старший научный сотрудник С.С. Кулигин[2]
[1]Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия
[2]Институт геологии и минералогии СО РАН, г. Новосибирск, Россия

Терригенные алмазоносные отложения широко распространены в различных частях Сибирской платформы и привлекают внимание исследователей не только из-за связанных с ними россыпей, но и потому, что с ними ассоциируют ореолы рассеяния индикаторных минералов кимберлита [2]. Одним из таких районов является Муна-Мархинское междуречье. На территории, где отсутствуют кимберлитовые тела, имеется обилие индикаторных минералов и алмазов. В то же время, ряд особенностей минералов индикаторов кимберлита из ореолов рассеяния, позволяет не только прогнозировать наличие кимберлитовых тел, но и говорить о продуктивности кимберлитов, их возрасте, наличии в них ксеногенного материала определенного парагенезиса [3, 4, 5]. Таким образом, изучение особенностей химизма индикаторных минералов имеет наряду с практической ценностью большой научный интерес.

Исследуемая площадь расположена в центральной части Сибирской платформы, на северо-восточной окраине Вилюйской синеклизы и ограничена двумя реками: Муна и Мархa. Географически область исследования располагается в непосредственной близости от Далдыно-Алакитского и Верхне-Мунского кимберлитовых полей.

Было проведено шлихоминералогическое опробование водотоков бассейна р. Тюнг и р. Ханя, отобраны представительные выборки минералов индикаторов кимберлита, изучены их физиографические особенности и особенности химического состава, и осуществлен анализ сходств и различий пиропов и пикроильменитов из района исследования и из кимберлитовых районов.

При изучении пиропов и пикроильменитов на электронном сканирующем микроскопе удалось выявить следующие их морфологические характеристики. Пиропы в основном имеют сильный механический износ (III-IV класс) при незначительном содержании зерен, возможно, со II классом износа. Зерна пиропов имеют дислокационный и кубойдный типы растворения. Отмечается присутствие окатанных до шариков оранжево-красных и фиолетовых пиропов с морским типом износа. Также на пиропах присутствуют следы гипергенной коррозии, которая, возможно, скрывает следы механического воздействия. Среди пикроильменитов в основном преобладают зерна с механическим износом (III-IV класса), встречается небольшое количество зерен с микропирамидальным рельефом (II-III класс), также присутствуют ильмениты с отдельностью, образованной за счет распада твердых растворов.

Изучение минералов индикаторов кимберлита на сканирующем микроскопе показало, что в пробах отсутствуют индикаторные минералы с первичной кимберлитовой формой рельефа. Таким образом, пиропы и пикроильмениты из района Муна-Мархинского междуречья подвергались сильному механическому износу и значительным гипергенным изменениям, что не позволяет судить о дальности их переноса от кимберлитового источника.

Особенности химического состава пикроильменитов. Среднее содержание ильменитового минала варьируется от 54.8 до 59.6 мол.%, гейкелитового минала – от 30.3 до 33.7 мол.%, гематитового компонента изменяется от 8.8 до 11.4 мол.%. Содержание Cr_2O_3 в пикроильменитах варьирует от 0.0 до 6.7 мас.%, Al_2O_3 – от 0.00 до 1.8 мас.%. Состав пикроильменитов по содержанию MgO изменяется от 2.2 до 15 мас.%, TiO_2 – 38.7…56 мас.%.

На графике в координатах TiO_2–MgO область составов пикроильменитов исследуемого района состоит из двух трендов (рис.). В высокомагнезиальной области они совпадают. В низкомагнезиальной – расходятся, пересекая изоплету Fe_2O_3 20 мас.% в интервалах значений MgO от 3 до 5 и от 6 до 8 мас.% соответственно. Обычно для пикроильменитов из близлежащих кимберлитовых тел характер распределения составов на диаграмме MgO–TiO_2 не меняется. Например, области составов пикроильменитов из четырех кимберлитовых тел Далдыно-Алакитского района (Зарница, Удачная, Сытыканская, Юбилейная) полностью совпадают.

Таким образом, источниками пикроильменитов в районе исследования являются либо разновозрастные кимберлиты, либо кимберлиты, существенно удаленные друг от друга.

Для Верхне-Мунского поля, в отличие от района исследования, характерно содержание большого количества высокомагнезиальных пикроильменитов (содержащих более 13 мас.% MgO). Также, отмечается прямая зависимость содержания Cr_2O_3 от MgO для Верхне-Мунского кимберлитового поля. Для Далдыно-Алакитского района характерно отсутствие низкохромистых пикроильменитов с содержанием Cr_2O_3 от 0 до 0.25 мас.%.

Особенности химического состава пиропов. Содержание пиропового минала в исследуемых пробах изменяется от 51.2 до 82.4 мол.% (со средним значением около 70.6…70.8 мол.%), содержание альмандинового минала в пироповых гранатах – 10.0…28.4 мол.% (среднее содержание 15 мол.%), уваровитового – от 0.6 до 21.4 мол.%, среднее содержание – 8.5… 9.5 мол.%.

Региональной особенностью кимберлитов Сибирской платформы является тенденция к уменьшению степени дифференцированности гранатов по парагенезисам в сторону омоложения кимберлитов, что приводит к практически полному отсутствию в трубках мезозойского возраста северо-восточной части платформы как гранатов гарцбургит-дунитового, так и верлитового парагенезисов [3, 4].

На диаграммах Н.В. Соболева CaO–Cr_2O_3 основная масса пиропов из исследуемого района располагается в поле лерцолитового состава (82…92 отн.%). Верлитовые гранаты практически отсутствуют (3,2…4,8 отн.%), малокальциевые хромсодержащие пиропы гарцбургит-дунитового парагенезиса присутствуют в

пробах в переменных количествах (5.1…14.4 отн.%). Процент пиропов алмазной ассоциации достаточно высок для аллювиальных проб и изменяется в пределах от 2…3 до 6 отн.%.

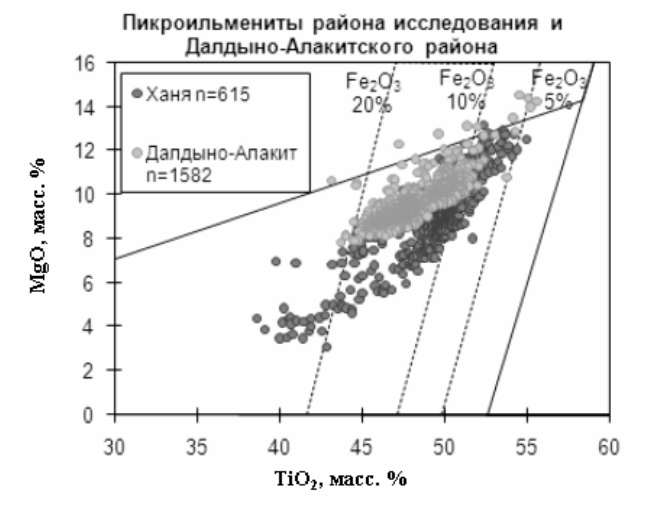


Рис. Соотношение TiO_2 – MgO в пикроильменитах

Присутствие гранатов алмазной ассоциации в шлиховых ореолах является важнейшей особенностью данной территории. Наличие гранатов алмазной ассоциации является принципиальным индикатором алмазоносности кимберлитов, но не уровня алмазоносности. А также указывает на среднепалеозойский возраст кимберлитов, т.к. устойчивое присутствие «алмазных» гранатов характерно на Сибирской платформе для среднепалеозойских кимберлитов, в мезозойских кимберлитах эти гранаты практически отсутствуют.

Литература

1. Гаранин В.К., Кудрявцева Г.П., Сошкина Л.Г. Ильменит из кимберлитов. – М.: Изд-во МГУ, 1984. – 240 с.
2. Подвысоцкий В.Т. Терригенные алмазоносные формации Сибирской платформы. – Якутск: ЯФ Издательства СО РАН, 2000. – 323 с.
3. Похиленко Н.П. Мантийные парагенезисы в кимберлитах, их происхождение и поисковое значение: Автореферат дис. ... д-ра геол.-минер. наук. – Новосибирск, 1990. – 39 с.
4. Соболев Н.В. Глубинные включения в кимберлитах и проблема состава верхней мантии. – Новосибирск: Наука, 1974. – 263 с.
5. Соболев Н.В., Похиленко Н.П., Лаврентьев Ю.Г., Усова Л.В. Роль хрома в гранатах из кимберлитов // Проблемы петрологии земной коры и верхней мантии. – Новосибирск: Наука, 1978. – С. 145 – 168.

ГЕНЕЗИС ЗУБНЫХ КАМНЕЙ (ДЕНТОЛИТОВ) В УСЛОВИЯХ ЭКСПЕРИМЕНТА

А.П. Солоненко, Л.В. Бельская
Научный руководитель доцент О.А. Голованова
Омский государственный университет им. Ф.М. Достоевского, г. Омск, Россия

Процесс минералообразования происходит не только в неживой природе, но и в организме человека. В случае, когда формирование минерала в живом организме протекает без биологического контроля, образуются агрегаты патогенного характера, которые оказывают негативное влияние на здоровье. В последнее время отмечается рост числа заболеваний, связанных с появлением камней в различных органах, будь то почки, желчный или мочевой пузырь, сердце, слюнные протоки, полость рта и др. Однако несмотря на очевидную важность проблемы, к настоящему моменту она недостаточно изучена ввиду сложности самого объекта исследования. Поэтому важным и перспективным направлением является экспериментальное и термодинамическое моделирование и изучение процесса кристаллизации из прототипов биологических жидкостей.

К одному из наиболее часто встречающихся видов патогенных образований относятся зубные камни. Они наблюдаются у 75…80 % людей [1]. Известно, что дентолиты представляют собой органоминеральные агрегаты, неорганическая компонента которых представлена, главным образом, карбонат-содержащим гидроксилапатитом. Как и в других случаях, причины и механизм образования зубных камней изучены недостаточно.

Анализ фазового состава коллекции зубных (120 образцов) камней пациентов Омского региона методами рентгенофазового анализа и ИК-спектроскопии показал, что основным минеральным компонентом всех образцов является гидроксилапатит. В трех образцах зубных камней также обнаружен брушит (5…10 % от содержания апатита).

На основе результатов изучения зубных камней и ротовой жидкости (250 образцов) проведено теоретическое и экспериментальное моделирование процесса образования минеральной компоненты дентолитов.

В качестве модельной системы была выбрана слюна здорового взрослого среднестатистического человека, минерализующая функция которой является важнейшей по отношению к тканям зуба [4]. При проведении эксперимента использовались средние значения диапазона концентраций основных неорганических компонентов слюны человека. При этом изучалось поведение систем при температуре 37.0±0.5°C и четырех значениях pH 5.50 ± 0.05, 6.00 ± 0.05, 7.00 ± 0.05 и 8.00 ± 0.05.

По предварительному термодинамическому расчету в исследуемых растворах вероятно образование следующих малорастворимых соединений: $CaHPO_4{\cdot}2H_2O$ (брушит); $Ca_4H(PO_4)_3{\cdot}2.5H_2O$ (тетракальций фосфат) и $Ca_{10}(PO_4)_6(OH)_2$ (гидроксилапатит) [3]. Сопоставляя индексы пересыщения, рассчитанные для фосфатов кальция различного стехиометрического состава, следует отметить, что в рамках выбранной термодинамической модели в изучаемых системах (при pH 5.2…8.0) наибольшую степень пересыщения имеет гидроксилапатит. Известно, что брушит кристаллизуется при более низких значениях pH, чем апатит, и согласно нашим термодинамическим расчетам, является метастабильной фазой.

Результаты модельного эксперимента показали, что на первом этапе образуется брушит или смесь брушита и витлокита во всем диапазоне pH. При увеличении времени кристаллизации происходит переход брушита в более термодинамически стабильную фазу – гидроксилапатит, причем скорость этого перехода зависит от pH раствора. Во всех образцах присутствует рентгеноаморфная компонента, о чем свидетельствует существенное повышение фона в области 10^0…20^0 по 2θ по CuK_α.

Таблица

Результаты модельного эксперимента (слюна) по данным РФА и ИК-спектроскопии

pH раствора	14 дней	90 дней	180 дней	270 дней
5.50±0.05	*Брушит + гидроксилапатит*	***Гидроксилапатит***	***Гидроксилапатит***	***Гидроксилапатит***
6.00±0.05	*Брушит + гидроксилапатит*	*Брушит + гидроксилапатит*	***Гидроксилапатит***	***Гидроксилапатит***
7.00±0.05	Аморфный фосфат кальция + витлокит	Аморфный фосфат кальция + витлокит	Аморфный фосфат кальция + витлокит	***Гидроксилапатит***
8.00±0.05	Аморфный фосфат кальция	Аморфный фосфат кальция	Аморфный фосфат кальция	Аморфный фосфат кальция

Таким образом, результаты экспериментального моделирования процесса образования гидроксилапатита, основного минерального компонента зубного камня, из прототипов биологических жидкостей имеют хорошее согласие с данными термодинамического расчета, а также с реально наблюдаемым фазовым составом патогенных минералообразований полости рта. Следовательно, можно сделать вывод о том, что метод моделирования может быть применен для изучения биологических жидкостей, в том числе слюны.

Следующим этапом модельного эксперимента было изучение влияния органических добавок на состав образующейся твердой фазы. Для этого были приготовлены две серии растворов с концентрациями основных элементов, равными таковым для слюны без добавок, а также с добавками белка (казеина).

При сравнении масс осадков, полученных после одного месяца выдерживания из растворов без добавок и с белком, было отмечено уменьшение количества твердой фазы, кристаллизующейся из водно-белкового раствора (0.53 г, 0.11 г – для модельных растворов без добавки и с белком соответственно). В дальнейшем в обоих случаях наблюдалось увеличение массы осадков предположительно за счет дальнейшей кристаллизации из раствора, однако масса осадка из раствора с белком всегда была меньше, чем из раствора без добавок.

Проведенный рентгенографический анализ полученных на всех сроках выдерживания осадков показал, что твердая фаза представляет собой преимущественно гидроксилапатит (его пики на спектрах помечены звездочкой).

Установлено, что образцы из растворов с различными добавками различаются по степени кристалличности. В случае образцов со средней степенью кристалличности наблюдается четкое разделение рефлексов 2.803, 2.712 и 2.637, в случае слабо окристаллизованных образцов – эти же рефлексы выглядят как одна широкая полоса (см. рис.).

На рисунке *А* приведена дифрактограмма осадка, который был получен после 3 месяцев выдерживания раствора, приближенного по электролитному составу к слюне здорового человека. В случае кристаллизации из системы, содержащей казеин, отмечается образование слабо окристаллизованной твердой фазы даже через 3 месяца с момента постановки эксперимента (рис., Б). Исходя из представления о мицеллярном строении слюны [5], можно предположить, что наличие белка в среде стабилизирует коллоидные частицы за счет сил адсорбционного взаимодействия, тем самым препятствуя коагуляции и образованию агрегатов, которые могут являться центрами кристаллизации. Как следствие, наблюдается ухудшение кристаллической структуры осадка, а также замедление образования твердой фазы в присутствии белка в растворе. Все это в целом снижает скорость роста кристаллов гидроксилапатита.

Исследования состава осадков методом ИК-спектроскопии показало, что белок (казеин) входит в состав образующейся твердой фазы. На это указывает наблюдаемое уширение полос поглощения молекул воды (3440 $см^{-1}$, 1650 $см^{-1}$) и фосфат ионов (1090 $см^{-1}$, 1042 $см^{-1}$, 961 $см^{-1}$, 600 $см^{-1}$ и 567 $см^{-1}$), а также относительное увеличение поглощения карбонатов (дублет 1460 и 1420, 876 $см^{-1}$). Известно, что при таких закономерностях наблюдается уменьшение размеров кристаллов и снижение степени кристалличности осадка [2].

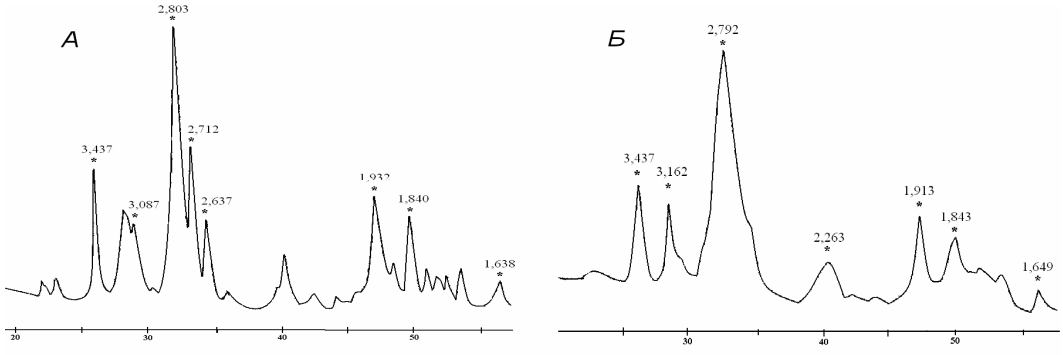


Рис. Дифрактограмма осадка из модельного раствора без добавок (А) и с казеином (Б)

Таким образом, на основании приведенных ранее результатов можно предположить, что присутствие белка в минерализующей среде оказывает влияние на структуру и состав гидроксилапатита, а также сроки его образования. Кристаллизация с белком протекает медленнее и окристаллизованность осадка хуже, чем в случае раствора без добавок. Следовательно, можно говорить об ингибирующем действии белка на процесс формирования минерального компонента зубных камней.

На основании изложенного можно заключить, следующее.

- Основным минеральным компонентом зубных камней является гидроксилапатит. В редких случаях в незначительных количествах возможно присутствие брушита.

- Метод экспериментального и термодинамического моделирования может быть применен для изучения биологических жидкостей, в том числе слюны. Результаты термодинамического моделирования хорошо согласуются с экспериментальными и данными о составе зубных камней, образующихся в организме человека.

- При кристаллизации из раствора первоначально образуется метастабильная фаза брушита, который с течением времени переходит в термодинамически более стабильную фазу – гидроксилапатит, причем скорость этого перехода зависит от pH раствора.

- Наличие белка в модельных растворах приводит к ухудшению кристалличности и замедлению процесса формирования гидроксилапатита, на основании чего можно говорить об ингибирующем действии белка на процесс образования минерального компонента зубных камней.

Литература

1. Бельская Л.В., Голованова О.А. Факторы, влияющие на образование зубных отложений // Материалы международной научной конференции «Химия, химическая технология и биотехнология на рубеже тысячелетий», 2006. – Том 2. – С. 342 – 343.
2. Вересов А.Г., Путляев В.И., Третьяков Ю.Д. Химия неорганических биоматериалов на основе фосфата кальция // Российский химический журнал. – М., 2004. – Т.48. – №4. – С. 52 – 64.
3. Голованова О.А. Патогенные минералы в организме человека. – Омск: Изд-во ОмГУ, 2006. – 400 с.
4. Казанцева Р.В. Клинико-лабораторный скрининг гипертонической болезни и сахарного диабета на стоматологическом приеме: Автореферат Дис. … к.м.н., 2006. – 148 с.
5. Леонтьев В.К., Галиулина М.В., Ганзина И.В., Анисимова И.В. и др. Изменение структурных свойств слюны при изменении pH // Стоматология. – М., 1999. – №2. – С. 22 – 24.

ОСОБЕННОСТИ СОСТАВА МЕТАВУЛКАНИЧЕСКИХ АССОЦИАЦИЙ ИРКУТНОГО БЛОКА (ШАРЫЖАЛГАЙСКИЙ ВЫСТУП ФУНДАМЕНТА СИБИРСКОГО КРАТОНА)

Л.Н. Урманцева
Научный руководитель ведущий научный сотрудник О.М. Туркина
Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

Шарыжалгайский выступ фундамента является южным обнаженным окончанием Тунгусской провинции Сибирского кратона и простирается на 350 км от побережья оз. Байкал на северо-запад до бассейна р.Оки в Присаянье. Его юго-западной границей является зона Главного Саянского разлома. На северо-востоке выступ перекрыт неопротерозойско-фанерозойскими платформенными отложениями. С северо-запада на юго-восток несколько сутурных зон и разломов северо-западного и субмеридионального простирания делят Шарыжалгайский выступ на Булунский, Онотский, Китойский и Иркутный террейны. Метаморфический комплекс Иркутного террейна сложен метаосадочно-вулканогенными породами, именуемыми шарыжалгайской серией, которая по данным геологического картирования расчленяется на две толщи.

Данная работа посвящена геохимическим особенностям метавулканических ассоциаций, которые слагают нижнюю толщу метаморфического комплекса Иркутного блока и включают в себя двупироксеновые кристаллосланцы, амфиболиты, амфиболовые и амфибол-биотитовые (±гиперстен) гнейсы. Верхняя толща, в которой преобладают гранат-биотитовые и высокоглиноземистые кордиерит и силлиманитсодержащие гнейсы, является преимущественно метаосадочной. Минеральные ассоциации этих пород свидетельствуют о том, что они образовались в условиях гранулитовой фации метаморфизма.

На основе геохронологических данных для Иркутного и Китойского гранулито-гнейсовых блоков выделяется два этапа гранулитового метаморфизма – позднеархейский (~2,6 млрд. лет) и раннепротерозойский (~1,87 млрд лет) [2,5]. Непосредственно в Иркутном блоке возраст первого этапа гранулитового метаморфизма установлен только по метаморфизованным в условиях гранулитовой фации габбро (~2,65 млрд. лет), которые пересекаются жильными гранитами с возрастом ~2,56 млрд. лет [2], а не по метаморфическим породам.

По петрохимическому составу среди метабазитов Иркутного блока выделяется два типа: 1) низкомагнезиальные (MgO = 4,9…7,3 мас.%), характеризующиеся повышенными содержаниями TiO_2 = 1,2…2,2 мас.%; 2) высокомагнезиальные (MgO = 8,1…10,5 мас.%), с низкими содержаниями TiO_2 = 0,5…1,0 мас.%. Также, с повышением содержания MgO в кристаллосланцах уменьшаются концентрации $Fe_2O_{3(tot)}$ и увеличиваются Al_2O_3. Все это определяет их принадлежность к толеитовой серии. Высокомагнезиальные кристаллосланцы характеризуются нефракционированным распределением РЗЭ ($(La/Yb)_n$=0,8…2,0, $(La/Sm)_n$ = 0,8…1,6) и приближаются по составу к низкотитанистым толеитам ТН1. Спектры распределения РЗЭ низкомагнезиальных разностей ($(La/Yb)_n$=1,9…5,2, $(La/Sm)_n$=2,5…2,8) сходны с таковыми толеитов ТН2 [1], отличающихся фракционированным распределением редких земель и некоторым обогащением легкими лантаноидами (рис.1). У высокомагнезиальных кристаллосланцев практически отсутствует Nb минимум (Nb/Nb* = 0,6…1,1), у железистых разностей наблюдается хорошо выраженная аномалия по Nb (Nb/Nb* = 0,2…0,5), одновременно с появлением минимума по Ti. Наличие в той или иной степени выраженной отрицательной аномалии по Nb, а также появление минимума по Ti могут свидетельствовать о вкладе корового материала в образование метабазитов, либо это связано с субдукционным происхождением базальтов. Также, магнезиальные метабазиты демонстрируют более низкие значения отношений Nb/Y, Th/Ta, нежели железистые. Эти геохимические данные свидетельствуют о различных уровнях деплетированности и степени плавления источников расплава. Итак, можно считать, что исходным материалом для формирования кристаллосланцев служили основные вулканиты – толеитовые базальты, о чем свидетельствуют их петрогеохимические особенности.

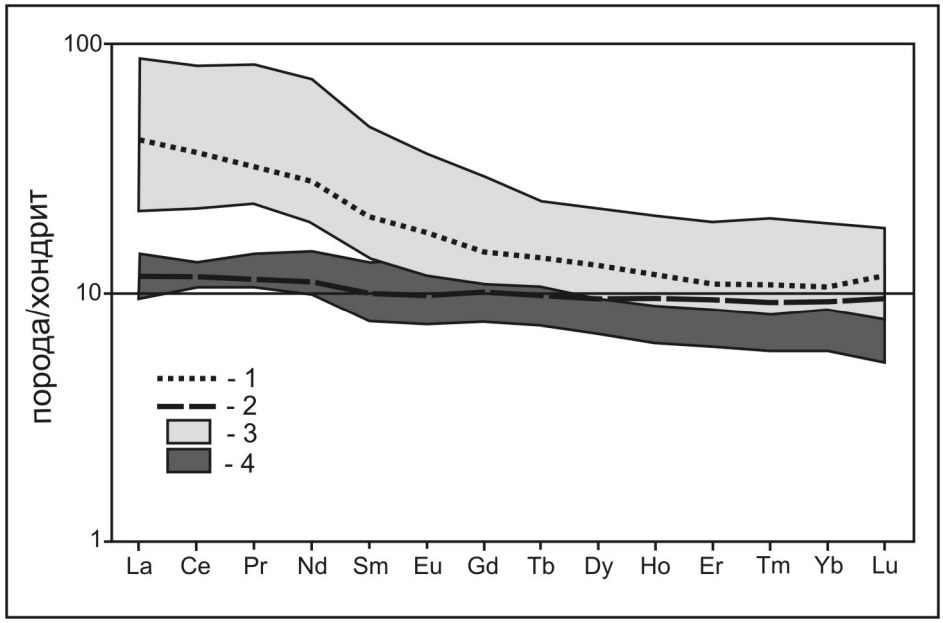


Рис.1 Распределение РЗЭ в кристаллосланцах Иркутного блока.
1 – ТН2, 2 – ТН1, 3 – низкомагнезиальные метабазиты,
4 –высокомагнезиальные метабазиты

Амфиболовые, амфибол-биотитовые (±гиперстен) гнейсы Иркутного блока по содержанию SiO_2 сопоставляются с магматическими породами среднего и кислого состава – андезитами, дацитами и риодацитами. С увеличением количества SiO2 падают содержания MgO, Fe_2O_3(tot), TiO_2. Особенностью гнейсов является низкая железистость ($Fe_2O_3/(Fe_2O_3+MgO) < 0,6$), по этому параметру они сопоставляются с архейскими породами тоналит-трондьемит-гранодиоритовой серии (ТТГ) [3]. Характер спектров распределения РЗЭ гнейсов среднего состава ((La/Yb)n = 5,2…9,9; (La/Sm)n = 3,6…4,3) схож со спектром андезитов AI архейских зеленокаменных поясов ((La/Yb)n = 7,2; (La/Sm)n = 2,0) [1], которые весьма схожи с современными островодужными андезитами, отличаясь от них более высокими Ni/Co отношениями, а также повышенными содержаниями переходных металлов. Гнейсы кислого состава подобны по распределению РЗЭ ((La/Yb)n = 15,3…28,6; (La/Sm)n = 4,5…6,3) архейским ТТГ ((La/Yb)n = 38,4; (La/Sm)n = 6,1) [4] (рис.2). Оба типа пород не имеют значительных отрицательных или положительных европиевых аномалий. На мультиэлементных спектрах гнейсы имеют резко выраженные отрицательные аномалии по Ta(Nb) и Ti, что характерно для большинства коровых пород. Таким образом, тренды концентраций петрогенных элементов, высокие (La/Yb)n, не типичные для осадочных пород архея, распределение РЗЭ, сходное со спектрами AI и ТТГ, свидетельствуют о том, что протолитами гнейсов являлись магматические породы средне-кислого состава.

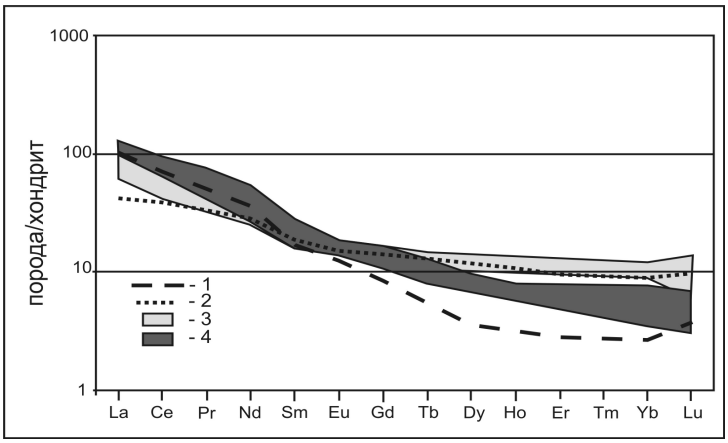


Рис.2 Распределение РЗЭ в ортогнейсах Иркутного блока.
1 – ТТГ, 2 – AI, 3 – гнейсы среднего состава, 4 – гнейсы кислого состава

Метавулканические ассоциации Иркутного блока отвечают ряду пород от толеитовых базальтов до известково-щелочных андезитов. Судя по особенностям составов кристаллосланцев и ортогнейсов, а также по характерам их мультиэлементных спектров и спектров распределения РЗЭ, протолиты этих пород формировались в субдукционных обстановках.

Литература

1. Конди К. Архейские зеленокаменные пояса. – М.: Мир, 1983. – 390 с.
2. Сальникова Е.Б., Котов А.Б., Левицкий В.И. и др. Возрастные рубежи проявления высокотемпературного метаморфизма в кристаллических комплексах Иркутного блока Шарыжалгайского выступа фундамента Сибирской платформы: результаты U-Pb датирования единичных зерен циркона // Стратиграфия. Геологическая корреляция. – М., 2007. – Т.15. – №4. – С. 3 – 19.
3. Frost B.R., Barnes C.G., Collins W.J. et al. A geochemical classification for granitic rocks // Journal of petrology, 2001. – Vol. 42. – №11. – P. 2033 – 2048.
4. Martin H. The Archean grey gneisses and the genesis of continental crust, Archean crustal evolution, Eds K.C. Condie. – Elsevier, 1994. – P. 205 – 259.
5. Poller U., Gladkochub D.P., Donskaya T.V. et al. Multistage magmatic and metamorphic evolution in the Southern Siberian Craton: Archean and Paleoproterozoic zircon ages revealed by SHRIMP and TIMS // Precambrian Research, 2005. – Vol. 136. – P. 353 – 368.

ОРИЕНТИРОВКА КВАРЦЕВЫХ ЗЕРЕН В ПЕСЧАНИКАХ ПЛАСТА $Ю_1^2$ ИГОЛЬСКО-ТАЛОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

М.С. Холькина, С.С. Фролов
Научный руководитель доцент Л.А. Краснощекова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Интерес к изучению взаимосвязи ориентировки частиц и направления осадкодвижущей среды появился, главным образом, с возникновением и развитием методов фациально-палеогеографического анализа. При рассмотрении данного вопроса сначала изучали только крупнообломочные породы – конгломераты. В дальнейшем была представлена на рассмотрение и ориентировка песчаных частиц, преимущественно удлиненной формы, в зависимости от наличия закономерной направленности движения среды. В работах Л.Н. Кулямина (1970), Т.Е. Грязновой (1947), В.К. Головенка (1955) и других установлено, что в потоках с относительно быстрым течением длинные оси обломочных зерен направлены преимущественно параллельно течению, причем их заостренные концы ориентированы по течению вниз. В последнее время многими исследователями для изучения ориентировки песчинок стал в основном применяться метод, заключающийся в замерах длинной оси зерна и наклона этой оси к горизонту. Если в образце большая часть элементов имеет одинаковую ориентировку в одной из плоскостей, то говорят о предпочтительной ориентировке, определяющей первичную текстуру осадочных отложений. Ориентировка песчаных зерен является более чувствительным параметром по сравнению с прочими текстурными особенностями и более информативна в отношении частных деталей и мельчайших изменений в направлении потока (Рейнек, Сингх, 1981).

Целью данной работы является установление предпочтительной ориентировки песчаных зерен пласта $Ю_1^2$ Игольско-Талового месторождения углеводородов (Томская область), позволяющей определить условия среды их осадконакопления. Объектом исследования стали пространственно ориентированные шлифы песчаников пласта $Ю_1^2$. Нефтегазоносность данного месторождения связана с коллекторами надугольной толщи.

Пласт $Ю_1^2$ представлен литофацией серых, светло-серых, среднемелкозернистых, среднесцементированных, участками известковистых песчаников. Отмечаются косая, волнистая, прерывистая,

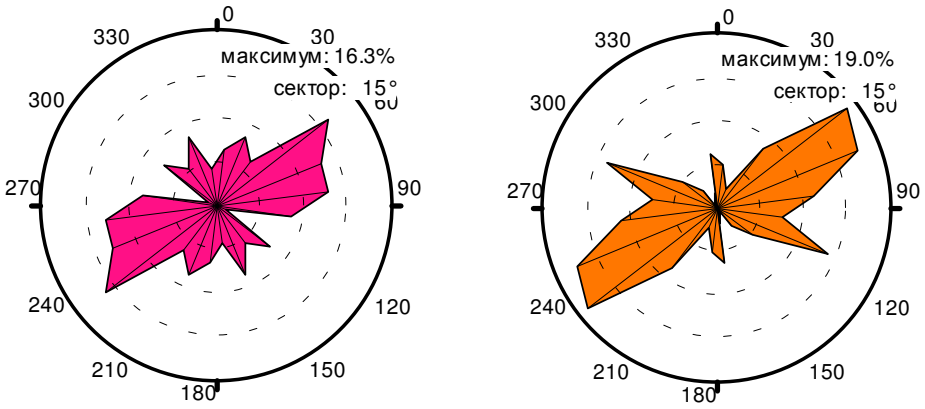
горизонтальная слоистость за счет включений глинисто-углистого материала, послойная трещиноватость, умеренная биотурбация и включения остатков фауны.

Изучением ориентировки песчаных зерен, к сожалению, в России занимаются гораздо меньше, чем в зарубежных странах. Так, в 1945 г. Дапплес и Ромингер экспериментально попытались получить ориентировку кварца в условиях потока и в условиях эолового переноса. Ими установлено, что зерна кварца в условиях движущейся среды приобретают определенную ориентировку, по которой возможно восстановить направление и характер движущейся среды. Исследователями отмечено, что зерна кварца располагаются длинной стороной вдоль течения и направлены острым концом вниз по нему, так как такое положение зерен представляет меньшее сопротивление для движущей среды.

Морфологический анализ включает в себя измерение ориентировки удлинения зерен в ориентированных шлифах. Суть измерений сводится к замерам азимутов простирания удлиненных зерен относительно выбранного направления. Нами изучались по 2 пространственно-ориентированных шлифа каждого образца песчаников пласта $Ю_1^2$ Игольской площади. Определение положения песчинок производилось на петрографическом микроскопе. Анализ характера удлинений зерен кварца проводился в плоскостях, близких напластованию и ориентированных перпендикулярно слоистости и знакам ряби.

Минимальное количество измерений, необходимых для получения достоверной картины ориентировки зерен в породе, составило 200…220 зерен в одном шлифе. После статистической обработки в программе “Stereo-SN” полученные результаты были вынесены на розы-диаграммы.

Для диаграмм удлинений среднезернистых кварцевых зерен скважины 1087 характерно проявление трех максимумов, один из которых ярко выражен (рис.1). Данный максимум расположен в интервале 230°…240°. Два других – менее выражены, при этом угол между ними колеблется в интервале 50°…60°. Интенсивность статистических максимумов находится в пределах 16…19 %.



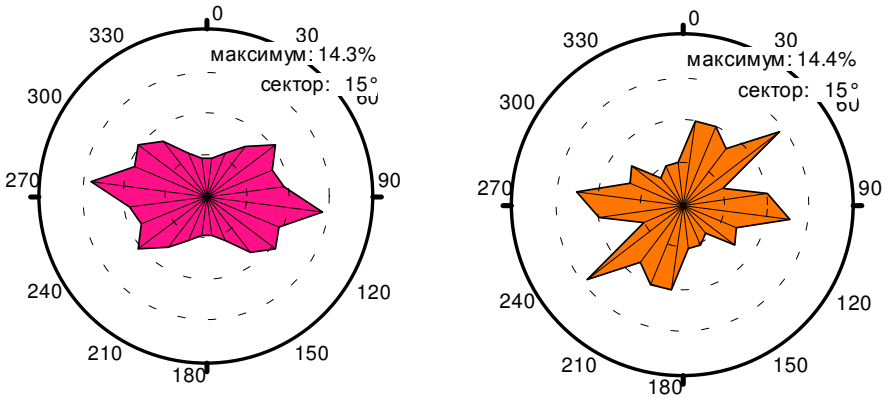
а) обр. 86 ***б) обр.91***

Рис.1 Розы-диаграммы удлинений среднезернистых кварцевых зерен песчаников пласта $Ю_1^2$ в скв. 1087 Игольско-Талового месторождения

Полученные диаграммы позволяют предположить следующий механизм осаждения обломочных зерен: большая часть удлиненных песчинок откладывается в результате действия вдольбереговых течений, которые располагают длинные зерна кварца субпараллельно береговой линии. В свою очередь, прибойный поток, подходящий к берегу под углом, состоит из двух направляющих – сгонно-нагонных и вдольбереговых (Фролов, 1984). Первая направляющая прибойного потока ориентирует часть зерен субнормально береговой линии, вторая – субпараллельно, что в совокупности с ориентировкой зерен вдольбереговыми течениями приводит к появлению более выраженного максимума предпочтительных ориентировок зерен. Два подчиненных максимума меньшей интенсивности свидетельствуют о действии прибойного потока на обломочный материал. Набегающая на берег волна ориентирует зерна в одном направлении, сбегающая – в другом (Грязнова, 1949).

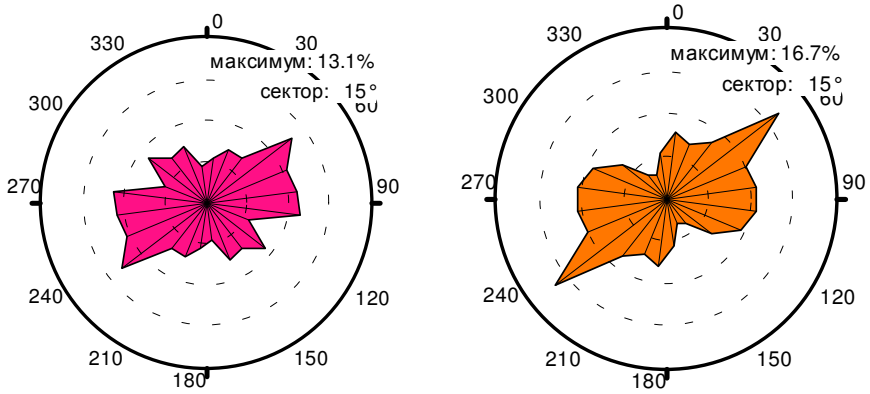
По данным полученных диаграмм удлинений мелкозернистых кварцевых зерен изученных образцов получена менее четкая картина: нет одного ярко выраженного максимума. Все представленные максимумы слабо выражены с интенсивностью 14 % и имеют «веретенообразную» форму распределения (рис.2). Соответственно, установить полный механизм осаждения зерен и выделить фактор, наиболее влияющий на ориентировку удлиненных зерен на данный момент проблематично. Наличие трех слабо выраженных максимумов можно объяснить действием водного потока в условиях низкой скорости, переносящего обломочный материал волочением или перекатыванием.

На совокупных диаграммах удлинений зерен кварца, полученных для двух фракций зерен (мелко- и среднезернистых) отмечается бимодальное распределение длинных осей кварца, при этом фиксируется один ярко выраженный максимум (с интенсивностью 13,1…16,7 %) в направлении северо-восток – юго-запад. Подчиненные максимумы, имеющие интенсивность 5…8 %, располагаются субнормально к основному (рис.3).



а) обр.86 *б) обр. 91*

Рис.2 Розы-диаграммы удлинений мелкозернистых кварцевых зерен песчаников пласта $Ю_1^2$ в скв. 1087 Игольско-Талового месторождения



а) обр. 86 *б) обр. 91*

Рис.3 Розы-диаграммы удлинений кварцевых зерен песчаников пласта $Ю_1^2$ в скв. 1087 Игольско-Талового месторождения

Таким образом, необходимо отметить, что основными механизмами, существенно влияющими на формирование упорядоченного строения пород песчаников пласта $Ю_1^2$ Игольской площади, являлись вдольбереговые течения и прибойные потоки. Преимущественной ориентировкой удлинений обломочных зерен является ориентировка северо-восточного направления. Немаловажное значение в разбросе ориентировок имеют различные неоднородности потока. Наложение этих факторов друг на друга обусловливает более сложную картину ориентировки, однако, и здесь просматривается общая закономерность в расположении обломочных зерен.

ОСОБЕННОСТИ СОСТАВА УГЛЕВОДОРОДОВ (УВ) И МЕТАЛЛОПОРФИРИНОВ РАССЕЯННОГО ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА (РОВ) РАЗРЕЗА ЮРЫ КРАСНОЛЕНИНСКОГО СВОДА

М.В. Хохлова[2]

Научный руководитель заведующая лабораторией О.В. Серебренникова[1]

[1]Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

[2]Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья, г. Новосибирск, Россия

Состав РОВ разреза юры исследован на примере скв. 20081 Талинской площади, где в интервале 2370…2655 м проанализировано 49 образцов аргиллитов, алевритистых аргиллитов и песчаников.

Нижние 2 м разреза характеризуются низким содержанием органического вещества (ОВ). Величина отношения Pr/Ph свидетельствует о слабо окислительной обстановке осадконакопления. Повышенные значения nC17/n C27 свидетельствуют о незначительном вкладе в ОВ наземной флоры.

На глубине 2651 м обстановка осадконакопления меняется на резко окислительную, в осадке возрастает содержание ОВ, видимо, за счет наземных растений (низкие величины nC17/nC27). До глубины 2636 м условия в бассейне седиментации, количество ОВ, захоронившегося в осадке, и вклад отдельных биопродуцентов остаются

практически неизменными. В ОВ эпизодически появляются незначительные количества металлопорфиринов. По составу стеранов ОВ этого интервала соответствует области дельтово-континентальных отложений.

С глубины 2635 м до 2630 м условия осадконакопления постепенно меняются до слабо окислительных, затем слабо восстановительных. Песчаники с глубины 2623 м обогащены битуминозными компонентами, характеризующимися низкими значениями отношения Pr/Ph и nC17/nC27, отсутствием пигментов.

В аргиллитах интервала 2620…2611 м ОВ отличается повышенными концентрациями перилена и металлопорфиринов, представленных преимущественно комплексами с никелем. Это свидетельствует о мелководном бассейне, в котором происходило накопление ОВ. Тем не менее, состав стеранов этого интервала указывает на фации открытого моря, а состав гопанов – на близость состава ОВ одного из образцов к ОВ углей.

В пределах интервала происходила частая смена условий осадконакопления от резко окислительных до восстановительных (Pr/Ph от 3,2 до 1,4); имели место также вариации во вкладе отдельных биопродуцентов (nC17/nC27 – 1,1…3,5) в формирование состава ОВ. Такие условия могли существовать в прибрежной зоне морского бассейна, либо при активных трансгрессивно-регрессивных движениях.

В песчанике с глубины 2495,3 м содержание битуминозных компонентов невелико. В них присутствуют ванадилпорфирины. Величина Pr/Ph составляет 1,7, nC17/nC27 – 12,2.

Выше по разрезу аргиллиты интервала 2492,1…2494,5 м содержат ОВ, характеризующееся наличием перилена и высокими значениям Pr/Ph, оно накапливалось в окислительных условиях мелководного водоема. Об этом же свидетельствует состав стеранов.

Битумоид из песчаника с глубины 2480,2 м содержит ванадиловые и никелевые комплексы порфиринов с преобладанием последних. Отношение Pr/Ph составляет 2,8. По своему составу он практически идентичен присутствующему в аргиллитах с глубины 2611,6 м.

Хорошая корреляция между составом битуминозных компонентов песчаника и подстилающих глинистых пород наблюдается в интервале 2425,4…2428,1 м. В них отсутствуют металлопорфирины, близки значения отношения Pr/Ph и остальные параметры состава алканов. Некоторое изменение величин показателей при переходе от глинистых к песчаным разностям согласуется с направленностью их изменения при миграции из материнской толщи. Последующие 6 м, сложенные алевритистыми аргиллитами, алевропесчаниками, песчаниками и аргиллитами до глубины 2417,8 м, характеризуются ОВ, отличающимся повышенными значениям nC17/nC27 и отсутствием пигментов. Величина Pr/Ph растет вверх по разрезу от 1,6 до 2,5…3.2.

С глубины 2411 м в ОВ появляются пигменты. Сначала это перилен и никелевые порфирины, с глубины 2409,5 м – никелевые и ванадиловые комплексы порфиринов. В аргиллитах интервала 2410…2371 м вверх по разрезу прослеживается тенденция к увеличению содержания ОВ, концентрации металлопорфиринов в битумоидах и снижение концентрации комплексов порфиринов с никелем, указывающее на постепенную смену обстановки в бассейне седиментации в рассматриваемое время с мелководной на более глубоководную. Вероятно, в этот период происходил активный подъем уровня мирового океана и участок бассейна, где накапливались осадки с глубины 2371…2387,3 м, находился достаточно далеко от береговой линии. Аргиллиты этого интервала отличаются высокими значениями битумоидного коэффициента, невысокими величинами отношения Pr/Ph и повышенной долей в смеси металлопорфиринов комплексов с ванадилом. Все это указывают на морские восстановительные условия накопления ОВ в этот период времени и, как следствие, высокий нефтегенерационный потенциал этих отложений.

В плоскости nC17/nC27 – Pr/Ph ОВ этого интервала соответствует области нормальных нефтей (рис.1).

Среди песчаников разреза выделяются две разности: на глубине 2622,7 м они содержат остаточный битумоид, в интервале 2419…2496 м – измененный при миграции, а на глубине 2480,2 м – битумоид, соответствующий нормальной нефти. Аргиллиты в интервале 2411…2424 м содержат эпигенетичный битумоид, остальные, за исключением интервала 2409…2371, содержат потенциально нефтематеринское ОВ, способное генерировать высоко парафинистые и смешанные нефти.

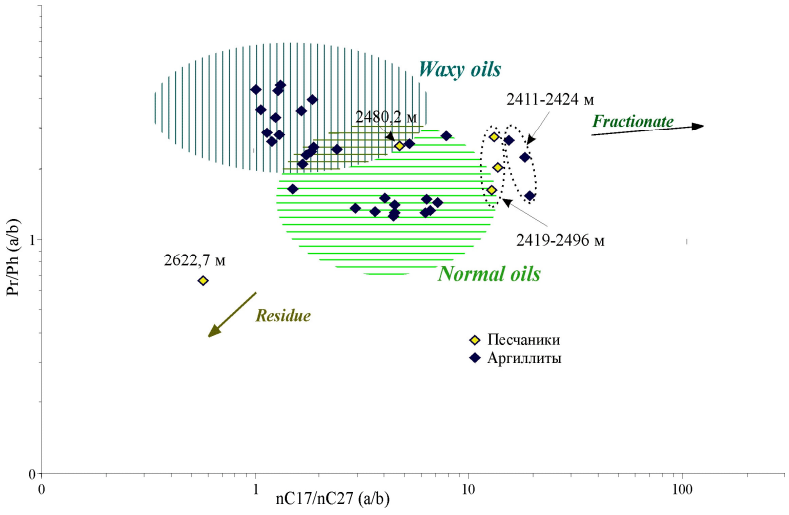


Рис.1 Группировка РОВ скв. 20081 Талинской площади по составу алканов

В соответствии с расчетной отражательной способностью витринита РОВ пород по всему разрезу относится к малозрелому (по своей термической преобразованности находится в начале главной фазы нефтеобразования). Аналогичное заключение может быть сделано и по соотношению изопреноидных и нормальных алканов (рис.2).

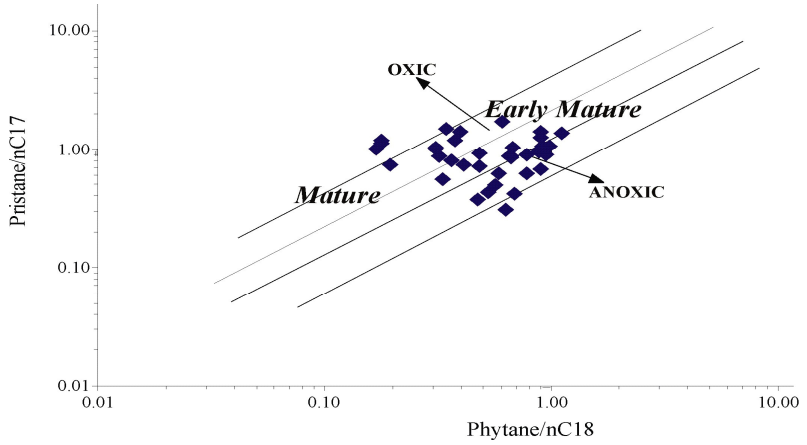


Рис.2 Зрелость РОВ скв. 20081 Талинской площади по соотношению изопреноидных и нормальных алканов

Сопоставление параметров состава нефтей и особенностей состава РОВ разреза Красноленинского свода показывает, что как нефти, так РОВ являются малозрелыми. Наличие во многих нефтях ванадилпорфиринов предполагает наличие этих соединений в ОВ нефтематеринской толщи. Такие отложения в разрезе присутствуют на глубине 2409…2371 м и 2610…2614 м. Учитывая, что при миграции из нефтематеринской толщи в коллектор, происходит снижение значения Pr/Ph и увеличение nC17/nC27, оба эти интервала могут рассматриваться в качестве потенциально нефтематеринских. В пользу этого заключения свидетельствуют также особенности состава стеранов и гопанов.

ШУНГИТ НА ЮВЕЛИРНОМ И ПОТРЕБИТЕЛЬСКОМ РЫНКЕ РОССИИ

Н.А. Цыро
Научный руководитель старший преподаватель Л.А. Зырянова
Томский государственный университет, г. Томск, Россия

В последние годы на прилавках магазинов и аптек появились различные изделия, при изготовлении которых, как заявлено на упаковках, используется шунгит. Нам предлагают шунгитовые фильтры для очистки воды, шунгитовые пластинки для сотовых телефонов – защита от электромагнитного излучения, шунгитовый щебень для массажа ступней, а пирамидки из шунгита используются в качестве сувениров, декоративных элементов, для зарядки воды и воздуха.

Целью работы стало выяснение, что называют шунгитом на российском рынке, верно ли это название и не принесет ли вред использование подобных изделий. Интерес к шунгиту вызван еще и тем, что в туристических центрах Горного Алтая активно торгуют подобными вещами, утверждая, что они обладают лечебным эффектом. В распоряжении автора имеется образец породы и копия сертификата, в котором утверждается, что: «Объект исследования: месторождение шунгита в окрестностях села Манжерок. Исследуемый материал: минерал «шунгит».

В процессе работы был исследован следующий каменный материал.

Образец 1. «Шунгитовая» пирамидка, приобретенная в розничной торговле г. Томска как пирамидка из карельского шунгита.

Образец 2. Сопровождается сертификатом радиационного качества № 0175, в котором указан «Минерал «шунгит» – речная терраса р. Катунь, окрестности с. Манжерок, Республика Алтай».

Образец 3. «Шунгитовый» щебень для очистки воды, сопровождаемый этикеткой, на которой указано, что щебень из Карелии.

Образец 4. «Шунгитовый» щебень, приобретенный в розничной торговле г. Москвы как карельский.

Согласно «Геологическому словарю» [4], шунгиты – богатые высокометаморфизованным органическим веществом породы протерозойского возраста, основу которых составляют сланцы или алевролиты, содержащие скрытокристаллический углерод.

Кремнистые шунгиты, содержащие менее 5 % углерода и свыше 95 % кремнезема, называются лидитами, используются как пробирный камень.

Высокоуглеродистые шунгиты, содержащие больше 20 % углерода и менее 70 % кремнезема, применяются в качестве штучного облицовочного камня. Так, блоки из карельских шунгитов пошли на отделку мавзолея В.И. Ленина. Кроме того, шунгит используется для производства художественных красок и легких бетонов. В России открытым способом разрабатывается Нигозерское месторождение шунгитов в Карелии [7].

По «Геммологическому словарю», шунгит встречен в виде жил в аспидных шунгитовых сланцах. Непрозрачный. Цвет черный, блеск металловидный, твердость 3,5 – 4, плотность 1,8 – 2,0 г/см^3, хрупкий, с раковистым изломом, обладает значительной электропроводностью [3].

Согласно последним исследованиям, шунгит – это порода, которая содержит в своем составе фуллерены – особую форму существования углерода в виде сферических молекул. В породе углерод распределен равномерно в виде комочков или глобул. Размер глобул от 100 до 500 ангстрем.

Впервые фуллерены были обнаружены случайно и считались искусственно синтезированным веществом. Их исследовали в аспектах микроэлектроники, сверхпроводимости покрытий, адсорбентов, синтеза алмазов, катализаторов в тонких химических технологиях и в фармацевтике, в оптике со сверхвысокими характеристиками. Выявленные в процессе изучения технологические характеристики фуллеренов превзошли все ожидания. Вещество оказалось уникальным по широте спектра практического применения [2].

Высокие цены на фуллерен обусловлены тем, что его синтез – весьма энергоемкий процесс, идущий при температуре 6000…12000 С° при граммовых выходах за час. В 1992 году фуллерены были открыты в Карельских шунгитовых сланцах, про целебные свойства которых ходят легенды. Шунгитом действительно можно очищать воду, так как фуллерены обладают суперадсорбционными свойствами. Возможности использования шунгитов различны, это как минимум, адсорбенты, лечебные средства, наполнители. Лечебные качества воды достигаются следующим образом: с поверхности обломков свежераздробленной породы целебные комплексы углерода легко выходят в холодную воду и дают эффект марциальных вод.

На Земле, помимо шунгита, фуллерены известны в некоторых глубинных магматических породах [5], что подтверждает гипотезу, выдвинутую в 1986 году П.Ф. Иванкиным, Л.П. Галдобиной и Ю.К. Калининым, об эндогенном источнике углерода в карельских породах. Исследователи считают: «Существующие представления о биогенной природе углерода шунгитов и сингенетичности его с осадкообразованием накопленными фактическими данными не подтверждаются. Более надежно обосновывается положение о том, что привнос и отложение углерода и сопутствующих ему в повышенных количествах металлов (V, Co, Ni, Cr, Zn, Cu, Pb, Hg и другие) осуществлялся глубинными газовыми потоками, сопутствовавшими внедрению по глубинным разломам мантийных расплавов» [6, с.154].

Для решения поставленных задач проведены следующие виды анализов.

Для определения валового химического состава выполнен полуколичественный спектральный анализ, по результатам которого, с учетом средней относительной ошибки методики, сделан вывод, что все четыре пробы сходны по содержанию элементов. Сравнение результатов анализа с кларками химических элементов в сланцах и сланцах с глиной [1] показало, что содержания Pb, Ba, Cr и Cd не превышают кларковых во всех образцах. Несколько завышено содержание Cu в четвертой, а Zn во второй породах.

Для выяснения форм нахождения таких элементов, как Pb, Cu, Zn, определенных полуколичественным спектральным анализом и способных слагать рудные минералы, проведены исследования в отраженном свете. Установлено, что в пирамидке присутствует мелкая вкрапленность пирита, во втором образце – тонкие выделения халькопирита, пирита, гематита, марганцевых минералов (браунит), третий образец содержит пирит.

Определение зольности проводилось по специальной методике. Подсчитано, что в пирамидке содержание органики составляет 30 %, а в образце из Горного Алтая 6,5 %.

По результатам рентгенофазового анализа в качестве основной фазы во всех образцах определен кварц. В четвертом образце слабо проявлены линии, позволяющие предполагать присутствие мусковита или иллита и, возможно, глауконита. Важно, что в результате интерпретации данных, полученных рентгенофазовым анализом, графит не установлен, из этого делается вывод, что органика находится в аморфном состоянии.

Для уточнения минерального состава выполнены исследования шлифов образцов в проходящем свете на поляризационном микроскопе Axioskop 40. Исследования выявили, что основная масса первой породы сложена кварц-халцедоновой массой, второй породы – кварцем и полевыми шпатами, четвертой – кварцем, а в третьей преобладает аморфное вещество. Наиболее крупные пластинки мусковита найдены в алтайском образце, а также он присутствует в первом и четвертом. Сульфиды и гидрослюды установлены в первой, второй и третьей породах, а каолин – в первом образце. Возможно, в четвертой породе присутствует глауконит, что согласуется с результатами рентгенофазового анализа.

Известно, что шунгит обладает хорошей электропроводностью [3]. В связи с этим, были проведены испытания на тестере Sanwa. В результате установлено, что очень хорошо проводит ток лишь третий образец, первый также обладает электропроводностью, но в гораздо меньшей степени, а вот алтайская порода и четвертый «шунгит» не электропроводны. Уровень бета-излучения замерялся дозиметром «Прогресс», радиоактивность исследуемых пород не превышает нормы. Замеренная гидростатическим методом плотность образца с Горного Алтая равна 2,75 г/см^3, а пирамидки – 2,76 г/см^3, что превышает плотность шунгитовой породы. Плотность двух других пород соответствует шунгитовой, она равна 2,05 г/см^3 для третьего образца и 2,5 г/см^3 для четвертого.

Сравнительный анализ полученных результатов позволяет заключить, что исследуемые образцы в целом имеют сходный минеральный состав с кремнистыми карельскими шунгитами. Но четвертый образец наиболее отличен, он выделяется количеством органики, пачкает руки и очень похож на уголь. А проверка электропроводности позволяет относить к шунгиту лишь первую и третью породы. Плотность первого и второго образцов превышает шунгитовую. Таким образом, только щебень под номером три по перечисленным параметрам соответствует шунгиту.

П.Ф. Иванкиным и другими высказывается мнение о том, что шунгиты со всем реальным многообразием их типов являются продуктами углеродистого метасоматоза, приобретающего в условиях структуры Онежской мульды необычайно большую интенсивность и, возможно, специфические формы проявления [6].

Сопоставление геологического строения Горного Алтая и Карелии не подтверждает предположение о том, что шунгитовые породы будут установлены на территории Горного Алтая. В результате анализа данных о геологическом строении площади, с которой был отобран второй образец, можно сказать: в Юстыдской впадине Горного Алтая не было геологических предпосылок для формирования шунгитовых пород на основе гипотезы, выдвинутой П.Ф. Иванкиным, Л.П. Галдобиной и Ю.К. Калининым, об эндогенном источнике углерода в карельских породах.

Прежде всего, заметна разница возраста: карельские породы – протерозойские, алтайские – девонские. В Карелии активизация архейского «зеленокаменного комплекса» сопровождалась интенсивным магматизмом и метаморфизмом, на Алтае признаки метаморфизма в породах самой высокоуглеродистой свиты юстыдской серии – ташантинской не закартированы. И хотя в Юстыдском прогибе контакты с породами обрамления повсеместно тектонические, внедрения силлов магматмческих пород, как в Онежской мульде, нет. Таким образом, геологическое строение районов очень различается.

Итак, разносторонние исследования образцов установили, что характеристики щебня под номером три сходны со свойствами шунгитовых сланцев, поэтому, как считает автор, лишь третий образец можно называть шунгитом.

В заключение отметим, что ни в одном из образцов не было выявлено вредных и опасных примесей, но в то же время за неимением возможности установить наличие фуллеренов о пользе и лечебных эффектах их говорить сложно.

Выполненная работа фактически подтвердила, что на ювелирном и потребительском рынке России под видом шунгита продаются разнообразные породы.

Литература

1. Алексеенко В.А. Экологическая геохимия: Учебник. – М.: Логос, 2000. – 627 с.
2. Баженов А.В. Башкин И.О. Кведер В.В. Фуллерены // Наука – производству. – Томск, 2001. – №2(40). – С. 4 – 11.
3. Буканов В.В. Цветные камни. Геммологический словарь. – СПб., 2001. – 208 с.
4. Геологический словарь. – М.: Недра, 1978. Т.2. – 465 с.
5. Горная энциклопедия / Под ред. Е.А. Козловского – М.: Советская энциклопедия, 1991. – Т.5. – 547 с.
6. Иванкин П.Ф., Назарова Н.И. Методика изучения рудоносных структур в терригенных толщах. – М.: Недра, 1988. – 254 с.
7. http://www.xing.com.ua/shungit-emi.htm

ЧАРОИТЫ В ЭКСПОЗИЦИЯХ МИНЕРАЛОГИЧЕСКОГО МУЗЕЯ ТОМСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА

Д.А. Черданцева
Научный руководитель доцент Л.А. Краснощекова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Среди форм изменчивой и умирающей живой природы вечными и незыблемыми остаются художественные произведения, выполненные в камне.
А.Е. Ферсман

Природа не особенно щедра на фиолетовые камни. Выставленные в минералогическом музее Томского политехнического университета образцы чароитита (породы, содержащей уникальный минерал чароит с необычайно широкой гаммой фиолетовых тонов – от резко чернильного до нежнейших оттенков фиалки) не оставляют равнодушным ни одного из посетителей.

Породы, содержащие чароит, впервые были обнаружены среди метаморфических и терригенно-карбонатных толщ Чарской глыбы (западная часть Алданского щита) в 1948 году и ошибочно названы куммингтонитовыми сланцами (куммингтонит – магнезиальный амфибол). Впоследствии окажется, что в чароите магния практически нет.

Спустя два десятилетия геологи В.П. и Ю.Г. Роговы стали первооткрывателями как самого чароита, так и сопутствующих ему минералов, среди которых многие к тому времени были неизвестны.

Место находки чароита находится на границе Иркутской области и Республики Саха (Якутия), занимая площадь около 10 км^2. Название «Сиреневый камень» оно получило благодаря необыкновенной окраске чароититов.

В геологическом отношении месторождение приурочено к южному экзоконтакту Мурунского щелочного массива, отличительной особенностью которого является его калиевая специализация. Аналогичные по составу массивы в мире встречаются достаточно редко и известны лишь в Австралии, США (Калифорния) и в Европе на о-ве Корсика.

Для всех массивов этой группы характерны высокое содержание щелочей, сумма которых, как правило, значительно превышает содержание глинозема, а также преобладание K_2O над Na_2O.

Кроме того, для пород самого массива и для сопутствующих ему преимущественно метасоматических образований, располагающихся по периферии массива, характерно повышенное содержание таких элементов, как Ba, Si, Ti, Zr и Th, что в свою очередь приводит к появлению в их составе ряда редких, необычных минералов, многие из которых оказались новыми, впервые встреченными на земном шаре только в зоне развития чароитовой минерализации.

К настоящему времени минеральный состав чароититов изучен достаточно полно. За сравнительно короткий отрезок времени (чуть более 30 лет) на месторождении открыто более 40 новых и редчайших минералов.

Первым минералом, открытым на месторождении Сиреневый Камень, был тинаксит, образующий неравномерно рассеянные медово-желтые кристаллы, иногда группирующиеся в радиально-лучистые агрегаты.

Вторым был собственно чароит, который можно считать рекордсменом среди открытых в XX в. За всю историю этого периода минералогия не знает ни одного вновь открытого минерала, который был бы встречен в таких количествах, как чароит.

В процессе дальнейшего изучения чароититов были открыты токкоит ($K_2Ca_4Si_7O_{17}(O,OH,F)_4$) – серебристо-коричневой окраски, получивший свое название по месту находки в бассейне р. Токко, франкаменит ($K_3Na_3Ca_5(Si_{12}O_{30})F_3(OH)$-$H_2O$) – в память об известном кристаллографе профессоре В.А.Франк-Каменецком, и другие, не столь редко встречающиеся минералы. Из остальных, известных на месторождении Сиреневый Камень, следует упомянуть о стисните ($ThCaSi_8O_{20}$). Присутствие в его составе тория делает радиоактивным как сам минерал, так и содержащие его породы.

Существует большое количество классификаций чароититов. Если исходить из предположения, что формирование данной породы представляло собой длительный процесс, а кристаллизация тех или иных минералов в ней зависела от соотношения химических потенциалов различных катионов в растворах, то следует принять во внимание следующую классификацию чароититов по их текстурным особенностям (таблица).

Таблица

Классификация по М.Д. Евдокимову (1985)

Текстуры	***Стадия образования***	***Область локализации***
Сливной (бесструктурный)	***Ранняя***	***Мелкие жилы и трещины и полости***
Параллельно-волокнистый		***Вмещающие фениты***
Облегающе-волокнистый		***Границы зерен отдельных минералов и обломков пород***
Спутанно-волокнистый	***Стадия растворения и выноса неустойчивых минералов***	***Области выщелачивания***
Радиально-лучистый		***Местами замещает спутанно-волокнистый***
Мозаично-волокнистый (паркетный)	***Период тектонических подвижек***	***Основная масса месторождения***
Сланцеватый и плойчатый		
Сноповидный	***Поздняя (завершающая)***	***Локальные проявления***

Из представленных в коллекции образцов значительную часть составляют неоднородно окрашенные чароититы.

Наибольшим числом цветовых вариаций отличаются образцы пятнисто-лучистой текстуры. На фоне насыщенной фиолетовой окраски контрастными пятнами выделяются лучистые агрегаты черного эгирина ($NaFeSi_2O_6$), золотистого или коричнево-желтого тинаксита ($NaK_2Ca_2TiSi_7O_{19}(OH)$) и округлые пятна темно-зеленого полевого шпата.

Форма выделений породообразующих минералов обусловливает пятнисто-лучистую текстуру камня. Среди пятнисто-лучистых чароититов выделяются «пейзажные» разновидности с причудливыми пятнами густо-фиолетового и бледно-зеленого цветов и с радиально-лучистыми образованиями черного и золотистого цветов. Пятнисто-лучистые разновидности — прекрасное поделочное сырье и интереснейший коллекционный материал.

Наибольшую ценность представляет чароит, обладающий шелковистым перламутровым блеском, а также тот, в котором проявляется ирризирующий эффект «кошачьего глаза».

Главной особенностью изделий из чароитов является наличие нескольких видов текстур.

На вазах, представленных в коллекции Минералогического музея Томского политехнического университета, отмечается крустификационное обрастание чароита вокруг зерен КПШ, ярко-фиолетовый сланцеватый и образующий геометрический рисунок плойчатый чароит. Уникальные с ювелирной и декоративной точек зрения экспонаты музея завораживают.

Чароититы из коллекции Минералогического музея ТПУ насчитывают десятки декоративных разновидностей, характеризующихся широкой изменчивостью окраски, минерального состава и структурно-текстурных показателей, от которых зависят рисунок и прочность породы. Макро- и микроскопическое изучение коллекции чароититов в дальнейшем позволит рассмотреть их текстурно-структурные особенности и художественно-декоративные качества согласно различным классификациям.

Литература

1. Белов С.В., Фролов А.А. Посланцы мантийных магм // Природа. – М., 1998. – №11. – С. 44 – 56.
2. Киевленко Е.Я. Декоративные разновидности цветного камня СССР. – М.: Недра, 1989. – 287 с.

3. Лазебник К.А., Никишова Л.В., Лазебник Ю.Д. Токкоит – новый минерал чароититов // Минерал. журн. – М., 1986. – №3. – С. 85 – 89.
4. Никишова Л.В., Лазебник К.А., Рождественская И.В., Емельянова Н.Н. Франкаменит K3Na3Ca5(Si2O30)F3(OH)-H2O – новый минерал, триклинный аналог канасита из чароититов // Зап. ВМО, 1996. – Вып.2. – С. 106 – 107.
5. Рогов Ю.Г., Рогова В.П., Воронков А.А., Молева В.А. Тинаксит NaK2Ca2TiSi7O19(OH) – новый минерал // Докл. АН СССР. – М., 1965. – Т.162. – №3. – С. 658 – 661.
6. Рогова В.П., Рогов Ю.Г., Дриц В.А., Кузнецова Н.Н. Чароит – новый минерал и новый ювелирно-поделочный камень // Зап. ВМО, 1978. – Вып.1. – С. 94 – 100.
7. Соболева Т.В., Смирнова А.А., Соболева А.А. Оценка качества ювелирно-поделочного чароита и его ювелирных разновидностей // Материалы VI Междунар. конф. «Минералогия, геммология, искусство». – СПб., 2003. – С. 69 – 70.

ПЕТРОЛОГИЯ РАССЛОЕННЫХ МАФИТ-УЛЬТРАМАФИТОВЫХ ИНТРУЗИЙ НИЖНЕДЕРБИНСКОГО КОМПЛЕКСА (СЕВЕРО-ЗАПАД ВОСТОЧНОГО САЯНА)

Т.Ю. Черкасова
Научный руководитель профессор А.К. Мазуров
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Объектами петрологического изучения явились потенциально рудоносные на Cu, Ni, Pt мафит-ультрамафитовые массивы северо-западной части Восточного Саяна. Основное внимание было уделено Бурлакскому, Нижнедербинскому массивам. В результате проведенных исследований с привлечением данных других исследователей вытекают следующие петрогенетические выводы.

1. Исследуемые массивы расположены в различных структурно-тектонических зонах. Бурлакский и Нижнедербинский расслоенные мафит-ультрамафитовые массивы приурочены к северо-западной части Дербинского антиклинория и локализованы среди нижнепротерозойских метаморфических образований дербинской свиты, которые представлены, главным образом, кристаллическими сланцами и мраморизованными известняками [1]. Породы интенсивно дислоцированы и часто дезинтегрированы на отдельные блоки. Они имеют преимущественно субмеридиональное простирание и довольно крутые углы падения как на запад, так и на восток, тем самым отражая наличие складчатых структур.

2. Бурлакский и Нижнедербинский мафит-ультрамафитовые массивы представляют собой интрузии линзовидной формы, являющиеся дискордантными телами. Для них характерна первично магматическая расслоенность [1, 2]. Внутреннее строение массивов и их контакты с вмещающими породами осложнены многочисленными дизъюнктивными нарушениями. В нижней части разреза наблюдается ритмичное переслаивание, главным образом, верлитов и пироксенитов, среди которых отмечаются аподунитовые и апогарцбургитовые серпентиниты. Верхняя часть разреза сложена преимущественно габброноритами и габбро. Контакты между породами часто имеют постепенный характер. По особенностям внутреннего строения эти массивы относятся к габбро-пироксенит-дунитовому формационному типу и сформировались в результате фракционной кристаллизации базальтовой магмы в камере в условиях фации средних глубин [1]. Они обнаруживают сходство с аналогичными интрузиями габбро-пироксенит-дунитового формационного типа Западного Саяна и Урала.

3. Бурлакский и Нижнедербинский массивы сложены ультрамафитами и габброидами. Ультрамафиты представлены преимущественно верлитами, вебстеритами и клинопироксенитами при подчиненной роли аподунитовых и апогарцбургитовых серпентинитов. Вебстериты, клинопироксениты и верлиты между собой имеют постепенные переходы. Они сложены, главным образом, клинопироксеном, при небольших содержаниях оливина, ортопироксена и реже роговой обманки, количественные вариации между которыми определяют их различия. Породы часто обнаруживают кумулятивную структуру, в которых кумулусная фаза сложена таблитчатыми и субизометричными зернами клинопироксена и реже ортопироксена, интерстиции между которыми выполняют ксеноморфные зерна оливина и роговой обманки. Формирование полосчатой серии ультрамафитов, очевидно, связано с фракционной кристаллизацией расплава в стационарной камере. Наличие в верхних горизонтах разреза роговообманковых пироксенитов и горнблендитов, в которых роговая обманка является первично магматическим минералом, свидетельствует о достаточно высокой водонасыщенности магматического расплава (превышающей 3 %) на позднемагматической стадии кристаллизации [5].

Верлиты и пироксениты обычно сохраняют свежий облик. В них вторичные изменения, как правило, связаны с замещением пироксенов тремолитом, актинолитом, либо уралитом, иногда с образованием псевдоморфоз. Оливин в них замещается петельчатым лизардитом. Дуниты и гарцбургиты в условиях формирования интрузии оказались неустойчивыми и полностью серпентинизированы, очевидно, в процессе автометасоматических процессов. Оливин в них заместился пластинчатыми и секториальными агрегатами лизардита, а ортопироксен – таблитчатыми зернами бастита.

Габброиды Бурлакского массива представлены преимущественно неизмененными лейкократовыми габброноритами и частично оливиновым габбро. Для них характерна офитовая, реже габбровая структура и трахитоидная текстура. Они претерпели интенсивные пластические деформации, что находит отражение в изгибе длиннопризматических кристаллов плагиоклаза, их рекристаллизации по краям и нередко дезинтеграции на отдельные субблоки. Трахитоидность пород, вероятно, отражает плоскость и направление их пластического течения.

Полученные результаты петрографического изучения подтверждают принадлежность Бурлакского и Нижнедербинского массивов к расслоеннным мафит-ультрамафитовым интрузиям. Наличие кумулятивных структур в ультрамафитах и офитовых – в габброидах, очевидно, свидетельствует о формировании массивов в условиях сравнительно небольших глубин. Присутствие признаков пластических деформаций в минералах

свидетельствует о вовлечении пород массивов в постмагматическую стадию в интенсивные пластические деформации.

4. При рассмотрении химического состава главных породообразующих минералов в ультрамафитах исследуемых массивов выявлены основные тенденции их вариаций и предполагаемые термодинамические условия их образования.

Формирование расслоенной серии пород Бурлакского и Нижнедербинского массивов, очевидно, происходило в условиях фракционной кристаллизации магматического расплава. С использованием геотермометров и геобарометров по составам сосуществующих пироксенов рассчитаны давления кристаллизации пород от 14 до 17 кбар, а температуры при заданном давлении 15 кбар варьируют в пределах 1300…880°С. Пониженные температуры кристаллизации для роговообманковых вебстеритов, вероятно, обусловлены водонасыщенностью магматического расплава на позднемагматической стадии [5]. Для габброноритов температуры кристаллизации оказываются несколько ниже, чем для ультрамафитов.

5. Петроструктурные узоры ориентировок оливина и клинопироксена в верлитах Бурлакского и Нижнедербинского массивов сформировались, очевидно, в стационарной камере в условиях ограниченного ламинарного течения магматического расплава в горизонтальной плоскости [4]. В результате сформировались сложные, почти изотропные петроструктурные узоры, обусловленные, главным образом, гравитационным осаждением кристаллов минералов на дно камеры. Последующие наложенные пластические деформации способствовали упорядочению петроструктурных узоров как оливина, так и клинопироксена, и протекали в условиях понижения температур (1000…500° С), высокой скорости деформации ($\varepsilon \approx 10^{-3}$ с-1) и высоком стрессе (>100 МПа).

6. Исследуемые массивы являются потенциально рудоносными (Бурлакский, Нижнедербинский) [3]. В Бурлакском массиве сульфидная, главным образом, никелевая минерализация с платиноидами связана с наиболее высоко магнезиальными породами и установлена в нижней и верхней частях ультрамафитового разреза [2]. Сульфидная вкрапленность выявлена также в габброидах массива. Однако рудная минерализация как Бурлакского, так и Нижнедербинского массивов остается слабо изученной и требует дальнейшего исследования.

Литература

1. Волохов И.В., Иванов В.М. Нижне-Дербинский габбро-пироксенит-перидотитовый интрузивный комплекс Восточного Саяна // Геология и геофизика. – М., 1964. – №5. – С. 52 – 67.
2. Еханин А.Г., Филиппов Г.В., Аникеева А.Н. Особенности геологического строения и рудоносности Бурлакского ультрабазит-базитового массива (Восточный саян) // Изв. Высших учебных заведений (серия геология и разведка). – М., 1991. – С. 72 – 78.
3. Романов А.П., Чернышов А.И. Рудоносность ультрамафитов юга Красноярского края // Проблемы геологии и разведки месторождений полезных ископаемы: Труды Всерос. научн. конф. – Томск, 2005. – С. 145 – 147.
4. Чернышов А.И., Романов А.П. Петроструктурный анализ оливина в ультрамафитах расслоенных интрузий нижнедербинского комплекса // Геол. и металлогения ультрамафит-мафитовых и гранитоидных интрузивных ассоциаций складчатых областей. – Екатеринбург, 2004. – С.241 – 243.
5. Holloway J.R., Burnham C.W. Melting relations of basalt with equilibrium water pressure less than total pressure // J. Petrology, 1972. – V.13. – P. 1 – 29.

ТИПОХИМИЗМ СЛЮД ГРАНИТОВ РАПАКИВИ САЛМИНСКОГО МАССИВА (СЕВЕРНОЕ ПРИЛАДОЖЬЕ)

Е.В. Шуклина, Е.В. Баданина, Е.В. Волкова
Научный руководитель профессор Л.Ф. Сырицо
Санкт-Петербургский государственный университет, г. Санкт-Петербург, Россия

Салминский массив относится к анортозит-рапакивигранитной формации. Породы массива представлены тремя фазами [4] – биотит-амфиболовыми, биотитовыми и альбит-протолитионитовыми гранитами. Состав слюд изучался микрозондовым методом в ГеоИсследовательском центре г. Потсдам (Германия) на приборе Cameca SX-50. Расчет содержания лития производился по формулам для триоктаэдрических слюд $Li_2O = 3{,}5*Rb_20^{1.55}$, $Li_2O = 0.177*F^{1.642}$ [5]. Для проверки рассчитанных содержаний лития был использован метод ИК-спектроскопии (пики в области 425…450 $см^{-1}$, которые соответствуют связи Si-O-Li), для единичных образцов выполнено определение содержания лития методом фотометрии пламени. Результаты исследований показывают, что слюды гранитов Салминского массива являются высокожелезистыми (до 36,39 мас.% FeO) и отличаются высокой концентрацией хлора (до 1, 3 мас.% Cl). В эволюционном ряду пород от первой фазы к третьей в слюдах происходит уменьшение содержаний Ti, Mg, Fe и увеличение содержаний Mn, Rb, Li. В этом же процессе наблюдается прямая корреляция между накоплением F и снижением концентрации Cl (рис.1). Так, содержание хлора в I фазе составляет 0,83±0,47 мас.% Cl, в III фазе снижается до 0,04±0,01 мас.% Cl. В то время как концентрация фтора увеличивается от 0,44±0,08 мас.% F в амфибол-биотитовых гранитах до 5,20±1,05 мас.% F в дайках альбит-протолитионитовых гранитов, а в пегматоидных обособлениях, залегающих в гранитах III фазы, его содержание достигает 7,83±0,42 мас.% F.

Состав слюд рассмотрен на классификационной диаграмме М. Фостер [6], из которой следует, что в наиболее ранних амфибол-биотитовых гранитах они представлены самыми железистыми разновидностями и являются лепидомеланами и сидерофиллитами. На диаграмме для слюд, содержащих более 0,2 мас.% Li_2O [2], рис.2, составы слюд из пород Салминского массива варьируют от биотита в овоидных гранитах II фазы до циннвальдита в пегматоидных образованиях, залегающих в альбит-протолитионитовых гранитах. Слюды из

пород II фазы представлены преимущественно биотитами (две точки состава отвечают протолитионитам), слюды мелкозернистых гранитов III фазы и их даек являются протолитионитами. Подобная направленность эволюции состава слюд характерна для фанерозойских редкометалльных гранитных интрузий, с поздними дифференциатами которых связаны редкометалльные (Ta, Nb) месторождения и рудопроявления. В качестве сравнения с эволюционным рядом слюд Салминского массива на рис.2 приведен тренд эволюции состава слюд танталоносных массивов кукульбейского комплекса в Восточном Забайкалье. Однако для гранитов рапакиви эволюция заканчивается образованием циннвальдита, тогда как в редкометалльных массивах Забайкалья она завершается образованием лепидолитов.

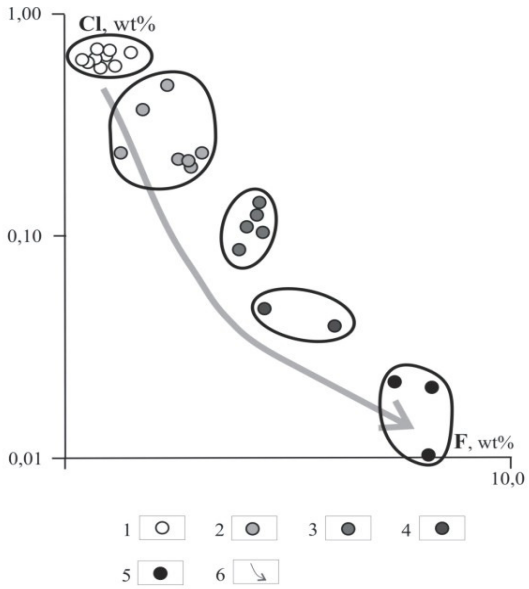


Рис.1 Изменение содержаний фтора и хлора в слюдах Салминского массива 1 – крупнозернистые порфировидные и овоидные граниты северо-восточного фланга и центральной части массива; 2 – средне-, равномернозернистые граниты с морионоподобным кварцем; 3 – мелкозернистые микроклин-альбитовые граниты; 4 – дайкимелкозернистых микроклин-альбитовых гранитов; 5 – пегматоиды; 6 – тренд изменения взаимных содержаний F и Cl в слюдах из гранитов

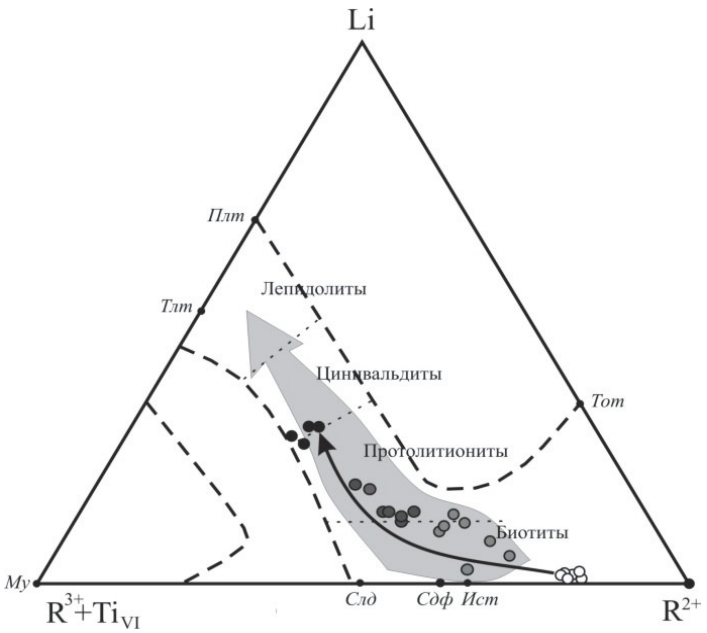


Рис.2 Положение состава слюд из гранитов Салминского массива на номенклатурной диаграмме по [2]

Для оценки режима кислотности-щелочности среды минералообразования использовалась диаграмма на основе S и m параметров слюд, предложенная А.А. Маракушевым и И.А. Тарариным [3], исходя из которой, устанавливается, что при формировании последовательных фаз гранитов Салминского массива происходило резкое снижение щелочности. Для оценки уровня флюидонасыщенности, щелочности и температуры была использована диаграмма В.С. Иванова [1], на ней также фиксируется падение щелочности от ранних пород к более поздним, однако уровень флюидонасыщенности и температура кристаллизации остаются практически неизменными, что не соответствует действительности. Вероятно, эта диаграмма не применима для изучаемых слюд, вследствие их аномально высокой железистости.

Литература

1. Иванов В.С. О влиянии температуры и химической активности калия на состав биотитов в гранитоидах (на примере Западно- и Восточно-Иультинского интрузивов Центральной Чукотки) // Известия АН СССР, серия геологическая. – М., 1970. – №7. – С. 13 – 24.
2. Лапидес И.Л., Коваленко В.И., Коваль П.В. Слюды редкометалльных гранитоидов. – Новосибирск: Наука, 1977. – 256 с.
3. Маракушев А.А., Тарарин И.А. О минералогических критериях щелочности гранитоидов // Известия АН СССР, серия геологическая. – М., 1965. – №3. – С. 20 – 37.
4. Хазов Р.А. Геологические особенности оловянного оруденения Северного Приладожья. – Л.: Недра, 1973. – 87 с.
5. Tischendorf G., Gottesmann B., Foerster H.J., Trumbull R.B. On Li-bearing micas: estimating Li contents from microprobe analyses and an improved diagram for graphical representation // Mineralogical magazine, 1997. – V.61. – P. 809 – 834.
6. Foerster M.D. Interpretation of the composition of trioctahedral micas // US Geol. Survey Prof. Paper, 1960. – №354. – P. 11 – 48.

ПЕТРОЛОГИЯ ВЕРХНЕ-КУНГУССКОГО УЛЬТРАМАФИТ-МАФИТОВОГО МАССИВА (СЕВЕРО-ЗАПАД ВОСТОЧНОГО САЯНА)

А.Н. Юричев
Научный руководитель профессор А.И. Чернышов
Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Ультраосновные, основные и средние породы, слагающие Верхне-Кунгусский массив, представлены многочисленными петрографическими разновидностями: лерцолитами, верлитами, роговообманковыми клинопироксенитами и горнблендитами, роговообманковыми норитами, роговообманковыми габбро-норитами, роговообманковыми габбро, кварц-роговообманковыми габбро-диоритами, диоритами, кварцевыми диоритами и тоналитами, между которыми устанавливаются переходные разности. Дайковый комплекс представлен роговообманковыми габбро-порфиритами, долеритами, диорит-порфиритами, кварцевыми диорит-порфиритами и спессартитами. Породы наблюдались только в делювиальных развалах, поэтому взаимоотношения между ними не были выяснены. Построенный нами гипотетический петрографический разрез Верхне-Кунгусского массива обнаруживает значительное сходство со сводным петрографическим разрезом расслоенных массивов Нижнедербинского перидотит-габбрового комплекса, которые представляют дифференцированные ультрамафит-мафитовые интрузии, в составе которых преобладающими породами являются основные ультрамафиты, и габброидами при подчиненной роли ультрамафитов. В то же время, петрографический разрез Верхне-Кунгусского массива существенно отличается от Кингашского рудоносного массива; в составе последнего преобладают ультраосновные ультрамафиты, главным образом, дуниты, и он относится к пикрит-верлит-дунитовому комплексу.

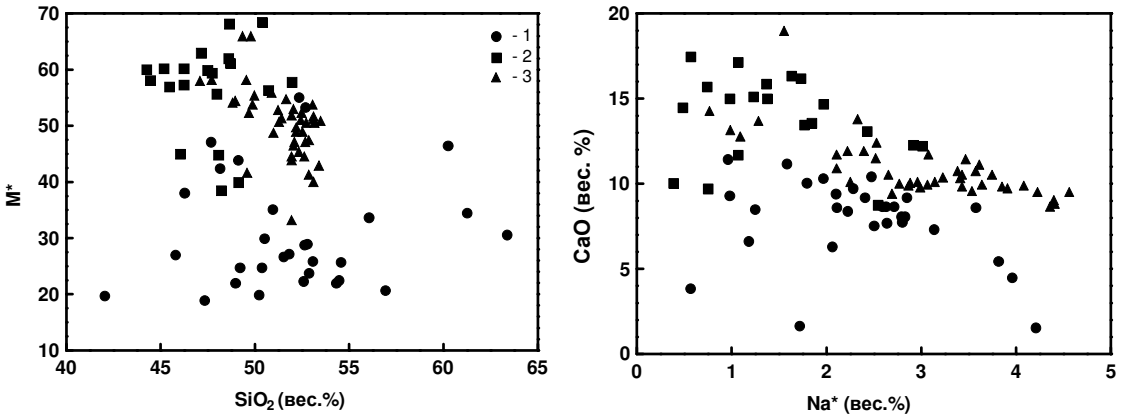


Рис. Состав габброидов Верхне-Кунгусского, Кингашского и Бурлакского массивов на бинарных диаграммах M*–SiO_2, CaO–Na*, где M*=MgO/(MgO+$FeO_{общ}$)*100, Na*=Na_2O+K_2O. Массивы: 1 – Верхне-Кунгусский, 2 – Кингашский, 3 – Бурлакский

В породах массива нередко отмечается вкрапленность рудных минералов. Их изучение позволило выделить два типа минерализации. Первый тип представлен железо-титанистой окисной минерализацией, которая включает следующие минералы: магнетит Fe_3O_4 ($FeO*Fe_2O_3$), ильменит $FeTiO_3$ ($FeO*TiO_2$), гематит Fe_2O_3, рутил TiO_2. Второй тип представлен сульфидной минерализацией: пиритом FeS_2, халькопиритом $CuFeS_2$ и пентландитом $(Ni,Fe)_9S_8$.

Анализ химического состава габброидов Верхне-Кунгусского, Кингашского и Бурлакского (нижнедербинский комплекс) массивов позволил выявить их отличительные петрохимические особенности (рис.). Для габброидов Верхне-Кунгусского массива характерен широкий разброс фигуративных точек, что свидетельствует о значительной вариации их составов. Они отличаются пониженной магнезиальностью и меньшими содержаниями CaO. Значительные вариации содержаний кремнезема, очевидно, свидетельствуют о кислом метасоматозе, которому были подвержены эти породы, на что указывает также постоянное присутствие в них кварца. Габброиды Кингашского массива отличаются от таковых Верхнее-Кунгусского массива более постоянным составом, для них характерна повышенная магнезиальность, известковистость и пониженная кремнекислотность и щелочность. Габброиды Верхне-Кунгусского массива являются более близкими по химическому составу к габброидам Бурлакского массива, однако для последних характерен более выдержанный состав и повышенная основность пород.

Таким образом, результаты наших исследований позволяют отнести Верхне-Кунгусский массив к расслоенным ультрамафит-мафитовым комплексам. Петрографическое и петрохимическое изучение позволило предположить, что габброиды и диориты Верхне-Кунгусского массива претерпели высокотемпературные метасоматические преобразования под воздействием внедрившихся гранитоидных масс, которые способствовали также мигматизации вмещающих метаморфических пород. На метасоматические преобразования габброидов и диоритов указывает постоянное присутствие в них зерен роговой обманки с высокой степенью идиоморфизма, в центральных частях которых довольно часто устанавливаются реликтовые зерна пироксенов, а также их повсеместное окварцевание. Процессы метасоматоза, вероятно, способствовали перераспределению рудных компонентов с формированием в отдельных участках массива рудной минерализации.

ПЕТРОГРАФИЯ ПОРОД ТАЛАЖИНСКОГО МАФИТ-УЛЬТРАМАФИТОВОГО РАССЛОЕННОГО МАССИВА (ВОСТОЧНЫЙ САЯН)

А.Н. Юричев
Научный руководитель профессор А.И. Чернышов
Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Талажинский массив расположен в северо-западной части Канской глыбы (Восточный Саян). По внутреннему строению и особенностям петрографического состава массив можно отнести к дунит-троктолит-анортозитовой формации, являющейся потенциально рудоносной на медь, никель и платиноиды [1]. Объектом петрографического изучения явились магматические породы. Наибольший интерес среди изученных пород представляют ультрамафиты и мафиты.

В результате детального петрографического изучения пород нами были выделены главные разновидности ультрамафитов и габброидов. Ультрамафиты представлены плагиодунитами и их измененными разновидностями: серпентинизированными плагиодунитами и апоплагиодунитовыми серпентинитами (лизардитового и антигоритового состава). Среди габброидов выделяются, преимущественно, троктолиты и их измененные разности – метатроктолиты и метасоматиты. При заметных количествах гиперстена и роговой обманки в количественно-минералогическом составе трактолитов, выделяются гиперстеновые, роговообманковые и гиперстен-роговообманковые троктолиты. Среди метасоматитов, образовавшихся на месте троктолитов, выделены породы хлорит-альбит-актинолитового, хлорит-актинолит-клиноцоизитового, тальк-карбонат-тремолит-хлоритового составов. Оливиновые габбро, метагабброиды и анортозиты пользуются ограниченным распространением.

Плагиодуниты (см. рис.). Структура пород средне-, крупнозернистая (3…8 мм), кумулятивная, в отдельных участках венцовая, текстура массивная. Количественно-минералогический состав: оливин ≈ 70 %, плагиоклаз ≈ 2 5%, рудные минералы до 5 %. Отмечаются тремолит и хлорит.

Оливин представлен округлыми и субизометричными зернами, иногда гипидиоморфными шестиугольными, которые являются кумулятивными образованиями – хадакристаллами. Они выделяются высоким рельефом, бесцветностью и высокими цветами интерференции. Для зерен оливина характерна обильная трещиноватость, при этом трещинки обычно выполнены тонкими петельчатыми жилками лизардита и магнетита.

Плагиоклаз наблюдается в виде ксеноморфных зерен, выполняющих интерстиции между кумулятивными зернами оливина. Для них характерны полисинтетические двойники. Вдоль границ плагиоклаза и оливина наблюдаются узкие келифитовые реакционные каймы, сложенные тремолитом, либо хлоритом.

Встречается другая генерация тремолита, выполняющая мелкие жилки, секущие породу. Жилки сложены удлиненными, призматическими и шестоватыми зернами.

Рудные минералы представлены преимущественно тонкодисперсной вкрапленностью магнетита, образовавшейся в процессе серпентинизации зерен оливина. Магнетит часто сегрегируется с образованием многочисленных ветвящихся жилок. Иногда встречаются мелкие зерна хромшпинелидов, просвечивающиеся темным буровато-зеленым цветом. Они часто имеют черный цвет вследствие их замещения магнетитом.

Троктолиты (рис.). Структура пород от мелкозернистой до крупнозернистой (1…7 мм), иногда порфировидная. Структура основной массы в меланократовых разностях – кумулятивная, а в мезотипных – габбровая, в отдельных участках отмечается венцовая и келифитовая. Текстура однородная, иногда

гнейсовидная. Количественно-минералогический состав: оливин ≈ 20…70 %, плагиоклаз ≈ 25…70 %, гиперстен до 5 %, роговая обманка до 10 %. Отмечаются клинопироксен, биотит, тремолит, тальк, иддингсит, клиноцоизит, скаполит, хлорит, серицит и рудные минералы, шпинель.

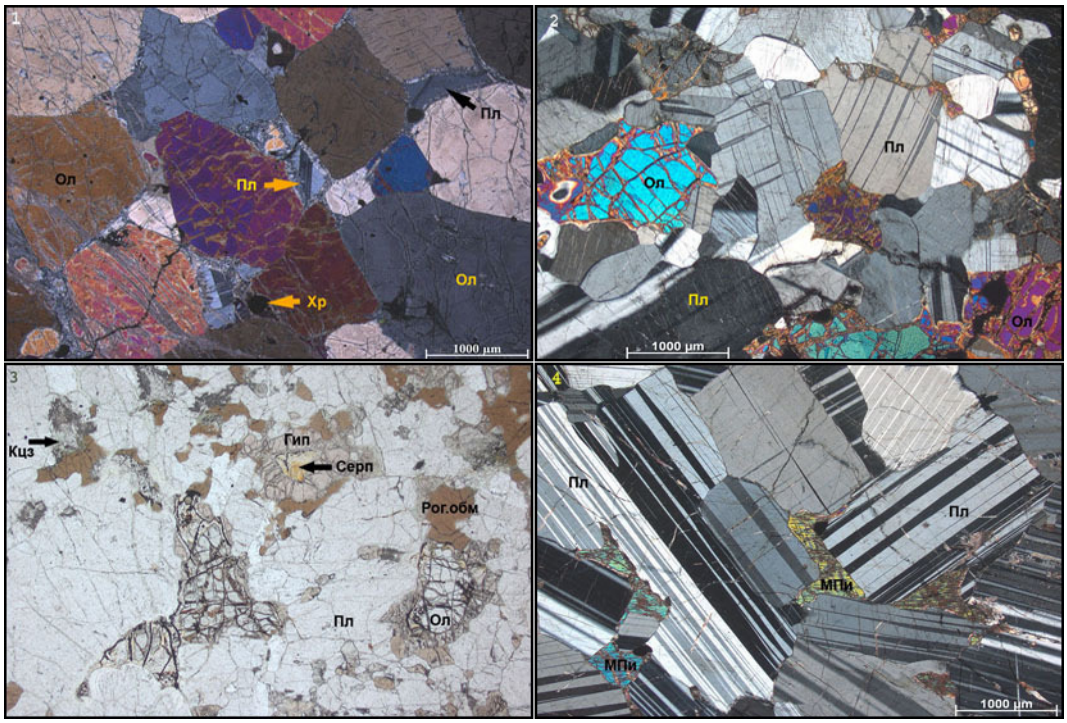


Рис. Петрографический состав пород талажинского массива
1 – плагиодуниты, 2, 3 – троктолиты, 4 – анортозит, Ол – оливин, Гип – гиперстен, МПи – клинопироксен, Рог.обм – роговая обманка, Пл – плагиоклаз, Хр –хромшпинелид, Серп – серпентин, Кцз – клиноцоизит. Условия съемки: 1,2,4 – николи скрещены, 3 – николи параллельны

Оливин представлен округлыми, субизометричными и эллипсоидальными зернами, иногда встречаются вытянутые шестиугольные индивиды. Иногда удлиненные зерна вытягиваются в одном направлении и отражают гнейсовидную текстуру породы. Зерна оливина выделяются высоким рельефом, они бесцветные и характеризуются высокими цветами интерференции, иногда отмечается неоднородное погасание и полосы пластического излома. Для них характерна интенсивная трещиноватость, при этом трещинки обычно выполнены тонкими петельчатыми жилками лизардита с просечками и прожилками магнетита. В измененных троктолитах зерна оливина интенсивно замещаются иддингситом, серпентином, тальком и тремолитом.

Зерна плагиоклаза обычно обнаруживают довольно свежий облик. Порфировидные вкрапленники плагиоклаза имеют размеры до 8 мм и представлены крупными призматическими индивидами. В них отмечается неоднородное погасание и изгиб двойниковых полос. В основной массе пород зерна плагиоклаза имеют субизометричную, таблитчатую форму, реже призматическую, в породах с кумулятивной структурой – ксеноморфную. Они хорошо выделяются по наличию полисинтетических двойников. Изредка отмечается слабая серицитизация. При вторичных изменениях плагиоклаз неравномерно замещается тонкозернистым агрегатом серицита. В других случаях зерна плагиоклаза интенсивно замещены агрегатом соссюрита, реже хлоритом и скаполитом. По периферии зерен плагиоклаза на границе с зернами оливина наблюдаются узкие келифитовые каемки, сложенные тремолитом, реже хлоритом, иногда обоими минералами вместе.

Гиперстен встречается редко в отдельных разновидностях троктолитов. Он образует неправильные по форме зерна, иногда в виде венцовых каемок вокруг зерен оливина. Гиперстен отличается по наличию розовой окраски и слабым плеохроизмом. Его зерна имеют низкие цвета интерференции и прямое погасание. По трещинкам они замещаются жилками, сложенными тонкозернистыми тальк-тремолитовыми агрегатами.

Роговая обманка встречается постоянно в троктолитах, однако в отдельных породах она пользуется заметным присутствием. Зерна роговой обманки имеют ксеноморфную форму, выполняют интерстиции между зернами плагиоклаза и оливина, создавая фрагменты кумулятивной структуры. Нередко роговая обманка образует венцовые каемки вокруг зерен оливина, либо гиперстена. Роговая обманка окрашена в коричневые, бледно-буроватые, буровато-розовые тона и плеохроирует почти до бесцветной. Зерна роговой обманки отличаются наличием призматической спайности под углом 56° и средними углами погасания (до 25°). По трещинкам зерна роговой обманки иногда замещаются магнетитом и хлоритом.

Рудные минералы представлены преимущественно магнетитом, образовавшимся в процессе серпентинизации оливина. Рудные минералы встречаются также в виде мелких рассеянных зерен неправильной формы, размером менее 1 мм, приуроченных преимущественно к зернам темноцветных минералов. Иногда отмечается зеленовато-бурая шпинель с черными каймами магнетита.

Анортозиты (рис.). Структура породы мелко-, среднезернистая (1…4 мм), панидиоморфная, в отдельных участках кумулятивная, обусловленная присутствием редких ксеноморфных зерен клинопироксена. Текстура обычно массивная. Количественно-минералогический состав: плагиоклаз ≈ 90…100 %, клинопироксен до 10 %. Отмечаются тремолит, хлорит, клиноцоизит, кальцит, серицит, пелит и рудные минералы.

Плагиоклаз образует субизометричные и таблитчатые зерна с размерами преимущественно 1,5…3 мм, которые отличаются наличием полисинтетических двойников. Для них характерно неравномерное замещение серицитом. В некоторых породах плагиоклаз интенсивно, либо полностью замещен соссюритом.

Клинопироксен представлен неправильными по форме зернами, контуры которых определяют таблитчатые зерна плагиоклаза. Обычно клинопироксен полностью замещен агрегатами тремолита, либо хлорита, реже тем и другим.

Рудные минералы наблюдаются в виде редкой вкрапленности мелких (до 1 мм) зерен черного цвета, которые имеют субизометричную, либо неправильную форму.

Выводы. Таким образом, породы Талажинского массива, очевидно, образовались из высокомагнезиальных магматических расплавов с образованием непрерывной серии плагиодунитов – троктолитов. Анортозиты, наблюдаемые в виде жильных образований среди троктолитов, являются продуктами глубокодифференцированных остаточных расплавов. Оливиновые габбро, вероятно, имеют переходную природу.

По петрографическому составу породы Талажинского массива хорошо сопоставляются с нижней частью петрографического разреза Йоко-Довыренского ультрамафит-мафитового расслоенного массива, который находится в северо-восточном Прибайкалье. С Йоко-Довыренским массивом связано медно-некелевое месторождение, при этом рудная минерализация сосредоточена в нижней части разреза массива в зоне перехода от дунитов к троктолитам. Отсюда, сходная геологическая ситуация в сопоставляемых массивах позволяет отнести Талажинский массив к потенциально рудоносному, на котором следует продолжить поисково-разведочные работы с целью обнаружения медно-никелевых руд.

Литература

1. Богнибов В.И., Кривенко А.П., Изох А.Э. и др. Платиноносность ультрабазит-базитовых комплексов Юга Сибири. – Новосибирск, 1995.

Секция 3

МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ. МЕТОДИКА ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ КРУПНЫХ ШТОКВЕРКОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВОЛЬФРАМА И МОЛИБДЕНА В ЦЕНТРАЛЬНОМ КАЗАХСТАНЕ

А.К. Мазуров, профессор

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Среди палеозоид Казахстана выделяются два краевых вулканоплутонических пояса – девонский и карбон-пермский [1-4]. Они сформировались по обрамлению Жунгаро-Балхашской ветви девон-карбонового палеоокеана, разделявшего Казахстанский и Сибирский палеоконтиненты. По мере «старения» бассейна и наращивания по его периферии акреционной призмы магматическая деятельность смещалась вслед за отступающим океаном, и вулканоплутонические пояса оказались вложенными друг в друга. В каждом поясе выделяются фронтальная, центральная и тыловая области, различающиеся особенностями развития, магматизмом и минерагенией [5-7].

Вулканоплутонические пояса, образовавшиеся на коре континентального типа, сформировались над зонами субдукции океанической коры под континенты за счет энергии, выделившейся при взаимодействии плит и вызвавшей плавление коры как континентальной, так и, в меньшей мере, океанической. Вклад последней в вещественный состав тыловых областей, удаленных от зоны субдукции, незначительный, что обуславливает закономерную магматическую и минерагеническую зональность вулканоплутонических поясов, иногда осложненную неоднородностями континентальной коры, изменением угла наклона зоны субдукции и скорости субдукции. «Сиаличность» образований вулканоплутонических поясов возрастает также в связи с наращиванием мощности континентальной коры по мере их развития. Строение краевых вулканоплутонических поясов определяет особенности связанных с ними металлогенических комплексов. «Сиаличность» последних закономерно возрастает от фронтальных областей к тыловым: для первых характерно золото – медное, для вторых – редкометалльное (W,Mo,Sn,U,Nb,Ta) оруденение. В центральных областях совмещена минерализация обоих типов. Здесь также проявлено свинцово-цинковое оруденение.

К тыловой области девонского пояса отнесены задуговые прогибы и зона тыловых надвигов [6]. Отложения задуговых прогибов практически непрерывной полосой окаймляют вулканоплутонический пояс с юго-запада, запада и севера. Зона тыловых надвигов с присущими ей гранитоидными интрузиями обнажена в Кокшетауском блоке и в северной части Степнякского синклинория и Еректаю-Ниязского антиклинория. В позднем силуре – раннем девоне здесь внедрялись биотитовые и амфибол-биотитовые граниты боровского интрузивного комплекса, а в среднем девоне – лейкократовые существенно калиевые граниты орлиногорского интрузивного комплекса. Распространены малые интрузии основного и кислого состава среднего – позднего девона. По-видимому, с зонами тыловых надвигов связана часть гранитоидных интрузий Шу-Илийских гор, в которых в связи с формированием Жалаир Найманской шовной зоны перемешаны террейны додевонского фундамента и различных областей девонского вулканоплутонического пояса [8]. С гранитоидами тыловых областей девонского вулканоплутонического пояса связаны крупные штокверковые месторождения олова (Сарымбет и Донецкое), урана (Грачевское, Косачинное, Заозерное, Восток, Викторовское и др.), ниобий-циркониевые (Лосевское, Еленовское, Чебанское и др.) [9].

Тыловая область Жунгаро-Балхашского пояса на большей части совпадает с девонским поясом. Лейкократовый гранитоидный магматизм тыловой области проявлен менее интенсивно, чем в девонском поясе, и концентрируется не столько за тыловыми прогибами, сколько между ними и собственно вулканоплутоническим поясом [10]. С интрузиями тыловой области позднепалеозойского пояса связаны основные запасы штокверковых руд, это крупнейшие, мирового уровня запасы молибдена – Коктенколь и вольфрама – Верхнее Кайракты, крупные и средние по размерам вольфрам- молибденовые месторождения: Северный Катпар, Акшатау, Карааба, Шалгия, Южный Жаур, Жанет, Батыстау, Байназар, Акмая, Селтей и др.. Данные месторождения по совокупности геологических и минерагенических особенностей относятся нами к молибден-вольфрамовому лейкогранитовому Акшатаускому металлогеническому комплексу [10]. Редкометалльная металлогеническая (W, Mo, Bi, Be, TR и др.) специализация комплекса предопределялась геохимической специализацией верхнедокембрийско-нижнепалеозойской вулканогенно-осадочной толщи, в основном слагающей сильно гранитизированные блоки срединных массивов, в частности Атасу-Жунгарского. В результате сформировались герцинские сопряженные интрузивные гранодиорит-гранит-лейкогранитовые и вулкано-плутонические серии, в которых редкометалльное вещество отжималось (дифференциацией и метасоматозом) к конечным отщеплениям, обуславливая металлогеническую специализацию комплекса. Типичным представителем данного металлогенического комплекса являются месторождения Коктенколь и Верхнее Кайракты.

Коктенкольское месторождение сложено верхнедевонскими вулканогенно-осадочными и осадочными породами, представленными (снизу вверх) кристаллотуфами андезитов, дацитов, риолито-дацитов и риолитов, переслаивающимися пластами песчаников, туфопесчаников и алевролитов, выше которых залегают углисто-

кремневые сланцы, мергели и известняки. Вулканогенно-осадочные породы прорваны лейкократовыми гранитами акчатауского комплекса (C_3-P_1) [11].

Коктенкольский гранитный массив в целом представляет собой почти невскрытое эрозией тело овальной формы с размерами по вертикале 5…6 км, по латерали – около 10 км. Граниты представляют собой лейкократовые разности с относительно низким содержанием полевошпатовой извести (0.4…0.6 %), пересыщены глиноземом и резким доминированием калия (6,04%) над натрием (2.97%). Кровля массива осложнена гребневидным поднятием, ось которого, в общем, относительно полого ($10…15^0$) погружается к юго-востоку. Склоны гребня характеризуются относительно крутыми ($25…30^0$) углами падения. Гребень осложнен тремя купольными выступами: Северным, Центральным и Южным, из которых два – Северный и Южный проявлены наиболее отчетливо. Промышленное штокверковое молибденовое оруденение, с попутной вольфрамовой, висмутовой и медной минерализацией приурочено к куполовидным поднятиям; таким образом, месторождение состоит из трех участков: южного, центрального и северного. Выступы гранитов имеют достаточно сложное строение, что, естественно, не могло не сказаться на степени концентрации оруденения. Выходящая на поверхность часть северного купола имеет в плане овальную форму, вытянутую в северо-западном направлении. Северо-восточный склон купола осложнен несколькими небольшими плато шириной до 200 м и характеризуется относительно пологими – от 10 до 20^0 – углами падения. В северо-западном направлении купол перед выходом на поверхность резко “ныряет” (угол падения $50…70^0$), образуя седловину, вытянутую в северо-восточном направлении. В юго-восточном направлении он спокойно погружается под углом $10…20^0$. Центральный купол отделяется от Северного и Южного неглубокими прогибами восточного и северо-западного простирания. Купол характеризуется ВСВ простиранием и пологими ($10…15^0$) углами падения, амплитуда купола не превышает 80 м. Наиболее четко выражен Южный купол, с которым пространственно и связаны основные запасы промышленных молибденовых руд. Юго-западный, северо-западный и юго-восточный склоны имеют достаточно крутые углы падения ($40\text{-}60^0$), амплитуда купола составляет порядка 500 м.

В результате внедрения гранитов вулканогенно-осадочные породы интенсивно ороговикованы и биотитизированы, фельдшпатизированы, карбонатные породы мраморизованы. Ореол ороговикованных пород, наблюдаемый вокруг интрузива, имеет ширину от 100 до 400 м, которая определенно зависит от наклона контактовой поверхности кровли интрузива и состава вмещающих пород. Максимальная ширина отмечается на участке пологого погружения массива, минимальная – вблизи крутых контактов. По мере удаления от контакта интрузива выделяются три зоны, различные по степени ороговикования пород: внутренняя (0…40 метров от интрузива), средняя на удалении от 60 до 160 м от интрузива и внешняя. Во внутренней зоне роговики по песчаникам имеют тот же состав, что и роговики по кристаллотуфам кислого состава: калишпат+ плагиоклаз №20 +биотит + кварц ± андалузит ± мусковит ± турмалин. На тех участках, где граниты внедрялись в кристаллотуфы андезитового состава, минеральный парогенезис следующий: роговая обманка + биотит + плагиоклаз № 36…42 + кварц ± пироксен ± мусковит ± турмалин. В средней зоне распространены не полностью ороговикованные породы с многочисленными реликтами исходных пород, обычный минеральный парогенезис: плагиоклаз + кварц + мусковит ± актинолит. Во внешней зоне развиваются пятнистые и узловатые роговики по осадочным алюмосиликатным породам.

Биотитизация выразилась в развитии мелкочешуйчатого (0,1…0,4 мм) биотита практически во всех алюмосиликатных породах, причем процесс биотитизации проявился гораздо шире процесса ороговикования, им охвачены и роговики, и ороговикованные породы. Установлено [12], что увеличение содержания биотита в породах сопровождалось увеличением общего содержания плагиоклаза и уменьшением содержания кварца. Парагенетической минеральной ассоциацией, возникающей в процессе биотитизации пород, является биотит и плагиоклаз № 33…36 с соотношением 1:2…1:3 при сохранении калиевого полевого шпата.

На всех трех участках месторождения промышленное оруденение формировалось в три стадии: молибденовую, вольфрамовую и висмутово-медно-свинцовую. В штокверке документируется десять генераций прожилков (табл.) преимущественно с крутым – $60^0…90^0$ падением. Количество крутопадающих прожилков в молибденовой стадии составляет 88,72 %, а в вольфрамовой – 93,14 % . Мощность прожилков колеблется от 1…2 мм до 10…15 см. Прожилки мощностью 0.1…1.5 см составляют 93.93 % от суммы молибденовых и 93.15 % от суммы вольфрамовых. Наиболее густая сеть рудных прожилков сосредоточена над верхней центрально-осевой частью гранитного тела, особенно над его южным куполовидным выступом. Прожилки выполняют трещины северо-восточного, северо-западного и в значительно меньшей мере субмеридионального и близширотного простираний. Преобладают крутопадающие прожилки северо-восточного простирания с падением на северо-запад и юго-восток, которые составляют 91,7 %, причем прожилки северо-западного падения преобладают (55 %) над прожилками юго-восточного падения, которые составляют 45 %. Это нашло подтверждение в общем северо-западном склонении обогащенных участков рудных тел. Прожилки представляют систему относительно коротких – от 5…30 см до 2…30 м – трещин. Рудовмещающие трещины по простиранию и падению кулисообразно сменяют друг друга, имеют плавные изгибы, тупые выклинивания и серию мелких оперяющих трещин скола и отрыва. Стенки оперяющих прожилков ровные, окончание часто разветвленное. Такая сложная морфология прожилков – результат неоднократных подвижек и трансформации трещинной решетки. Средняя плотность прожилков Северо-западного падения колеблется от 4 до 26 прожилков на 1 погонный метр; жильно-прожилковая масса составляет 7…15 % на 1 погонный метр.

По многофазным включениям в кварце давление в системах минералообразования рудных и пострудных стадий определяется в 1200…350 атмосфер (табл.). По составу водных вытяжек из включений основными компонентами растворов были ионы: Na^+, K^+, Al^+, Ca^+, Cl^-, F^-, $H_2CO_3^-$ и $HSiO_3$, в значительно меньших количествах они содержали Mg^{2+}, Sr^{2+}, Mo^{2+}, SO_4^{2+}. В кварцах молибденовой стадии растворы хлоридно-калиево-натриевые, со значительным процентом гидросиликат-иона. Количественные соотношения главных компонентов растворов молибденовой стадии: $Na^+ : K^+ = 5.8…5.2$; $HSiO_3^- : Cl^- + F^- = 3.3…4.0$. Общая

минерализация растворов достигала 15,6 мг/250 мл; pH вытяжки 5.40…5.62, при pH бидистилята 5,6…5,8. Растворы фторидно-хлоридно-калий-натриевого состава из кварца вольфрамовой стадии играли заметную роль в

Таблица

Этапы	Стадии	Температура, давление	Минеральные ассоциации	Основные минералы	Преобладающие трещины	Состав зон и их генерация
Предрудный	Роговиковая	$t > 500^0$ C $p > 1100$ кг/см^2	Биотитовая, кварц-биотитовая, кварц-актинолитовая, калиевошпатовая	Кварц, биотит, актинолит, калишпат	Трещины отслоения и контракции $20\text{-}40^0 \angle 5\text{-}15^0$ $200\text{-}240^0 \angle 60\text{-}90^0$	Биотитовые, метаморфогенные кварц-амфибол-биотитовые, калиевошпатовые прожилки (I)
	Автометасоматоза гранитов, скарнирования	$t > 500\text{-}450^0$ C $p > 1100\text{-}800$ кг/см^2	Эпидот-кварцевая, волластонит-бустамитовая	Эпидот, кварц, гранат, везувиан, волластонит, бустамит, диопсид, геденбергит, лабрадор	Трещины отслоения и контракции $20\text{-}40^0 \angle 5\text{-}15^0$ $200\text{-}240^0 \angle 60\text{-}90^0$	Контактово-метасоматические эпидот-кварцевые и скарновые зоны и прожилки (II) Пегматоидные прожилки (III)
Рудный	Молибденовая	$t > 465\text{-}300^0$ C $p > 1200\text{-}600$ кг/см^2	Кварц-молибденовая	Кварц, молибденит, пирит, рутил, ильменорутил,, апатит, касситерит	Трещины отрыва, трансформированные в сколы $260 \angle 76^0$ $86 \angle 87^0$ $107 \angle 82^0$	Кварц-молибденитовые прожилки (IV)
			Калишпат-кварц-молибденит-берилловая	Кварц, молибденит, берилл, гельвин, бертрандит, фенакит, пирит, магнетит	Трещины скола $120\text{-}160^0 \angle 70\text{-}90^0$ $310\text{-}325^0 \angle 80\text{-}90^0$ $185\text{-}220^0 \angle 60\text{-}90^0$	Калишпат-кварц-молибденит-бериллового состава (V)
	Вольфрамовая	$t > 380\text{-}250^0$ C	Калишпат-кварц-мусковит-пирит-вольфрамовая	Калиевый полевой шпат, кварц, пирит, молибденит, мусковит, вольфрамит, пирротин	Трещины скола Прожилки $320 \angle 85^0$ $120 \angle 82^0$	Кварц-мусковит-висмутин-вольфрамитовые прожилки (VI)
			Кварц-флюорит-гюбнерит-шеелитовая	Кварц, флюорит, гюбнерит, шеелит	Трещины скола и отрыва $210\text{-}220^0 \angle 60\text{-}75^0$	Кварц-флюорит-шеелитвые прожилки (VII)
	Висмуто-медно-свинцовая	$t > 340\text{-}175^0$ C $p > 550\text{-}350$ кг/см^2	Кварц-флюорит-пирит-халькопирит-висмутиновая	Кварц, флюорит, пирит, халькопирит, висмутин, магнетит, гематит, браннерит, пирротин	Трещины отрыва и скола, зоны разломов $210\text{-}220^0 \angle 60\text{-}75^0$	Сульфидно-кварцевые прожилки (VIII)
			Медно-свинцово-висмутовых сульфосолей и теллуридов	Линдстремит, айкинит, хаммарит, гладит, эмплектит, козалит, канницарит, тетрадимит	Трещины отрыва и скола, зоны разломов $210\text{-}220^0 \angle 60\text{-}75^0$	
			Флюорит-галенит-сфалеритовая	Флюорит, борнит, галенит, сфалерит, халькопирит, пирит, блеклая руда	Трещины отрыва и скола, зоны разломов $210\text{-}220^0 \angle 60\text{-}75^0$	
Пострудный	Флюорит-кальцит-цеолитная	$t > 340\text{-}175^0$ C $p > 550\text{-}350$ кг/см^2	Хлорит-флюорит-кварцевая	Кварц, флюорит, хлорит, эпидот	Трещины отрыва и скола, зоны разломов $210\text{-}220^0 \angle 60\text{-}75^0$	Хлорит-флюорит-кварцевые прожилки (IX)
			Кальцит-цеолитовая	Ломонтит, гейландит, шабазит, десмин, кальцит, анкерит	Пологие и субгоризонтальные трещины отрыва, отслоения, приконсолидации	Кальцит-цеолитовые прожилки (X)

образовании комплексных соединений с вольфрамом. Соотношение основных катионов-анионов колеблется в пределах $Na^+ : K^+ = 7{,}20\ldots5{,}00$; $Ca^{+2} + Mo^{+2} / Na^+ + K^+ = 0{,}01\ldots0{,}03$; $F^- : Cl^- = 0{,}86\ldots0{,}04$, $HSiO_3^- : Cl^- + F^- =$

2,46…0,02. Общая минерализация растворов достигала 18,43 мг/250 мл, pH водных вытяжек варьировалось от 5,20 до 6,15. Формирование завершающей рудный этап сульфидной ассоциации минералов осуществлялось при участии гидрокарбонат-иона с резким уменьшением количества фтора и хлора. Минеральные образования пострудной стадии характеризуются углекислотно-водными и хлоридно-гидрокарбонатно-натриевыми растворами.

Практически на всех гипсометрических уровнях молибден является главным полезным компонентом руд; вольфрам, висмут и медь попутные, и только в западном блоке Центрального участка, где развиты скарны и участок существенно опущен, по сравнению с южной и северной частями месторождения вольфрам преобладает над молибденом.

Проведенные исследования [11] показали, что наиболее высокие содержания вольфрама расположены над областью максимальных концентраций молибдена, а также тяготеют к флангам молибденового оруденения. Повышенные содержания меди, свинца и цинка приурочены к флангам молибденового оруденения. В размещении висмута нет определенной закономерности, это обусловлено тем, что висмут проявился в рудном процессе дважды – в вольфрамоворудную и висмут-медно-свинцовую стадии рудного этапа [13]. В силу данного обстоятельства его максимальные концентрации проявляются как на верхних горизонтах, где они совмещены с вольфрамом, так и на флангах и глубоких горизонтах месторождения.

Выводы.

Крупнейшие, мирового уровня штокверковые вольфрам-молибденовые месторождения Центрального Казахстана приурочены к геодинамическим структурам со зрелой континентальной корой: тыловой области Жунгаро-Балхашского окраинно-континентального вулканоплутонического пояса.

Все месторождения тесно связаны с апикальными частями рудопродуцирующих плутонов, располагаясь как в экзо-, так и эндоконтактовых зонах. Наиболее крупные месторождения находятся в экзоконтактовых зонах и характеризуются вертикальным размахом оруденения более 1000 метров (Верхнее Кайракты). Вертикальный размах оруденения в эндоконтактовых зонах может достигать 300 метров, но чаще всего промышленное оруденение в эндоконтактовых зонах не превышает 100 метров. Месторождения с существенной ролью в них молибдена пространственно более тесно связаны с апикальными частями плутонов, чем вольфрамовые. На концентрацию оруденения и размер штокверков существенное значение оказывает форма апикального выступа. Простая, но ярко выраженная куполо- или конусообразная апикальная часть плутона при достаточно крупных размерах обеспечивает крупные размеры штокверка и высокую концентрацию в нем рудного компонента. Платообразная форма апикального выступа, осложненная несколькими небольшими купольными поднятиями, не способствует концентрации оруденения и, как правило, приводит к образованию многочисленных мелких рудных тел (участки Центральный и Северный Коктенкольского месторождения).

Самое раннее преобразование пород, которое происходит в результате воздействия интрузии, – это их ороговикование, которое не имеет прямого отношения к рудообразованию. Процесс ороговикования заканчивался биотитизацией пород. Биотитизация пород интенсивно проявлена над апикальными частями рудоносных плутонов, что может служить хорошим поисковым признаком. Параллельно в гранитах происходила калишпатизация и альбитизация, а в карбонатных породах в условиях экзоконтакта происходило скарнообразование. Собственно рудный процесс проходил в три стадии (табл.). В стадию высокотемпературного пневматолито-гидротермального рудообразования сформировалось промышленное молибденовое оруденение. На стадии среднетемпературного гидротермально магматогенного рудообразования сформировалось промышленное вольфрамовое и частично висмутовое оруденение. В стадию низко-среднетемпературного гидротермального рудообразования сформировалась полиметаллическая, висмутовая и медная минерализация. Завершился гидротермальный процесс флюорит-кальцит-хлорит-цеолитовой безрудной минерализацией. Данные процессы нашли свое отражение в рудной зональности, так, в центральных частях месторождений развита молибденовая минерализация, выше вольфрамовая минерализация с висмутом и бериллием, на нижних горизонтах и фланговых частях месторождений – свинцово-цинковая с висмутом, медью и карбонатно-флюоритовая минерализация. Таким образом, вольфрам и бериллий располагаются дальше от источника оруденения, чем молибден. Висмут широко развит на месторождениях данного типа сверху и до самого низа, собственно, также ведут себя медь, цинк и свинец, что является дополнительным подтверждением того, что данная ассоциация минералов формировалась одновременно.

При несомненной связи вольфрамового оруденения с лейкократовыми гранитоидами прослеживается зависимость минеральных форм вольфрама от состава пород, вмещающих интрузию. Шеелитовая минерализация приурочена к тем интрузивным массивам, которые прорывают осадочные толщи, содержащие пачки карбонатно-терригенных пород. В рудах месторождений, где гранитоиды прорывают вулканогенно-осадочные породы, преобладают вольфрамит и гюбнерит.

Литература

1. Бекжанов Г.Р., Никитченко И.И., Смирнов А.В. Главнейшие типы тектонических структур земной коры Казахстана и их рудоносность // Глубинное строение и металлогения Казахстана. – Алматы: КазИмс, 1997. – С. 31 – 43.
2. Шужанов В.М. Девонская металлогения Казахстана // Геология Казахстана, 1995. – №3. – С. 4 – 13.
3. Шужанов В.М. Балхашский сегмент. Формации девона. – Алма-Ата, 1984. – 233 с.
4. Щерба Г.Н. Геотектоника и металлогения. – Алма-Ата: Наука, 1988. – 176 с.
5. Мазуров А.К. Металлогеническое районирование Казахстана // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2005. – Т.308. – №4. – С. 33 – 39.
6. Мирошниченко Л.А. и др. Минерагеническая карта Казахстана // Геология Казахстана, 2001. – №3–4. – С. 73 – 85.

7. Мирошниченко Л.А., Жуков Н.М., Мазуров А.К. Металлогения окраинно-континентальных вулканоплутонических поясов Казахстана // Тектоника и металлогения центральной и северо-восточной Азии. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2002. – С. 108 – 109.
8. Курчавов А.М., Гранкин М.С., Мальченко Е.Г., и др. Зональность, сегментированность и палеогеодинамика девонского Вулканического пояса Центрального Казахстана // Геотектоника, 2000. – №4. – С. 32 – 43.
9. Мазуров А.К. Геодинамические обстановки формирования ураноносных металлогенических комплексов Северного Казахстана // Геохимия и рудообразование радиоактивных, благородных и редких металлов в эндогенных и экзогенных процессах. – Улан-Удэ: Изд-во Бурятского научного центра СО РАН, 2007. – С. 109 – 112.
10. Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана. Том 2. Металлогения. – Алматы, 2002. – 272 с.
11. Mazurov A.K. The Koktenkol Stockwork W-Mo Deposit, Central Kazakhstan // Granite-Related Ore Deposits of Central Kazakhstan and Adjacent Areas. – St. Petersburg: Glagol Publishing House, 1996. – P. 155 – 165.
12. Покалов В.Т. Процессы формирования и гипогенные ореолы рассеяния месторождений молибден-вольфрамовой-редкометалльной формации // Минеральное сырье. – Москва: Изд-во «Недра», 1967. – Вып.17. – С. 25 – 51.
13. Сухоруков Ф.В., Мазуров А.К., Поспелова Л.Н. Висмутовые минералы месторождения Коктенколь // Геология и геофизика. – М., 1986. – С. 60 – 69.

МИНЕРАЛЬНАЯ ЗОНАЛЬНОСТЬ И ПЕТРОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РЕДКОМЕТАЛЛЬНОЙ ПЕГМАТИТОВОЙ ЖИЛЫ «ЮРЬЕВСКОЙ» ТАШЕЛГИНСКОГО РУДНОГО РАЙОНА (КЕМЕРОВСКАЯ ОБЛАСТЬ)

Е.М. Алина
Научный руководитель доцент Л. А. Краснощекова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Актуальность выбранной темы не вызывает сомнения. Для Российской Федерации литий является стратегическим сырьем. Единственным промышленно-генетическим типом для РФ являются редкометалльные гранитные пегматиты. Это послужило автору основанием для изучения минеральной зональности и петрографической характеристики редкометалльной пегматитовой жилы Юрьевской в Кемеровской области.

Ташелгинский рудный район находится в северной части Горной Шории, в 40 км юго-восточнее города Междуреченска. Редкометалльная пегматитовая жила Юрьевская расположена в юго-западной части Ташелгинского рудного района на участке Мраморном. В геологическом строении участка Мраморный принимает участие ташелгинский мраморо-гнейсово-амфиболитовый полиметаморфический комплекс верхнего рифея, представленный двумя подкомплексами: карбонатным подкомплексом – на севере, юге, востоке и центральной части участка; амфиболитовым подкомплексом – в западной части участка.

Минеральная зональность редкометалльных пегматитов Мраморного участка рассмотрена на примере жилы Юрьевской. Жила «Юрьевская» расположена в левом борту р. Ташелги ниже устья ее правого притока руч. Мраморного на 550 метров. Ее длина – 155 метров; мощность колеблется от 0,4 до 1,4 метра (средняя – 0,7 м). По простиранию (азимут 230^0, местами меняется до 235^0) жила слабо извилистая, подчеркивает своей формой морфологию простирания вмещающей трещины отрыва. Направление падения жилы тоже меняется: от азимута $300\text{-}320^0$ до азимута 110^0. С поверхности оно повсеместно крутое (угол $75\text{-}90^0$).

Зонами пегматитового тела называются структурно – минералогические комплексы (ассоциации-парагенезисы минералов с определенной структурной организацией), пространственно обособленные в пегматите в результате кристаллизационной дифференциации расплава–раствора, представляющие собой прерывистые или непрерывные оболочки вокруг центральной зоны («ядра» тела).

По данным Н.А. Солодова [2], во внутреннем строении редкометалльных гранитных пегматитов выделяются следующие основные зоны:

Кварц – полевошпатовые:
а) аплитовидная (корочка);
б) неравномернозернистая кварц – альбит – микроклиновая;
в) графическая кварц – микроклиновая;
г) апографическая или порфиробластовая кварц – альбитовая;
д) апографическая кварц – альбит – микроклиновая;
ж) пегматоидная кварц – микроклиновая;
з) блоковая кварц – микроклиновая;
Микроклиновая зона: зона блокового микроклина;
Альбитовые зоны:
а) крупнотаблитчатого альбита;
б) мелкозернистого альбита;
в) сахаровидного альбита;
г) клевеландита;
д) мелкопластинчатого альбита;
Сподуменсодержащие зоны:
а) кварц – альбит – сподуменовая;
б) кварц – клевеландит – сподуменовая;
в) кварц – сподуменовая;

Слюдяные зоны:

а) кварц – мусковитовая;
б) крупнолистового мусковита;
в) чешуйчатого или мелколистового мусковита;
г) чешуйчатого лепидолита;
Кварцевая зона: зона блокового кварца.

В строении Юрьевской редкометалльной пегматитовой жилы уверенно выделяется только три зоны:

1) Краевая зона представлена аплитовидной «корочкой» мощностью в среднем 3…10 см. Аплитовидная кварц-полевошпатовая зона макроскопически это мелкозернистая темно-серая порода с массивной текстурой. Под микроскопом порода имеет аллотриоморфнозернистую структуру, текстура ориентированная. Порода сложена мелкими (поперечник в среднем 0,2…0,3 мм) слабо вытянутыми, почти изометричными зернами калишпата (микроклин $K[AlSi_3O_8]$ 35%), альбита $NaAlSi_3O_8$ (25 %), кварца SiO_2 (30 %), которые облекаются чешуйчатыми агрегатами мусковита или серицита $KAl_2[AlSi_3O_{10}](OH)_2$ (5 %) и коричневого биотита $K(Mg,Fe)_3[AlSi_3O_{10}](F,OH)_2$ (5 %).

2) Кварц – полевошпат – сподуменовая зона с постоянным присутствием мусковита.

Кварц-полевошпат-сподуменовая зона жилы «Юрьевская» подразделяется на две подзоны: внешнюю, относительно обогащенная полевыми шпатами: полевошпат-сподуменовую и внутреннюю – обогащенная сподуменом и кварцем – кварц-сподуменовая. Переходы между зонами нечеткие. Кварц-сподуменовая подзона представлена линзовидными обособлениями, тяготеющими к центральным частям тела. Ее мощность меняется от 0,2 до 0,6 м, а полевошпат – сподуменовой – от 0,3 до 1,2 м. Макроскопически кварц-полевошпат-сподуменовая зона представляет собой грубозернистые пегматиты с крупными досковидными зеленовато-серыми кристаллами сподумена $LiAl[Si_2O_6]$. Текстура такситовая за счет невыдержанного размера зерен минералов. Полевошпат-сподуменовая подзона слагает основной объем жилы «Юрьевская». Кварц-сподуменовая подзона слагает внутренние части жилы «Юрьевской», которые на небольших по размерам участках обогащены кварцем и сподуменом. Визуально подзона не выделяется, но выявляется при петрографическом изучении. Для разностей слагающих подзону характерно высокое содержание кварца (в массе породы до 45 %, а в шлифах до 95 %) при незначительных содержаниях полевых шпатов, вплоть до их полного отсутствия. Среди полевых шпатов практически всегда преобладает альбит. Микроскопическое изучение показало, что основу породы составляет сподумен $LiAl[Si_2O_6]$ и кварц SiO_2. Кварц SiO_2 образует бластовый агрегат, вмещающий в качестве матрицы крупные зерна сподумена $LiAl[Si_2O_6]$.

Сподумен $LiAl[Si_2O_6]$ представляет собой моноклинный пироксен зеленовато – серого цвета со средней спайностью в 2 направлениях с углом 87˚, образует уплощенные досковидные кристаллы. В шлифах бесцветен, ng-np от 0,013 до 0,025 (I, начало II порядка интерференционных окрасок) [3].

3) Зона блокового микроклина $K[AlSi_3O_8]$ и зона блокового кварца SiO_2. Зона блокового микроклина $K[AlSi_3O_8]$ представляет собой линзы или крупные близко изометричные практически мономинеральные обособления микроклина серого и розового цвета размерами 3х5…7х9 сантиметров, приуроченные к осевой области жилы. Аналогична зона блокового кварца SiO_2. Блоковые образования распространены не повсеместно и всегда размещены среди образований внутренней (кварц-полевошпат-сподуменовой) зоны жилы. Микроскопически зона блокового микроклина сложена агрегатом микроклина $K[AlSi_3O_8]$ с характерным решетчатым погасанием, по которому развиваются пертитовые вростки альбита $NaAlSi_3O_8$. По трещинам в агрегате микроклина отмечаются процессы серицитизации $KAl_2[AlSi_3O_{10}](OH)_2$ [1].

Вмещающими породами пегматитовой жилы «Юрьевской» являются мраморы ташелгинского мраморо-гнейсово-амфиболитового полиметаморфического комплекса. Макроскопически это мелкозернистые светло-серые породы с массивной текстурой. Отмечается процесс метасоматического преобразования мраморов – тремолитизация (тремолит $Ca_2Mg_5[Si_4O_{11}](OH)_2$ представлен серыми лучистыми агрегатами). Микроскопически мраморы имеют кристаллобластовую, гомеобластовую, гранобластовую структуру. Текстура породы однородная. Минеральный состав: кальцит $CaCO_3$ 95 %, кварц SiO_2 5 %. Кварц представлен скоплениями мелких новообразованных зерен среди основной кальцитовой гранобластовой массы.

Образование сподуменовых пегматитов связывают с биотитовыми гранитами порожинского гранит-лейкогранитового комплекса (γ-lγT_3p). Макроскопически это полнокристаллические породы розовато – серого цвета с хорошо различимыми кристаллами серого кварца SiO_2, розового микроклина $K[AlSi_3O_8]$,биотита $K(Mg,Fe)_3[AlSi_3O_{10}](F,OH)_2$ и плагиоклаза. Структура средне-крупнозернистая. Текстура равномернозернистая. Микроскопически отмечается развитие вторичных процессов – эпидотизация (в виде скоплений множества мелких зерен эпидота $Ca_2(Al,Fe)_3[SiO_4][Si_2O_7]O(OH)$), хлоритизация – замещение чешуйчатых агрегатов биотита хлоритом.

Проведенные автором исследования позволяют сделать следующие основные выводы.

Редкометалльные пегматитовые жилы Мраморного участка Ташелгинского рудного района имеют зональное строение. Анализ литературных источников по вопросам зональности редкометалльных пегматитов позволил сделать вывод об упрощенной зональности редкометалльных жил Мраморного участка. Так, в строении Юрьевской жилы выделяют всего 3 зоны: аплитовидная кварц – полевошпатовая; кварц – полевошпат сподуменовая; зона блокового микроклина и зона блокового кварца.

Единственный источник лития представлен сподуменом $LiAl[Si_2O_6]$. Других литийсодержащих минералов, в том числе литиевых слюд, не обнаружено. Сподумен здесь обычно представлен крупными досковидными зеленовато-серыми кристаллами длиной от менее 1 см до 20 см. Его кристаллы часто ориентированы перпендикулярно простиранию жилы.

Петрографическое изучение образцов показало, что вторичные процессы преобразования пород проявлены слабо. Так, в кварц-полевошпат-сподуменовой зоне и зоне блокового микроклина выявлены процессы альбитизации и серицитизации. По вмещающим породам, представленным мраморами ташелгинского мраморно-

гнейсово-амфиболитового подкомплекса развивается лучистый агрегат тремолита $Ca_2Mg_5[Si_4O_{11}](OH)_2$. В материнских породах – биотитовых гранитах порожинского гранит-лейкогранитового комплекса (γ-lγT_3p) при изучении петрографических шлифов выявлены эпидотизация, хлоритизация. Литературные источники указывают на наличие акцессорных минералов – гранат, апатит, турмалин, циркон. Автором работы при изучении петрографических шлифов минералы-акцессории обнаружены не были.

В целом изучение зональности редкометалльных гранитных пегматитов имеет большое значение для решения многочисленных практических вопросов, связанных с оценкой, разведкой пегматитовых месторождений.

Литература

1. Афанасьева М.А., Бардина Н.Ю., Богатиков О.А. Петрография и петрология магматических, метаморфических и метасоматических горных пород: Учебник. – М.: Логос, 2001. – 768 с.
2. Солодов Н.А. Внутреннее строение и геохимия редкометалльных гранитных пегматитов. – М.: Изд. АН СССР, 1962. – 234 с.
3. Трегер В.Е. Таблицы для оптического определения породообразующих минералов. – М.: Госгеолотехиздат, 1958. – 186 с.

ЭВОЛЮЦИЯ ФЛЮИДНОГО РЕЖИМА В ПРОЦЕССЕ ФОРМИРОВАНИЯ ГРЕЙЗЕНОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (НА ПРИМЕРЕ КАЛГУТИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

Д.И. Бабкин
Научный руководитель доцент А.А. Поцелуев
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В процессе формирования оруденения происходит изменение физико-химических условий минералообразования. Эволюция флюида от нижних горизонтов к верхним связана с процессом частичного (не полного) окисления первично восстановленного флюида, что и определяет выход углерода в минеральную фазу (графит, аморфные разности) [1].

При формировании оруденения изменяются физико-химические условия, как в процессе рудообразования, так и в пределах рудных тел.

Ранние порции более водного и менее нагретого флюида (формирование Мо-штока 1, температура 185…325ºС) имели свою специфику (Mo, Re, Cr), в отличие от позднего более «сухого» и высокотемпературного флюида (формирование жил, температура 325…475ºС), для которого характерны высокие концентрации большего числа изученных элементов (W, Cu, Rb, Hg, Th, U, РЗЭ, Rh, Pd). Наложение вторичных процессов минерализации (кварц-карбонатная стадия) происходило при более низких температурах – 200…290ºС.

На ранней стадии (Мо-шток-1) формирование оруденения шло из более минерализованных растворов – до 41 г/л. Для более поздних стадий формирования рудных жил характерна меньшая минерализация – 12,5…36 г/л.

Полученные данные позволяют предположить, что в области транспортировки восстановленного флюида металлы находились в форме металлоорганических комплексов. Вследствие увеличения в системе концентрации кислорода в области рудообразования произошло окисление флюида, при этом основная часть некоторых металлов (W, Mo, Cu, ряд других элементов, в том числе и углерод) отложилась в минеральную фазу, а часть перешла в водный раствор.

Во всех рудных телах восстановленность флюида с глубиной, как правило, значительно возрастает.

Полученные данные позволяют оценить общий характер изменения состава флюида в кварце в плоскости основной промышленной жилы 87. Комплексный анализ изменения содержания газов, воды, их соотношений совместно с данными по изменению мощности жилы и содержания графита в жиле, показывает, что эти параметры взаимосвязаны.

Изменение состава включений кварца происходит в целом за счет трех элементов – О, Н и С. Нами проведен пересчет содержания газов и воды в кварцах жил 87 и 69-70 на верхнем и нижнем горизонте на содержание химических элементов (табл. 1, 2). Анализ этих данных позволяет представить в целом картину изменения состава рудообразующего флюида в процессе его миграции в области рудоотложения.

Таблица 1

Содержание основных элементов в составе газов кварца жилы 87, г/т

Горизонт	Кислород			Водород		Углерод		
	Форма нахождения							
	H_2O	CO_2	CO	H_2O	H_2 + УВ	CO_2	CO	УВ
20	1208,9 (+40%)	62,5 (+21,1%)	14,86 (-3,5%)	151,1 (+40%)	6,8 (-5,6%)	23,5 (+21,1%)	11,1 (-4,3%)	32,4 (-1,8%)
	∑1286,3 (+38,3%)			∑157,9 (+37,2%)		∑67,1 (+4,8%)		
19	990,2 (+14,7%)	48 (-7%)	4,6 (-70,1%)	123,8 (+14,7%)	3,6 (-50%)	18 (-7,2%)	3,4 (-70,7%)	17,3 (-47,6 %)
	∑1042,8 (+12,1%)			∑127,4 (+10,7%)		∑38,7 (-39,5%)		
18	863,1	51,6	15,4	107,9	7,2	19,4	11,6	33,0
	∑930,2			∑115,1		∑64,0		

Примечание. В скобках даны изменения содержания элементов в % к нижнему (18) горизонту

При перемещении флюида вверх происходит стабильное увеличение содержания кислорода за счет возрастания доли элемента, приходящейся на компоненты, высшей степени окисления (H_2O и CO_2). Подобным образом меняется содержание водорода. В целом его содержание возрастает, но происходит это за счет увеличения концентрации воды, а содержание элемента в виде восстановленных форм (H_2 + УВ) снижается.

В изменении содержания углерода отмечаются значительные отличия. Его содержание резко снижается в интервале между 18 и 19 горизонтом. При этом значительно снижается доля углерода в виде восстановленных форм (УВ) и CO. Потеря углерода из системы только по составу законсервированного в виде включений флюида составляет 8,2…25,3 мг/кг. Очевидно, что углерод ушел из флюида в твердую минеральную фазу и отложился в виде графита, появление которого в жилах однозначно согласуется с установленными изменениями состава флюидных включений в кварце. Это можно представить в виде развития неравновесной системы – переход газообразных восстановленных форм углерода (углеводороды) в газообразный оксид и твердый графит по схеме:

$$CnHm + O_2 \rightarrow H_2O + CO_2\uparrow + CO\uparrow + CO\downarrow.$$

Таблица 2

Содержание основных элементов в составе ФВ кварца жилы 69…70, г/т

Горизонт	Кислород			Водород		Углерод		
	Форма нахождения							
	H_2O	CO_2	CO	H_2O	H_2 + УВ	CO_2	CO	УВ
19	1155,6 (+29,6%)	31,3 (0%)	2,7 (-49,1%)	144,4 (+29,6%)	2,3 (-36,1%)	11,7 (0%)	2,0 (-50%)	10,6 (-36,9%)
	∑1189,6 (+28,1%)			∑146,7 (+27,6%)		∑24,3 (-25,2%)		
18	891,6	31,3	5,3	111,4	3,6	11,7	4,0	16,8
	∑928,2			∑115,0		∑32,5		

Примечание. В скобках даны изменения содержания элементов в % к нижнему (18) горизонту

Таким образом, появление в жилах графита является свидетельством резкого изменения состава флюидной фазы. Основной предпосылкой для формирования графита является наличие углеводородов в составе флюида и поступление в систему кислорода в концентрациях, недостаточных для полного окисления всех компонентов.

Предполагается следующая модель развития системы:

В начале основного этапа рудообразования концентрация воды в системе была минимальна при максимальной относительной концентрации CO_2. Принимая во внимание относительную химическую активность элементов, можно заключить, что такое соотношение компонентов в системе возможно при низкой относительной концентрации водорода и высокой концентрации кислорода, достаточной для полного окисления водорода и формирования значительных концентраций CO_2 (можно допустить, что часть углерода в системе осталась в восстановленной форме).

Далее в последовательном развитии процесса от первой к третьей главной продуктивной стадии происходит устойчивое закономерное увеличение концентрации H_2O и уменьшении относительной концентрации CO_2. Подобные изменения, очевидно, происходили при условии повышения роли водорода в системе, с которым реагировала основная часть кислорода. Оставшегося кислорода было недостаточно для полного окисления углерода. В этих условиях в пределах 3 стадии и происходило формирование графита.

К четвертой заключительной стадии концентрация водорода в системе снижается, кислорода оказывается достаточно для полного окисления углерода, относительная концентрация углекислоты в системе возрастает, и это отражается не только на составе газово-жидких включений, но и приводит к формированию карбонатов.

В целом можно сделать вывод о том, что формирование руд Калгутинского месторождения происходило за счет гомогенного источника рудо- и минералообразующих флюидов на фоне эволюции их состава.

В результате проведенных исследований установлено:

- температура образования руд Калгутинского месторождения варьирует в широких пределах. Более раннее грейзеновое тело, «Мо–шток–1» образовалось при температурах – 190…280ºС. Рудные жилы формировались в условиях больших температур – 325…475ºС.;
- в составе ФВ кварцев рудных тел наряду с водой и углекислотой присутствуют широкий спектр углеводородов и свободный водород. С глубиной значительно уменьшается концентрация H_2O, CO_2 и заметно увеличивается суммарное содержание углеводородов. На нижнем горизонте в составе газов появляется водород;
- в процессе формирования оруденения происходит эволюция физико-химических условий минералообразования и состава флюида от менее нагретого и более водного флюида с высоким содержанием Mo, Re, Cr к более высокотемпературному и менее водному с высоким содержанием W, Cu, Rb, Hg, Th, U, РЗЭ, Rh, Pd. Эволюция флюида в пределах жилы № 87 от нижних горизонтов к верхним сопровождается процессом частичного (не полного) окисления углерода в составе углеводородов, что и определило выход углерода в минеральную фазу.

Полученные данные по условиям формирования руд Калгутинского месторождения соответствуют параметрам образования продуктивных стадий вольфрам-молибденовой рудной формации крупнейших месторождений мира [1, 2], что еще раз подчеркивает высокие перспективы рудного поля месторождения. Результаты проведенных исследований позволяют выработать критерии оценки уровня эрозионного среза рудных тел месторождений с оценкой перспектив рудоносности данных образований на глубину.

Для рудных жил имеющих минимальный эрозионный срез, будет характерна:

- высокая флюидонасыщенность кварца (> 1100 мг/кг),

- преимущественно хлоридный (>0,21 моль/кг H_2O), малосульфатный (0,001–0,019 моль/кг H_2O), низкогидрокарбонатный (0,003…0,176 моль/кг H_2O) состав солей,

- низкие значения коэффициента востановленности флюида (< 45 ед.), который будет возрастать с глубиной.

Литература

1. Поцелуев А.А., Бабкин Д.И., Котегов В.И. Калгутинское комплексное месторождение (Горный Алтай): Минералого-геохимическая характеристика, флюидный режим рудообразования // Геология рудных месторождений, 2006. – Т.45. – №5. – С. 439–459.
2. Термобарогеохимические исследования процессов минералообразования. – Новосибирск: Наука. Сиб. Отделение, 1989. – 136 с.
3. Термобарогеохимические исследования процессов минералообразования. – Новосибирск: Наука. Сиб. Отделение, 1988. – 218 с.

ПОСТКАРБОНАТИТОВЫЕ ГИДРОТЕРМАЛЬНЫЕ ПРОЦЕССЫ АРШАНСКОГО РЕДКОЗЕМЕЛЬНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

М.В. Бурцева

Научный руководитель научный сотрудник А.Г. Дорошкевич

Геологический институт СО РАН, г. Улан-Удэ, Россия

Аршанское проявление редкоземельных карбонатитов расположено на площади Слюдинского горста вблизи западного борта Оронгойской впадины. Вмещающими породами его являются позднепалеозойские гнейсовидные граниты. Карбонатиты слагают три тела. Два из них это маломощные плащеобразные залежи, представляющие эрозионные останцы размером 250х75 м и 80х50 м. Третий участок, расположенный на южном фланге, представлен двумя сближенными телами (общей площадью 75х50 м) существенно брекчиевых пород. Он примыкает к осадочным позднемезозойским отложениям [1].

Карбонатиты сложены кальцитом с подчиненным количеством барито-целестина, флюорита, бастнезита. Полосчатость в них обусловлена ориентированным расположением зерен кальцита, флюорита, флогопита, а также длинных осей фенокристов бастнезита, барита и их полосовидными сегрегациями. Она близка к ориентировке поверхности рельефа. В породах широко распространены брекчиевые текстуры. В составе ксенолитов преобладают граниты.

На постмагматической стадии в карбонатитах проявились автометасоматические и гидротермальные процессы. С ними связаны перекристаллизация кальцита, замещение бастнезита паризитом и алланитом, карбонатизация и флюоритизация вмещающих пород, хлоритизация биотита, появление таких минералов как торит, торианит, стронцианит, целестин, галенит.

Паризит развивается по краям зерен и трещинкам бастнезита, слагает микропрожилки. Относительно бастнезита в паризите понижены Ce/Nd и La/Nd и повышены Ce/La. Минерал содержит до 0,66 мас. % Th, унаследованного от бастнезита.

Алланит представлен несколькими генерациями, различающимися химическим составом. Состав изменяется до редкоземельного эпидота. Первая генерация замещает бастнезит и паризит (рис.1), слагает каемки и микропрожилки. Она ассоциирует с кальцитом, флюоритом, торитом и торианитом. Отношения Ce/Nd и La/Nd ниже, а Ce/La в нем выше, чем в бастнезите и паризите. По составу это манган-алланит, с содержанием MnO до 11,22 мас. %.

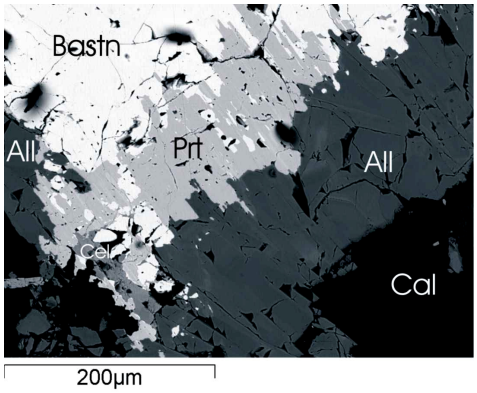


Рис.1 Алланит (All) ранней генерации, замещающий паризит (Prt) и бастнезит (Bastn). Cal – кальцит

Алланит второй генерации слагает призматические кристаллы, рассеянные в карбонатной матрице (рис.2). Кристаллы его зональны: центры обогащены TR_2O_3, краевая часть обеднена MnO, содержит повышенные количества CaO и Al_2O_3. Средние отношения Ce/La, Ce/Nd и La/Nd в краях подобны отношениям в алланите первой генерации.

Третья генерация алланита образует прожилки, рассекающие все известные минеральные парагенезисы. С этим алланитом ассоциируют кварц и поздняя генерация кальцита (рис.2).

Кроме того, встречен алланит, интенсивно развивающийся по монациту. Последний сохранился в виде многочисленных мелких реликтов. Алланит содержит MnO (до 1,06 мас. %), MgO (до 1,12 мас. %).

Торит и торианит образовались при замещении бастнезита и паризита алланитом. В некоторых случаях зерна торита содержат небольшое количество Pb (до 1,16 мас. %), а в торианите присутствуют Nd (до 1,91 мас. %) и Y (до 1,40 мас. %).

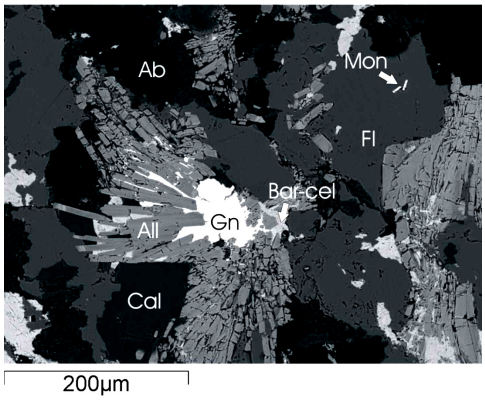


Рис.2 Кристаллы алланита (All) с галенитом (Gn) в интерстициях. Fl-флюорит, Cal – кальцит, Ab – альбит, Bar-cel – барито-целестин, Mon – монацит

Целестин гидротермальной стадии слагает тонкие прожилки, которые секут карбонатную матрицу, зерна бастнезита, паризита, алланита. Относительно сульфатных минералов магматической стадии (барито-целестин) он обеднен барием.

Вторичный кальцит встречается в виде тонких мелкозернистых микропрожилков (в некоторых случаях с флюоритом), пересекающих карбонатитовую матрицу. Встречаются также маломощные (до 5…10 см) жилы крупнозернистого кальцита. Такой кальцит часто отмечается в зонах трещиноватости среди вмещающих гранитов. Обе генерации кальцита характеризуются отсутствием сколько-нибудь значимых количеств примесных элементов. На рисунке 3 отчетливо видно пересечение прожилка алланита кальцитовым прожилком.

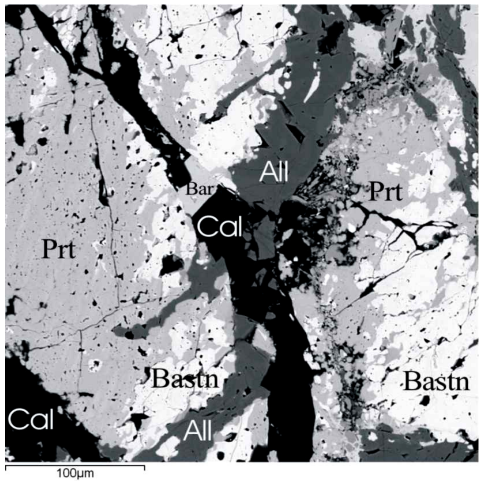


Рис.3 Прожилки вторичного кальцита (Cal), секущие поздний алланит (All). Bastn – бастнезит, Prt – паризит, Bar – барит

Вторичный флюорит также образует микропрожилки как в карбонатитах, так и во вмещающих породах.

К числу поздних минералов относится также барит, слагающий прожилки, выполняющий интерстиции между более ранними минералами.

С гидротермальной стадией на месторождении связаны также хлоритизация биотита, образование эпидота, содержащего РЗЭ, рассеянной сульфидной (существенно галенитовой) минерализации (рис.2), прожилков тонкозернистого кварца.

Литература

1. Рипп Г.С., Кобылкина О.В., Дорошкевич А.Г. и др. Позднемезозойские карбонатиты Западного Забайкалья. – Улан-Удэ: Изд-во БНЦ СО РАН, 2000.

К МЕТОДИКЕ ПОИСКОВ И ОЦЕНКИ ЗОЛОТОРУДНЫХ ОБЪЕКТОВ (НА ПРИМЕРЕ ЕЛЕНО-ТАВРИКУЛЬСКОГО УЗЛА, ЕНИСЕЙСКИЙ КРЯЖ)

О.Л. Герасимчук
Научный руководитель доцент В.И. Стреляев
Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Елено-Таврикульский золотоносный узел площадью 180 км^2 выделяется в северной осевой части Енисейского кряжа, на водоразделе нижних течений рр. Панимба и Чиримба, и охватывает бассейны р. Еленка, Таврикуль, Неприступный, Юхтахта, Баландинский, Ильинский, Безымянка и отчасти левобережье р. Мал. Кадра.

Широкое распространение на площади метаморфизованных черносланцевых золотоносных пород архей-протерозойско-нижнерифейского возраста, относящихся к формациям золото-сульфидного и золото-кварц-сульфидного типов, наличие в них повышенных скоплений благородного металла явились достаточным основанием для проведения в настоящее время в данном рудном узле детальных поисково-разведочных работ. Наряду с изучением петро-литологического состава пород, концентраций рудных компонентов (рудное золото, арсенопирит, пирротин, пирит, халькопирит, магнетит, антимонит и др.) и закономерностей их распределения, весьма существенное значение в практических целях имеет установление генетической модели оруденения.

Автором было выявлено, что Елено–Таврикульский рудный узел пространственно приурочен к зонам тектономагматической активизации с повышенной проницаемостью в составе сильно измененных жестких глыб протоматерикового типа. Также было выявлено, что наибольшие концентрации рудного золота приурочены к зонам с относительно высоким содержанием калия в составе вмещающих пород и руд.

Петрохимический анализ, проведенный в химической лаборатории экспедиции ОАО «Красноярскгеолсъемка» (таблица 1) показал, что калийсодержащие образования архей-протерозойско-нижнерифейского структурно-вещественного комплекса очень схожи с «гумбеитами», установленными Д.С. Коржинским на Южном Урале [2]. Также по составу аналогичные породы были ранее установлены в пределах Герфедского рудного узла в заангарской части Енисейского кряжа Ф.П. Кренделевым, А.Г. Лучко [1].

Концентрация ионов калия и золота увеличиваются с глубиной (в нижнем этаже они наиболее высокие), чему способствует, по нашему мнению, внедрение биотитсодержащего метадиапира, имеющего широкое распространение в пределах осевой части Енисейского кряжа [3].

Таким образом, макрокомпонентная жидкофазная «гумбеитовая» система в архее-протерозое-раннем рифее была связана с внедрением «гумбеит»-диапира несущего потоки с высокими силами энергетических металлических связей (табл. 1).

Таблица 1

Структурные этажи	Возраст	Петро-литологический состав	SiO_2	Al_2O_3	Na_2O	K_2O
Нижний	AR- PR_1	Высокобиотитовые метапороды	59,94	21,49	0,47	5,50
Средний	PR_1	Биотит-кварцевые кристаллосланцы	68,73	15,65	1,5	2,78
Верхний	R_1	Метагравелиты и метапесчаники с биотитом	83,04	7,34	0,9	2,39

Активные энергичные потоки приводят к связыванию ионов калия, мышьяка, золота и серы в виде твердых растворов в составе игольчатого арсенопирита, позже – в составе пирротина с примесью арсенопирита и пирита, и в конце – в составе твердых растворов антимонита с примесью халькопирита и местами магнетита. Соответственно, меняются пробность и концентрации рудного золота (табл. 2).

Таблица 2

Структурные этажи	Возраст	Ведущий минеральный состав	Пробность	Au, у.е.
Нижний	AR-PR_1	Арсенопирит с золотом	960	5
Средний	PR_1	Арсенопирит с золотом, пирротин, магнетит	860	3
Верхний	R_1	Арсенопирит, пирротин, пирит, халькопирит в составе цемента	800	1

Таким образом, исследования Елено-Таврикульского золоторудного узла Енисейского кряжа показали, что размещение продуктивных залежей зависит от петро-литологического состава. Весьма активный калий в составе биотитов вмещающих пород сильно активизирует синтез сульфидных веществ с зольным золотом в составе твердых растворов. Установленный признак может быть оценочным критерием для выявления других аналогичных золоторудных объектов в смежных районах Енисейского кряжа.

Литература

1. Кренделев Ф.П., Лучко А.Г. Новый тип золотого оруденения на Енисейском кряже // Вопросы геологии месторождений золота. – Томск: Изд-во ТГУ, 1970. – Том. 239. – С. 78 – 87.
2. Омельяненко Б.И. Околорудные изменения пород. – М.: Недра, 1978. – 215 с.

3. Стреляев В.И. и др. Конвективная рекструктуризация земной коры и полихронное формирование рудно-флюидных систем (Енисейский кряж) // Актуальные проблемы рудообразования и металлогении. – Новосибирск: Академическое изд-во «Гео», 2006. – С. 215 – 216.

ГЕОЛОГИЯ ИВАНОВСКОГО РУДОПРОЯВЛЕНИЯ И ВЛИЯНИЕ ПРИРАЗЛОМНЫХ ИЗМЕНЕНИЙ НА ЛОКАЛИЗАЦИЮ ЗОЛОТА (ЕНИСЕЙСКИЙ КРЯЖ)

А.В. Глотов
Научный руководитель доцент В.И. Стреляев
Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Рудопроявление участка «Ивановский» находится в пределах Гаревского рудного узла Приенисейского золото-кварцевого пояса (рис.1).

Рудопроявление расположено в правом борту долины одноименного ручья, в 600 метрах выше мыса, образованного р. Гаревка. Особенностью геологического строения является приуроченность к субмеридиональной и субширотной сети разломов, осложняющих местную грабен-синклиналь, надвигов кристаллических пород малогаревского метаморфического комплекса и кристаллосланцев свиты хребта Карпинского на сланцы сухопитской серии [1, 2].

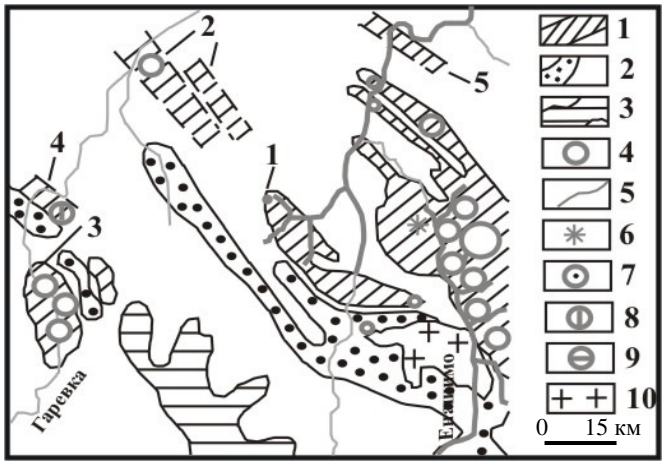


Рис.1 Схема соотношения золотоносных формаций, гидротермально-метасоматических и контактово-метаморфических образований центральной части Енисейского кряжа [1]
1 – кварцево-жильные ветви Енисейского золото-кварцевого пояса (1 – Нойбинская, 2 – Чингасанская, 3 – Верхне-Гаревская, 4 – Чапская, 5 – Нижнее-Тейская); 2 – ореолы контактового и высокотемпературные зоны регионального метаморфизма и связанные с ними гидротермально-метасоматические образования; 3 – поля развития пегматитов, скарнов и скарноподобных пород; 4-6 – рудные (россыпные) формации (месторождения, проявления): 4 – золото-кварцевая, 5 – золотоносных аллювиальных (долинных, террасовых) россыпей, 6 – эллювиально-остаточных россыпей, в том числе россыпей кор химического выветривания; 7-9 – потенциально перспективные золоторудные формации (проявления): 7 – золотоносных конгломератов, 8 – золото-скарновая, 9 – золотоносных метасоматитов березитового типа; 10 – массивы гранитоидов

Здесь среди зеленоватых биотит-хлорит-серицитовых сланцев кординской свиты выявлена широкая (около 100 м) линейная субмеридиональная зона березитизации, сложенная серицитизированными и неравномерно окварцованными, вплоть до образования кварцитовидных метасоматитов, сланцами, в которых развиты кварцевые жилы и прожилковые зоны – до 8% от мощности зоны березитизации.

По данным старательской отработки Ивановской россыпи золота от места выхода описанной зоны к ручью, начиналась наиболее богатая часть россыпи, а выше по ручью ее золотоносность снижалась [1, 3].

Были отобраны образцы пород из разведочной канавы, пересекающей данное рудное тело. Породы представляют собой серицитизированные сланцы серовато-белого, желто-белого, белого цвета, текстура сланцеватая, иногда неотчетливая. Падение сланцеватости крутое ($60\text{-}85^0$) и в целом западное, с наличием мелкой сжатой складчатости. По данным проведенного спектрального анализа биотитизированным сланцам присущи повышенные содержания Au (до 1 г/т при среднем около 0,9 по 68 пробам), As (до 0,1%), Ag (до $0{,}05*10^{-3}$%), Pb (до 0,005%) и Mo (до 0,0006%).

Также были отобраны образцы кварцитовидных метасоматитов (скважина С-903), которые слагают до 25% объема зоны в виде участков шириной 1…3 м. На этих участках при промывке проб была обнаружена вкрапленность самородного Au в количестве от 3 до 15 знаков на пробу весом 2 кг. Участками в них встречаются мелкие от 15 мм до 2…3 см обособления жильного кварца в виде линзочек, прихотливой формы гнезд и прожилков, также в них часто видна рассеянная крупнозернистая (1…3 мм) вкрапленность пирита и арсенопирита (до 3%). Следует отметить, что сульфидная минерализация сосредоточена на контакте кварцевых жил со сланцами, в самих сланцах и реже в собственно кварцевых жилах.

Жилы в образцах сложены следующими типами кварца:

- серый и серовато-белый крупнозернистый (золотоносный);
- полупрозрачный среднезернистый, ожелезненный;
- крупно- и среднезернистый молочно-белый и серо-белый полупрозрачный с многочисленными кавернами, выполненными лимонитом, характерна вкрапленность и прожилки арсенопирита;
- темно-серый среднезернистый с чешуйками биотита.

Анализ образцов из скважины (интервал 38,2…50,4 м), расположенной непосредственно рядом с разведочной канавой, показал, что породы подверглись интенсивному окварцеванию (до 90…95 %), местами карбонатизации, пропилитизации. Сульфидная минерализация представлена пиритом, арсенопиритом и пирротином.

Спектральный анализ образцов показал следующие результаты (n*10^{-3} %): на интервале 38 метров содержание золота составляет 20, 41…100, 42…60, 46…30, 50,1…15, 50,4…150 (рис.2).

В образцах с резко повышенным содержанием золота выявлены следующие закономерности:

- присутствие карбонат-кварцевых прожилков, сульфидов;
- повышение содержания таких элементов как Cu, B, Cr, W, Ca и др. (рис.3).

На основании всех данных можно сделать следующие основные выводы:

1) наряду с малосульфидной золото-кварцевой формацией можно выделить формацию золотоносных метасоматитов березитового типа;

2) наиболее благоприятной областью их локализации являются вулканогенно-осадочные толщи, измененные в условиях зеленосланцевой фации метаморфизма, приуроченные к зонам расланцевания и дробления во фронтальных участках надвигов и субвертикальных разрывов.

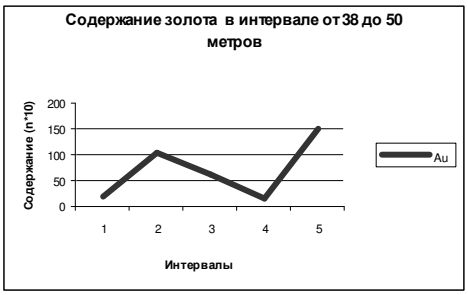


Рис.2 Содержание Au в интервале 38 - 50 метров, скв. С-903

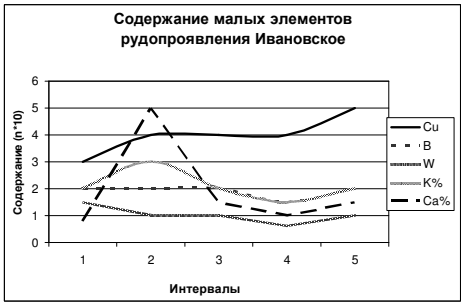


Рис.3 Содержание Cu, B, W, K, Ca в интервале от 38 до 50 метров, скв. С-903

Осадителями золота из растворов на данном рудопроявлении, вероятнее всего, являлись сульфиды. Вместе с тем, не исключается и роль карбонатных растворов. Сильными восстановительными служат Fe^{2+}, SO_2 [4]. Именно этим объясняется высокое содержание золота в сульфидах.

3) целесообразно выделять два этапа отложения рудного золота:

- в виде тонкодисперсных и субмикроскопических выделений в сульфидах (ранние генерации пирита, арсенопирита);
- более позднее и, как правило, более крупное золото связано с поздними сульфидами в зонах повышенной трещиноватости кварцсодержащих пород.

В 10 % рудных проб содержание золота превышало уровень минимально промышленного (4 г/т), но среднее содержание в рудной массе, по данным валового опробования, составит 6…8 г/т, а по данным эксплуатации 8-17 г/т. Исходя из этих параметров, объем рудоносной зоны Ивановского проявления до глубины 200 м составляет 8 млн. $м^3$, ресурсы золота по категории P_2 около 9 тонн при среднем содержанием 4 г/т [1].

По характеру и интенсивности метасоматических процессов Ивановское проявление сопоставимо с известными золото-кварцевыми объектами и относится к весьма перспективным.

Литература

1. Забияка А.И., Курганьков П.П., Гусаров Ю.В. и др. Тектоника и металлогения Нижнего Приангарья / Под. ред. А.И. Забияки. – Красноярск: КНИИГиМС, 2003.
2. Геохимия и петрология рудных районов Красноярского края. – Новосибирск: Наука, 1985. – 120 с.
3. Миронов А.Г., Ножкин А.Д. Золото и радиоактивные элементы в рифейских вулканогенных породах. – Новосибирск: Наука, 1978. – 254 с.
4. Тюлюпо Б.М. Рудные месторождения. Редкие элементы, уран и золото: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТГУ. – 1989. – Ч. III. – 200 с.

О МОРФОЛОГИИ ЗОЛОТОРУДНЫХ ТЕЛ РУДОПРОЯВЛЕНИЯ «ШИРОТНОЕ» КЫЗЫЛТУРУКСКОГО РУДНОГО ПОЛЯ (ЧАКЫЛКАЛЯНСКИЕ ГОРЫ, ЗАПАДНЫЙ УЗБЕКИСТАН)

И.И. Джураев[1]
Научный руководитель ученый секретарь А.А. Артыков[2]
[1]Узбекский национальный университет, г. Ташкент, Узбекистан
[2]Институт геологии и геофизики им. Х.А. Абдуллаева Академии наук Республики Узбекистан, г. Ташкент, Узбекистан

Морфология является одним важнейшим параметром руды, который имеет большое значение при освоении месторождения.

Кызылтурукское рудное поле расположено в западном окончании Чакылкалянских гор и находится на территории Ургутского района Самаркандской области. Рудопроявление «Широтное» приурочено к южной части рудного поля и имеет протяженность 2,6 км и ширину 0,5 км. Площадь рудопроявления сложена породами девона и карбона. Девонские отложения (D_{2e}) состоят из переслаивающихся известняков и кремнистых, кремнисто-карбонатных сланцев. Доля последних на площади составляет около 70%. Каменноугольные породы (C_{1-2}) сложены глинистыми и углисто-глинистыми сланцами, которые по простиранию переходят в глинистые известняки. В структурном отношении площадь рудопроявления «Широтное» приурочена к южному крылу Кызылтурукской антиклинали, которая осложняется серией разнонаправленных разрывных нарушений. Из крупных разрывных нарушений самым древним является субмеридиональный Навруzский взбросо-надвиг. Основной структурой площади, которая определяет положение рудовмещающей толщи, считается субширотный Кызылтурукский сбросо-сдвиг.

Золоторудные тела и минерализованные зоны (с некондиционным содержанием золота) рудопроявления «Широтное» приурочены к контактам сланцев и карбонатных пород девона. Они образуют зоны, состоящие, в основном, из серий субпараллельных кварцевых прожилков. Отмечаются также секущие и сложные ветвящиеся прожилки. Прожилки обычно непрямолинейные, часто извилистые. Мощность прожилков от мм до 1 см и более. По морфологии руду и минерализованные зоны рудопроявления «Широтное» можно отнести к штокверковому типу [2], который развивается и по сланцевым и по карбонатным породам [1]. Форма штокверка согласно существующей классификации [3] – линейно вытянутая пластообразная залежь с субширотным простиранием. Мощность штокверковой залежи 2…5 м, протяженность по поверхности до 200 м, а на горизонтах штолен увеличивается до 400м. Падение на юго-запад под углами 50…60°. Минеральный состав штокверковой руды и минерализованной зоны простой: они состоят в основном из кварца и незначительно из рудных минералов – золота, пирита – 1…1,5 %, арсенопирита, сфалерита, халькопирита, а также шеелита. Квершлагами штольни и горизонтальным бурением южнее на 150…200 м от основного рудного тела вскрыта ещё одна (слепая) штокверковая залежь со средней истиной мощностью 1,6 м, протяжённостью 250 м. По данным Кашкадарьинской ГРЭ (В.Е. Рискин и др.) среднее содержание золота в рудных телах 5…6 г/т, а в одной минерализованной зоне (протяженность 120 м и средняя мощность 3…4 м) 1,8 г/т.

Новые данные о морфологическом типе рудных тел и минерализованных зон рудопроявления «Широтное» позволяют пересмотреть перспективу данного объекта на золотое оруденение. Штокверковый характер руды и возможность её открытой разработки с низкими содержаниями полезного компонента привлекает в сферу руды наблюдаемые на данном объекте золотоносные минерализованные зоны и, следовательно, расширяется перспектива изучаемого рудного объекта.

Литература

1. Артыков А.А., Рустамов А.И., Исмаилов Б.Д. О структурно - морфологической особенности золоторудных тел в Кызылтурукском рудном поля. // Геология и минеральные ресурсы, 2008. – №2.
2. Смирнов В.И. Геология полезных ископаемых.– Москва: Недра, 1982. – 670 с.
3. Фролов А.А. Штокверковые рудные месторождения.– Москва: Недра, 1978.– 264 с.

ОСОБЕННОСТИ ЛОКАЛИЗАЦИИ ЗОЛОТОГО ОРУДЕНЕНИЯ В ПРЕДЕЛАХ ГАРЕВСКОГО ЗОЛОТОРУДНОГО УЗЛА (ЕНИСЕЙСКИЙ КРЯЖ)

Г.А. Дмитриев[1], **Е.В. Дмитриева**[2], **Н.Ф. Васильев**[2]
Научный руководитель доцент В.И. Стреляев[1]
[1]Томский государственный университет, г. Томск, Россия
[2]ОАО «Красноярскгеолсъемка», г. Красноярск, Россия

В результате ГДП-200, проведенного в западной части Енисейского кряжа в 1998-2007 гг., была выделена золоторудная Зыряно-Вороговская менерагеническая зона субмеридионального простирания (от устья р. Зырянки до верховий р. Вороговки), а в ее центральной части – Гаревский золоторудный узел (рис.).

Гаревский золоторудный узел (площадью 320 км^2) расположен в северо-западной части Енисейского кряжа и охватывает верховья рек Гаревки, Чапы, Колоромо и Тис. В структурном плане узел приурочен к тектоническому сочленению юго-восточной части Приенисейского антиклинория и западной части Центрального антиклинория. В его пределах известны Гаревская и Колороминская золотоносные россыпи среднего масштаба и ряд малых россыпей, Ивановское проявление золота, многочисленные пункты

минерализации золота и вторичные ореолы его рассеяния. Ресурсы узла оценены при ГДП-200 в 55 т, в том числе по категории P_2 – 5 т, по P_3 – 50 т.

Ивановское проявление золота (см. рис.) расположено в приустьевой части одноименного ручья, левого притока р. Гаревки. Представлено мощной (150…350 м) зоной золотоносной березитизации северо-восточного падения (под углами 50…60°), развитой по бластомилонитизированным метаалевролитам и метаалевропесчаникам кординской свиты. Березитизация проявлена преимущественно в виде серицитизации (20…60 % объема сланцев), вкрапленно-прожилковой сульфидизации (пирит-пирротиновой в объеме 1…5 %, с примесью арсенопирита) и прожилкового окварцевания (2…10 %); незначительно (до 5 %) развиты карбонатизация, хлоритизация и альбитизация пород.

По совокупности признаков Ивановское проявление относится к гидротермальному генетическому типу, золото-кварцевой формации, геологопромышленному типу малосульфидных арсенопиритсодержащих прожилково-вкрапленных минерализованных зон. Эталонными аналогами Ивановского проявления могут служить месторождение Благодатное и рудопроявление Кварцевая Гора. Значимость этого проявления подтверждается тем, что именно от него берет начало Гаревская россыпь, из которой добыто более 1 т золота.

В междуречьи Гаревки и руч. Ивановского выявлено еще несколько масштабных золотоносных зон. Вероятно, они образуют единую золотоносную зону, так как оконтурены протяженным (3 км) субмеридиональным вторичным литохимическим ореолом золота с содержанием 4 – 400 мг/т (среднее 20 мг/т). От северного конца этого ореола берет начало малая золотоносная россыпь верховья р. Гаревки.

В северо-западной части узла (истоки р. Чапы), северо-восточной (истоки р. Колоромо) и юго-западной (участок Междуречный) выявлен еще ряд россыпей, шлиховых потоков и пунктов минерализации золота. Особенно интересен в поисковом отношении участок Междуречный, с прогнозными ресурсами P_3 – 10 т. Залегание зоны в его пределах обрамляет массив гнейсо-гранитов гаревского комплекса (с радиологическим возрастом 1748 Ма) и локализованы среди кристаллических сланцев и амфиболитов позднего карелия (рязановская свита). Все золотые проявления и пункты минерализации узла локализованы в зонах развития березитов и жильно-прожилкового окварцевания. Мощность зон колеблется от 1 до 400 м, протяженность от сотен метров до нескольких километров.

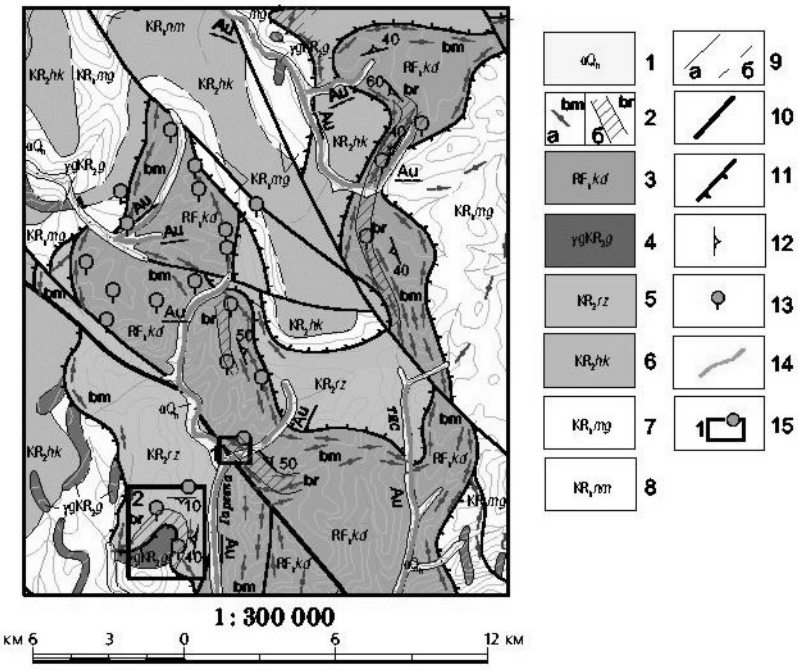


Рис. Карта закономерностей локализации золотого оруденения в Гаревском рудном узле
1 – Современные аллювиальные образования и техногенные отложения; 2 – Позднерифейские метаморфические и метасоматические образования: а – бластомилониты гранат-мусковит-кварцевые; б – березиты и березитизированные породы (br); 3 – Раннерифейские метаморфизованные отложения. Кординская свита. Метаалевролиты биотит-серицит-кварцевые, метапесчаники полевошпат-кварцевые; 4 – Позднекарельские ультраметагенные образования. Гаревский комплекс. Гранитогнейсы биотитовые, граниты пегматоидные, пегматиты; Позднекарельские метаморфизованные отложения: 5 – Рязановская свита. Мраморы, амфиболиты, сланцы кварц-полевошпат-гранат-биотитовые; 6 – Свита хребта Карпинского. Кристаллосланцы высокоглиноземистые кианит-ставролит-силлиманит-гранат-кварц-биотит-мусковитовые; Раннекарельские метаморфические образования: 7 – Малогаревский комплекс. Амфиболиты, гнейсы, кристаллосланцы, мраморы; 8 – Немтихинский комплекс. Плагиогнейсы, редкие тела амфиболитов; 9 – Геологические границы между разновозрастными геологическими образованиями (а – достоверные, б – предполагаемые); 10 – Взбросы; 11 – Надвиги; 12 – Элементы залегания вторичной сланцеватости; 13 – Пункты минерализации золота; 14 – золотоносные россыпи;15 – Площадь золоторудного проявления Ивановского (1) и перспективного участка Междуречного (2)

Статистически установлено, что большинство месторождений и проявлений золота Енисейского кряжа локализованно в стратифицированных образованиях нижней части сухопитской серии (кординская, горбилокская и удерейская свиты). На этом основании многие исследователи (Петров В.Г., Ли Л.В, и др.) полагают, что первичная концентрация золота происходила в нижне-среднерифейское время путем седиментации, за счет размыва неких более древних (карельских?, архейских?) золотосодержащих образований. Собирательная концентрация этого рассеянного золота произошла, по их мнению, в связи с термальным воздействием гранитоидных комплексов, образовавшихся в изобилии на позднерифейском этапе. При этом многие зоны золотого оруденения сохранили признаки стратификации, а другие локализовались в тектонических нарушениях взбросового типа.

Изучение особенностей распределения золотоносных зон Гаревского узла привело к иному представлению об эволюции и особенностях локализации золота на рудных объектах Енисейского кряжа.

Структурно-тектонический контроль золотого оруденения выражен в том, что все золоторудные метасоматиты приурочены к зонам наложенного вторичного рассланцевания, вплоть до развития милонитов и бластомилонитов. Большая часть тектонитов сформирована перед фронтом надвигов, менее они проявлены в субвертикальных разрывах. Образование надвигов обусловлено обдукцией расположенного западнее Исаковского террейна, происходившей по имеющимся данным [4] в районе 730 Ма. В результате постнадвиговых деформаций (720…710 Ма) в бластомилонитах возникли зоны растяжений, благоприятные для проникновения золотоносных гидротерм. При этом плоскости надвигов выступали в роли экранов [4].

Рудоконтролирующая роль надвиговых структур установлена во многих золоторудных провинциях мира: в частности, для золото-сульфидных месторождений Невады [1, 2] и ряда объектов других золоторудных формаций. Поступление золота связано с субдукционными процессами и обусловлено миграцией астеносферного флюида со значительным объемом углерода, водорода, золота, халькофилов [3]. На Енисейском кряже активный привнос золота связывается с заложением позднерифейских рифтогенных структур: Верхневороговской, Рыбинско-Панимбинской и др [4].

Процесс золотого оруденения развивается на фоне зеленосланцевого метаморфизма, завершая его [3]. Пострудные преобразования золоторудных объектов заключаются в тектоническом нарушении позднерифейскими и фанерозойскими взбросами, формировании на их выходах мел-палеогеновых кор выветривания и эрозии их в неоген-четвертичное время с образованием золотоносных россыпей.

В свете новых представлений о закономерностях размещения золоторудных объектов района следует уделить большое внимание поисковым работам на золото в Гаревском прогнозируемом узле, где высоки перспективы выявления крупнобъемных объектов золото-сульфидно-кварцевой и золото-кварцевой формаций. Проблема пространственной, генетической и временной связи золотого оруденения с надвиговыми структурами, различными типами магматических пород, метасоматитов и бластомилонитов имеет практическое значение и требует дальнейших углубленных целенаправленных исследований.

Литература

1. Воларович Г.П., Фогельман Н.А. Золоторудные формации и главнейшие геолого-экономические типы золоторудных месторождений как основа прогнозирования // Вопросы типизации золоторудных месторождений и районов и принципы прогнозирования золотого оруденения. – Тр.: ЦНИГРИ, 1981. – Вып. 165. – С. 3 – 11.
2. Критерии прогнозной оценки территорий на твердые полезные ископаемые / Под ред. Д.В. Рундквиста. – Л.: Недра, 1978. – 608 с.
3. Сазонов А.М. Геохимия золота в метаморфических толщах. – Томск: ТПУ, 1998. – 166 с.
4. Стороженко А.А., Васильев Н.Ф., Динер А.Э. Надвиговые структуры и золотое оруденение северной части Енисейского кряжа // Геология и полезные ископаемые Красноярского края и республики Хакасия. – Красноярск, 1998. – Вып.4 – С. 19 – 25.

К ГЕОХИМИИ ПОРОД УДЕРЕЙСКОГО РУДНОГО УЗЛА (ЕНИСЕЙСКИЙ КРЯЖ)

А.А. Журавлева
Научный руководитель доцент В.И. Стреляев
Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Удерейский рудный узел расположен в в Ишимбинской зоне разломов – зоне сочленения Центрального антиклинория и Ангаро-Питского синклинория. Удерейский рудный узел сложен алеврито-глинистыми и карбонатно-глинистыми сланцами удерейской свиты среднего рифея. Карбонатность пород обусловлена присутсвием сидерита и кальцита. Рудный узел приурочен к ядерной части Васильевской синклинали и вытянут в северо-восточном направлении. Породы рассланцованы и собраны в мелкие складки северо-восточного простирания с крутым падением осевых плоскостей к северо-западу. Более мелкие складки (третьего- четвертого порядков) имеют брахиформные очертания и характеризуются резкими ундуляциями шарниров. Отмечаются разрывные нарушения различного масштаба и возраста. Золото-сурьмяное оруденение приурочено к кварцевым жилам, ориентированным по сланцеватости. Послойные тела имеют небольшую (до 100 м) протяженность и изменчивую мощность. Они располагаются в контурах стратиформных зон прожилковой и прожилково-вкрапленной золото-кварцево-сульфидной минерализации, морфология которых определяется характером складчатости вмещающих пород. Интрузивные породы в пределах описываемого рудного узла отсутствуют. Выходы их на поверхность расположены в 8…15 км западнее, где они представлены амфиболитами, ортоамфиболитами индыглинского комплекса и гранодиоритами, гранитами татарско-аяхтинского комплекса.

Мезозойско-кайнозойские отложения выполняют отрицательные формы рельефа на размытой поверхности протерозойской плиты и отмечаются только в западной части Удерейского рудного узла.

Удерейская свита (R_2ud) слагает весь Удерейский рудный узел. Она делится на три подсвиты. Нижнеудерейская подсвита (R_2ud_1) сложена толщей переслаивающихся темно-серых, серых, светло-серых слоистых кварц-серицитовых и серицитовых сланцев. Отложения характеризуются повышенным фоном золотоносности и вмещают золото-сурьмяные руды Удерейского рудного узла. Мощность подсвиты 800 м. Среднеудерейская подсвита (R_2ud_2) представлена серыми, зеленовато-серыми серицит-хлоритовыми и серицит- кварцевыми сланцами с отчетливой тонкой слоистостью. Наличие слойков существенно серицитового и хлоритового составов обусловливают слоистость. Мощность подсвиты 700 м. Верхнеудерейская подсвита (R_2ud_3) представлена однообразной толщей темно-серых до черных глинистых сланцев с прослоями карбонатов (сидерит, кальцит). Средняя и верхняя подсвиты безрудны. Мною детально изучалась в полевых условиях стратиграфия и геохимические особенности отложений нижнеудерейской подсвиты по методике [1, 2]. В ее составе снизу вверх выделяется 4 пачки:

1. Золотоносные сульфидизированные и окварцованные сланцы – 220 м;
2. Пачка пород, представленная переслаиванием отложений первой и третьей пачек – 190 м;
3. Глинистые сланцы мелкозернистой структуры – 210 м;
4. Сланцы глинисто-карбонатные – 180 м.

Многочисленные количественные спектральные анализы (более 1000 проб), проведенные в Ангарской геолого-разведочной экспедиции, позволил установить геохимическую специализацию вмещающих пород нижнеудерейской продуктивной подсвиты, а также особенности состава и распределения золота и сопутствующих рудных компонентов (см. табл.).

Образование нижнеудерейских рудоносных расслоенных метаморфитов одноименного узла, по моему мнению, вполне можно сопоставить с процессами образования слоистости в осадочных терригенных породах, с той лишь разницей, что роль области сноса здесь играет астенорасплав, постоянно меняющийся по геохимическому составу и свойствам в результате гравитационной фракционной кристаллизации с элементами стратификации.

Таблица

Параметры	Единицы измерения	Первая пачка, глубинная	Вторая пачка, полуглубинная	Третья пачка, приповерхностная	Четвертая пачка, поверхностная
Золото	мг/т	933,1	101,5	64,3	30,4
Мышьяк	г/т	455,8	75,9	53,8	35,0
Сурьма	г/т	1290	1250	990	640
Свинец	г/т	5,2	3,4	3.2	3,0
Цинк	г/т	17,9	17	16,2	14,1

Литература

1. Стреляев В.И., Паскаль Ю.И. Равновесное распределение компонентов жидкофазной системы в поле тяготения Земли // Изв. Вузов СССР. Серия «Физика», – М., 1986. – №1.– С. 29 – 34.
2. Стреляев В.И., Паскаль Ю.И. К методике изучения фаций глубинности гранитоидных массивов на основе термодинамики расплавов // Изв. АН СССР. Серия геол. – М., 1991.– №6.– С. 145 – 149.

ПРОБЛЕМЫ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ В СОВРЕМЕННОЙ РОССИИ

П.С. Кернякевич
Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Экспоненциальный рост потребления минерального сырья, большая временная инерционность процесса воспроизводства (от открытия перспективной площади до завершения разведочных работ проходит от 15 до 25 лет), технологически и методологически обусловленная стадийность ГРР, большая продолжительность (от 5 до 10 лет после завершения разведки) строительства горнодобывающего или нефтегазодобывающего предприятия – все это предрешает расширенный характер воспроизводства МСБ. Его показатели тем выше, чем выше темпы роста потребления сырья и больше разрыв во времени от завершения разведки до достижения проектных показателей добычи и чем протяженнее цепочки стадий ГРР, в рамках которых осуществляется «селекция» позитивных конечных результатов [10].

Зарубежный опыт решения проблемы воспроизводства МСБ свидетельствует о том, что в экономически развитых странах широко практикуется долевое участие государства в финансировании программ поисковых и даже разведочных работ.

В первую очередь это касается стратегически важных и дефицитных для каждого государства видов полезных ископаемых. Их перечень для США, к примеру, превышает 40 наименований. Австралия вкладывает в проекты поисковых и разведочных работ до 30-40 %, Великобритания – 33…35 %, Канада – 38…40 %, США – 50…70 %, Япония – 75…80 % средств, необходимых для их реализации. Часть государств принимает на себя и «риски» (компенсацию производственных затрат) по безрезультатно завершающимся ГРР [10].

Показательны предельные уровни предоставляемых горнорудным компаниям налоговых льгот. Их также следует рассматривать в качестве «инвестиций» в исследование недр и воспроизводство МСБ. В конце 70-х гг. в экономически развитых странах налоговые льготы составляли от 16 до 23 % валовой стоимости добываемого сырья и на начало 90-х гг. – 20…25 % [10].

При всей важности вопроса до настоящего времени отсутствуют экономически и методически обоснованные критерии достаточности показателей расширенного воспроизводства. Кроме заинтересованности в своевременной подготовке запасов к освоению, в ретроспективе часто просматриваются не афишируемые конъюнктурные и геополитические (в первую очередь – стремление закрепить за собою объекты стратегически важных полезных ископаемых и даже целые регионы) цели. Этим объясняются резкие «всплески» в отдельные пятилетние периоды объемов ГРР на уран, марганец, хромовые руды, бокситы, кобальт, платиноиды и алмазы, когда годовые темпы прироста запасов достигали десятков процентов, сопровождаясь и повышенными (относительно усредненных) показателями воспроизводства МСБ [10, 7].

Ориентирующими для России следовало бы считать показатели воспроизводства МСБ, достигнутые в СССР в условиях плановой экономики в 1986-1990 гг. По энергетическим видам сырья (нефть, газ, уголь) они составили около 285 %, а по неэнергетическим – 205 % по отношению к объемам добычи (погашению). Вклад в эти показатели нефтегазодобывающих и горнодобывающих предприятий, проводивших работы преимущественно на освоенных площадях и в границах горных отводов, оценивается соответственно в 60 и 42 %. Указанные показатели воспроизводства являлись оптимальными для энергетических видов сырья при годовых темпах роста добычи в 7 %, а для не- энергетических – 5 %. Если темпы роста добычи уменьшались, то с позиций формальной оценки воспроизводство велось неоправданно высокими темпами [10].

Общие показатели воспроизводства МСБ России в последнее время были ниже, чем в 1986-1990 гг., когда обеспечивалось расширенное воспроизводство МСБ. Со спадом показателей процесса воспроизводства коррелируется динамика объемов разведочного бурения [10, 17].

Процесс воспроизводства МСБ в России пошел в последнее время по самому легкому, наименее затратному пути. Практически все работы свелись к доразведке запасов в пределах горных отводов действующих добывающих предприятий, где, согласно статистике, стоимость единицы приращиваемых запасов в 2…4 раза ниже, чем при полном цикле поисковых и разведочных работ в новых районах. Задачи расширенного воспроизводства при этом не решаются, а обеспечивается лишь максимизация сроков деятельности добывающих предприятий. Несколько более высокие на общем фоне показатели воспроизводства по энергетическим видам сырья, а также золоту и алмазам обусловлены привлечением в эти отрасли отечественных и иностранных инвестиций [10].

Анализ деятельности вертикально-интегрированных нефтяных компаний дает основание считать, что они не занимались, и не будут заниматься воспроизводством МСБ с широким выходом в новые регионы [10]. Что касается предприятий и компаний, ведущих работы по твердым полезным ископаемым, то показательно, что даже в жизненно важную для них эксплуатационную разведку они вкладывают не более 12…15 % необходимых средств [10].

Таким образом, основной жизненно важной проблемой, стоящей перед добывающими отраслями, является регулирование воспроизводства МСБ, инвестиционное обеспечение необходимых темпов процесса воспроизводства.

Суммарный объем ежегодной целевой поддержки регионов должен составлять не менее 3,0…3,5 млрд. руб. и компенсировать хотя бы часть расходов необходимых на финансирование региональных программ ГРР.

Либерализация процесса воспроизводства МСБ без одновременного принятия законодательных и других мер, в том числе экономических, по стимулированию интереса добывающих компаний, которые не только компенсировали бы, но и увеличивали бы выпадающие инвестиционные возможности государства, приведет к еще большему ухудшению состояния МСБ.

За последние пятнадцать лет восполнение МСБ в среднем составляет 50 % объемов ее погашения в недрах в результате добычи, не подтверждения и списания по экономическим и иным причинам. В связи с этим все последние годы в стране обостряется проблема восполнения выбывающих запасов полезных ископаемых. Достижение уровня 100…105 % восполнения возможно при совокупных затратах около 5,0 млрд. дол. в год, что составляет примерно 4 % выручки от реализации сырьевой продукции всех добывающих предприятий страны [12, с. 53].

Если не предпринять упреждающие действия, тенденция ухудшения состояния МСБ усилится, а к 2010 гг. вполне вероятно проявление кризиса из-за дефицита сырьевой базы.

В результате исчерпания МСБ и остановки добывающих отраслей российские предприятия вынуждены будут искать новые рынки сырья, прежде всего энергоносителей. Россия будет закупать сырье на мировых рынках и по мировым ценам. Учитывая низкую конкурентоспособность отечественной обрабатывающей и производящей конечную продукцию промышленности, следует опасаться, что она станет, вследствие низкой эффективности, неконкурентоспособной не только на мировом, но и на внутреннем рынке, так как, относительно мировых низкие цены на сырье в России давали ей конкурентное преимущество [1, 2, 3, 4, 5, 6, 8, 9, 11, 13, 15, 16].

Поэтому остановка добывающих отраслей, прежде всего топливной, может привести либо к параличу значительной части промышленного производства либо к полной его остановке, так как в существующих условиях без энергоносителей невозможно никакое современное производство.

Остановка производства приведет к резкому росту безработицы. Основная часть трудоспособного населения лишится источников дохода. Медицина, пенсионная система и вся социальная сфера, зависящие от отчислений с заработной платы, лишаться источников финансирования. Упадет покупательная способность населения.

Современное сельское хозяйство, зависящее в своей деятельности от энергоносителей и поставок минеральных удобрений, в результате кризиса снизит объемы производства, что может привести к нехватке продовольствия [14]. Это приведет к резкому возрастанию социальной напряженности и создаст угрозу продовольственной безопасности.

Только топливная промышленность формирует пятую часть налоговых доходов консолидированного бюджета РФ. За счет снижения налоговых отчислений в результате спада производства, государство лишится большей части доходов государственного бюджета. Произойдут изменения в финансовой и кредитной системах, что, в свою очередь, может вызвать кризис в управлении государством.

Литература

1. Абросимов А.А. Социально-экологические проблемы нефтепереработки // Экология и промышленность России. – М., 2000. – С. 32 – 36.
2. Арцишевский Л., Райзберг Б. Проблемы структурной перестройки экономики // Экономист. – М., 2001. – №1. – С. 47.
3. Воронов В. Инновационные технологии в малом предпринимательстве – ключ к импортозамещению // Экономист. – М., 2001. – №7. – С. 19.
4. Глисин Ф. О конкуренции на рынках промышленной продукции в 1999-2000 гг. (по данным конъюнктурных обследований предприятий промышленности) // Экономист. – М., 2001. – №4. – С. 39.
5. Куренков Ю., Попов В. Конкурентоспособность России в мировой экономике // Вопросы экономики. – М., 2001. – №6. – С. 47.
6. Игнатовский П. Взгляд в XXI век, с позиции XX – го // Экономист. – М., 2000. – №1. – С. 12 – 25.
7. Кривцов А.И. Минерально-сырьевая база на рубеже веков – ретроспектива и прогнозы. – М.: ЗАО «Геоинформмарк», 1999. – 143 с.
8. Ласточкин Ю., Ицкович И. Проблемы промышленной политики многопрофильного машиностроительного предприятия // Экономист. – М., 2001. – №9. – С. 43.
9. Львов Д. Восемь месяцев из жизни страны // Вопросы экономики. – М., 2001. – №9. – С. 151.
10. Мелехин Е.С., Овчиннико В.В. О государственном регулировании воспроизводства минерально-сырьевой базы // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – М., 2001. – №2. – С. 41 – 46.
11. Олейник А. Бизнес по понятиям: об институциональной модели Российского капитализма // Вопросы экономики. – М., 2001. – №5. – С. 4 – 25.
12. Орлов В.П., Немерюк Ю.В. Бюджетная эффективность и дефицитность налога на добычу полезных ископаемых // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – М., 2001. – №5. – С. 50 – 54.
13. Орлов В.П. Сырьевая экономика в условиях глобализации// Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – М., 2001. – №3. – С. 3 – 8.
14. Селезнев А. АПК: итоги 2000 года и перспективы развития // Экономист. – М., 2001. – №4. –С. 84.
15. Селезнев А. Некоторые прогнозы и действительность // Экономист. – М., 2000. – №1. – С. 40.
16. Ткаченко С. Возможности сбыта машиностроительной продукции // Экономист. – М., 2001. – №11. – С. 42 – 43.
17. Федорчук В.П., Оганесян Л.В. Основные этапы 300–летней истории геологической службы России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. Геология нефти и газа. – М., 2000. – С. 2 – 15.

ВЛИЯНИЕ ИСТОРИИ ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ НА ФОРМИРОВАНИЕ ГЕРАСИМОВСКОГО И ЗАПАДНО-ОСТАНИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ

А.О. Кузнецов
Научный руководитель доцент Л.М. Калинина
Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

Целью данной работы было восстановление истории тектонического развития для Герасимовского и Западно-Останинского месторождений. При достижении данной цели автор решил ряд задач: создание проекта в интерпретационном пакете W-seis, корреляция реперных отражающих горизонтов, построение набора структурных карт и карт изопахит, их анализ.

Герасимовское и Западно-Останинское месторождения расположены в Васюганской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, на границе Пудинского и Межовского нефтегазоносных районов. Территория исследования в административном отношении расположена в Парабельском районе Томской области.

В основу исследовательской работы были положены сейсмические профиля (метод общей глубиной точки) в объеме 1300 км и данные глубокого бурения по 37 скважинам.

Реперные сейсмогоризонты – это наиболее устойчивые сейсмические границы, которые формируются на поверхности региональных флюидоупоров. Последние сформировались в эпохи относительного тектонического покоя и поэтому могут быть приняты за региональные поверхности выравнивания. Реперными сейсмогоризонтами являются: отражающий горизонт II^a (подошва баженовской свиты), отражающий горизонт III (кровля кошайской пачки алымской свиты), отражающий горизонт IV (кровля кузнецовской свиты). Реперные отражающие горизонты являются границами сейсмогеологических мегакомплексов – интервалов временных разрезов, характеризующихся различными условиями осадконакопления. Юрский мегакомплекс – подошва отражающий горизонт $Ф_2$, кровля – II^a, берриас-аптский кровля отражающий горизонт III, альб-туронский – кровля отражающий горизонт IV, коньяк-кайнозойский кровля – дневная поверхность [2]. Отражающий горизонт $Ф_2$ не был откоррелирован, и данные по нему взяты в лаборатории 334 Института нефтегазовой геологии и геофизики имени А.А. Трофимука.

Данные о времени прохождения сейсмических волн до реперных горизонтов были трансформированы в карты изохрон. На основе данных глубокого бурения определены значения глубин залегания реперных горизонтов. С помощью математического аппарата в скважинах определены значения скоростей пробега волн до реперных горизонтов. По вычисленным значениям скоростей в скважинах, для реперных горизонтов, на территории исследования построены карты скоростей. Карты изохрон и карты скоростей преобразованы в структурные карты. Для восстановления истории тектонического развития были построены карты изопахит и проанализировано изменение толщин мегакомплексов по площади. Зоны уменьшенных толщин будут соответствовать участкам испытавшим относительное воздымание, и наоборот.

Структурная карта подошвы юрских отложений ($Ф_2$).

В рельефе подошвы юрских отложений можно выявить относительно приподнятую часть исследуемой территории, которая расположена преимущественно в северо-восточной части карты. В ней можно выделить два локальных поднятия, в центральной части Герасимовское и северо-восточнее него Западно-Останинское. Амплитуды их 150 и 100 м соответственно. Герасимоское поднятие осложняется тремя куполами. Восточнее Западно-Останинской территории можно выделить два мало амплитудных поднятия по 20 м. В северо-западной и юго-восточной частях исследуемой территории расположены отрицательные структуры, оконтуривающие приподнятую часть карты.

Структурная карта по подошве баженовской свиты (II^a).

В рельефе подошвы баженовской свиты, также как по подошве юрских отложений, фиксируется относительно приподнятая часть, расположенная в северо-восточной части исследуемой территории. В ней можно выделить два локальных поднятия, в центральной части Герасимовское и северо-восточнее него Западно-Останинское. Амплитуды их по 40 м, что существенно меньше, чем по подошве юрских отложений. Герасимоское поднятие осложняется тремя куполами. Восточнее Западно-Останинского локального поднятия можно выделить поднятие с амплитудой 10 м. На северо-западе, западе и юге исследуемой территории, наблюдаются погружение кровли юрского комплекса до -2500 м, а на юго-востоке происходит воздымание до -2420.

Структурная карта по кошайской пачке алымской свиты (III).

В кровле берриас-аптских отложений расположение приподнятой зоны изменяется. Анализ структурной карты показал, что наблюдается тенденция уменьшения структур. Приподнятая зона смещается на юго-восток. С северо-запада и юго-запада, так же как и по подошве баженовской свиты, наблюдается погруженная зона. Глубина залегания поверхности изменяется от -1485 до -1395 м. На Западно-Останинской площади оконтуривается два изометричных поднятия амплитудой около 10 м. Они осложняют северо-западную часть приподнятой территории. Поднятие, расположенное на Герасимовской площади, смещено на запад относительно его положения по карте II^a. Оно неправильной формы и амплитудой около 20 м. В центральной части территории исследования находится изометричная впадина амплитудой 10 м. С северо-запада и юго-запада наблюдается понижение рельефа поверхности.

Структурная карта по кровле кузнецовской свиты (IV).

По кровле кузнецовской свиты приподнятая зона смещается в юго-восточном направлении, занимает около половины территории исследования. Расчлененность поверхности падает. В целом глубина залегания поверхности изменяется от -570 до -495 м. Относительно погруженная зона располагается с запада и преимущественно, с северо-запада, со стороны Нюрольской мегавпадины. На территории Герасимовской площади можно оконтурить мало амплитудное замкнутое поднятие. На территории Западно-Останинской площади, где в рельефе кровли юрских отложений расположен купол, находится воздымающаяся на юго-восток моноклиналь.

Из анализа структурных карт по реперным отражающим горизонтам, можно сделать вывод о том, что вверх по разрезу контрастность структур уменьшается. В целом, наблюдается уменьшение расчлененности рельефа по опорным горизонтам вверх по разрезу. Структурные карты по кровле палеозойского и юрского комплексов имеют схожее строение в отличие от постюрских.

На карте изопахит юрских отложений минимальные толщины комплекса соответствуют территории Герасимовского и Западно-Останинских палеоподнятий. Анализ толщин юрского комплекса показывает, что Герасимовская площадь воздымалась более интенсивно, чем Западно-Останинская, т.к. значения толщин отложений на Герасимовской площади составили 250 м, а на Западно-Останинской – 300 м. На юге располагается относительно погруженная территория. Здесь, во впадинах, толщина юрских отложений достигает 500 м, для наиболее погруженных частей палеорельефа. В северо-западной части исследуемой территории толщина отложений достигает 450 м. На протяжении юрского времени Герасимовское и Западно-Останинское поднятия испытывали тенденцию к росту.

На время образования кошайской пачки алымской свиты, северо-восточная часть исследуемой территории воздымалась более интенсивно, о чем свидетельствуют значения толщин берриас-аптского комплекса. Для Западно-Останинской площади минимальные толщины составляют 915 м, а для Герасимовской – 930 м. Толщины берриас-аптского комплекса увеличиваются в юго-западном направлении и достигают 1060 м. В южной, юго-восточных северо-западной, западной, частях исследуемой территории толщина отложений составляет 1020…1040 м. На протяжении этого времени Герасимовское и Западно-Останинское поднятия продолжали расти.

Альб-туронский мегакомплекс имеет минимальные толщины отложений в северно-восточной и в западной частях исследуемой территории. Значения толщин альб-туронского комплекса достигли 880 м на Западно-Останинской и Герасимовской площадях. На северо-западе толщины равны 930 м. В юго-западной части исследуемой территории толщина отложений альб-туронского комплекса составляют около 950 м, здесь территории прогибались. В южной части территории исследования наблюдаются незначительные как по

площади, так и амплитуде палеоподнятия. В северо-восточной части исследуемой территории наблюдается палеодепрессия (толщина отложений до 910 м). В целом, анализ палеорельефа кошайской пачки на момент образования кузнецовской свиты, показал, что имелась унаследованная тенденция прогибания в северо-западной, юго-западной, южной частях исследуемой территории.

Для коньяк-кайнозойского мегакомплекса минимальные толщины наблюдаются на юго-востоке и достигают 490 м. Максимальные толщины на северо-западе достигают 565 м. На территории Герасимовской площади наблюдается небольшое палеоподнятие, неправильной формы с амплитудой около 5 м. На территории Западно-Останинской площади оконтурить палеоподнятие не удалось. В целом расчлененность рельефа значительно упала, по сравнению с юрским мегакомплексом. Приподнятая территория была расположена на юго-востоке. Палеоподнятия, расположенные на территории Герасимовской и Западно-Останинской площадях, закончили свое развитие на этом этапе.

Анализ тектонического развития территории исследования показал, что Герасимовское и Западно-Останинское локальные поднятия сформировались в юрское время. В это время происходили наиболее бурные тектонические процессы. На протяжении всей истории развития эти локальные поднятия испытывали тенденцию к росту. К концу формирования коньяк-кайнозойского мегакомплекса Герасимовское и Западно-Останинское локальные поднятия закончили свое развитие. Ловушки углеводородов образованные в юрское время сохранились благодаря унаследованности тектонических процессов, вплоть до образования кузнецовской свиты. Наиболее важными для развития данных поднятий являются юрский и кайнозойский периоды.

Литература

1. Конторович А.Э., Несторов И.И., Салманов Ф.К. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. – М.: Недра, 1975. – 679 с.
2. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2002. – 253 с.

ПЛАТИНОНОСНОСТЬ ЗОЛОТОРУДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ЧЕРНОСЛАНЦЕВЫХ ТОЛЩАХ ВЕРХНЕГО ПРИАМУРЬЯ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

А.В. Мельников
Научный руководитель профессор В.А. Степанов
Институт геологии и природопользования ДВО РАН, г. Благовещенск, Россия

Многочисленные золоторудные месторождения Верхнего Приамурья (Маломыр, Токур, Ворошиловское, Сагур, Афанасьевское, Харгинское, Куликан, Унгличикан и др.), локализованные в докембрийских и палеозойских черносланцевых толщах, являются новым перспективным источником «нетрадиционных» для гидротермальных месторождений металлов платиновой группы (МПГ).

Значительная часть этих объектов характеризуется мелкими-средними запасами золота, а руды их являются в большинстве случаев комплексными и содержат серебро, вольфрам, мышьяк, сурьму, платиноиды и другие элементы [3]. Можно с уверенностью сказать, что подобные месторождения будут играть ведущую роль в горнодобывающей промышленности будущего, а их освоение даст толчок к развитию новых технологий извлечения МПГ из золотых руд. Нет надобности перечислять все сообщения о повышенных содержаниях МПГ в черносланцевых толщах и месторождениях, связанных с ними. Платиноносность таких «нетрадиционных» образований – не узко локальный феномен, а достаточно широко распространенное явление [4].

В связи с этим вполне закономерна постановка этой проблемы и для территории Верхнего Приамурья России, где терригенные отложения палеозойских складчатых комплексов близки по химическому и литологическому составу к породам, вмещающим золото-платиноидную минерализацию в районах Сибири, Забайкалья, Северо-Востока России и других регионах.

Месторождения золота, локализованные в черносланцевых толщах, относятся к токуритовой (углеродсодержащие кварцевые и сульфидно-кварцевые апочерносланцевые гидротермалиты) и харгитовой (хлорит-, амфибол- и эпидотсодержащие (апозеленосланцевые) кварцевые гидротермалиты) ассоциациям [2].

Токуритовая ассоциация является одной из наиболее распространенных в Верхнем Приамурье. Здесь к ней относятся месторождения и рудопроявления: Балдыглия и Беленькое в Становой плутоно-метаморфической области; Счастливое, Маломыр, Ворошиловское, Токур, Ясное в Монголо-Охотском складчатом поясе. Для кварцевых и сульфидно-кварцевых гидротермалитов рассматриваемой группы типоморфными являются углеродистые минералы. Тесная ассоциация МПГ и золота с углеродисто-графитистыми веществами дала основание часто относить объекты рассматриваемой ассоциации к углеродисто-рудной и золото-платино-углеродистой формациям или «сухоложскому» типу. На платиноносность изучены месторождения Маломыр, Токур и рудопроявление Счастливое (инверсионный вольтамперометрический анализ (ИВА) – г. Томск, ТПУ, пробирно-атомно-абсорбционный анализ (ПААА) – г. Благовещенск, ИГиП ДВО РАН).

На *Маломырском месторождении* (бассейн реки Ниж.Стойба) методом ИВА в прожилково-вкрапленных арсенопирит-пирит-кварцевых рудах установлены содержания МПГ: Pt – 0.5…10 г/т, Pd – 0.2…7.1 г/т [1].

На *Ворошиловском месторождении* (бассейн реки Верх.Стойба) методом ПААА МПГ установлены в 3-х штуфных пробах из кварцево-слюдистых сланцев с интенсивной вкрапленностью арсенопирита, халькопирита и галенита: Pt – 0.06…0.94 г/т, Pd – 0.014…0.028 г/т, Os – 0.006…0.01 г/т, Ru – 0.001…0.041 г/т.

На *Токурском месторождении* (бассейн реки Мал. Караурак) методом ПААА установлены содержания МПГ (г/т): 1) кварц-сульфидные метасоматиты: Pt - 0.02…0.5; 2) сланцы альбит-кварцевые с пиритом и арсенопиритом: Pt – 0.44…0.62, Pd – 0.18…0.66, Os – 0.09…0.15, Ir – 0.09…0.18, Ru – 0.08…0.1, Rh – 0.03…0.1.

На *Ясном месторождении* (бассейн реки Харга) методом ПААА в кварц-сульфидных (пирит, арсенопирит) рудах установлены платиноиды в количестве (г/т): Pt – 0.1…0.3, Pd – 0.05…0.2.

В пределах *Счастливого рудопроявления* (бассейн реки Унья) в согласных и секущих песчано-сланцевые отложения кварцевых и кварц-карбонатных с сульфидами жилах методом ПААА установлены содержания МПГ: Pt – 1.5…15 г/т, Pd – 0.07…0.14 г/т, Os – 0.004…0.1 г/т, Ir – 0.002…0.07 г/т, Ru – 0.002…0.01 г/т, Rh – 0.009…0.02 г/т.

Харгитовая ассоциация объединяет месторождения Харгинское, Унгличикан, Афанасьевское и рудопроявление Эльгинское, расположенные в Монголо-Охотском складчатом поясе.

На *Харгинском месторождении* (бассейн реки Харги) методом ПААА МПГ установлены в количестве (г/т): 1) кварц-сульфидные руды с пиритом, арсенопиритом, халькопиритом: Pt – 0.1…0.6; 2) альбит-кварцевые сланцы с пиритом и арсенопиритом: Pt – 0.36…0.6, Pd – 0.28…0.42, Os – 0.08…0.1, Ir – 0.01…0.09, Ru – 0.008…0.2, Rh – 0.1; 3) кварц-альбитовые метасоматиты с арсенопиритом: Pt – 0.5…1.1, Pd – 0.1…0.4, Os – 0.06-0.11, Ir – 0.008…0.096, Ru – 0.004…0.03, Rh – 0.01…0.09.

На *Афанасьевском месторождении* (бассейн реки Эльга) методом ПААА МПГ установлены в (г/т): 1) кварц-сульфидные руды с пиритом, арсенопиритом, халькопиритом, пирротином: Pt – 0.1…0.5, Pd .– 0.2…0.6; 2) альбитизированные сланцы с пиритом и арсенопиритом: Pt – 0.83…1.64, Pd – 0.18…0.43, Os – 0.08…0.11, Ir – 0.09…0.11, Ru – 0.02…0.1, Rh – 0.06…0.1.

На *Эльгинском рудопроявлении* (бассейн реки Эльга) золотоносные альбит-кварцевые гидротермалиты с вкрапленностью арсенопирита и пирита (1-5 %) по данным метода ПААА содержат максимальные концентрации МПГ: Pt – 0.05 г/т, Pd – 0.03 г/т

На *Сагурском месторождении* (бассейн реки Селемджа) методом ПААА МПГ установлены в количестве (г/т): 1) кварц-сульфидные руды: Pt – 0.005…0.1; 2) жильный кварц с арсенопиритом: Pt – 1.31…2.62, Pd – 0.42…0.66, Os – 0.1…0.12, Ir – 0.004…0.06, Ru – 0.02…0.1, Rh – 0.02…0.08; 3) альбитизированные метасоматиты с пиритом: Pt – 0.85…1.11, Pd – 0.4…0.44, Os – 0.11…0.35, Ir – 0.11…0.35, Ru – 0.01, Rh – 0.04…0.09.

В пределах *Унгличиканского месторождения* (бассейн реки Мал.Наэрген) методом ПААА МПГ установлены в 3-х штуфных пробах из рудных брекчий, сложенных сульфидизированными и окварцованными обломками сланцев, аргиллитов и метапесчаников, сцементированных кварцем. Содержания платиноидов следующие (г/т): Pt – 0.27…1.14, Pd – 0.024…0.028, Ir - <0.1, Rh - <0.1, Os – 0.008…0.036, Ru – 0.007…0.056.

Ввиду платиноидной нетрадиционности золоторудных месторождений и рудопроявлений, связанных с углеродистыми формациями, возникает ряд проблем, от решения которых в значительной мере зависит эффективность оценки и освоения рудных объектов. Главными из них являются:

1. Разработка надежных методов экспрессного валового определения концентрации платиноидов в углеродистых породах и рудах.

2. Разработка технологии извлечения МПГ из черносланцево-сульфидных руд.

Возможность освоения ресурсов МПГ в пределах Верхнего Приамурья следует связывать, в первую очередь, с отработкой золоторудных месторождений. Экономическая целесообразность этого не требует доказательств. Комплексность освоения может повысить рентабельность эксплуатации месторождений. Для освоения ресурсов МПГ здесь имеются многие необходимые условия, составляющие базу золотодобывающей промышленности, в первую очередь это освоенность района, наличие техники, энергетических ресурсов, людских резервов, коммуникаций.

Литература

1. Буряк В.А., Пересторонин А.Е. Маломыр – первое крупное золоторудное месторождение сухоложского типа в Приамурье (геология рудного поля и месторождения, перспективы, проблемы освоения) – Благовещенск-Хабаровск: ИКАРП ДВО РАН, КПР Амурской области, ООО НП-Центр, 2000. – 47 с.
2. Мельников В.Д. Золоторудные гидротермалитовые формации. – Владивосток: ДВНЦ АН СССР, 1984. – 132 с.
3. Моисеенко В.Г., Степанов В.А., Эйриш Л.В., Мельников А.В. Платиноносность Дальнего Востока. – Владивосток: Дальнаука, 2004. – 176 с.
4. Шмураева Л.Я. Проблемы генезиса и формационных классификаций комплексных платиносодержащих месторождения, ассоциированных с углеродистыми толщами. // Геология, генезис и вопросы освоения комплексных месторождений благородных металлов. – М.: Связь-Принт, 2002. – С. 89 – 93.

САМОРОДНО-СУЛЬФИДНАЯ АКЦЕССОРНАЯ МИНЕРАЛИЗАЦИЯ ДЖАЛИНДИНСКОГО ГРАНИТОИДНОГО МАССИВА (ВЕРХНЕЕ ПРИАМУРЬЕ)

О.М. Минина
Научный руководитель доцент К.Л. Новоселов
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Джалиндинская гранитоидная интрузия издавна привлекает внимание исследователей, что вызвано ее продуктивностью на золото и пространственной приуроченностью к ней известного в Приамурье Кировского золоторудного месторождения. Вопросы изучения петрогенезиса гранитоидов, рудной акцессорной минерализации остаются актуальными и в настоящее время.

Джалиндинский массив раннемелового возраста площадью около 50 км^2 имеет форму штока, в северной части прорывает архейские метаморфизованные гранитоиды и габброиды, в южной – терригенные юрские отложения.

Породы массива соответствуют J-гранитам и являются производными базальтоидной магмы. В строении массива принимают участие породы трех интрузивных фаз (в порядке становления): I – монцониты, монцодиориты, кварцевые диориты; II – гранодиориты; III – жильные тела аплитов, аплит-пегматитов. Преимущественным распространением пользуются гранодиориты второй фазы, которые слагают большую часть площади массива.

Гранодиориты средне-равномернозернистые, сложены плагиоклазом (An_{35-43}), ортоклазом, кварцем, темноцветными, вторичными и акцессорными минералами. Фемические минералы представлены зеленой роговой обманкой и биотитом, встречаются вместе и в переменных количествах. Среди вторичных обычны хлорит, серицит, кальцит.

В формировании гранодиоритов выделено три этапа минералообразования: магматический, автометасоматический, постмагматический. На собственно магматическом этапе кристаллизовались плагиоклаз (An_{35-43}), ортоклаз и кварц. На этапе автометасоматоза имело место развитие последовательно проявившихся стадий магнезиально-железистого, щелочного и кремниевого метасоматоза. На стадии магнезиально-железистого метасоматоза выделились роговая обманка и биотит; в стадию щелочного метасоматоза появляется кислый плагиоклаз существенно альбит-олигоклазового состава (An_{9-12}); в стадию кремниевого метасоматоза появляется кварц второй генерации. На постмагматическом этапе в пневматолито-гидротермальную стадию формируются кварц третьей генерации, а также вторичные минералы.

Акцессорные минералы изучались в искусственных шлихах полученных из гранодиоритов, а их взаимоотношения с породообразующими минералами – в прозрачных шлифах. Химический состав минералов определен микрозондовым анализом в ИГГ СОРАН (г. Новосибирск). Анализы примесного золота в породах выполнены в лаборатории «Геология золота» ТПУ. В 20 проанализированных образцах содержание Au не превышает кларковой величины, находится в пределах 3…4 мг/т, лишь в метасоматически измененных породах оно резко повышается и достигает 8,05 г/т.

Акцессорные минералы отличаются разнообразием состава, среди них наиболее детально изучены самородные металлиды, интерметаллиды и сульфиды, как минералы-носители и концентраторы Au.

Среди самородных акцессориев в гранодиорите установлены феррит и цинкистая медь, которые встречаются спорадически и в единичных зернах. **Феррит** наблюдается в идеально сферических зернах размером 0,1 мм, железо-черного цвета с гладкой блестящей поверхностью. В разрезе глобули имеют двухфазное строение: ядро и окружающая его оксидная оболочка. Ядро отвечает практически чистому железу с незначительной примесью Cu, Ag, S. Оксидная оболочка соответствует магнетиту $(Fe^{2+}_{0,98}\ Mn_{0,01})_{0,99}(Fe^{3+}_{1,97}\ Si_{0,03})_2O_4$ с содержанием якобситового минала, а также с постоянными примесями SiO_2, CaO. **Цинкистая медь** проявляется в виде вытянутых изогнутых пластинок размером 0,03Х0,01 мм, по составу соответствует природной латуни (Cu – 60,87%, Zn – 37,13%). Выделение самородных металлидов происходит в раннемагматическую стадию на глубинном этапе подъема относительно сухих высокотемпературных малоокисленных расплавов [2, 3].

Акцессорные сульфиды пользуются широким распространением, образуют весовые концентрации и представлены пиритом, халькопиритом, молибденитом, висмутином, галенитом. **Пирит** среди сульфидов пользуется наибольшим распространением, представлен разнообразными формами кристаллов, среди которых доминирующими являются {100}, {210}, {111} и их комбинации, а также неправильными зернами, размером 0,2…0,5 мм. Химический состав пирита практически отвечает стехиометрической формуле $Fe_{0,986}\ S_2$ с примесями Ag и Cu в тысячных долях процента. **Халькопирит** пользуется меньшей распространенностью, образует неправильной формы зерна 0,2…0,3 мм, химический состав его отличается стерильностью и формула соответствует теоретической $Cu_{0,99}\ Fe_{0,99}\ S_2$. **Молибденит** относится к числу распространенных акцессорных минералов, образует в породах вкрапления отдельных чешуек, а также розетковидные агрегаты. **Висмутин** является постоянно присутствующим акцессорием, наблюдается в удлиненно призматических кристаллах, нередко с полисинтетическим двойникованием. Окраска его от цинково-белой до стально-серой с голубоватым отливом, размер зерен достигает 0,1Х0,4 мм. В качестве примеси в висмутине установлены (в мас.%): Sb – 1,44, Cu – 0,17, Mo – 0,03, Ag – 0,02, Te – 0,02, обращает внимание повышенные содержание Sb, которая образует изоморфную примесь в решетке висмутина и кристаллохимическая формула его – $Bi_{1,925}\ Sb_{0,06}\ S_3$. **Галенит** в единичных зернах присутствует в гранодиорите постоянно, с характерными для него физическими свойствами, в химическом составе установлены в тысячных долях процента Bi, Ag. Как показали наблюдения в шлифах и полированных образцах, выделение пирита и халькопирита началось в позднемагматическую стадию, висмутин, галенит, молибденит, также как и основная масса пирита появились в пневматолито-гидротермальную стадию и приурочены к микротрещинам в кварце, ортоклазе и плагиоклазе.

Выводы.

В составе акцессорных минералов широким распространением пользуются самородные металлиды, интерметаллиды и сульфиды. Акцессорное золото в самородной форме отсутствует.

Химический состав акцессорных сульфидов, за исключением висмутина, отличается обедненностью или полным отсутствием примесных элементов и весьма близок к их стехиометрическим формулам. Стерильность сульфидов, вероятно, связана с их выделением в условиях сравнительно низких температур.

Вопреки мнению о накоплении золота в сульфидах, главным образом, в пирите – минерале-носителе и концентраторе золота, а также в магнетите, ильмените, биотите, роговой обманке в проанализированных акцессорных и породообразующих минералах Джалиндинской интрузии примесное золото не установлено.

По содержанию Au, близкому или ниже кларкового, продуктивная на золото Джалиндинская интрузия не отличаются от гранитоидов не специализированных на золото, лишь в метасоматически измененных породах содержание его достигает 8 г/т. Как отмечается в работе [1] низкие содержания Au в продуктивных интрузиях объясняется отделением от специализированного расплава золото-хлоридного флюида. При быстром удалении этого флюида в гранитоидах сохраняются кларковые количества золота, поэтому золото не сбрасывалось из флюида в результате повышения активности S, особенно на этапе формирования пирита.

На стадии дифференциации базальтоидной магмы при отсутствии или при малом содержании S в расплаве золото, проявляя халькофильные свойства, ведет себя сравнительно инертно и в процессе кристаллизации силикатного распада не образует значимых скоплений [2].

Литература

1. Грабежев А.И., Левитан Г.М., Вигорова В.Г., Чащухина В.А., Нейкур Т.А., Ершова Н.А. Золото в орогенных гранитоидах эвгеосинклинальной зоны Урала. // Изв. АН СССР. Сер. геол. – М., 1986. – №4. – С. 105 – 116.
2. Коробейников А.Ф., Миронов А.Г. Геохимия золота в эндогенных процессах и условия формирования золоторудных месторождений. – Новосибирск: Наука, 1992. – 216 с.
3. Трунилина В.А. Самородные металлы и интерметаллические соединения в магматических породах Верхояно-Колымских мезозоид // Самородное металлообразование в магматическом процессе. – Якутск: ЯНЦСО АН СССР, 1991. – С. 157 – 176.

О ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЯХ КЫДЖИМИТСКОГО РУДНОГО УЗЛА (БУРЯТИЯ)

Н.А. Мудрак
Научный руководитель доцент В.И. Стреляев
Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Кыджимитский рудный узел (КРУ) расположен на левом борту р. Кыджимит, протягиваясь от руч. Эпидотовый до р. Алтан на 30 км, при ширине 8…12 км. Структурно-металлогеническая позиция КРУ определяется его расположением в северной части Курбино-Еравнинского горстового блока кембрийского возраста, в пределах Курбино-Онинской металлогенической зоны. Здесь осадочно-вулканогенные образования нижнего кембрия прорваны серыми среднемелкозернистыми лейкократовыми гранитами Витимканского интрузивного комплекса раннего палеозоя.

Магматические образования данного интрузивного комплекса характеризуются некоторыми геолого-геохимическими особенностями, влияющими на строение и состав КРУ. Автором для выявления особенностей широко использовались результаты количественных и полуколичественных спектральных анализов валовых проб. С помощью обработки спектральных анализов по определенной методике [1-3] мне представилась возможность выразить числовые данные обработки анализов по Витимканскому интрузивному комплексу в виде таблицы (таблица).

Таблица

Геохимические особенности пород Витимканского интрузивного комплекса Кыджимитского рудного узла

Фаза	Породы	K %	Na %	K:Na	Rb г/т	B г/т	F г/т	Sr г/т	Ba г/т	Li г/т	Sn г/т	Mo г/т	W г/т	Pb г/т	Σ
ГА	Пегматоидные граниты	3,44	2,97	1,15	200	19	350	50	100	90	3,9	1,6	2,4	28	851
МА	Лейкократовые граниты	4,02	3,0	1,34	210	33	692	200	400	41	6,3	3,0	3,0	24	1619
МА	Морионовые граниты	4,0	2,8	1,42	220	54	550	50	408	290	8,0	2,6	4,0	34	1627
АБ	Гранит-порфиры	4,45	2,95	1,50	370	52	700	100	500	190	12	5,4	6,1	43	1986

Примечание: Под Σ понимается сумма всех микроэлементов по основным глубинным разновидностям пород (г/т).

Фазы Витимканского интрузивного комплекса раннего палеозоя: АБ – абиссальная, МА – мезоабиссальная, ГА – гипоабиссальная.

Как видно из таблицы, закономерное весовое распределение всех микроэлементов по основным глубинным разновидностям пород Витимканского интрузивного комплекса раннего палеозоя зависит от соотношения калия к натрию (1,15…1,50). Максимальная масса всех микроэлементов падает на абиссальную зону и этот факт можно объяснить, с нашей точки зрения, гравитационной фракционной кристаллизацией с элементами стратификации гранитоидного расплава по глубине своего формирования.

Особенно информативными в этом случае являются такие элементы как калий, натрий, рубидий, олово, вольфрам и другие.

Таким образом, ранний палеозой для района исследований ознаменовался поднятием всей площади Кыджимитского рудного узла. Процессы сжатия коры сопровождались наращиванием горстов и куполов – поднятий. Гранит-порфиры, в связи с этим, вверх по разрезу сменяются морионовыми и лейкократовыми гранитами, а последние – приповерхностными пегматоидными гранитами, отличающимися минимальным отношением калия к натрию, минимальной концентрацией рубидия и минимальной массой малых компонентов.

Геодинамические обстановки, обусловленные сокращением земной коры в районе исследований, сыграли определяющую роль в распределении эндогенного оруденения Кыджимитского рудного узла Бурятии.

Литература

1. Паскаль Ю.И., Стреляев В.И., Борисов С.С. О гравитационной дифференциации магматического расплава (термодинамика и кинематика) // Изв. Вузов, Физика. – М., 1988. – 62 с.
2. Стреляев В.И., Паскаль Ю.И. Равновесное распределение жидкофазной системы в поле тяготения Земли // Изв. Вузов СССР, Физика. – М., 1986. – №1. – С. 29 – 34.
3. Стреляев В.И., Паскаль Ю.И. К методике изучения фации глубинности гранитоидных массивов на основе термодинамики расплавов // Изв. АН СССР, сер. геол. – М., 1991. – №6. – С. 145 – 149.

СТРУКТУРНЫЙ КОНТРОЛЬ И РАЗМЕЩЕНИЕ МЕДНО-МОЛИБДЕНОВОГО И ЗОЛОТО-СУЛЬФИДНОГО ОРУДЕНЕНИЯ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ МЕГРИНСКОГО ПЛУТОНА (ЮЖНАЯ АРМЕНИЯ)

С.Э. Овакимян

Научный руководитель старший научный сотрудник Р.Н. Таян

Институт геологических наук Национальной Академии Наук Республики Армения, г. Ереван, Армения

Личкское и Айгедзорское рудные поля приурочены к центральной части Мегринского плутона в южном Зангезурском сегменте Цахкунк-Зангезурской структурно-формационной зоны Армении [1]. Регион характеризуется мощным проявлением палеогенового магматизма. Формирование плутона, общей площадью более 1200 км^2 [2, 3], завершается становлением позднеколлизионного (нижний миоцен) многофазного интрузивного комплекса порфировидных гранит-гранодиоритов и нескольких генераций порфировых даек, предшествующих медно-молибденовому и золото-сульфидному промышленному оруденению.

Промышленные руды южного Зангезура трассируются близмеридиональной зоной Таштунского (Дебаклинского) разлома. В геологической литературе исследователями региона обычно отмечалась его важная роль в контроле и размещении промышленного оруденения, при этом не рассматривались границы зоны, особенности внутреннего строения и морфология.

Формирование грабен-структуры и ее западного шва – Таштунского разлома, произошло на позднем этапе развития области, после внедрения комплекса порфировидных гранит-гранодиоритов в нижнем миоцене. Последующие сбросо-сдвиговые перемещения по шву Таштунского разлома с погружением его висячего бока, способствовали сохранению в пределах грабена крупных останцов (Тейский и Тертерасарский) вулканогенно-осадочных пород среднего эоцена, а также накоплению континентально-озерных образований нор-аревикской толщи мио-плиоцена. Образование грабен-структуры способствовало, также, сохранению от эрозионных процессов месторождений южного Зангезура.

Геолого-структурные особенности Личкского и Айгедзорского рудных полей, занимающих центральное положение в пределах грабена, во многом сходны. Здесь месторождения золото-сульфидной (Тей, Личкваз, Тертерасар) и медно-молибденовой (Личк, Айгедзор, Тхкут) формаций приурочены к формирующим Мегри-Тейскую грабен-структуру отдельным швам, представленными близмеридиональными сдвиго-раздвигами, сопровождающимися зонами смятия, мелких тектонических разрывов, дорудными вторичными кварцитами, дайками лампрофиров и гранодиоит-порфиров. Проявляются они с интервалом от 1,5 до 2,5 км по всей ширине грабена. Это швы Таштунского, Тейского, Мегригетского и Тертерасарского разломов (см. рис.).

В отличие от Агаракского блока на юге и Каджаранского на севере, рассматриваемый центральный блок выделяется пространственным совмещением средних по запасам месторождений медно-молибденовой и золото-сульфидной формаций [5].

Личкское медно-молибденовое месторождение, в пределах одноименного рудного поля, расположено в блоке, заключенном между западным и восточным швами Таштунского разлома. Оруденение представлено северо-восточными жильно-прожилковыми зонами, ориентированными под острым углом к основным швам разлома.

В Айгедзорском рудном поле в висячем боку Таштунского разлома локализовано лишь оруденение Личкваза. Более значительные концентрации руд (Тейское золото-сульфидное и Айгедзорское медно-молибденовое месторождения) контролируются Тейским разломом.

Месторождения золото-сульфидной (Тертерасарское) и медно-молибденовой (Тхкутское) формаций на востоке рудного поля обнаруживают связь с субмеридиональными системами разрывов восточного борта Мегри-Тейской грабен-синклинальной структуры.

Рудолокализующие разрывы, вмещающие жильное оруденение всех рассматриваемых месторождений, представлены северо-восточно ориентированными системами трещин, оперяющих выделенные рудоконтролирующие меридиональные разрывы – Таштунский, Тейский, Мегригетский и Тертерасарский.

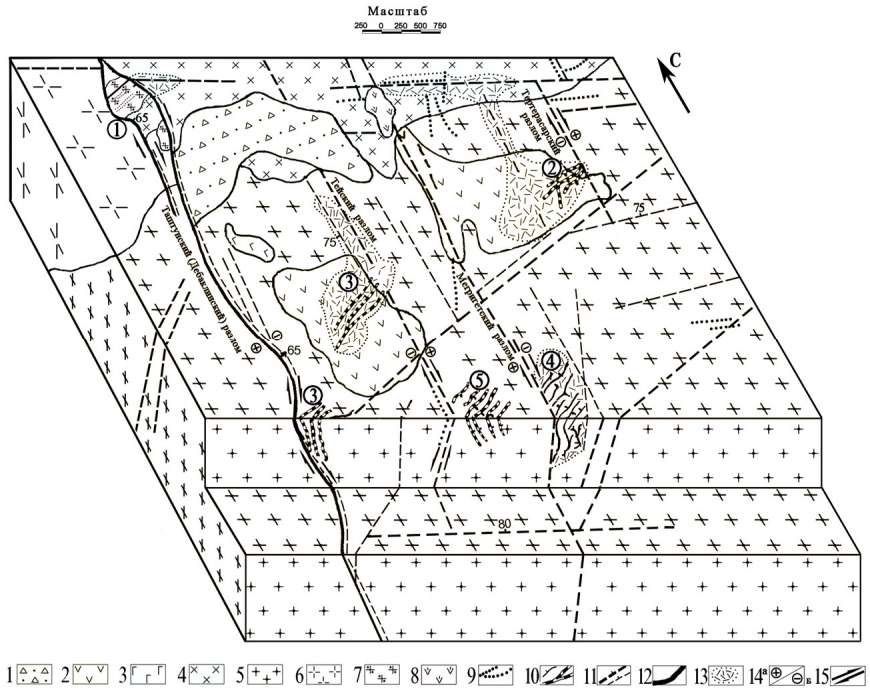


Рис. Геолого-структурная блок-схема Айгедзорского и Личкского рудных полей (южный сегмент Мегринского плутона).
1 – Теригенно-озерные отложения; 2 – Базальты, андезиты (ср.эоцен); 3-5 верх.эоцен: 3 – Габбро ортоклазовые; 4 – Монцониты, кв.монцониты; 5 – Гранодиориты, граносиениты; 6-7 нижний миоцен: 6 – Крупнозернистые порфировидные гранодиориты (комплекс порфировидных гранитоидов); 7 – Гранодиорит-порфиры; 8 – Риодациты (экструзивы ср.миоцена); 9 – Дайки гранодиорит-порфиров (крупнопорфировые); 10 – Кварцевые жилы и жильные зоны; 11 – Разрывные нарушения; 12 – Зона Таштунского (Дебаклинского) разлома; 13 – Гидротермальные изменения (окварцевание, серицититизация, реже карбонатизация); 14 – Относительно приподнятые (а) и опущенные(б) блоки; 15 – Горизонтальная составляющая перемещения блоков; Месторождения на блок-диаграмме: 1. Личкское (Джиндаринское) медно-молибденовое; 2. Тертерасарское золото-полиметаллическое; 3. Личкваз-Тейское золото-полиметаллическое; 4. Тткутское медно-молибденовое; 5. Айгедзорское медно-молибденовое. Позже структура в висячем боку Таштунского разлома была выделена как Мегри-Тейская грабен-синклинальная зона, протяженностью более 20 км и шириной до 6 км [4]

Литература

1. Асланян А.Т. Региональная геология Армении. – Ереван: Айпетрат, 1958. – 430 с.
2. Карамян К.А., Таян Р.Н., Гуюмджян О.П. Основные черты интрузивного магматизма Зангезурского рудного района Армянской ССР // Изв. АН АрмССР, Науки о Земле, – Ереван, 1974. – №1.– С. 54 – 65.
3. Карамян К.А. Геологическое строение, структура и условия образования медно-молибденовых месторождений Зангезурского рудного района. – Ереван: Изд. АН АрмССР, 1978. – 179 с.
4. Таян. Р.Н О Центральной магмо-рудоконтролирующей зоне Зангезурского рудного района // Изв. НАН РА, Науки о Земле. – Ереван, 1998. – №3. – С.20 – 27.
5. Таян Р.Н., Амирян Ш.О., Фарамазян А.С., Арутюнян М.А. Рудные формации Зангезурского рудного района и общие закономерности размещения оруденения // Изв. НАН РА, Науки о Земле. – Ереван, 1999. – №2–3. – С. 22 – 30.

О ГЕОХИМИЧЕСКОЙ ЗОНАЛЬНОСТИ СУХАРИНСКОГО ЗОЛОТОРУДНОГО ПОЛЯ (ГОРНАЯ ШОРИЯ)

П.А. Одинецкий
Научный руководитель профессор В.Г. Ворошилов
Томский политехнический университет, Томск, Россия

В связи с истощением минерально-сырьевой базы золотодобывающих предприятий Сибири первостепенной становится проблема поисков скрытого золотого оруденения, что диктует необходимость разработки новых приемов и методов его прогноза. Одним из путей совершенствования геохимических методов поисков является структурный метод исследования геохимических полей, при котором эти поля рассматриваются как иерархически построенные структуры, в пределах которых оруденение занимает вполне определенную позицию.

Сухаринское рудное поле находится в западной части горст-антиклинальной структуры Тельбесского субширотного рудного пояса, сформировавшегося вдоль Темир-Ташелгинского глубинного разлома [1].

Тельбесский рудный пояс, кроме Сухаринского рудного поля, включает в себя Тельбесский, Темирский, Казский и Тазский рудные узлы. Пояс сформировался в начальный этап Салаирского тектогенеза и активно развивался вплоть до среднего девона. В современное время структура зоны глубинного разлома имеет мелкоблоковое, грабено-горстовое строение. Горсты сложены докембрийскими и раннекембрийскими породами, грабены выполнены ордовикскими и девонскими осадочными отложениями.

В стратиграфическом разрезе Сухаринского рудного поля участвуют сланцево-карбонатные отложения верхнего рифея-венда, осадочно-вулканогенные образования венда-нижнего кембрия, рифогенные известняки нижнего кембрия, осадочно-вулканогенные породы среднего кембрия, терригенные толщи ордовика, осадочно-вулканогенные накопления нижнего-среднего девона. Интрузивные породы принадлежат к кембрийскому габбро-сиенитовому, силурийскому гранитоидному и ранне-средне-девонскому габбро-диоритовому комплексам. Оруденение Сухаринского поля размещается в осадочно-вулканогенных отложениях венда – нижнего кембрия, будучи генетически связано с постмагматической деятельностью интрузий. В экзо- и эндоконтактах интрузий широко развиты процессы скарнирования и ороговикования, на которые, в свою очередь, наложено золотое оруденение. Для определения положения золотого оруденения применяется структурный метод.

В настоящее время для расшифровки структуры геохимического поля используются, в основном, две группы методов: 1) выделение областей пространства со сходными геохимическими спектрами и 2) выделение устойчивых ассоциаций элементов и анализ их пространственного размещения. Первая группа основана на кластеризации наблюдений, вторая осуществляет классификацию в признаковом пространстве с последующей пространственной геометризацией выделенных ассоциаций [2].

Сведения о структуре геохимического поля дают также расчетные показатели, основанные на центробежно-центростремительной классификации химических элементов – коэффициенты относительной концентрации родственных элементов (ОК), нормированные по недифференцированным хондритам [6, 7]. Их значения закономерно меняются в процессе эволюции магматических и гидротермально-метасоматических систем различного ранга. Использованы коэффициенты ОК Co:Ni, ОК Pb:Zn, ОК Ag:Au.

Для выявления структуры геохимического поля также используется такой показатель интенсивности, как энергия рудообразования [4], рассчитываемый по формуле:

$$E = \sum(KK*\ln KK),$$

где Е – энергия рудообразования; КК – коэффициенты концентрации элементов относительно кларка.

Исходным материалом для данного исследования послужили результаты спектрального полуколичественного (30 элементов), спектрохимического (Au, Ag) и атомно-абсорбционного (Au, Ag) анализов проб, отобранных из первичных и вторичных ореолов. Результаты анализов были любезно предоставлены ООО «Тэтис-Т» (г. Новокузнецк).

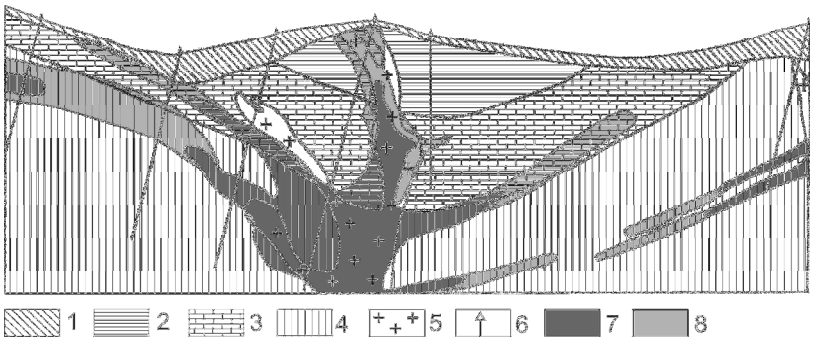


Рис. Пространственное размещение рудных геохимических ассоциаций (уч. Самарский): 1) рыхлые отложения; отложения сухаринской свиты: 2) верхняя пачка – песчаники, прослои известняков, алевролитов; 3) нижняя пачка – известняки, прослои песчаников, алевролитов; 4) Отложения самарской свиты – алевролиты, прослои известняков; 5) интрузии диоритов; 6) скважины; участки развития рудных геохимических ассоциаций; 7) Au, Co, As; 8). Ag, Pb, Zn

В первичном геохимическом поле выделяются 6 геохимических ассоциаций, 4 из них интерпретируются как «рудные» ассоциации: Au, Co, As (пространственно соответствует хлорит-арсенопирит-пиритовой минерализации); Au, Cu, Bi, Ag (пирит-халькопиритовая минерализация); Ag, Pb, Zn (кальцит-сфалерит-галенитовая); B, W, Bi, Au (кварц-турмалиновая); Ti, Cr, V, Ni; Ba, Sr, Zr – околорудные ассоциации.

В пространственном отношении наблюдается последовательная смена геохимических рудных ассоциаций от более высокотемпературных к низкотемпературным по мере удаления от диоритовых и грано-диоритовых интрузий (см. рис.). При этом наиболее высокие содержания золота характерны для участков пространственного совмещения нескольких рудных геохимических ассоциаций.

Во вторичном геохимическом поле факторным анализом выделяются следующие устойчивые ассоциации главных элементов-индикаторов: 1) Ag, Pb, Zn, Cu, Bi, As, Au; 2) Ni, Cr, V; 3) Ba, Mn, Zr. Область распространения первой ассоциации характеризуется повышенными значениями ОК Co:Ni и энергии рудообразования, для области распространения второй ассоциации характерны пониженные значения энергии

рудообразования, область распространения третьей характеризуется минимальными значениями энергии рудообразования и максимальными значениями ОК Pb:Zn.

Пространственно эти ассоциации образуют концентрически-зональные геохимические структуры [3].

Для расчета соответствия между первичными и вторичными ореолами применяется коэффициент [2]:

$$k=M_{втор}/M_{перв},$$

где k – коэффициент соответствия между первичными и вторичными ореолами, $M_{перв}$ – линейная продуктивность первичного ореола, $M_{втор}$ – линейная продуктивность вторичного ореола в том же пересечении. Продуктивность служит количественным показателем первичных и вторичных ореолов.

$$M= \Sigma((Ci - C_ф) \Delta Xi),$$

где M – продуктивность, ΔXi – интервал влияния данной пробы, Ci – содержание элемента в данной пробе, $C_ф$ – фоновое содержание элемента.

Для Сухаринского рудного поля была подсчитана продуктивность первичных и вторичных ореолов по нескольким рудным подсечениям и определен коэффициент соответствия первичных и вторичных геохимических полей.

Суммарная сверхфоновая продуктивность вторичных ореолов золота составляет для рудного поля 4,2 $м^2$ %. Геохимические ресурсы золота подсчитываются по формуле:

$$Q = \frac{P \cdot H}{40 \cdot k},$$

где Q – геохимические ресурсы; P – сверхфоновая продуктивность вторичных ореолов, H – глубина подсчета ресурсов, k – коэффициент остаточной продуктивности.

Геохимические ресурсы золота до глубины 200 метров в целом можно оценить в 210 т. Это соответствует рудному полю крупного масштаба. Для подобных объектов значения коэффициента балансовых руд равняется примерно 0,4 [5]. Следовательно, промышленно значимые ресурсы золота по Сухаринскому рудному полю до глубины 200 м оцениваются по данным изучения вторичных литохимических ореолов в 85 т.

Таблица

Коэффициент соответствия между первичными и вторичными геохимическими полями

Au	0.09	Pb	0.52	Ni	0.25	B	0.13
Ag	0.17	Zn	0.45	Co	0.08	Ba	0.15
Bi	0.82	Mo	0.94	Cr	0.8	Mn	0.44
Cu	0.14	W	0.56	V	0.6	Zr	0.7

Таким образом, было установлено, что в первичном геохимическом поле выделяются геохимические ассоциации, часть из которых соответствует рудной минерализации. При этом наблюдается смена минеральных ассоциаций по мере удаления от диорит-гранодиоритовых интрузий, что объясняется понижением температуры минералообразования. Для поисков золотого оруденения наиболее перспективны области пространственного сочленения нескольких геохимических ассоциаций. Во вторичном поле в целом сохраняются концентрически зональные геохимические структуры, выделяемые в первичном геохимическом поле. Таким образом, вторичные геохимические поля также могут использоваться при поисках золотого оруденения.

Литература

1. Бабин Г.А. Геологическое строение, магматизм и метаморфизм Горной Шории как одного из типовых регионов Алтае-Саянской складчатой области // Актуальные вопросы геологии и минерагении Юга Сибири: Матер. Всеросс. научно-практич. конф. – Новосибирск, 2001. – С. 18 – 30.
2. Ворошилов В.Г. Методика выявления структуры аномальных геохимических полей рудных месторождений // Известия Томского политехнического университета. – Томск: ТПУ, 2004. – №2. – С. 55 – 61.
3. Одинецкий П. А. Геохимическая зональность Сухаринского золоторудного поля (Горная Шория) // Проблемы минералогии, петрографии и металлогении. Научные чтения памяти П.Н. Чирвинского. – Пермь: Изд. ПГУ, 2008. – Вып.11. – С. 304 – 308.
4. Сафронов Н.И. Энергия рудообразования и поиски полезных ископаемых. – Л.: Недра, 1978. – 265 с.
5. Соколов, С.В. Структуры аномальных геохимических полей и прогноз оруденения / С.В. Соколов. – СПб: Наука, 1998. – 131 с.
6. Щербаков Ю.Г. Геохимическая эволюция Земли и эндогенное рудообразование // Золото и редкие элементы в геохимических процессах. – Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1976. – С. 14 – 33.
7. Щербаков Ю.Г. Космогеохимическая систематика элементов и металлогенический анализ // Геохимия золота и редких. – Новосибирск: Наука, 1981. – С. 5 – 11.

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ПРОГНОЗА ЗОЛОТОГО ОРУДЕНЕНИЯ В СУХАРИНСКОМ РУДНОМ ПОЛЕ (ГОРНАЯ ШОРИЯ)

А.В. Плотникова
Научный руководитель профессор В.Г. Ворошилов
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Золотоносность скарново-магнетитовых месторождений Горной Шории известна достаточно давно, но до сих пор этой проблеме уделяется недостаточно внимания, хотя ресурсы золота в этих месторождениях

оцениваются в сотни тонн [5]. Одним из таких объектов, где необходимо проведение специализированных прогнозно-поисковых работ на золото, является Сухаринское рудное поле. В геолого-структурном отношении Сухаринское рудное поле является составной частью горст-антиклинальной структуры Тельбесского субширотного рудного пояса, сформировавшегося вдоль Темир-Ташелгинского глубинного разлома Горной Шории [1, 7].

В основании геологического разреза Сухаринского рудного поля располагаются метаморфизованные карбонатно-терригенные отложения самарской свиты верхнего рифея-венда. Через дизъюнктивные нарушения с образованиями верхнего рифея-венда контактируют вулканогенно-осадочные образования сухаринской свиты венда-нижнего кембрия, которые занимают большую часть площади.

На рассматриваемой территории в составе сухаринской свиты можно выделить две пачки, нижнюю и верхнюю. Нижняя, существенно карбонатная, представлена известняками, доломитами, реже терригенными породами и андезитами. Верхняя пачка сложена ритмично слоистыми песчаниками, алевролитами и аргиллитами, андезитовыми порфиритами и их туфами. Местами развиты линзы известняков. К контактовой зоне нижней и верхней пачек, где имеет место чередование известняков и вулканитов, приурочены скарново-рудные тела всех участков Сухаринского рудного поля.

Интрузивные породы распространены в северо-восточной части Сухаринского рудного поля и занимают третью часть всей территории. Они имеют венд-нижнедевонский возраст и принадлежат к кембрийскому габбро-сиенитовому, силурийскому гранитоидному и ранне-средне-девонскому габбро-диоритовому комплексам.

В экзо- и эндоконтактах интрузий широко развиты процессы скарнирования и ороговикования, на которые, в свою очередь, наложено многометальное оруденение, сульфидизация и окварцевание. Как правило, окварцованные, сульфидизированные скарны, роговики и железо-полиметальные руды являются в той или иной степени золотоносными. Золотоносны также зоны окисления сульфидно-магнетитовых и сульфидных руд [5].

Благороднометалльное оруденение относится к золото-скарновому промышленно-генетическому типу [3, 4], поскольку золото вместе с кварц-сульфидной минерализацией наложено на скарны и представляет собой наиболее поздние продукты скарнового процесса. Закономерности размещения золотого оруденения в рудном поле изучены слабо. Задачей наших исследований было выявление геохимических критериев локализации золотого оруденения для целей его дальнейшего прогноза.

В основу статьи положены результаты спектрального полуколичественного, спектрохимического и атомно-абсорбционного анализов проб из первичных (7500 шт.) геохимических ореолов рудного поля, любезно предоставленные нам ООО «Тэтис-Т» (г. Новокузнецк).

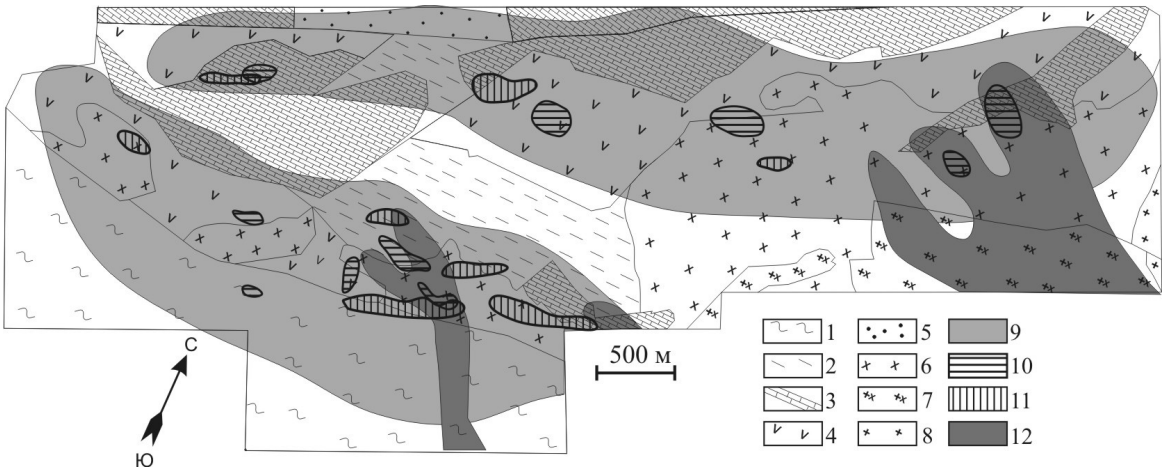


Рис. Геохимическая зональность Сухаринского рудного поля:
1 – метаморфизованные карбонатно-терригенные отложения самарской свиты верхнего рифея-венда; сухаринская свита венда-нижнего кембрия: 2 – верхняя пачка: песчаники, алевролиты, аргиллиты, андезиты; 3 – нижняя пачка: известняки с подчиненным количеством доломитов, терригенных пород и андезитов. 4 – андезитовые порфириты; 5 – конгломераты и песчаники нижнего кембрия; 6 – диориты кембрийского интрузивного комплекса; силурийский интрузивный комплекс: 7 – гранодиориты; 8 – граниты; участки развития рудных геохимических ассоциаций: 9 – Co, As, Ni, Au; 10 – Cu, Au, Bi, Ag; 11 – Pb, Ag, Zn, Mn; 12 – B, W, Bi, Au

В процессе исследований нами определены фоновые и минимально аномальные концентрации золота и элементов-спутников в различных типах пород, метасоматитах и рудах; определены группы индикаторных элементов по их соотношению с золотым оруденением; с использованием факторного анализа выделены 4 геохимических типа руд и исследована зональность их размещения в рудном поле; определена позиция золотого оруденения в структуре аномального геохимического поля и предложены геохимические критерии прогноза золотого оруденения в Сухаринском рудном поле.

Фоновые и минимально-аномальные содержания элементов рассчитаны по стандартной методике А.П. Соловова [6]. Поскольку на рассматриваемой площади распределение всех элементов не соответствует

нормальному закону ($A/S_A > 3$ и $E/S_E > 3$), при расчете фоновых и аномальных концентраций использована модель логнормального распределения. Полученные результаты свидетельствуют о том, что по отношению к золотому оруденению все элементы можно разделить на 4 группы: 1) элементы, которые интенсивно привносятся (КК>10) в зону оруденения (Au, Ag, Pb, Cu, As, Zn, Bi, B); 2) элементы умеренного (КК от 2 до 5) привноса (Co, Mn, Sn, Bi, Mo, W, B, Fe); 3) элементы, концентрация которых в процессе оруденения не изменяется (КК близок к 1,0), возможно лишь их локальное перераспределение (Li, P, Sr, Ba, Ni); 4) элементы, содержание которых в золоторудных зонах ниже фонового (КК от 0,2 до 0,7) (Ti, V, Cr, Zr). Следовательно, элементами-индикаторами золотого оруденения являются Au, Ag, Pb, Cu, As, Zn, Bi, B, Co, Mn, Sn, Bi, Mo, W, B, Fe. Выявление зональности в размещении этих элементов дает новую информацию для реставрации процесса отложения рудной минерализации, которое происходило в несколько стадий. По минеральному составу можно выделить следующие главные рудные ассоциации (в порядке их формирования): 1) гематит-магнетитовая; 2) пирит-пирротиновая; 3) хлорит-арсенопирит-пиритовая; 4) пирит-халькопиритовая; 5) кальцит-сфалерит-галенитовая; 6) кварц-турмалиновая. Первые пять ассоциаций отражают нормальную эволюцию единого потока флюидов, завершающего процесс скарнирования, они формируют золото-магнетит-сульфидные и золото-сульфидные тела. Последняя ассоциация является более высокотемпературной, чем предыдущие и связывается с более поздним этапом тектоно-магматической активизации [5]. Золото присутствует во всех ассоциациях, наиболее продуктивными являются кварц-турмалиновая и пирит-халькопиритовая.

Для выявления геохимических ассоциаций нами использован R-метод факторного анализа [2]. Этим методом в первичных ореолах рудного поля выявлено 6 факторов, 4 из которых интерпретируются как «рудные» ассоциации. Фактор 2 (B, W, Bi, Au) соответствует кварц-турмалиновой минерализации; фактор 4 (Co, As, Ni, Au) – хлорит-арсенопирит-пиритовой; фактор 5 (Cu, Au, Bi, Ag) – пирит-халькопиритовой; фактор 1 (Pb, Ag, Zn, Mn) – кальцит-сфалерит-галенитовой. Факторы 3 (Ti, Cr, V, Ni) и 6 (Ba, Sr, Zr) рассматриваются как «породные».

Размещение геохимических ассоциаций в пространстве позволяет говорить о проявлении в рудном поле отчетливой латеральной рудной зональности (см. рис.). Наиболее широко распространена ассоциация Co, As, Ni, Au, в целом фиксирующая ареалы развития сульфидной минерализации в виде двух субширотных золотоносных зон: южной Кедровско-Самарской и северной Сухаринско-Аргыштагской.

Итак, золотое оруденение на изученной площади сопровождается в первичном геохимическом поле ассоциациями (B, W, Bi, Au), (Co, As, Ni, Au), (Cu, Au, Bi, Ag), (Pb, Ag, Zn, Mn). Анализ их пространственного размещения указывает на снижение температуры минералообразования с востока на запад, по мере удаления от диорит-гранодиоритового массива. Это можно расценивать как свидетельство парагенетической связи оруденения с гранитоидным магматизмом. Наиболее благоприятны для поисков золотого оруденения участки пространственного совмещения нескольких геохимических ассоциаций.

Литература

1. Бабин, Г.А., Владимиров А.Г., Руднев С.Н. Геологическое строение, магматизм и метаморфизм Горной Шории как одного из типовых регионов Алтае-Саянской складчатой области // Актуальные вопросы геологии и минерагении Юга Сибири: Матер. Всеросс. научно-практич. конф. – Новосибирск, 2001. – С. 18 – 30.
2. Девис, Дж.С. Статистический анализ данных в геологии. Кн. 2. – М.: Недра, 1990. – 427 с.
3. Константинов М.М., Некрасов Е.М., Сидоров А.А., Стружков С.Ф. Золоторудные гиганты России и мира. – М.: Научный мир, 2000. – 270 с.
4. Курбанов, Н.К. Полигенно-полихронные месторождения золота // Смирновский сборник-99. – М.: МГУ, 1999. – С. 144 – 197
5. Санин, В.Н., Платонов А.Н., Демидов И.В. Благороднометалльное оруденение скарново-магнетитовых месторождений Тельбесской группы (Горная Шория) // Проблемы золотоносности Южной Сибири: Материалы научно-практической конференции. – Новокузнецк: НПО «Тэтис», 2001. – С. 120 – 124.
6. Соловов А.П. Геохимические методы поисков месторождений полезных ископаемых. – М.: Недра, 1985. – 294 с.
7. Шокальский С.П., Бабин Г.А., Владимиров А.Г., Борисов С.М. и др. Корреляция магматических и метаморфических комплексов западной части Алтае-Саянской складчатой области. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2000. – 187 с.

ПРОГНОЗНАЯ ОЦЕНКА ЗОН СКОПЛЕНИЯ МЕТАНА НА ПОЛЕ ШАХТЫ ИМ. А.Ф. ЗАСЯДЬКО

А.В. Приходченко
Научный руководитель профессор В.В. Лукинов
Институт геотехнической механики имени Н.С. Полякова Национальной академии наук Украины, г. Днепропетровск, Украина

Проблема добычи метана на угольных месторождениях Донбасса является одной из актуальных и требующих решения. Добыча метана на аналогичных угольных месторождениях производится в Германии, Англии и других странах. Причем газ, например в США, добывают, в основном, на не отработанных площадях и участках разведки в достаточно больших количествах – свыше 50 млрд. $м^3$.

По ресурсам метана Украина занимает четвертое место в мире. В угольных пластах содержится около 12 трлн. $м^3$. С учетом газоносности пород, в отложениях Донецкого бассейна находится 25 трлн. $м^3$ метана.

Почти все шахтные поля Донбасса, за исключением восточных антрацитовых районов характеризуются высоким содержанием метана в углях. Кроме того, в Донецком бассейне среди пород угленосной толщи широко развиты породы-коллекторы, залегание которых осложнено пликативными дислокациями в пределах которых

аккумулировался метан. Фактическая газообильность некоторых шахт (выделение метана на тонну суточной добычи) достигает 150…200 м^3/т.

При выполнении исследований проводилось изучение литологического состава, трещиноватости, тектонической нарушенности и структуры толщи пород в пределах поля шахты им. А.Ф. Засядько в интервале пластов $m_3 – N_1$ с целью определения факторов влияющих на скопление метана в данном интервале. По разрезам скважин были измерены мощности песчаников, интервалы трещиноватости песчаников, трещиноватых аргиллитов, алевролитов и известняков, которые суммировались.

Карта суммарных мощностей песчаников (рис.1), является одной из основных карт показывающих предрасположенность изучаемой толщи к скоплению в ней метана. Поскольку песчаник обладает наибольшей пористостью среди пород, слагающих толщу, изучение его является основным для прогноза зон скопления метана. Для построения данной карты по разрезам скважин были определены мощности слоев песчаников (в том числе и трещиноватых), которые были просуммированы. Построение карт выполнялось с помощью пакета программ Surfer версии 8.0. На картах в изолиниях были отображены мощности песчаников, далее нее были нанесены разрывные тектонические нарушения, места появления суфляров, и скважины из которых шел метан при их бурении.

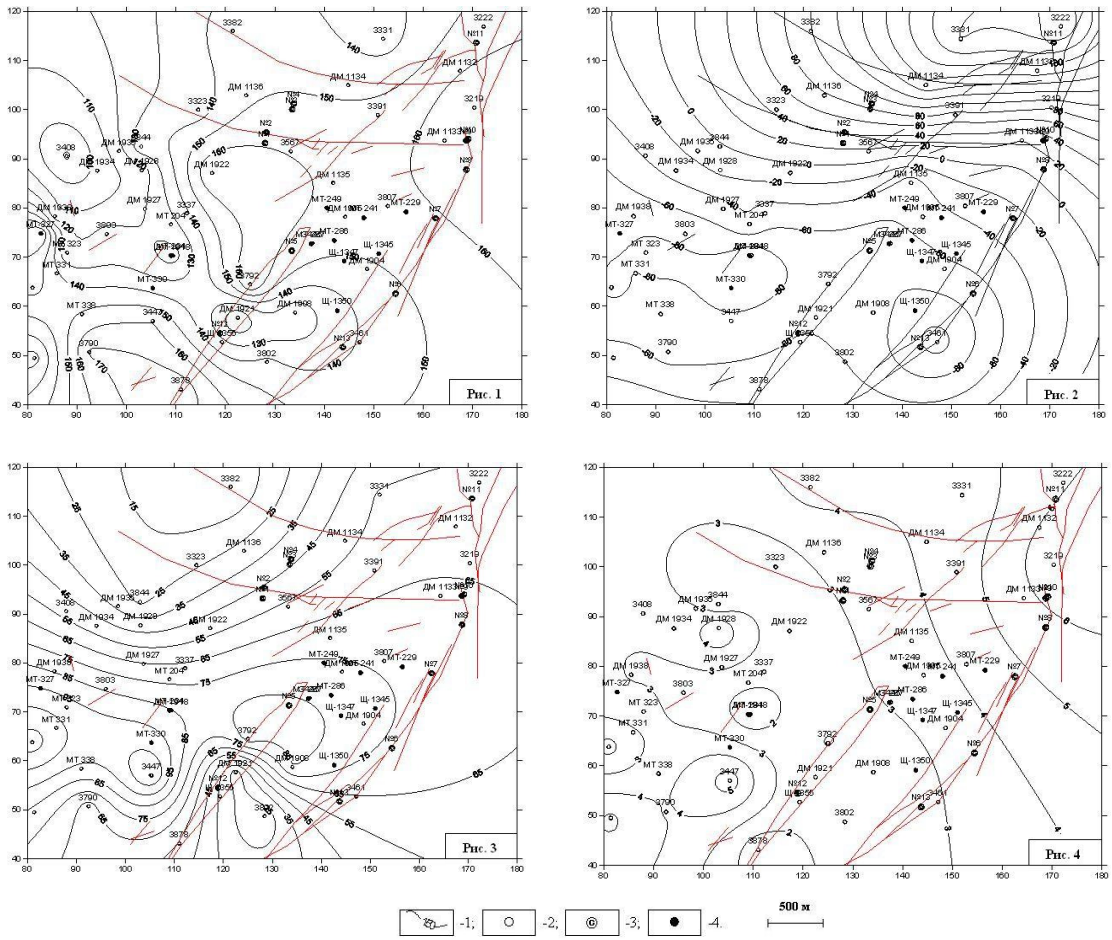


Рис.1 Карта суммарных мощностей песчаников в интервале $m_3 – N_1$ участка поля шахты им. А.Ф. Засядько
Рис.2 Карта локальных структур пласта m_3 на участке поля шахты им. А.Ф. Засядько
Рис.3 Карта суммарных мощностей интервалов трещиноватых песчаников в интервале пластов $m_3 – N_1$ участка поля шахты им. А.Ф. Засядько
Рис.4 Карта суммарных мощностей известняков в интервале $m_3 – N_1$ участка поля шахты им. А.Ф. Засядько. 1 – изолинии суммарных мощностей толщи песчаников, 2 – разведочные и дегазационные скважины, 3 – места образования суфляров при разработке пласта m_3 , 4 – скважины, из которых происходило выделение газа

Максимальные мощности толщи песчаников отмечены в центральной части изучаемого участка и эта зона вытянута по диагонали к простиранию пород на юго-восток. Также выделена небольшая зона с максимальными мощностями в южной части, а также несколько зон в западной части. В северо-западной части участка отмечается понижение мощности толщи песчаников до 100…110 м. Места появления в горных выработках суфляров точно совпали с тектоническими нарушениями, что позволяет сделать вывод о том, что в первую очередь на образование суфляров влияет именно тектоническая нарушенность толщи пород. Однако нельзя не отметить то, что все суфляры возникали в зоне максимальных мощностей песчаников (150…160 м), что возможно также было важным фактором в их образовании. Скважины, из которых происходило выделение

газа на карте, совпали с зоной максимальных мощностей песчаников в центральной части участка, а также с рядом небольших зон с максимальными мощностями песчаников.

Карта суммарных мощностей интервалов трещиноватости у песчаников (рис.3) построена также по данным разрезов скважин, но изучались только интервалы трещиноватых песчаников. Построение этой карты выполнялось с целью изучения влияния на скопление газа трещиноватости песчаников. Методика построения карты аналогично предыдущей.

На построенной карте видно, что максимальные мощности трещиноватых песчаников отмечаются в центральной и западной части и вытягиваются в зону, прослеживающуюся с запада на восток. От этой зоны на север и на юг участка происходит постепенное уменьшение мощности трещиноватых песчаников. Суфляры, как и на предыдущей карте, связаны только с тектоническими нарушениями и расположены повсеместно по разрывам, независимо от мощности породной толщи и структурных особенностей пласта. Скважины, из которых выделялся метан, на этой карте также совпали с зоной больших мощностей трещиноватых песчаников.

Эти исследования были бы не полными без изучения структурного фактора. С этой целью была построена карта локальных структур угольного пласта m_3 (рис.2). При совмещении карт суммарных мощностей песчаников с картой локальных структур зона максимальных мощностей совпала с отрицательной локальной структурой. В этой зоне из скважин было отмечено выделение метана, что позволяет предположить, что сочетание именно этих двух факторов дало условия для скопления метана.

Карта суммарных мощностей трещиноватых аргиллитов и алевролитов показала, что эти породы не играют существенной роли при скоплении метана. Образование суфляров также не связано с мощностью изучаемой толщи, а полностью зависит от разрывов. Скважины, из которых шел газ не попали в какую либо одну зону трещиноватых пород и встречаются как в зонах с большими мощностями толщи, так и с малыми.

Следующим этапом изучения факторов влияющих на скопление газа было построение карты суммарных мощностей известняков (рис. 4). Известняки являются самыми плотными породами в изучаемой толще пород, поэтому они препятствуют миграции газа и в сочетании с аргиллитами могут выполнять функцию экранирующих пород.

Все скважины из которых шел газ совпали с зоной больших значений мощностей известняков (от 3 до 5м). Поэтому можно сделать вывод, что мощность известняков в сочетании с другими факторами является также важным прогнозным признаком.

Проведя анализ построенных карт можно сделать вывод о том, что основными коллекторами метана являются песчаники (как трещиноватые так и нетрещиноватые). Места появления в горных выработках суфляров точно совпали с тектоническими разрывами, что позволяет сделать вывод о том, что в первую очередь на образование суфляров влияет тектоническая нарушенность толщи пород. Также следует отметить то, что все суфляры возникали в зоне максимальных мощностей песчаников, что возможно способствовало накоплению определенных объемов газов в этих зонах и обеспечивало питание суфляров в период их действия. Трещиноватость аргиллитов и алевролитов не оказывает существенного влияния на накопление метана. Изучение толщи известняков также важно, поскольку они препятствуют миграции метана.

СРАВНЕНИЕ МЕТОДИК ФРАКЦИОНИРОВАНИЯ ТЯЖЕЛЫХ МЕТАЛЛОВ, СОДЕРЖАЩИХСЯ В ХВОСТАХ ОБОГАЩЕНИЯ МОЛИБДЕНИТОВЫХ И СУЛЬФИДНО-ГЮБНЕРИТОВЫХ РУД

А.Е. Сарапулова

Геологический институт СО РАН, г. Улан-Удэ, Россия

Освоение минеральных ресурсов нередко приводит к загрязнению почв тяжелыми металлами. Причиной этого загрязнения в первую очередь является значительный объем отходов горного производства. В данной работе рассмотрен район Джидинского вольфрамо-молибденового комбината, расположенный в окрестности г. Закаменск Республики Бурятия. На указанной территории сосредоточены крупные массивы отходов обогатительного производства. В качестве объектов исследования взяты техногенные пески (отходы обогащения молибденитовых и сульфидно-гюбнеритовых руд), отобранные в окрестностях города Закаменска в 2006 г. Предварительные исследования показали, что под влиянием просачивающихся атмосферных осадков в хвостохранилищах происходит окисление сульфидных минералов с образованием серной кислоты и выносом тяжелых металлов. При этом образуются ореолы и потоки загрязнения поверхностных и подземных вод. Это сказывается на состоянии растительности и повышении содержания тяжелых металлов и других токсичных микроэлементов в почвах прилегающих территорий. Целью данного исследования является апробация методик по выявлению различных геохимических форм тяжелых металлов в образованиях данной местности. В результате может быть произведена оценка возможных масштабов концентрации тех или иных тяжелых металлов в этих отходах с учетом их фракционного распределения.

Образцы (№1-4) для анализа были высушены при 105ºС в воздушно-проточной печи и перетерты в агатовой ступке для гомогенизации, pH водной суспензии образцов определялся по методике [5]. По кислотно-щелочному состоянию данные техногенные пески можно разделить на слабощелочные – образец № 1 (pH = 7.4) и слабокислые – образец № 2 (pH = 6.1), № 3 (pH = 5.7), № 4 (pH = 5.8).

Для сравнения были выбраны две наиболее используемые методики последовательной экстракции, представленные в таблице (табл.).

Определение содержания тяжелых металлов (Cu, Zn, Pb, Fe, Mn) в вытяжках произведено методом атомно-абсорбционной спектрофотометрии [4]. Относительное стандартное отклонение результатов определения по представленным методикам $\leq 0,1$.

Полученные результаты представлены на рисунке. Судя из описания методик, первая фракция BCR методики должна примерно составлять сумму первой и второй фракций по методике Tessier. Из экспериментальных данных видно, что для более мобильных Cu и Zn первая фракция BCR превышает указанную сумму во всех образцах, содержание Pb, наоборот, значительно ниже. Во-первых, в BCR методике используется реактив 0.11M CH_3COOH, который имеет pH ~ 3 и, следовательно, начинает растворять фракцию оксидов железа и марганца. По методике Tessier четко регулируется pH = 5 во второй стадии. В то же время свинец извлекается по методике BCR намного меньше, несмотря на низкое значение pH. Это может быть связано с высокой адсорбционной способностью свинца на продуктах окисления сульфидных руд, что было замечено в работе [1]. В качестве примера продукта окисления авторами был приведен минерал jarosite $(Na,K)(Fe_3(SO_4)_2(OH)_6)$. В нашем эксперименте адсорбция может протекать на различных слюдяных агрегатах, оксидах железа и марганца. По методике BCR выделяется 16 часов на каждую экстракцию, в течение которой могут проявиться конкурирующие процессы адсорбции. Несмотря на некоторые отличия, эти две методики одинаково описывают основные характеристики образцов. Так как органическое вещество в техногенных песках находится в незначительном количестве, фракция 4 (Tessier) и фракция 3(BCR) являются сульфидными. По результатам двух методик тяжелые металлы можно расположить по степени окисленности их рудных минералов в данных пробах:

Pb>Zn>Cu.

Окисление сульфидов генерирует кислоту, но пока присутствуют твердые карбонаты, доступные для растворения, будет обеспечиваться буферное удерживание pH. В связи с этим слабощелочные техногенные пески (образец № 1) содержат больше карбонатной фракции, чем слабокислые (образцы № 2-4). В данных образцах цинк и медь концентрируются главным образом в сульфидной и осадочной фракциях, а свинец – во фракции оксидов железа и марганца.

Таблица

Название методики	Фракции	Реагент (на 1 г. образца)	Время перемешивания и температура, стандартные методики	Лит.
Модифицированная BCR методика (предложенная Community Bureau of Reference)	ф1. Ионообменная водо- и кислоторастворимая	40 мл 0.11M CH_3COOH	16 ч при 25ºC	[2]
	ф2. Оксиды железа и марганца	40 мл 0.5M $NH_2OH{\cdot}HCl$, pH=2 регулируется HNO_3	16 ч при 25ºC	
	ф3. Органическое вещество и сульфиды	10 мл 8.8 H_2O_2	1 ч при 25ºC, 1ч при 85ºC до уменьшения объема <3 мл	
		10 мл 8.8 H_2O_2	1 ч при 85ºC до уменьшения объема <1 мл	
		50 мл 1M CH_3COONH_4, pH=2	16 ч при 25ºC	
	ф4. Осадочная	HF, HNO_3, $HClO_4$	Инструкция №155-ХС	[4]
Последовательная экстракция по методике Tessier	ф1. Ионообменная	8 мл 1M $MgCl_2$, pH=7	1 ч при 25ºC	[3]
	ф2. Связанная с карбонатами	8 мл 1M CH_3COONa, pH=5 регулируется CH_3COOH	5 ч при 25ºC	
	ф3. Оксиды железа и марганца	20 мл 0.04M $NH_2OH{\cdot}HCl$ в 25%(v/v) CH_3COOH	6 ч при 96±3ºC	
	ф4. Органическое вещество и сульфиды	3 мл 0,02M HNO_3 и 5 мл 30% H_2O_2, доведенных до pH=2 HNO_3	2 ч при 85±2ºC	
		3 мл 30% H_2O_2 (pH=2 HNO_3)	3 ч при 85±2ºC	
		5 мл 3,2M CH_3COONH_4 в 20%(v/v) HNO_3	30 мин при 25ºC	
	ф5. Осадочная	HF, HNO_3, $HClO_4$	Инструкция №155-ХС	[4]

Таким образом, эти методики подходят к изучению техногенных песков данной местности. Методика BCR является универсальной для большого числа тяжелых металлов, содержит меньше стадий, следовательно, ошибка меньше. Кроме того, увеличение времени вытяжки позволяет смоделировать процессы, происходящие в реальных техногенных системах.

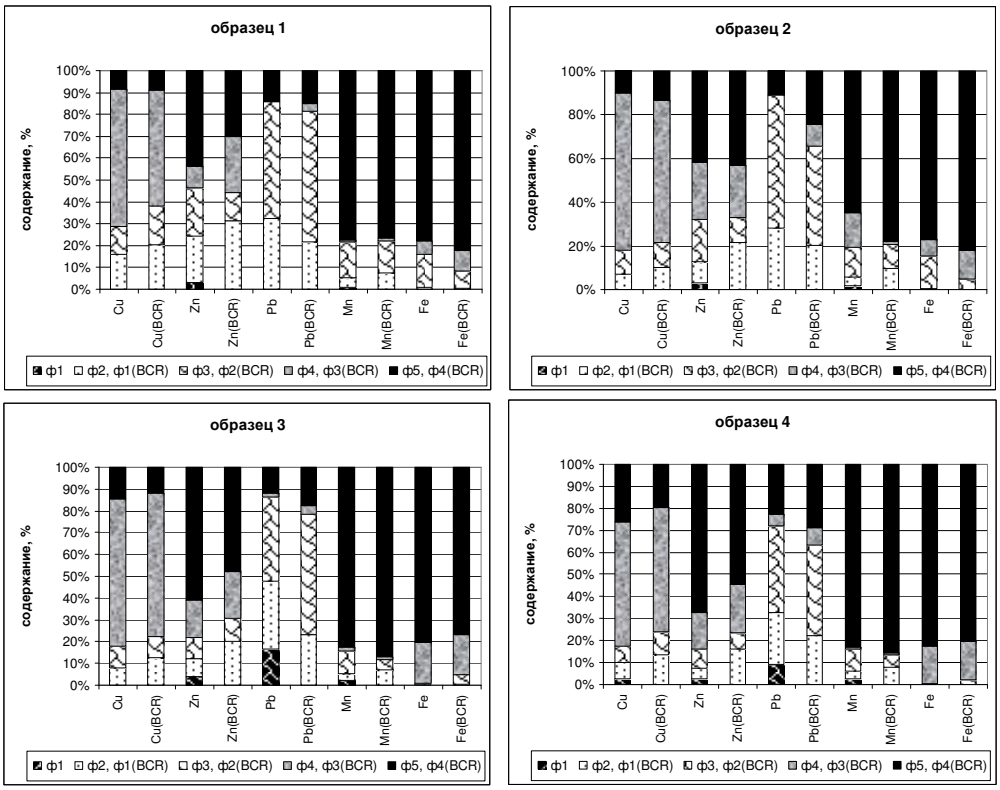


Рис. Распределение Cu, Zn, Pb, Fe, Mn по фракциям (ф1, ф2, ф3, ф4, ф5), полученное методом [3] и по BCR методике для образцов № 1-4

Работа выполнена при поддержке комплексного интеграционного проекта СО РАН № 6.14 «Биогеохимические потоки тяжелых металлов как показатель их биодоступности в геотехногенных ландшафтах криолитозоны».

Литература

1. Pueyo M., et al // Environmental Pollution, 2007. – Article in press (www.sciencedirect.com).
2. Rauret G., et al // Journal of Environmental Monitoring, 1999. – №1. – P. 57.
3. Tessier A., Campbell P. G., Bisson M. // Anal. Chem., 1979. – V.51. – №7. – P. 844.
4. Химико-спектральные методы. Инструкция № 155 – ХС. Министерство геологии СССР. Научный Совет по аналитическим методам при ВИМСе. – Москва, 1978.
5. Химический анализ почв: Учеб. пособие / Растворова О.Г., Андреев Д.П., Гагарина Э.И., Касаткина Г.А. Федорова Н.Н. – СПб.: Издательство С.-Петербургского университета, 1995. – 264 с.

ПОЛТАВСКИЕ ТИТАН-ЦИРКОНИЕВЫЕ РОССЫПИ ЮЖНОГО СКЛОНА ВОРОНЕЖСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ

Г.Ю. Скляренко
Научный руководитель профессор Н.И.Бойко
Южный Федеральный университет, г. Ростов-на-Дону, Россия

Комплексные прибрежно-морские титан-циркониевые россыпи являются основным и наиболее перспективным источником получения рутила, ильменита и циркона. Однако разведка и разработка подобных месторождений в России ведется весьма ограниченно, а большая часть сырья поставляется из-за рубежа. Поэтому развитие минерально-сырьевой базы месторождений этого типа – стратегическая задача. В настоящее время одной из наиболее доступных и целесообразных для исследования и освоения является Южно-Российская россыпная провинция. К ней относятся месторождения Ставрополья [1], Тамани [2], а также группа россыпей, выявленных в пределах южного склона Воронежской антеклизы. Несмотря на то, что исследования месторождений Ставропольского и Таманского районов успешно производятся в последние годы, россыпям Воронежской антеклизы не уделялось должного внимания.

В целом, на южном склоне Воронежской антеклизы выявлено шесть россыпей полтавского возраста (миоцен), среди которых наиболее перспективной и изученной является Ольховская. Полтавские отложения характеризуются здесь преимущественно песчаным составом. Пески мелкозернистые (0,10…0,25 мм), светло-серые до белого, хорошо отсортированные. Мощность отложений колеблется от 15 до 25 м.

Линзообразные рудоносные горизонты вытянуты в северо-северо-восточном направлении. Ширина россыпей изменяется от 150 до 1000 м, длина их составляет от 1 до 8 км, мощность от 0,5 до 18,3 м. Основная рудоносная залежь (линза) иногда сопровождается в разрезе параллельными линзами небольших размеров (до

50…70 м по простиранию и 1,5…5,0 м мощностью). Рудные минералы либо равномерно рассеяны в объёме всей россыпи, либо концентрируются в тонких прослойках мощностью от нескольких миллиметров до 30…40 см. Содержание рудных минералов составляет 30…50 кг/м^3.

Характерной особенностью минерального состава россыпей Ольховского месторождения является постоянная ассоциация и небольшое количество минеральных разновидностей. Легкая фракция составляет не менее 98 % россыпевмещающих песков. Она на 96…97 % состоит из кварца и на 0,5…1,0 % из полевых шпатов. В составе тяжелой фракции основными рудными минералами являются ильменит, рутил, циркон. Установлены также дистен, ставролит, турмалин, силлиманит, лейкоксен, анатаз, сфен.

Главными направлениями настоящего исследования россыпей являются выявление особенностей геологического строения полтавских отложений, их литолого-фациальная характеристика, и, следовательно, установление генезиса месторождений.

В составе полтавских отложений южного склона Воронежской антеклизы нами выделено два основных литолого-фациальных комплекса отложений: прибрежно-морских и мелководного шельфа [3]. Прибрежно-морские отложения (до 26 м) получили наибольшее развитие на исследуемой территории. Они широко распространены в пределах Хоперской моноклинали. В восточном направлении, в пределах Приволжской моноклинали, образования прибрежно-морского комплекса переходят в породы шельфа. Северная граница распространения отложений литолого-фациального комплекса проходит в районе Воронежа, а на юге они граничат с Донбассом. По вещественному составу среди прибрежно-морских отложений представляется возможным выделить пелитово-песчаный и песчаный субкомплексы.

Отложения литолого-фациального комплекса мелководного шельфа распространены восточнее и юго-восточнее площади развития прибрежно-морских образований. В тектоническом отношении они приурочены к Приволжской моноклинали, а стратиграфически относятся к низам цаганхакской свиты майкопской серии. Отложения комплекса наблюдаются в виде небольших останцев и представлены в нижней части разнозернистыми пестрыми песками (мощностью 10…15 м), залегающими на размытой поверхности палеогеновых и меловых отложений. На песках залегает пачка глин светло-серых внизу и шоколадно-коричневых вверху, тонкослоистых. Среди глин отмечаются оранжевые, малиновые и желтые разности, придающие породам пестроцветный облик. Мощность пачки глин более 6 м.

Формирование россыпей происходило в прибрежно-морской (пляжевой) обстановке на границе низменных болотистых равнин, временами заливавшихся морем, и мелководной прибрежно-морской зоны миоценового морского бассейна. Это подтверждается хорошей сортировкой песчаного материала и окатанностью его зерен, близкими размерами рудных минералов, наличием пологой волнистой слоистости.

Выполненные исследования указывают на существенную роль в формировании Ольховского россыпного месторождения структурно-тектонического фактора. Перемыванию и сортировке рудных минералов способствовал интенсивный гидродинамический режим структурно-тектонических ловушек [4], установившийся в миоцене на стыке приподнятой Богучарской глыбы и Прихоперской тектонической ступени. Имеются основания предположить, что именно сингенетично развивавшаяся Богучарская приподнятая глыба препятствовала выносу россыпных минералов в более глубокую восточную часть полтавского бассейна седиментации и обеспечивала необходимый для их мобилизации гидродинамический режим. Относительно большие площади распространения песчаных россыпевмещающих отложений объясняются миграцией береговой линии в результате смены трансгрессивных и регрессивных обстановок.

Анализ минерального состава рудоносных песков показывает на наличие нескольких источников сноса. Предварительное сравнение минерального состава песков и строения россыпей позволяет говорить об однотипности исследуемого объекта и одновозрастных с ним месторождений Украины [5] (Малышевское и др.).

Литература

1. Бойко Н.И. Титан-циркониевые россыпи Ставрополья // Литология и полезные ископаемые. – М., 2004. – №6. – С. 602 – 609.
2. Бойко Н.И., Коркошко А.В. Киммерийские титан-циркониевые россыпи Таманского полуострова // Известия вузов. Геология и разведка. – М., 2007. – №1. – С. 22 – 26.
3. Бойко Н.И., Скляренко Г.Ю. Миоценовые титано-циркониевые россыпи южного склона Воронежской антеклизы // Руды и металлы. – М., 2007. – №6. – С. 36 – 41.
4. Патык-Кара Н.Г. Россыпи в системе седиментогенеза // Литология и полезные ископаемые. – М., 2002. – №5. – С. 494 – 508.
5. Россыпные месторождения России и других стран СНГ (минерагения, промышленные типы, стратегия развития минерально-сырьевой базы) / Под ред. Лаверова Н.П., Патык-Кара Н.Г. – М.: Научный мир, 1997. – 479 с.

КЛАССИФИКАЦИЯ МЕТАСОМАТИТОВ МАЙСКО-ЛЕБЕДСКОГО РУДНОГО ПОЛЯ (ГОРНАЯ ШОРИЯ)

Т.В. Тимкин
Научный руководитель профессор В.Г. Ворошилов
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Майско-Лебедское рудное поле находится в северной части Турочакского района Республики Алтай. В региональном плане рудное поле приурочено к области сочленения салаирско-каледонских и каледонско-герцинских структур Горной Шории, Западного Саяна и Горного Алтая, что обусловило длительную историю

его формирования с неоднократными импульсами тектоно-магматической активности и гидротермальной деятельности [1].

Главными задачами исследований служило как можно подробнее классифицировать метасоматические образования рудного поля, выявит зональность метасоматитов и положение золотого оруденения в них.

На территории рудного поля широко проявлены контактово-метасоматические и гидротермальные образования. Они связаны с каледонским и герцинским тектоническими циклами и объединены в три формации: 1) известковых скарнов; 2) пропилитов с сопутствующей им золото-магнетит-сульфидной минерализацией; 3) березитов с сопряженными кварцево-золото-сульфидными жилами. Внутри формаций выделены фации, различающиеся по минеральному составу. Их дифференциация обусловлена влиянием состава вмещающих пород и изменением температуры минералообразования (табл.).

Таблица

Классификация гидротермально-метасоматических образований Майско-Лебедского рудного поля

Эпоха	Этап	Фация глубинности и температуры	Характер проявления	Формация метасоматитов	Фация метасоматитов	Минералы-индикаторы	Мощность зон, м	Сопутствующие и сопряженные гидротермалиты
Палеозойская	Герцинский	Средне-низкотемпературная гипабиссальная	Линейные зоны	Березиты	Хлоритовая	Хлорит	n – n*10	Прожилки кварц-хлоритовые
					Кварц-серицит-карбонатная	Анкерит, кальцит, серицит	n	Прожилки кварц-хлорит-кальцитовые с пиритом
					Кварц-серицитовая	Серицит, кварц	$n*10^{-1}$ - n	Прожилки кварц-кальцитовые с золото-сульфидной и золото-теллуридной минерализацией
		Средне-температурная гипабиссальная	Площадной	Пропилиты	Актинолит-эпидотовая	Актинолит, эпидот	n*10-n*100	Прожилки кварц-альбит-эпидотовые, альбит-актинолитовые
					Эпидот-хлоритовая	Эпидот, хлорит	n*10- n*100	Прожилки кварц-эпидотовые, кварц-эпидот-хлоритовые с кальцитом,
					Кальцит-хлоритовая	Кальцит, хлорит	n*10	Прожилки кварц-кальцитовые с хлоритом; кальцит-хлоритовые; хлоритовые
	Каледонский	Среднетемпературная гипабиссальная	Площадной	Пропилиты	Актинолит-эпидотовая	Актинолит, эпидот	n*10-n*100	Прожилки кварц-альбит-эпидотовые, альбит-актинолитовые
					Эпидот-хлоритовая	Эпидот, хлорит	n*10- n*100	Прожилки кварц-эпидотовые, кварц-эпидот-хлоритовые с кальцитом,
					Кальцит-хлоритовая	Кальцит, хлорит	n*10	Прожилки кварц-кальцитовые с хлоритом; кальцит-хлоритовые; хлоритовые; золото-магнетит-сульфидная минерализация
		Высокотемпературная гипабиссальная	Локальный и площадной	Известковые скарны	Гранат-пироксеновая	Пироксен, гранат	n – n*10	Прожилки гранатовые, гранат-эпидотовые, магнетитовая минерализация
					Пироксен-гранатовая	Гранат, пироксен		
					Гранат-эпидот-волластонитовая	Гранат, эпидот, волластонит,		

Известковые скарны, в пределах Майско-Лебедского рудного поля, развиты в зоне высокотемпературного контактового ореола Майского гранодиоритового интрузивного штока ($Є_3$ – O_1s), с вулканогенно-осадочными образованиями садринской свиты ($Є_1sd$). Скарны здесь биметасоматические (диффузионные) и инфильтрационные. Последние развиты на участках дробления и перекристаллизации диффузионных скарнов.

Пространственно известковые скарны наиболее сильно проявлены в южной части Майско-Лебедского рудного поля и слагают полосу юго-западного простирания протяженностью около 5 км.

Скарны имеют достаточно однородный и выдержанный состав без выраженной зональности. По интенсивности проявленного процесса выделяются собственно скарны и скарнированные породы. По встречающимся минеральным парагенезисам выделяются скарны пироксен-гранатовой, гранат-пироксеновой, гранат-эпидот-волластонитовой фаций.

Метасоматиты формации пропилитов являются продуктом стадии слабого среднетемпературного метасоматоза. На территории рудного поля выделяются два типа пропилитов: одни связанные с каледонским этапом, другие с герцинским. Пропилиты каледонского этапа завершают скарнирование и с ними сопряжено образование золото-магнетит-сульфидной минерализации. Пропилиты второго типа связаны с девонским (герцинским) этапом активизации региона и завершаются березитизацией в участках максимального развития процесса.

Пропилиты относятся к площадным и наиболее распространенным метасоматическим образованиям рудного поля. Они накладываются на породы садринской свиты, гранитоиды садринского комплекса и связаны с ними скарны. На территории рудного поля выделяется три фации пропилитов: актинолитовая эпидот-хлоритовая и карбонат-хлоритовая. Актинолит содержащие пропилиты образуют локальные ареалы в ближайшем экзоконтакте девонского штока микродиоритов, грубо ориентированы в субмеридиональном и северо-восточном направлении. Пропилиты эпидот-хлоритовой фации образуют более широкие ареалы, захватывая эндоконтактовую часть штока. Карбонат-хлоритовая фация пропилитов устанавливается практически повсеместно в изученной части рудного поля. Вследствие многоэтапности формирования метасоматических образований зональность пропилитов в рудном поле затушевана, не выражена, и их фациальная изменчивость реставрируется только по реликтам минералов – индикаторов.

Березиты. К более поздним гидротермально-метасоматическим образованиям рудного поля относятся околотрещинные кварц-карбонат-слюдистые метасоматиты формации березитов [2]. Березиты формируются после становления позднедевонского интрузивного комплекса и накладываются на все геологические и метасоматические образования рудного поля. Сопряженными гидротермальными образованиями березитов является прожилково-вкрапленная золото-сульфидно-кварцевая минерализация. Она развивается в центральных частях зон березитизации и представлена маломощными кварцевыми, карбонат-кварцевыми прожилками.

Мощность березитов составляет от первых сантиметров до десятков см, суммарная мощность зон березитизации в зонах трещиноватости достигает 15…20 м. Мощность кварцевой минерализации составляет первые сантиметры, редко до первых десятков сантиметров. Протяженность зон березитизации составляет первые десятки метров, в сумме достигает сотен метров.

Минеральный состав и зональность березитов определяется составом исходных пород, интенсивностью и характером наложенной поздней продуктивной минерализации.

В строении зон березитизации выделяются три основные зоны: внутренняя, промежуточная и внешняя, отличающиеся друг от друга структурой, цветом и минералогическим составом пород. Внутренняя зона имеет кварц-слюдистый состав с обильной вкрапленностью пирита; промежуточная – кварц-слюдисто-карбонатный состав и внешняя – существенно хлоритовая.

Типоморфными и наиболее распространенными минералами березитов являются кварц, серицит, карбонат и пирит. К второстепенным относятся – хлорит и реликты породообразующих минералов исходных пород. Количество перечисленных минералов варьирует в широких пределах в зависимости от интенсивности процесса березитизации.

Таким образом, в рудном поле выявлены метасоматиты относящиеся к формации скарнов, пропилитов и березитов. Для них разработана классификация на формационной основе, выявлена зональность в размещении формаций и фаций, и определено положение золотого оруденения в зональных телах метасоматитов.

Литература

1. Бабин Г.А., Владимиров А.Г., Руднев С.Н. Геологическое строение, магматизм и метаморфизм Горной Шории как одного из типовых регионов Алтае-Саянской складчатой области // Актуальные вопросы геологии и минерагении Юга Сибири: Матер. Всеросс. научно-практич. конф. – Новосибирск, 2001. – С. 18 – 30.
2. Сазонов В.Н. Березит-лиственитовая формация березитов и сопутствующее оруденение. – Свердловск: УНЦ АН СССР, 1984. – 130 с.

ИЗМЕНЕНИЕ ТЕРМОБАРИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПРИ ФОРМИРОВАНИИ ЗОЛОТОРУДНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ МУРУНТАУ (ЗАПАДНЫЙ УЗБЕКИСТАН)

А.Л. Тимкина
Научный руководитель доцент Н.А. Гибшер
Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

Золоторудное месторождение Мурунтау расположено на западе Узбекистана, в пределах Навоийской области в пустыне Кызыл-Кумы. Месторождение локализовано в терригенной углеродистой толще ордовикско-силурийского возраста. По морфологическим признакам месторождение представляет собой весьма крупный по размерам штокверк, распределение оруденения внутри которого весьма неоднородно [2]. Золото в жилах в основном приурочено к зоне сочленения глубинных разломов, к участкам повышенной трещиноватости. По разным оценкам запасы золота в нем (с учетом уже добытого) варьируют от 3000 т до 4000 т. [1]. Рудные тела прожилкового типа определяют масштабы рудного поля, в них локализовано более 95 % руд и около 87 % золота, при этом более 70 % запасов сосредоточено в крутопадающих «рудных столбах». На флангах и на глубину оруденение ограничено контактами высокопластичных углеродисто-слюдистых сланцев.

Из проведенного анализа можно сделать вывод, что наиболее насыщенные рудами горизонты располагаются на глубинах 150 и 500 м, причем это подтверждается другими исследователями: содержание золота варьирует с глубиной, и максимальное содержание золота приурочено к глубинам 150 м (100 – 180 г/т), 200 м (40 – 100 г/т) и 500 м (40 – 100 г/т) (см. рис.4) [1].

В работе исследовались включения из 16 образцов гидротермального кварца из карьера месторождения Мурунтау с глубин от 0 до 630 м. Ранее таких исследований не проводилось, несмотря на то, что месторождение изучено довольно хорошо. Образцы характеризуют рудный этап гидротермального минералообразования. В ходе работы было получено, что включения имеют водно-углекислотно-метановую специализацию. Все включения, рассматриваемые в данной работе, были классифицированы по количеству фаз, наблюдаемых при комнатной температуре:

1. Одна флюидная фаза при комнатной температуре;

а) включения с жидким водным раствором.

При охлаждении в таких включениях образуется небольшой пузырек, который так и будет сохранять незначительные размеры, а при замораживании включений (обычно для этого требуется температура -30°С и ниже [3]), он, как правило, резко сжимается или даже исчезает.

б) включение с флюидом CO_2.

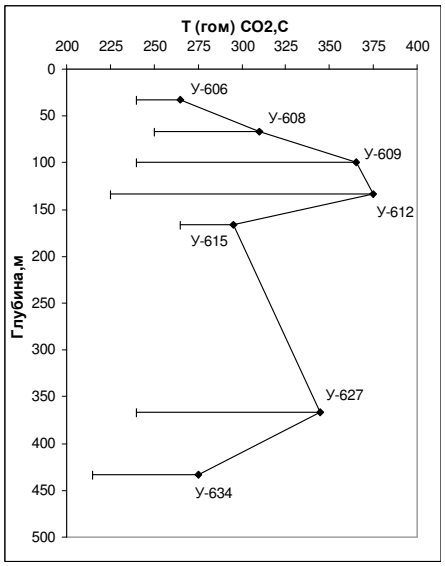


Рис.1 Изменение $T_{гом}$ с глубиной

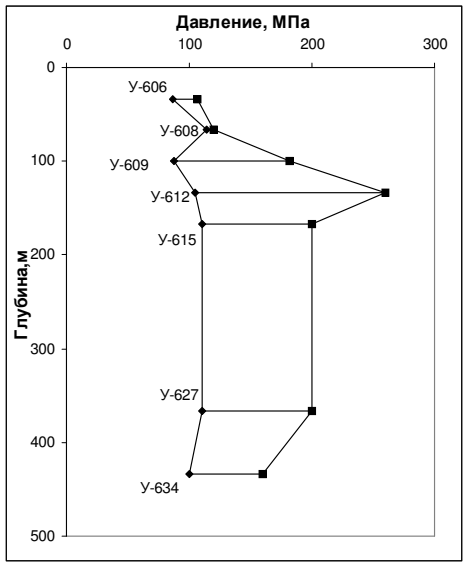


Рис.2 Изменение давления с глубиной

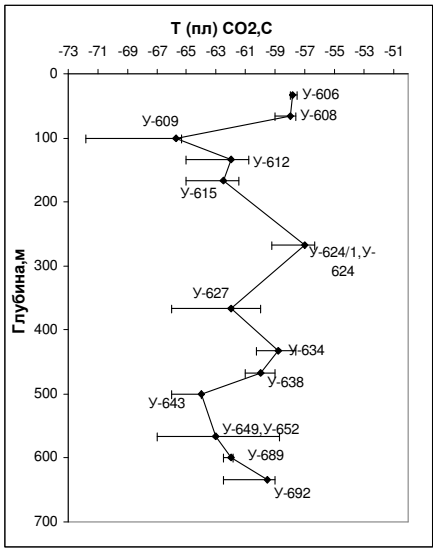


Рис.3 Изменение $T_{пл}$ CO_2 с глубиной

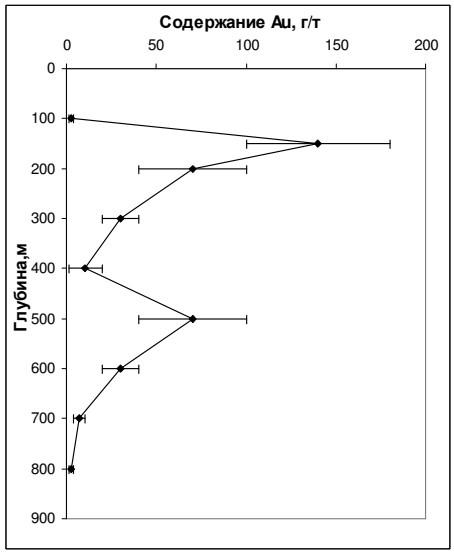


Рис.4 Изменение содержания золота, г/т с глубиной

При незначительном охлаждении такого включения на его стенках будет конденсироваться жидкость (если плотность флюида чуть меньше критической), если же плотность такого флюида чуть больше критической, то при охлаждении будет образовываться и резко расти в размерах газовый пузырек. Т плавления чисто углекислотного флюида равна -56,6°С – эта величина является диагностичеким признаком.

2. Две флюидные фазы при комнатной температуре.

В этом случае внешняя фаза, контактирующая со стенками включения – жидкая, а внутренняя (расположенный в центре пузырек) представлена газом.

а) включения с жидким водным раствором.

При охлаждении такого включения в интервале температур от -30 до -60°С (или ниже) пузырек будет сжиматься.

б) включение с флюидом CO_2.

Такое включение будет замерзать при температуре ниже -70°С и пузырек при этом будет расширяться. При нагревании образовавшиеся кристаллы будут плавиться при Т ниже -56,6 °С, а гомогенизация в одну флюидную фазу (частичная гомогенизация) происходит при температуре ниже +31 °С.

в) смешанные $H_2O + CO_2$ включения.

При охлаждении такого включения из расположенного в центре включения пузырька появляется новый меньшего размера газовый пузырек. Это дает основание предполагать, что «газовый пузырек» представляет собой высокоплотную углекислоту («жидкость»), из которой при температуре ниже 31°С выделяется газ. Флюидная фаза, контактирующая со стенками полости обогащена водой и может замерзать и плавиться так, как это описано выше, независимо от присутствия во включении углекислоты.

3. Три флюидные фазы при комнатной температуре.

Внешняя фаза представлена флюидом, обогащенным водой, а две внутренние обогащены углекислотой. При охлаждении они будут вести себя как описано выше (п. 2. в).

Таким образом, в гидротермальном кварце золоторудного месторождения Мурунтау встречается два случая, когда две присутствующие флюидные фазы могли быть захвачены во включения. В обоих случаях один из флюидов имеет высокую плотность и напоминает жидкость (включения типа 1 а), 2 а)), а другой характеризуется низкой плотностью и по своим свойствам похож на газ (включения типа 1 б), 2 б), в)). Эти два случая включают в себя состояние истинного кипения системы, при котором низкоплотный флюид является газовой фазой жидкости (например пузырек пара в воде), и состояние ее истинного вскипания [3], при котором низкоплотный флюид по составу отличается от жидкости (например, пузырьки CO_2 в воде).

Истинное кипение, и в особенности вскипание, могут быть причиной рудоотложения. Широко распространено мнение, что ряд многочисленных богатых рудных месторождений был образован в результате изменения валового химического состава рудных флюидов в ходе кипения или вскипания [3]. Явления кипения и вскипания, в свою очередь, имеют происхождение, связанное с резким сбросом давления при образовании трещин, что еще раз подтверждается структурой рудного поля месторождения Мурунтау: золото в жилах в основном приурочено к участкам повышенной трещиноватости, ксенолитам вмещающих пород, скоплениям сульфидов.

Температуры гомогенизации ($T_{гом}$) включений меняются в пределах от 200 до 375°С, неравномерно с увеличением глубины, что свидетельствует о том, что оруденение не сконцентрировано в определенном месте, а распределено неравномерно в толще пород. Максимальные $T_{гом}$ наблюдаются на глубине 150 и 350 м (рис.1). Давление также распределено неравномерно с глубиной и меняется от 90 до 170 МПа, максимальное давление наблюдается на глубине 130 м (см. рис.2). Температуры плавления CO_2 включений меняются от -57,8 до -65,7°С. Максимальное количество метана во флюиде отмечается на глубинах 100 м (-65,7°С) и 500 м (-64°С) (рис.3). Соленость флюида меняется от 24 до 26 мас.% NaCl – экв., что характерно для рудоносных гидротермальных растворов месторождения Мурунтау.

Литература

1. Константинов М.М., Некрасов Е.М., Сидоров А. А., Стружков С.Ф.. Золоторудные гиганты России и мира. – Москва, 2000. – 61 – 69 с.
2. Кряжев С.Г. Изотопно-геохимический режим формирования золоторудного месторождения Мурунтау. – Москва: ЦНИГРИ, 2002.
3. Реддер Э. Флюидные включения в минералах. – М.: Изд-во «Мир», 1987. – Т. I, II.

ЗОНАЛЬНОСТЬ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ОРЕОЛОВ БАТУРИНСКОГО РУДОПРОЯВЛЕНИЯ ЗОЛОТА (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

О.С. Трикоз

Научный руководитель профессор В.Г. Ворошилов

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Батуринское рудопроявление золота находится в пределах Томского выступа палеозойского фундамента Томь-Колыванской складчатой зоны, в 20 км южнее города Томска.

В геологическом строении района работ принимают участие метаморфизованные отложения палеозойского фундамента и слабо сцементированные породы платформенного чехла.

Интрузивные образования представлены дайками томского монцонит-долеритового комплекса триасового возраста. Дайки развиты на большей части Томь-Яйского междуречья, образуя ареал изометричной формы около 50 км в диаметре [2]. Дайки характеризуются большим петрографическим разнообразием: от долеритов до монцодиоритов и кварцевых диоритов.

Породы фундамента представлены вулканогенными покровными и субвулканическими рифтогенными образованиями раннего и среднего девона, шельфовыми прибрежно-морскими и лагунно-континентальными карбонатно-терригенными отложениями позднедевон-каменноугольного возраста, залегающими с резким угловым несогласием на сложнодислоцированном салаирском основании. Стратифицированные отложения герцинской пассивной окраины прорваны триасовым монцонит-долеритовым комплексом синколлизионных даек. Общая мощность отложений фундамента составляет около 6 км. Платформенный чехол в пределах

изученной площади слагается кайнозойскими отложениями. Он представлен континентальными терригенными недислоцированными рыхлыми породами [1, 2, 4].

Целью работы было выявление геохимической зональности первичных и вторичных ореолов рассеяния на Батуринском рудопроявлении золота.

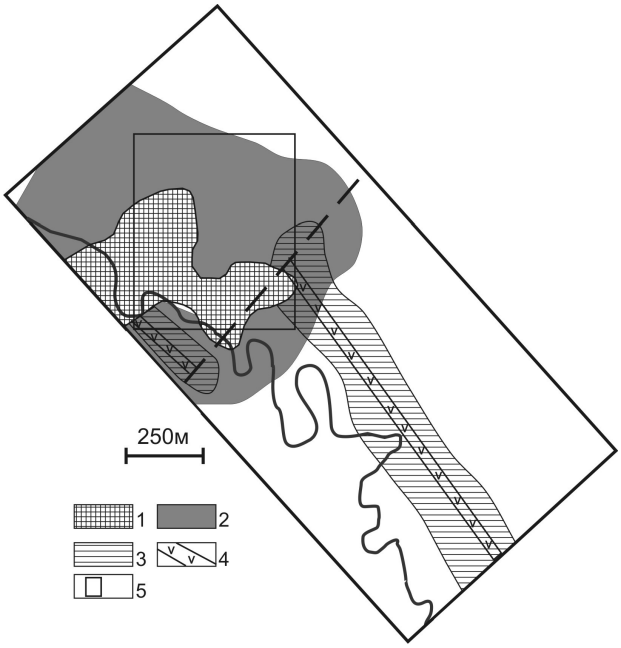


Рис.1 Структура первичного геохимического поля Батуринского участка: геохимические ассоциации: 1 – Cu, Pb, Zn, Co, Ni, Mn; 2 – Ti, Zr, Cr; 3 – As, Sr; 4 – дайки долеритов 5 – контур участка исследования вторичных ореолов рассеяния

В качестве исходных данных для изучения первичных ореолов использовались результаты спектрального полуколичественного анализа керна и шлама скважин глубиной 50-70 м, вскрывающих отложения палеозоя, коры выветривания и рыхлые четвертичные отложения на Батуринском участке. Скважины были пройдены в 1991 году в процессе поисковых геохимических работ, выполнявшихся под руководством Скогорева А.И.

Для выявления структуры геохимического поля, выделения устойчивых ассоциаций элементов был использован факторный анализ [3]. Этим методом в первичном геохимическом поле выявлены следующие ассоциации:

1) Cu, Pb, Zn, Co, Ni, Mn;
2) Ti, Zr, Cr;
3) As, Sr.

Эти ассоциации образуют зональную структуру геохимического поля (рис.1).

На рисунке 1 показано пространственное размещение ассоциаций, которые факторным анализом [3] выделяются на Батуринском участке. Предыдущими исследователями [1, 4] установлено, что золотое оруденение связывается с гипабиссальными дайками (с которыми установлена связь вкрапленной сульфидной и магнетитовой минерализации, где наряду с пиритом, халькопиритом, сфалеритом и магнетитом отмечалось присутствие золота), а также с невскрытой гранитоидной интрузией барлакского комплекса. Учитывая это, можно дать следующую интерпретацию полученным факторам:

В центре концентрически-зональной структуры геохимического поля располагается ассоциация, представленная Cu, Pb, Zn, Co, Ni, Mn. Пространственно – это участок развития вкрапленной золотоносной сульфидной минерализации с околорудной карбонатизацией (с ней связан Mn), поэтому данная ассоциация рассматривается как рудная. Сменяющая ее к периферии ассоциация Ti, Zr, Cr, пространственно ассоциирует с предполагаемым по геофизическим данным выступом гранитоидов барлакского комплекса и интерпретируется как надинтрузивная. Вероятно, эти элементы связаны с акцессорной минерализацией (циркон, ильменит, рутил, хромит) надинтрузивной зоны. As и Sr пространственно ассоциируют с дайками долеритов. К области сопряжения этих «околодайковых» ореолов и надинтрузивной зоны приурочены зоны прожилково-вкрапленной и кварцево-жильной минерализации, которые и представляют собой Батуринское рудопроявление золота.

На участке рудопроявления НПО «Геосфера» проведены также поиски по вторичным ореолам рассеяния масштаба 1:10000. Пробы проанализированы методом ISP MS на 26 элементов. Во вторичном геохимическом поле факторным анализом [3] выделяются следующие ассоциации: 1) Ni, Cr, V, P, Cu, Bi, Co, Fe, интерпретируемая как ранне-сульфидная минерализация (пиритизация); 2) Mn, Au, Fe (золотоносные березиты); 3) Zn, Bi, Pb, Fe (поздняя полисульфидная минерализация) (рис. 2). Первая и третья ассоциации близки к рудной ассоциации № 1 первичного геохимического поля. Их обособление связано с более детальным характером работ и более чувствительными методами анализа (ISP MS). Характер распределения названных ассоциаций показывает, что Батуринское проявление представляет собой две субмеридиональных золотоносных зоны. Различия в их составе связаны, видимо, с разным уровнем эрозионного среза. Восточная зона выглядит менее эродированной, поскольку здесь преобладает ассоциация, связанная с поздними сульфидами.

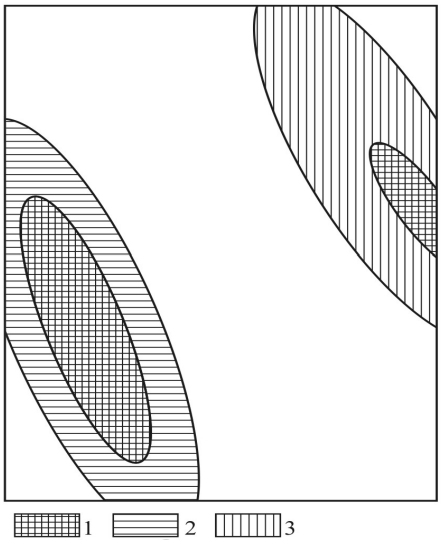


Рис.2 Зональность вторичного геохимического поля Батуринского проявления золота: геохимические ассоциации: 1 – Ni, Cr, V, P, Cu, Bi, Co, Fe; 2 – Mn, Au, Fe; 3 - Zn, Bi, Pb, Fe

Таким образом, элементами-спутниками золота на Батуринском рудопроявлении являются Cu, Pb, Zn, Co, Ni, Bi, Mn, As. Индикаторное значение имеют также аномалии Ti, Zr, Cr, Sr , пространственно ассоциирующие с дайками долеритов и невскрытыми выступами гранитоидов, предположительно рудогенерирующих. Как первичное, так и вторичное аномальное геохимическое поле рудопроявления имеет концентрически зональное строение. Золото тяготеет к центральной зоне аномальной структуры.

Литература

1. Ворошилов В.Г., Коробейников А.Ф., Чернышев А.И., Уткин Ю.В., Пшеничкин А.Я., Боярко Г.Ю., Скогорев А.И. Металлогения (Au, Pt) магматических комплексов Томь-Яйского междуречья. – Томск: STT, 2001. – 220 с.
2. врублевский В.А., Нагорский М.П., Рубцов А.Ф., Эрвье Ю.Ю. Геологическое строение области сопряжения Кузнецкого Алатау и Колывань-Томской складчатой зоны. – Томск: Изд-во ТГУ, 1987. – 94 с.
3. Девис, Дж.С. Статистический анализ данных в геологии. Кн. 2. – М.: Недра, 1990. – 427 с.
4. Черняев Е.В., Черняева Е.И., Номоконова Г.Г. Геологические предпосылки золотоносности Томского района // Актуальные вопросы геологии и географии Сибири. – Томск: ТГУ, 1998. – Т.3. – С. 168 – 172.

ЛИТОЛОГО-ПЕТРОГРАФИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ОТЛОЖЕНИЙ ДЕВОНСКОГО ВОЗРАСТА СЕМЕНОВСКОГО РУДНОГО ПОЛЯ (ЮГО-ВОСТОЧНАЯ ЧАСТЬ ЗМЕИНОГОРСКОГО РУДНОГО РАЙОНА, АЛТАЙСКИЙ КРАЙ)

О.И. Цыбина
Научный руководитель доцент Н.Ф. Столбова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Семеновское рудное поле расположено в пределах Юго-восточной части Змеиногорского рудного района, на юге Алтайского края. Стратиграфия на территории представлена отложениями двух вулканических зон – Змеиногорской и Шипунихинской девонского возраста [1].

На исследуемой территории ведущим типом полезных ископаемых является колчеданно-полиметаллическое оруденение рудноалтайского типа [2].

Змеиногорская вулканическая зона включает следующие ярусы и свиты:

- эмсско-эйфельский ярус – мельничная свита ($D_{1\text{-}2mn}$);
- живетский ярус – сосновская свита (D_{2ss}), заводская свита (D_2zv), давыдовская свита (D_{2dv});
- живетский-франский ярус – каменёвская свита ($D_{2\text{-}3kmn}$).

Шипунихинская зона включает:

- шипуновскую свиту ($D_{2\text{-}3}šp$) – живетско-франского яруса.

Магматические образования на территории района представлены: алейским габбро-плагиогранитовым ($\gamma\pi D_{1\alpha}$), давыдовско-каменёвским базальт-дацит-риолитовым ($\lambda D_{2\text{-}3dk}$), белорецко-маркакольским габбро-дацитовым (ωD3bm) комплексами девонского возраста. Из всех перечисленных магматических комплексов чётко выраженную металлогеническую и геохимическую специализацию на полиметаллы обнаруживают давыдовско-каменёвские субвулканические образования. Алейский комплекс девонского возраста не имеет заметной металлогенической специализации, а с белорецко-маркакольским комплексом связана прожилково-вкрапленная медно-пирротиновая с арсенопиритом и золотом минерализация. Основными структурными элементами района являются структуры северо-западного простирания – Алейское поднятие и Змеиногорско-Быструшинский прогиб. В разрывной тектонике главная роль принадлежит разломам северо-западного и субширотного простираний [3].

В пределах участка изучены породы осадочных, магматических и метаморфических комплексов и сопровождающих их руд. В результате петрографических исследований выявлены породы осадочных комплексов – углеродистые яшмоиды D_2 (рис.1) и аргиллиты, а также представители мелкообломочных алевролитов (рис.2) и песчаников D_{2-3}.

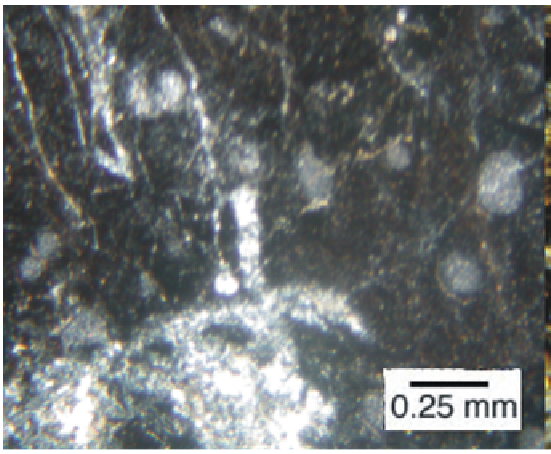


Рис.1 Проявления в кремнистой массе сферолитовых стяжений и пятен кварцевых агрегатов N+

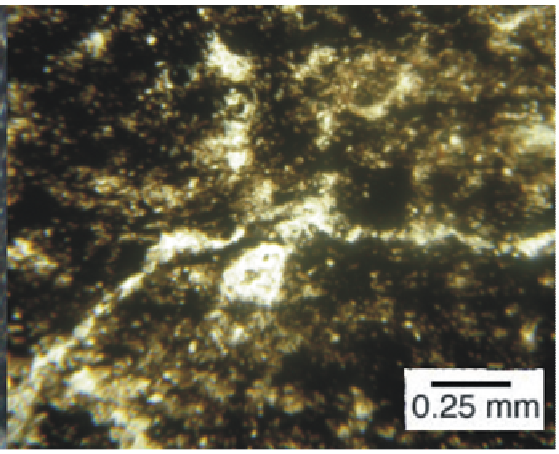


Рис.2 Алевролит. Скопление органического вещества и прожилки с карбонатными минералами N+

Осадочные отложения прорываются комплексом вулканических пород кислого и средне-основного состава (рис.3).

Осадочные, вулканногено-осадочные и магматические породы метасоматически изменены. Они хлоритизированы (рис.3), серицитизированы (рис.4), участками эпидотизированы и мусковитизированы (рис.4), окремнены, карбонатизированы и сульфидизированы.

В породах наблюдаются новообразованные поры. Они имеют сферические формы и разные размеры. Неоднородное или приуроченное к трещинам распределение (рис.6).

Все породы дислоцированы. Это проявляется в образовании систем трещин, рассланцовке и прожилковании. Минералы в породах имеют нарушенные кристаллические решетки.

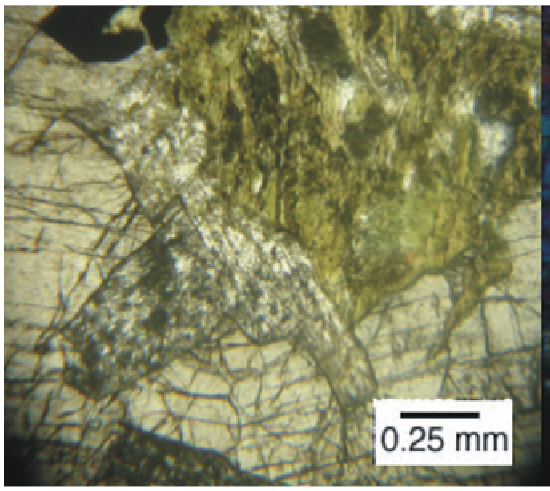


Рис.3 Туф агломератовый. Видны обломки основного состава с пироксенами и плагиоклазами замещенные хлоритами. N ||

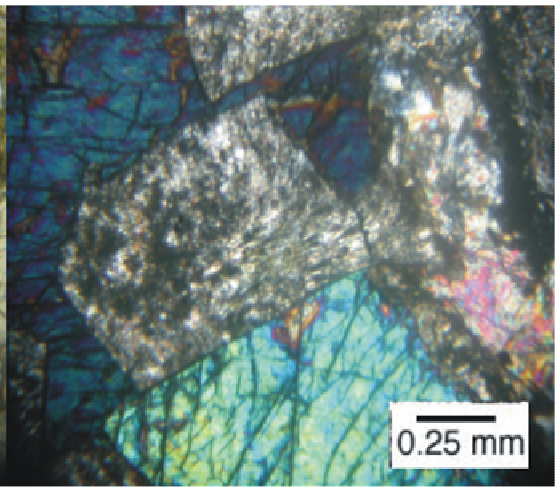


Рис.4 Туф агломератовый. Серицит замещают плагиоклаз и переходит в мусковит. N+

В результате проведённых исследований сделаны следующие выводы:

- существует литологический контроль процессов рудообразования, связанный с залеганием руд на контакте высокоуглеродистых и вулканических пород;
- замечено, что оруденение приурочено к туфам кислого и средне-основного состава;
- выявлен тектонический контроль – образование полиметаллических руд приурочено к трещинкам и порам;
- интенсивность проявления признаков, контролирующих оруденение на Семёновском участке, указывают на перспективность его полиметаллического оруденения.

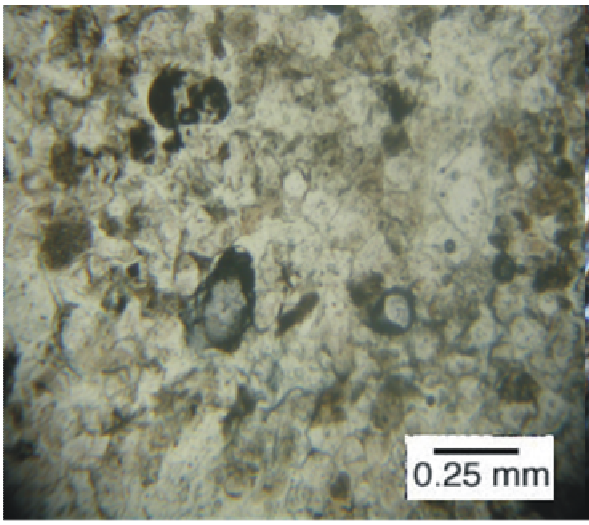


Рис.5 Мелкозернистый песчаник. В общей массе породы видны проявления пор. N+

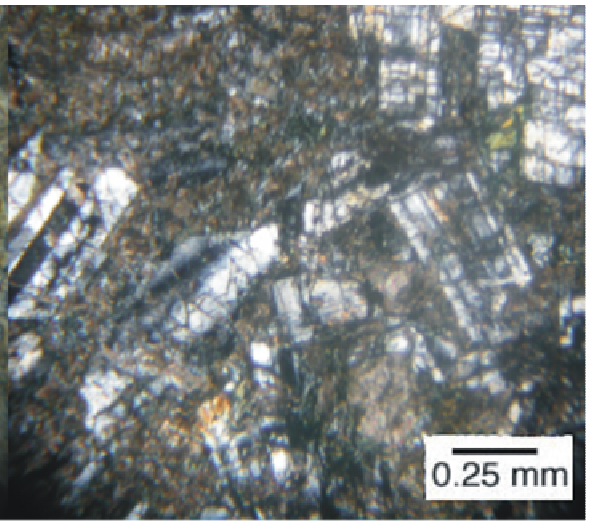


Рис.6 Агломерат туфовый. Проявления дислоцированных кристаллов плагиоклаза. N+

Литература

1. Караулов В.Б. К стратиграфии палеозойских отложений северо-западной части Рудного Алтая. – С.-Пб.: Изд-во. С.-Пб университета, 1995.
2. Коробейников А.Ф., Кузебный В.С. Прогнозирование и поиски месторождений полезных ископаемых: Учебник для вузов. – Томск, 1998. – 309 с.
3. Щерба Г.Н., Дьяков Б.А., Нахтигаль Г.П. Металлогения Рудного Алтая и Калбы. – Алма-Ата: Наука КазССР, 1984. – 238 с.

ОБНАРУЖЕНИЕ УРАНА ГИДРОГЕННОГО ТИПА ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО РЕГИОНА НА ОСНОВЕ ПРОФИЛЬНЫХ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Е.М. Чернев
Научные руководители профессор Л.П. Рихванов, доцент В.А. Домаренко
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Как правило, месторождения гидрогенного типа характеризуются неоднородными условиями концентрации и миграции элементов. И одним из важных факторов при локализации гидрогенных месторождений, в том числе урана, является наличие геохимических барьеров и барьерных зон (такие факторы как: температурный, механический, геодинамический, физико-химический, геохимический). Особую роль играют окислительно-восстановительный потенциал (*Eh*) и кислотно-щелочные условия (*Ph*), содержание железа в воде, а также режим кислорода [1, 6].

По данным гидрогеохимических исследований в мел-палеогеновых отложениях отчётливо выделяются три гидрогеохимические зоны по всему разрезу осадочного чехла (см. рис.):

- западная зона, в основном развитая на левобережье р. Оби с водами существенно хлоридного состава;
- восточная – развитая в основном на правобережье р. Оби, простирающаяся вплоть до р. Енисей с водами существенно гидрокарбонатного состава;
- границей между зонами являются отложения с водами смешанного хлоридно-гидрокарбонатного состава. Ширина полосы смешанных вод, простирающихся в субмеридиональном направлении (с осью в районе г. Колпашево), достигает 150-200 км [2].

Зона смешанных вод на уровне мел-палеогеновых отложений в первом приближении совпадает со сменой литофаций от субконтинентальных через прибрежно-морские к абиссальным, с одной стороны, и к границе распространения железоносных отложений известного Западно-Сибирского железорудного бассейна. Последнее обстоятельство может, является важным рудоконтролирующим и рудолокализующим фактором.

Осаждение урана происходит в областях высоких положительных потенциалов *Eh* (200-100 мВ) при значениях *Ph* равных 6-7. Соответственно, снижение значений урана происходит с ростом *Ph* и при смещении значений *Eh*, особенно, в отрицательную сторону от -100 до -200 мВ [1].

Наличие барьерной зоны может быть приурочено, к восточной границе Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и возможно совпадает с Западно-Сибирским железорудным поясом. Известно, что на периферии нефтегазоносных бассейнов отмечаются месторождения рудных полезных ископаемых, таких как Mo, V, Ca, Sr, Mn, Fe и другие компоненты, в том числе U. При этом не исключается механизм элизионного перетока и эксфильтрационный характер оруденения.

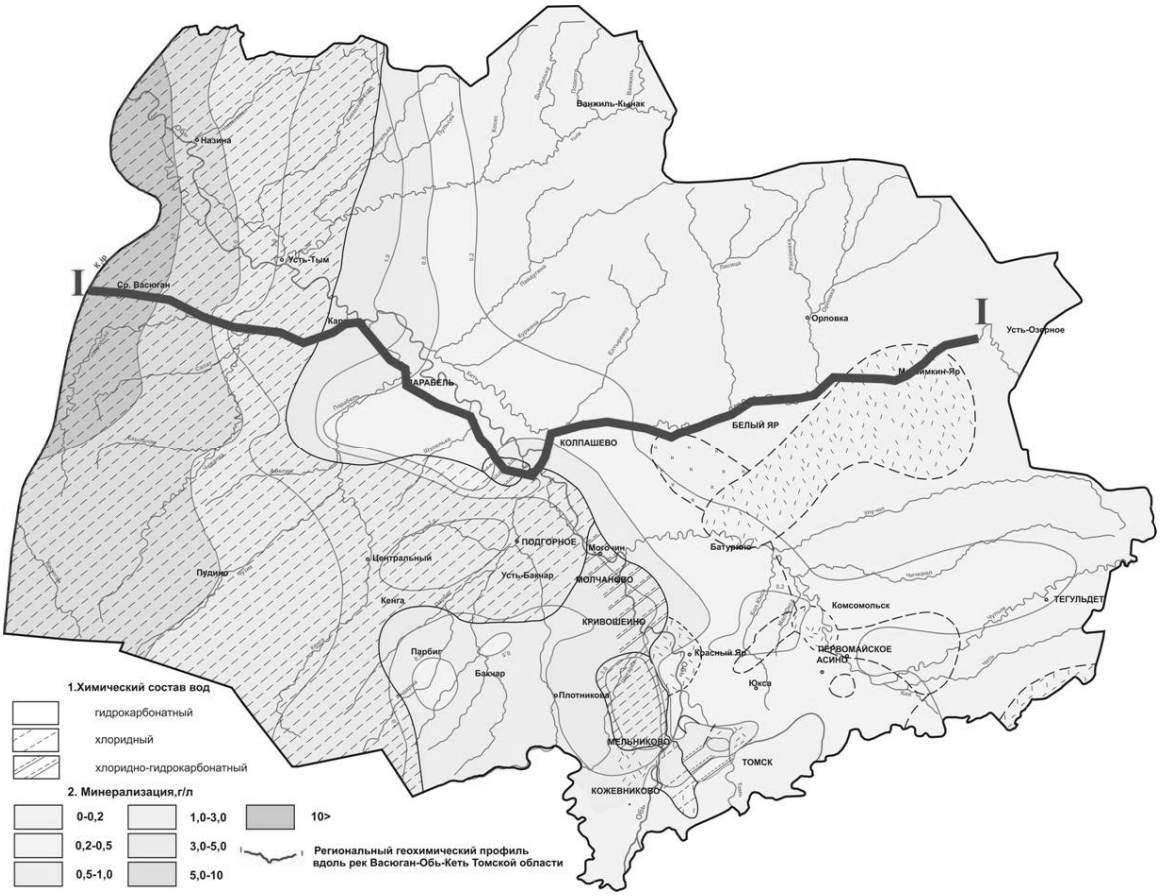


Рис. Гидрогеохимическая карта водоносных отложений верхне-мелового возраста Томской области с региональным геохимическим профилем вдоль рек Васюган-Обь-Кеть

Кроме того, в ходе обработки фондовых материалов возникла необходимость в заложении региональных профилей для выделения геохимической неоднородности. Первоочередным по нашему мнению, является профиль по рр. Васюган–Обь–Кеть с дальнейшим продолжением на восток до р. Енисей (рис.). Этот профиль расположен вкрест простирания выявленных в процессе камеральной обработки барьерных (градиентных) зон, или зон неопределённости по Е.А. Воробьёву, вблизи которых возможна локализация оруденения.

Профильные геохимические исследования проводились на Кеть-Васюганском профиле. На профилях Васюган-Обь-Кеть выполнены гамма-спектрометрия и литогеохимическое опробование.

Измерения концентраций K, U(Ra) и Th проводилось с помощью полевого гамма-спектрометра-концентрометра РКП-305. Для получения статистически достоверной информации на точках опробования по каждому каналу бралось три замера.

Лабораторно-аналитические исследования литогеохимических проб проводились в Сибирском филиале “Березовгеология” ФГУП Урангеологоразведка МПР РФ (г. Новосибирск). Всего было обработано 285 проб эмиссионным спектральным полуколичественным анализом.

Результаты эмиссионного спектрального полуколичественного анализа представлены в таблице, характеризующие распределение элементов в почвах Томской области.

Из приведенных результатов видно, что исходные почвы характеризуются повышенными содержаниями по сравнению с Кларком в земной коре таких элементов как Cr, V, Ni, Li, Y, Yb, Mo, Co. В них встречаются аномальные содержания. А по величине коэффициента вариации наблюдается в основном слабодифференцированное распределение, и частично однородное и дифференцированное распределение.

Анализируя корреляционные взаимоотношения между элементами, отчетливо выделяется их положительная связь, особенно между теми элементами, в которых наблюдаются превышения над Кларками.

При анализе корреляционных взаимоотношений между ЕРЭ отчетливо выделяется крупная область аномального нарушения структуры корреляционных связей, которая простирается вдоль восточного склона Колпашевского мезовала, а на правобережной части от р. Обь протягивается до Белоярского мезовыступа.

А предварительный анализ характера изменения концентраций естественных радиоактивных элементов по линии р. Васюган – р. Кеть показывает заметные различия в радиогеохимических параметрах поверхностных отложений западной и восточной частей Томской области. Западный и восточный блоки разделены крупной радиогеохимической неоднородностью, обусловленной резкой сменой общей геохимической обстановки. Кроме того, эти данные положительно коррелируют с данными гидрогеохимических исследований в мел-палеогеновых отложениях.

Таблица

Статистические параметры распределения элементов в почвенных пробах Томской области, г/т

Элементы	***Статистические параметры***						
	XMin	**XMax**	**X**	**Мода**	**δ**	**Хз.к.**	**V, %**
данные радиогеохимических исследований							
K, %	0,4	3,7	1,5	1,5	0,57	-	38
U	1	4,2	1,6	1,3	0,59	2,8	37
Th	3,3	15,3	7,9	5	2,65	10,7	34
данные полуколичественного эмиссионного спектрального анализа							
Ba	100	620	418,7	500	142,7	550	34
Sr	100	400	259	300	53,4	350	21
Cr	6	150	**81,6**	100	28,27	35	35
V	6	200	**91,4**	100	43,7	60	48
Ni	3	80	**32,9**	50	19,5	20	59
Co	1	30	**10,7**	20	6,87	10	64
Zr	30	600	243,4	300	94,2	250	39
Nb	3	30	8,94	10	4,69	25	52
Li	10	80	**37,3**	30	9,75	20	26
Y	3	60	**31,8**	30	10,06	22	32
Yb	0,5	5	**3,16**	4	1,13	2,2	36
Ga	1	150	12,4	15	9,37	17	76
Cu	6	80	27	30	17,3	25	64
Pb	6	30	15,5	15	5,62	20	36
Zn	20	100	48,03	40	20,9	71	44
Be	0,3	6	2,11	2	0,55	3	26
Sc	3	30	**12,9**	10	5,57	11	43
Sn	1,5	10	3,34	4	1,05	5,5	31
Ag	0,015	0,5	0,043	0,04	0,038	0,05	88
Mo	1	3	**2,42**	2	0,5	1,5	21

Таким образом, анализ материалов предшественников и наши наблюдения позволили выявить градиентную геохимическую неоднородность, в пределах которой вероятно могут быть выявлены гидрогенные месторождения урана как инфильтрационного, так и эксфильтрационного типов.

Литература

1. Батулин С.Г., Перельман Г.В. и др. Гидрогенные месторождения урана. Основы теории образования / Под ред. А.И. Перельмана. – М.: Атомиздат, 1980. – 270 с.
2. Ермашова Н.А., Никонов В.С. Отчет гидрогеохимической партии за 1976-1982 гг. – Томск, 1982.
3. Кисляков Я.М., Щеточкин В.Н. Гидрогенное рудообразование. – М.: ЗАО «Геоинформмарк», 2000. – 608 с.
4. Прогнозирование, поиски и оценка урановых месторождений в палеоруслах: Методические рекомендации. – М, 1999. – 153 с.
5. Чернев Е.М. Перспективы обнаружения урана гидрогенного типа Центрально-Западно-Сибирского региона // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XI Международного симпозиума студ., аспир. и молодых ученых. – Томск, 2007. – Т.3. – С. 90 – 91.
6. Шмариович Е.М. Экзогенные урановые месторождения. Избранные труды. – М.: ВИМС, 2007. – 591 с.

Секция 4

ГИДРОГЕОЛОГИЯ И ИНЖЕНЕРНАЯ ГЕОЛОГИЯ

XXI ВЕК: НОВЫЕ ГОРИЗОНТЫ ГИДРОГЕОЛОГИИ

С.Л. Шварцев, профессор
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последнее время активизировался интерес гидрогеологов к будущему своей науки. Так, в апреле 2007 г. в Санкт-Петербургском государственном университете состоялся весьма представительный международный симпозиум гидрогеологов [1]. Тема симпозиума: «Будущее гидрогеологии: современные тенденции и перспективы» вызвала большой интерес участников. Обсуждение показало, что перспективы развития этой науки видятся учеными по-разному. Нами был сделан доклад на тему: «Прошлое и будущее гидрогеологии. Будут ли извлечены уроки?», который также вызвал активное обсуждение. Начатая на симпозиуме дискуссия продолжается и на страницах научных журналов [2]. В этой небольшой статье нам хотелось отразить свое видение будущего развития гидрогеологии.

Понятие «Гидрогеологии» было введено в науку, как известно, крупнейшим естествоиспытателем конца XVIII и начала XIX веков Ж.Б. Ламарком (1844-1829), издавшим в 1802 г. книгу “Hydrogéologie”, в которой он впервые развил представление о геологической деятельности воды, включив сюда различные процессы разрушения и формирования разнообразных типов горных пород посредством воды.

Следовательно, изначально гидрогеология трактовалась как наука о роли воды в становлении окружающего нас геологического мира. К сожалению, развернувшаяся примерно в это время борьба нептунистов, ярким представителем которых был Ж.Б. Ламарк, и плутонистов во главе с Х.Д. Геттоном закончилась поражением первых. Это и привело к тому, что учение о геологической роли воды, как субъекта гидрогеологии, было забыто на многие годы. Гидрогеология, вопреки изначально базовому представлению, превратилась в науку только о подземных водах, и долгое время рассматривалась как часть гидрологии, изучающей подземную ветвь климатического круговорота. Так рассматривают гидрогеологию во многих Западных странах и сегодня, что не соответствует изначальному ее содержанию. Несоответствие возможностей гидрогеологии и ее содержания особенно четко видел наш великий соотечественник В.И. Вернадский, который рассматривал воду как важнейший компонент (стихию) нашей планеты. Вода по его мнению обладает удивительными по своей природе особыми свойствами, определяющими ее как совершенно уникальное соединение, играющее совершенно особую роль в развитии окружающего мира. Вот что он писал: «Вода стоит особняком в истории нашей планеты. Нет природного тела, которое могло бы сравниться с ней по влиянию на ход основных, самых грандиозных, геологических процессов. Нет земного вещества - минерала, горной породы, живого тела, которое бы ее не заключало. Все земное вещество - под влиянием свойственных воде частичных сил, ее парообразного состояния, ее вездесущности в верхней части планеты – ею проникнуто и охвачено» [3, с. 20].

После работ В.И. Вернадского наиболее широко состояние гидрогеологии рассмотрел Е.В. Пиннекер в многотомной монографии «Основы гидрогеологии (1980-1984), который развивал представление о гидрогеологии как науке не о подземных водах, а о подземной гидросфере и взаимодействии последней с другими оболочками Земли [4]. Тем самым им была предпринята попытка расширить границы исследований этой науки и, в частности, показать роль воды в развитии не только отдельных геологических процессов, но и Земли в целом. Это направление исследований в какой-то мере развивали С.М. Григорьев, Е.С. Гавриленко, В.Ф. Дерпгольц, П.А. Крюков, П.А. Удодов, А.П. Павлов, С.Л. Шварцев, Г.Ю. Валуконис, А.Е. Ходьков, Е.А. Басков и др.

Перечисленные и некоторые другие немногочисленные работы отличаются тем, что они расширяют представление о геологической роли воды в недрах Земли и тем самым меняют традиционное содержание гидрогеологии. И, тем не менее, вода как особый компонент всего окружающего мира все еще остается за пределами объекта исследований этой науки. Исключения крайне редки. Что касается взаимодействия воды с другими оболочками Земли, то и здесь имеются единичные работы. Неслучайно один из наиболее авторитетных геологов нашего времени академик В.Е. Хаин [5] важнейший процесс в развитии Земли связывает с взаимодействием литосферы с атмосферой и биосферой, но не гидросферой. Такой парадокс на наш взгляд обусловлен тем, что гидрогеология не обеспечивает геологию достаточным количеством фактов, необходимых для понимания масштабов и механизмов такого взаимодействия.

Между тем взаимодействие воды с горными породами является блестящим примером, который раскрывает роль подземных вод в эволюции и становлении всего окружающего мира. Этой проблемой занимаются ученые всего мира. Например, на последнем XXI международном симпозиуме, посвященном этой проблеме, который состоялся в августе 2007 г. в Кунь-Мине (Китай) было заслушано 360 докладов. Как установлено нами, система вода- порода является уникальной, способной к самопроизвольному, непрерывному, геологически длительному развитию с образованием принципиально новых вторичных минералов и геохимических типов воды, которые в совокупности формируют гидрогенно-минеральные комплексы, структура и состав которых с увеличением времени взаимодействия усложняются. При этом основной причиной смены гидрогенно-минеральных комплексов, формирующихся в эволюционном развитии системы вода-порода, выступает дифференциация (перераспределение) химических элементов в водном растворе, обусловленная

отличным от растворяемой породы соотношением химических элементов во вновь формируемых вторичных минералах. Иначе говоря, главный механизм, определяющий эволюцию системы вода-порода, скрыт в воде, ее составе и структуре [6].

Именно вода, концентрируя химические элементы, в зависимости от времени взаимодействия формирует тот или иной гидрогенно-минеральный комплекс.

К сожалению, в геологии система вода–порода, как единое целое, не исследуется. Одни науки (гидрогеология, гидрогеохимия и др.) изучают воду, другие (литология, минералогия и др.) – твердое вещество. Связь между ними весьма призрачная. Более того, ученые-гидрогеологи, изучающие подземную гидросферу, практически не интересуются составом вторичных минеральных образований – продуктов эволюционного развития системы вода-порода, а ученые-литологи и минералоги, в свою очередь, не интересуются составом воды, да и в целом гидрогеологией. Само собой, что эта странная ситуация, которая, безусловно, не способствует прогрессу геологической науки.

Образовался своеобразный вакуум между водой и теми твердыми фазами, которые она создает. Кто его должен заполнить? На наш взгляд, конечно, гидрогеология, поскольку именно вода оказывается тем компонентом, который определяет ход, масштабы и направление развития системы вода-порода, и именно гидрогеология подготовлена к этому наилучшим образом.

Гидрогеология по своему внутреннему содержанию, как никакая другая из наук о воде (океанология, гидрология, гидрохимия, мерзлотоведение, гляциология, озероведение, учение о минеральных водах и т.д.), подготовлена не только для того, чтобы стать ведущей наукой о геологии воды, но и возглавить учение о природных водах в целом. Обусловлено это тем, что гидрогеология способна изучать не просто подземную воду, а ее взаимодействие с горными породами, газами и органическим веществом (живым и мертвым). Непрерывное же взаимодействие - первый признак систем, способных к прогрессивной эволюции. Тем самым гидрогеология потенциально подготовлена к изучению общих свойств и механизмов эволюционирующих водных систем.

Все сказанное показывает, что у гидрогеологии имеется единственный путь для своего развития – это расширение границ своих исследований о воде. Вода как важнейший и самый загадочный компонент окружающего мира должна стать объектом гидрогеологии, а ее предметом – взаимодействие воды с основными составляющими нашей планеты: горными породами, газами, органическим веществом и продуктами техногенеза, т.е. взаимодействием с любыми косными, биокосными и живыми веществами. Именно этот подход соответствует идеям великого В.И. Вернадского и открывает для гидрогеологии новые горизонты.

Гидрогеология может и должна закрыть образовавшуюся нишу в изучении воды как важнейшей стихии планеты, в первую очередь подземной воды, которая, находясь постоянно в горных породах и с ними взаимодействуя, обеспечивает непрерывное усложнение состава воды и создает условия для последовательных эволюционных преобразований вещества горных пород, формирования новых вторичных продуктов – косных, биокосных и живых. Гидрогеология, как наука о воде, безусловно, будет трансформироваться в науку об эволюции всего окружающего мира. Мы уверены, что исследование гидрогеологией взаимодействия с горными породами, газами, органическим веществом резко расширит ее границы и выведет в число лидирующих среди всех геологических наук. Надеемся, что это произойдет в ближайшие 20-30 лет нового столетия.

Таким образом, с момента появления воды на Земле возникла необычная стационарная система вода–порода, обладающая рядом фундаментальных свойств и механизмов, которые определяют ее как базовую в развитии водно-геологических процессов. Равновесно-неравновесное состояние этой системы отражает ее внутренне противоречивый характер, определяющий ее способность к самопроизвольному, непрерывному, геологически длительному развитию с образованием принципиально новых вторичных минералов и геохимических типов воды, которые в совокупности формируют гидрогенно-минеральные комплексы. Система вода–эндогенные алюмосиликаты в пределах земной коры (при $T < 400^\circ$ C) развивается постоянно в нелинейной области термодинамической ветви в условиях, далеких от равновесия. Формирующийся вторичный минеральный комплекс определяется геохимической средой, составом и структурой воды в полной гармонии с законами внутреннего состояния последней. Вода, взаимодействуя с алюмосиликатами, непрерывно создает принципиально новые геологические образования, постепенно захватившие верхнюю часть нашей планеты. Отличное от растворяемой породы соотношении химических элементов во вновь формируемых минералах является важнейшим механизмом глубокой дифференциации химических элементов в водном растворе, что служит основной причиной смены гидрогенно-минеральных комплексов.

Наличие внутренних механизмов эволюции, контролируемых, главным образом, составом и структурой воды, определяет необходимость привлечения гидрогеологии к изучению этой системы. Это необходимо и с тех позиций, что гидрогеология из всех наук о воде наиболее подготовлена к изучению этого нового для нее объекта. Тем самым перед гидрогеологией раскрываются новые горизонты для исследования.

Литература

1. Воронов А.Н. (ред.). Будущее гидрогеологии: современные тенденции и перспективы. – СПб.: Изд. Санкт-Петербургского гос. ун-та, 2008. – 420 с.
2. Кирюхин В.А., Швец В.М. Гидрогеология XXI века – возможные пути развития // Изв. ВУЗов. Геолог. и разв., 2007. – №1. – С. 56 – 63.
3. Вернадский В.И. История природных вод. – М.: Наука, 2003. – 751 с.
4. Пиннекер Е.В., Писарский Б.И., Шварцев С.Л. и др. Основы гидрогеологии. Общая гидрогеология. – Новосибирск: Наука, 1980. – 231 с.
5. Хаин В.Е. Взаимодействие атмосферы, биосферы и литосферы – важнейший процесс в развитии Земли // Вестн. РАН, 2007. – №9. – С. 794 – 797.

6. Шварцев С.Л., Рыженко Б.Н., Алексеев В.А. и др. Геологическая эволюция и самоорганизация системы вода–порода. Система вода–порода в условиях зоны гипергенеза. – Новосибирск: Изд. СО РАН, 2007. – 389 с.

НЕКОТОРЫЕ ВОПРОСЫ СПЕЦИФИКИ ФОРМИРОВАНИЯ СОСТАВА ПОДЗЕМНЫХ ВОД В УСЛОВИЯХ КРИОЛИТОЗОНЫ СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Р.Н. Абдрашитова
Научный руководитель профессор В.М. Матусевич
Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Масштабы и темпы освоения Западной Сибири почти не имеют себе равных среди регионов мира. С конца 80-х годов Ямало-Ненецкий округ является одним из основных в мире добывающих регионов природного газа.

Актуальной на сегодняшний день является проблема качества питьевых подземных вод в зоне распространения многолетнемерзлых пород (ММП). Для ряда городских водозаборов севера Западной Сибири (по данным Иванова Ю.К., Бешенцева В.А.) характерно достаточно быстрое снижение качества подземных вод. За пять лет на водозаборе г. Губкинский произошло снижение pH с 6,8 до 5,8, а концентрация железа при этом возросла с 4 до 6 мг/л [3]. Водозаборные сооружения в зоне распространения ММП находятся в особых условиях, когда одним из факторов защищенности подземных вод является талое или мерзлое состояние пород.

Важнейшим элементом геокриологической и гидрогеологической обстановки являются участки распространения талых пород – талики. Они развиты под руслами наиболее крупных неперемерзающих рек и озер. Территория севера Западной Сибири по Ю.К. Смоленцеву относится к ледовой и гумидно-ледовой макрозонам. В ледовой макрозоне водоносная система состоит из разобщенных или соединяющихся друг с другом вертикально ориентированных узких желобов подрусловых и чашеобразных или цилиндрических подозерных таликов и редких межмерзлотных таликов. В гумидно-ледовой макрозоне подземные воды находятся в жидкой фазе в широко развитых надмерзлотных таликах под реликтовым слоем ММП и в расчленяющих мерзлоту сквозных таликовых зонах под долинами рек.

Здесь ярко проявляется площадное питание через верхнюю границу системы и вертикальный водообмен. В болотных ландшафтах (занимающих большую часть территории), где обводненными торфяниками с огромным количеством внутриболотных озер занята практически вся водосборная площадь бассейна стока при чрезвычайно подчиненной роли суходолов, в формировании ресурсов подземных вод резко преобладает роль болотного инфильтрационного питания. Таким образом, в болотных ландшафтах существует два вида питания подземных вод метеорными водами. Первый – инфильтрация на суходолах, играющая подчиненную роль. Второй – субаквальная обстановка перетока без гидравлического разрыва в естественных условиях между питающим слоем и подземными водами четвертичных отложений. По расчетам Ю.К. Смоленцева модули болотного питания составляют 0,35 – 1,2 л/с с км^2 или 40-70 % от модулей подземного стока в этих районах. Таким образом, обводненные торфяники питают и регулируют водоносные горизонты четвертичных отложений, которые в свою очередь питают и регулируют всю многопластовую водоносную систему кайнозойско-меловой системы бассейнов стока. Болотные воды характеризуются невысокой минерализацией, гидрокарбонатным составом, пониженным значением pH, повышенным содержанием органических веществ и закисного железа. На рассматриваемой территории такой состав подземных вод характерен и для сравнительно глубокозалегающих (100-150 м) межмерзлотных водоносных горизонтов. Существующие в криолитозоне под незамерзающими торфяными болотами таликовые зоны также являются очагами питания подземных вод болотными водами [2].

В рассматриваемой макрозоне формируются ультрапресные подземные воды криогенной метаморфизации и выщелачивания с минерализацией 0,3-0,5 г/л, пестрого анионного состава, среди которых широко распространены гидрокарбонатные натриевые воды I типа. Наличие углекислоты, гуминовых и фульвокислот, жирных карбоновых кислот, фенолов, присутствие сероводорода, генерируемых органическим веществом, обусловливает активное течение реакций гидролиза алюмосиликатов водовмещающих пород, углекислотного и кислого органического выветривания в зоне гипергенеза, усиливающее вынос из пород и обогащение подземных вод мономолекулярным кремнеземом $Si(OH)_4$, бикарбонатами Fe^{+2}, Mn, Cu, Co, Ni, Mg, Ca, Sr, K, Na. Сероводородное выветривание приводит к восстановлению многовалентных химических элементов пород, дополнительному значительному выносу Si, Fe^{+2}, щелочей и щелочных земель. Благодаря болотам, обогащенным органическим веществом пород, в водоносных горизонтах создается преимущественно кислая среда и восстановительная обстановка. В водоносных горизонтах формируются пресные слабоминерализованные воды, обогащенные агрессивной углекислотой, растворенными органическим веществами, железом, марганцем, азотсодержащими веществами [1].

Выпавшие осадки соприкасаются с горизонтом почв, который характеризуется своеобразной геохимической обстановкой. В первую очередь это относится к надмерзлотным водам, напрямую связанным с почвами. Почвенный покров севера Западной Сибири достаточно сложен и имеет свои особенности - зональность и изменчивость состава в пределах одной и той же зоны, обусловленную рельефом, пестротой почвообразующих пород и условиями увлажнения.

Взаимодействуя с почвами, инфильтрующиеся осадки и талые воды формируют сезонно - водоносный четвертичный различного генезиса горизонт, а также водоносные таликовый и криогенно - таликовый четвертичные различного генезиса горизонты.

Характерной особенностью надмерзлотных вод является их слабокислая реакция (pH – 6,02), за счет разложения растительных остатков с образованием органических кислот. В условиях низких температур процессы гумусообразования останавливаются на начальной стадии формирования специфических гумусовых

веществ. При этом в тундровых почвах образуются гумусовые вещества преимущественно фульвокислотного состава и примитивного строения. При взаимодействии осадков с почвами часть таких веществ растворяется в подземных водах с понижением pH и повышением окисляемости. При взаимодействии воды с вмещающими породами происходит плавное повышение содержания основных солеобразующих компонентов – Na, K, Ca, Mg, SiO_2. Кислая среда не способствует накоплению гидрокарбонат-иона, при этом отмечаются повышенные значения сульфатов и хлора.

Если рассмотреть химический состав подземных вод межмерзлотных водоносных горизонтов, то можно отметить увеличение по сравнению с надмерзлотными содержания таких компонентов как Mg и Ca, которые начинают доминировать в катионном составе. На порядок возрастает содержание железа и марганца. Значительно увеличивается концентрация кремния. Хлор, сульфаты, а также окисляемость уменьшаются.

Воды становятся гидрокарбонатными магниево-кальциевыми с повышенным содержанием железа и кремния, что обусловлено их формированием в закрытой гидрогеохимической обстановке, не содержащей свободного кислорода и способной восстанавливать трехвалентное железо. В данных условиях развиваются анаэробные бактерии, которые в процессе жизнедеятельности отнимают необходимый им кислород у минеральных соединений, обусловливая восстановление последних, и выделяют такие газы как углекислый и метановый, что способствует созданию неравновесной обстановки. Железо и марганец переходят в двухвалентную форму и поэтому легко мигрируют. Содержание закисного железа в таких водах достигает 2-6 мг/дм^3.

Главной спецификой формирования состава подземных вод здесь является сильная углекислотная и гумусо-кислотная агрессия на фоне низкого термического потенциала выветривания, широкое развитие глеевых процессов и интенсивное комплексообразование элементов с органическими веществами гумусового типа, особенно с фульвокислотами.

Основными составляющими общей минерализации подземных вод являются соли, привносимые атмосферными осадками, выщелачиваемые водой из вмещающих пород и почвенного слоя, и синтезируемые из воды и углекислого газа ионы.

Следующая важная составляющая минерализации подземных вод – это соли, поступающие из органического вещества почвенного горизонта. Поглощенное корневой системой растений органическое вещество, пройдя биологический цикл, попадает вместе с опадом в почву, где при минерализации, гумификации и растворении переходит в подземные воды. Основная часть химического стока биогенного генезиса смывается поверхностными водами и не попадает в межмерзлотные горизонты. Что касается литогенной составляющей, то она представлена в основном катионами и нейтральным SiO_2. Основными катионами, увеличивающими свое содержание в подземных водах, по сравнению с атмосферными осадками, являются ионы Ca, Mg, Na, выщелачиваемые из карбонатных и силикатных пород. При выносе из глинистых пород доминирует SiO_2, вклад которого в общую минерализацию достигает 25-30%, на долю же катионов приходится незначительная часть. Такое обогащение силикатами можно увязывать со слабым водообменом межмерзлотных вод [1].

Количество элементов, выщелачиваемых из водовмещающих пород, в первую очередь, зависит от величины водообмена. Данный показатель определяется величиной осадков и испарения, геоморфологией, проницаемостью водоносных отложений и площадью распространения таликовых окон.

Концентрация микроэлементов в подземных водах контролируется адсорбцией и ионным обменом на природных сорбентах и ионитах, поддерживающих содержание рассеянных микроэлементов в питьевых подземных водах на низких уровнях и обусловливающих самоочищение подземных вод. В пределах криолитозоны одним из таких сорбентов являются мерзлые породы и талые глинистые породы. Криогенные системы криолитозоны, обогащающиеся в процессе криогенной метаморфизации карбонатом кальция, выделяются Ю.К. Смоленцевым в мерзлотно-карбонатный сорбционный барьер, на котором вместе с $CaCO_3$ в питающих горизонтах соосаждается Zn, Cu, Pb, Ba и другие элементы

При техногенном растеплении мерзлых пород, формировании и росте таликовых окон происходит принципиальная перестройка мерзлого сорбционного барьера. Формации современных обводненных торфяников с огромным количеством внутриболотных озер являются генераторами CO_2 и органических кислот, обусловливающих энергичное углекислотное и кислое органическое выветривание, гидролиз пород, перевод в раствор обширного комплекса макро- и микрокомпонентов. Образование новых таликовых окон и эксплуатационный водоотбор ведут к интенсивному поступлению вод торфяников в целевой водоносный горизонт.

Для предупреждения появления аномалий химического состава необходимы систематические длительные режимные наблюдения за изменениями состава воды в процессе эксплуатационного водоотбора, особенно в районах с нестабильной гидрогеохимической обстановкой, каким для Тюменской области является криолитозона. Задачами этих наблюдений, кроме констатации изменений химического состава подземных вод, являются: установление оптимального режима водоотбора конкретных водозаборов, типизация гидрогеологических условий месторождений питьевых вод по их химическому режиму, разработка методов прогноза качества подземных вод при эксплуатации месторождений питьевых вод, определение генетической природы временных изменений химического состава подземных вод.

Литература

1. Бешенцев В.А. Подземные воды ЯНАО. – Екатеринбург: Изд. УрО РАН, 2006. – 149 с.
2. Земскова И.М., Смоленцев Ю.К. и др. Ресурсы пресных и маломинерализованных подземных вод южной части Западно-Сибирского артезианского бассейна. – М.: Недра, 1991. – 262 с.

3. Иванов Ю.К., Бешенцев В.А. Техногенная трансформация состава природных вод Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа // Геоэкология. Инженерная экология. Гидрогеология. Геокриология. – М., 2006. – №4. – С. 313 – 320.

ПРИРОДНЫЕ УГЛЕВОДОРОДНЫЕ ГАЗОГИДРАТЫ: СОСТАВ, ОСОБЕННОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ И ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ

В.Г. Бугаев
Научный руководитель доцент А.Д. Назаров
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Природные углеводородные газогидраты представляют собой твердые кристаллические соединения, в которых гидратообразующим газом «гостем» являются углеводороды (CH_4, C_2H_6, C_3H_8 и i-C_4H_{10}), формирующиеся в природных условиях [3]. Образуются посредством включения молекул газов (молекулы-гости, или гостевая подсистема) в полости льдоподобного каркаса, построенного водородно-связанными молекулами воды (каркас хозяина, или подсистема хозяина) без формирования химической связи между молекулами гостей и хозяина [5]. Каркас хозяина удерживает молекулы-гостей с помощью ван-дер-ваальсовых сил [5]. Внешним видом напоминают уплотненный снег и рыхлый лед [1]. Характеризуются общей химической формулой $M \cdot nH_2O$, где M – молекула газа-гидратообразователя, n – гидратное число, характеризующее состав и зависящее от термобарических условий получения гидратов (n = 5,75–17) [3].

Установлено, что молекулярные полости в углеводородных гидратах представляют собой 12-, 14- и 16-гранники (вершинами являются атомы кислорода, а ребра — водородные связи), обозначаемые D, D`, T, T` и H соответственно, где D=D` и T=T` (рис.1) [5]. Полости D=(D`), T=(T`) и H заполнены 20, 24 и 28 молекулами воды соединенными между собой водородной связью соответственно. Двенадцатигранные полости (D и D`) принято называть малыми, а остальные – большими [2]. В полостях D и D` могут располагаться молекулы-гости небольшим ван-дер-ваальсовым радиусом как CH_4. В полостях T и T` могут располагаться молекулы-гости C_2H_6, а в полостях H могут располагаться молекулы-гости C_3H_8 и i-C_4H_{10} [5].

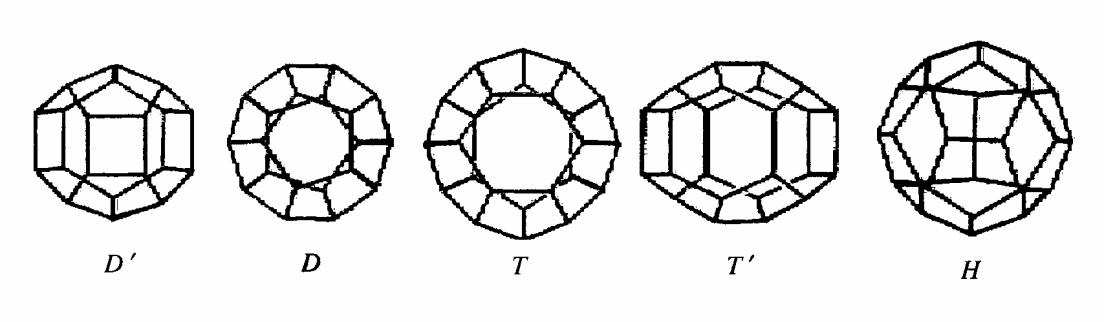


Рис.1 Полости в водных клатратных каркасах [5]

Основными кристаллическими структурами углеводородных гидратов являются кубические структуры типа КС-I (рис.2) и КС-II (рис.3). КС-I содержит 46 молекул воды, которые образуют две малые (D) и шесть больших (T) полостей, а КС-II содержит 136 молекул воды, которые в свою очередь образуют 16 малых (D) и 8 больших (H) полостей [2]. В качестве примера можно привести идеальные химические формулы газовых гидратов: для метана – $CH_4 \cdot 5{,}75\ H_2O$ со структурой КС-I и для пропана – $C_3H_8 \cdot 17\ H_2O$ со структурой КС-II.

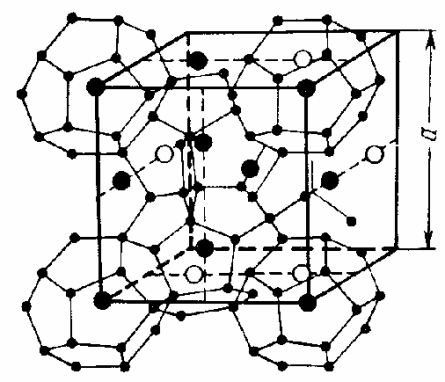


Рис.2 Элементарная ячейка газового гидрата КС-I [6]

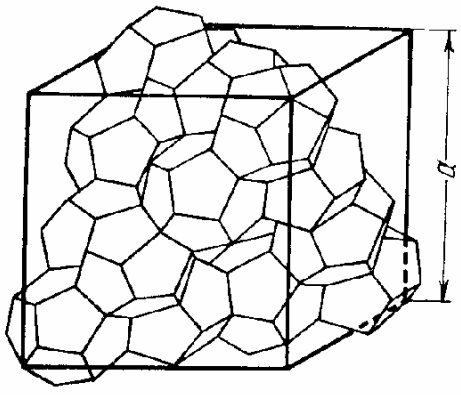


Рис.3 Элементарная ячейка газового гидрата КС-II [6]

Таблица

Идеализированные водные каркасы, характерные для углеводородных гидратов

Тип структуры	Характеристика структуры					
	Параметры ячейки, нм	Типы полостей		Формула элементарной ячейки	Предельные гидратные числа	
		малые	большие		при заполнении только больших полостей	при заполнении всех полостей
КС-I	a = 1,2	D	T	2 D · 6 T · 46 H_2O	7,67	5,75
КС-II	a = 1,71	D	H	16 D · 8 H · 136 H_2O	17	5,67

В таблице приведены идеализированные характеристики структур КС-I и КС-II.

По мировым оценкам ресурсы газа в гидратной форме огромны: в пределах $3{,}1\cdot10^{13}$–$3{,}4\cdot10^{16}$ на суше и $2\cdot10^{14}$–$7{,}6\cdot10^{18}$ м^3 на морском дне [9]. Уникальное свойство метанового гидрата: 1 м^3 газового гидрата содержит 160 м^3 метана [7].

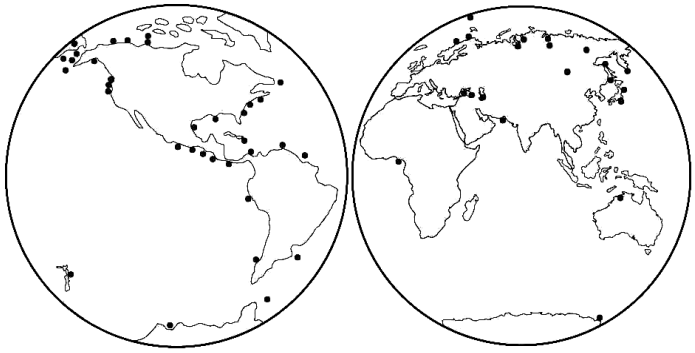


Рис.4 Проявления газовых гидратов в мире [2]

Исследования условий образования, стабильного существования и свойств гидратов в природных условиях позволяют уверенно прогнозировать их наличие на различных регионах суши и Мирового океана. Газовые гидраты могут образовываться и стабильно существовать в широком интервале давлений и температур (для метана от $2\cdot10^{-8}$ до $2\cdot10^{3}$ МПа при температуре от 70 до 350 К). Огромные перспективные газогидратные залежи выявлены в пределах полярных акваторий на глубинах вод от 200 м; в районах Атлантического, Индийского и Тихого океанов – на глубинах от 500-700 м. Только в пределах Мексиканского залива выявлено более 70 залежей газогидратов [7]. На рисунке 4 показаны природные проявления газового гидрата по всему миру.

В настоящее время углеводородные газовые гидраты рассматриваются как потенциальное полезное ископаемое. Мировой интерес к газовым гидратам с каждым годом повышается. В некоторых странах (США, Канада и Япония) проблема природного газового гидрата имеет большое значение. Примерно с 90-х годов XX-го века ведутся серьезные исследовательские работы по изучению природных залежей газовых гидратов для промышленной разработки газогидратных месторождений. Начиная с 1993 г. периодически через три года проводится основная международная конференция, освещающая все аспекты исследований газовых гидратов (последний раз проводились в Норвегии) [5]. В мире в настоящее время разрабатываются по исследовательской программе месторождения газового гидрата Маллик на северо-западе Канады и Нансей на шельфе восточной побережье Японии. В России газогидратной проблематикой занимается промышленный гигант ОАО «Газпром» [4].

На сегодняшний день на континентальной территории России выявлены месторождения и проявления природного газового гидрата и изучаются для дальнейшей промышленной разработки: Бованенковское газоконденсатное месторождение, Ямбургское газоконденсатное месторождение, Мессояхское газовое месторождение, устье р. Оленек, Западная Якутия, Колыма-Индигирская низменность и север п-ова Чукотки [9]. На базе этих месторождений разрабатываются новые рентабельные, безопасные методы и технологии промышленной разработки газового гидрата.

Для добычи свободного газа из газогидратных залежей существуют два основных метода: тепловое воздействие и понижение давления. Тепловое воздействие осуществляется путем циркуляции в скважине горячей воды (90º) в перфорированном интервале гидратного пласта. Метод понижения давления заключается в снижении забойного давления специальным динамическим прибором – пластоиспытателем, спускаемым в район перфорации скважин, ограниченный двойным пакером. Диссоциированный газ гидратного пласта откачивается через впускной клапан [4].

Свойства газовых гидратов по-своему уникальны. Результаты их изучения могут найти широкое применение в промышленности. Наиболее перспективными для промышленности считаются: опреснение воды, хранение и транспортировка газа в гидратном состоянии, разработка технологий предупреждения образования технологического газогидрата в нефтегазовом промысле.

Самое главное значение газового гидрата для промышленности и экономики всего мира заключается в громадных и почти не иссякаемых запасах природного газа на несколько столетий.

Литература

1. Бык С.Ш., Макогон Ю.Ф., Фомина В.И. Газовые гидраты. – М.: Химия, 1980. – 296 с.
2. Дядин Ю.А., Гущин А.Л. Газовые гидраты // Соросовский образовательный журнал. – М., 1998. – №3. – С. 55 – 64.

3. Истомин В.А., Якушев В.С. Газовые гидраты в природных условиях. – М.: Недра, 1992. – 236 с.
4. Крейнин Е.В. Перспективы разработки технологии промышленной добычи газовых гидратов // Газовая промышленность. – М., 2007. – №1. – С. 43 – 46.
5. Кузнецов Ф.А., Истомин В.А., Родионова Т.В. Газовые гидраты: исторический экскурс, современное состояние, перспективы исследований // Российский химический журнал. – М., 2003. – №3. – С. 5 – 18.
6. Макогон Ю.Ф. Гидраты природных газов. – М.: Недра, 1974. – 208 с.
7. Макогон Ю.Ф. Природные газовые гидраты: распространение, модели образования, ресурсы // Российский химический журнал. – М., 2003. – №3. – С. 70 – 79.
8. Соловьев В.А. Природные газовые гидраты как потенциальное полезное ископаемое // Российский химический журнал. – М., 2003. – №3. – С. 59 – 69.
9. Якушев В.С., Перлова Е.В., Махонина Н.А., Чувилин Е.М., Козлова Е.В. Газовые гидраты в отложениях материков и островов // Российский химический журнал. – М., 2003. – №3. – С. 80 – 90.

КЛАССИФИКАЦИЯ МИНЕРАЛЬНЫХ ВОД РЕСПУБЛИКИ АЛТАЙ

А.А. Винокурова[1]
Научные руководители доцент О.Ф. Зятева[1], руководитель центра В.Е. Кац[2]
[1]Томский политехнический университет, г. Томск, Россия;
[2]ТЦ «Алтайгеомониторинг», г. Барнаул, Россия

До последнего времени существовало официальное мнение о бесперспективности Горного Алтая на выявление минеральных вод (исключение радоновые). Однако результаты проведенных в последнее время работ ГП «Алтай-Гео», Томского НИИКиФ и других организаций позволяют полностью опровергнуть это. По существующим в настоящее время данным территория Республики Алтай представляется перспективной на выявление природных минеральных вод, имеющих повышенную минерализацию или высокое содержание биологически активных компонентов. Большинство из таких месторождений и проявлений лечебных вод представлены на карте «Минеральные воды республики Алтай», разработанной ТЦ «Алтайгеомониторинг».

В работе приведена классификация лишь небольшой части минеральных вод обнаруженных в республике (табл.). Это обусловлено, в первую очередь, плохой изученностью и недостатком необходимых анализов воды остальных месторождений [1, 2, 3, 4].

В гидрологическом плане территория республики относится к Алтае-Саянской сложной корово-блоковой гидрогеологической структуре. В ее пределах выделяют Алтае-Саянскую гидрогеологическую складчатую область (А-С ГСО) (первого порядка) и межгорные артезианские бассейны (структуры второго порядка).

Химический состав подземных вод, относящихся к А-С ГСО, в основном гидрокарбонатный, кальциевый. Воды главным образом, пресные, с минерализацией 0,02-1,2 г/дм^3.

Подземные воды межгорных артезианских бассейнов характеризуются гидрокарбонатным кальциевым, сульфатно-(хлоридно-)-гидрокарбонатным натриевым и кальциево-магниевым составом с минерализацией 0,5-5,44 г/дм^3.

Микроэлементный состав подземных вод зависит в основном от гидрогеохимических особенностей территории. Это отражается в повышенных концентрациях ряда микроэлементов, таких как железо, марганец, алюминий, свинец, барий, серебро, редкие металлы, ртуть, селен, медь, цинк [5].

Все биологически активные компоненты, их придельные нормы и пригодность воды для внутреннего (питьевого) использования регламентируется государственным стандартом ГОСТ 13273-88. Перечень запрещенных компонентов, имеющих завышенную концентрацию, в этих водах ограничен: нитраты, нитриты, свинец, селен, стронций, мышьяк, фтор, ртуть, уран, радий, фенол и органические вещества (в пересчете на органический углерод, $C_{орг}$).

Бальнеологическая ценность вод изменяется в зависимости от минерализации, состава (ионно-солевого и газового), наличия биологически активных компонентов и других специфических свойств (радиоактивность, температура, реакция среды), оказывающих на организм человека лечебное действие.

Научно-обоснованные критерии и принципы классифицирования впервые были разработаны Ивановым В.В. и Невраевым Г.А. В дальнейшем работы, проводимые в этом направлении, были нацелены на расширение круга биологически активных компонентов лечебных минеральных водах и обоснование для них бальнеологически значимых норм. В частности, это бор и растворенные органические вещества ($C_{орг}$), что предопределило целесообразность обоснования в классификации соответствующих бальнеологических групп.

При анализе состава и свойств минеральных вод Республики Алтай, были установлены следующие их особенности (по преобладанию):

- по минерализации – слабо и маломинерализованные, реже среднеминерализованные воды;
- по температуре – холодные минеральные воды (0,2 – 4^{o}C), число объектов с теплой водой ограничено (+22 ^{o}C);
- по характеру реакции среды – преимущественно нейтральные (pH до 7,2) и слабощелочные (pH 8,5), также выделяются щелочные (pH 9,5);
- по ионно-солевому составу – гидрокарбонатные, хлоридные или (при различных соотношениях указанных анионов) гидрокарбонатно-хлоридные и хлоридно-гидрокарбонатные воды, различающиеся по составу катионов;
- по наличию в водах биологически активных компонентов выделяют железистые, кремнистые, содержащие органические вещества, радоновые, а также литиевые воды.

При классификации минеральных вод республики Алтай использовались современные критерии, которые в своей основе базируются на принципах и подходах раннее указанных авторов.

Таблица

Классификация минеральных вод республики Алтай

Бальнеологическая группа вод	Название источника	Минерализация	Биологически активные компоненты	Характеристика вод
Минеральные воды, минерализация которых определяется ионно-солевым составом	Джиги-Той	3,2	-	Маломинерализованные сульфатно-гидрокарбонатные магниево-кальциевые
	ск. Г14/83	1,82	-	Маломинерализованные сульфатно-гидрокарбонатные магниево-кальциевые
	Левый борт р.Талтура Наледь №39 родник	2,58	-	Маломинерализованные гидрокарбонатные кальциевые
	Родник в районе стоянки	2,06	-	Маломинерализованные сульфатно-гидрокарбонатные магниево-кальциевые
Железистые минеральные воды	Железистый	0,22	Fe=15	Слабоминерализованные слабожелезистые гидрокарбонатные магниево-кальциевые
Минеральные воды содержащие органические вещества	Горный ключ с.Манжерок	0,38	$C_{орг}$=12,96	Слабоминерализованные гидрокарбонатные магниево-кальциевые с органическим веществом
	Аржан Усть-Коксенский р-н	0,2	$C_{орг}$=11,04	Слабоминерализованные сульфатно-гидрокарбонатные натриево-кальциевые с органическим веществом
	Ассонов ключ С.Теректа	0,44	$C_{орг}$=16,08	Слабоминерализованные гидрокарбонатные натриево-кальциевые с органическим веществом
	Актел	0,27	$C_{орг}$=10,3	Слабоминерализованные гидрокарбонатные кальциевые с органическим веществом
Кремнистые минеральные воды	Талдукольский	0,27	H_2SiO_3=50	Слабоминерализованные кремнисто-гидрокарбонатные кальциевые
Литьевые минеральные воды	Ск. 337 С. Учал	5,45	Li=14,45	Слабоминерализованные литьевые хлоридно-гидрокарбонатные натриевые
Радоновые минеральные воды	Судбай		Rn=360 Бк/л	Слаборадоновые гидрокарбонатно-сульфатные натриевые

По данным, предоставленным ТЦ «Алтайгеомониторинг», в классификации выделяется 6 бальнеологических групп, характеризующихся, в первую очередь, по наличию или отсутствию определенных биологически активных компонентов.

В первую бальнеологическую группу включаются минеральные воды, ценность которых определяется ионно-солевым составом. Сюда относятся родники – Джиги-Той с М = 3,2 г/дм^3; ск. Г14/83 с М = 1,82 г/дм^3, Левый борт р. Талтура наледь №39, М = 2,58 г/дм^3, родник в районе стоянки в Кош-Агаче с М = 2,06 г/дм^3, при бальнеологически значимой норме М = 1 г/дм^3.

Ко второй группе отнесены минеральные воды с повышенным содержанием железа. Она представлена источником Железистым, где содержание Fe = 15 мг/дм^3, при бальнеологически значимой норме Fe = 10 мг/дм^3. Железо является одним из важных элементов, необходимых при кровообразовании.

Третья группа представлена минеральными водами, содержащими органическое вещество. К ней относятся родники: Горный ключ (с. Манжерок) – Сорг = 12,96 мг/дм^3; Аржан (Усть-Коксенский р-н) – Сорг = 11,04 мг/дм^3; Ассонов ключ, (с. Теректа) – Сорг = 16,08 мг/дм^3; Актел – Сорг = 10,3 мг/дм^3 при бальнеологически значимой норме Сорг = 5 мг/дм^3.

В четвертую бальнеологическую группу входят кремнистые минеральные воды. Данная группа представлена источником Талдукольским, содержание в нем H_2SiO_3 = 50 мг/дм^3, при бальнеологически значимой норме H_2SiO_3 = 50 мг/дм^3.

В пятую бальнеологическую группы был выделен родник минеральных литиевых вод. Это скважина 337 близ села Учак, содержание Li = 14,45 мг/дм^3, при бальнеологически значимой норме Li = 10 мг/дм^3. Данные воды имеют широкое практическое применение в европейских странах и уже давно доказали, что они обладают уникальными лечебными свойствами. В нашей же стране литий не считается биологически активным компонентом и данный тип вод не используется в лечебных целях. Поэтому выделение этой бальнеологической группы при классифицировании производилась по данным В. Куситасева и И. Меламеда (1958 г.), Болгария.

К последней, шестой бальнеологической группе относятся радоновые воды. Данная группа представлена родником Судбай. Вода является слабоминерализованной с высоким содержанием азота и редких газов, среди которых определено содержание только радона – 360 Бк/л, при бальнеологически значимой норме Rn = 187 Бк/л.

В качестве условных аналогов для вод республики рассматриваются воды кисловодского, азовского и марциального типов согласно ГОСТ 13273-88.

Таким образом, Республика Алтай обладает большим количеством природных вод, которые можно использовать для производства экологически чистой продукции, в том числе для лечебного питания. Этот фактор в сочетании с комфортными природно-климатическими условиями позволяет данному региону превратиться в будущем в санаторно-курортную зону.

Литература

1. Классификация минеральных вод и лечебных грязей для целей их сертификации: Методическое указание №200/34. – Москва, 2000.
2. Куликов Г.В., Жевлаков А.В., Бондаренко С.С. Минеральные лечебные вод СССР: Справочник. – М.: Недра, 1991. – 399 с.
3. Овчинников А.М. Минеральные воды. Издание второе. – М.: 1963. – 375 с.
4. Сидоренко А.В. и др. Геология СССР. Западная Сибирь (Алтайский край, Кемерово, Новосибирская, Омская, Томская области), часть 1. Геологическое описание. – М.: Недра, 1967. – Т.XIV. – 664 с.
5. ГОСТ 13273-88 «Воды минеральные, питьевые, лечебные и лечебно-столовые». – М.: Изд-во стандартов, 1994. – 29 с.

ВСЕ ЛИ РОДНИКИ – ИСТОЧНИКИ ЗДОРОВЬЯ?

А.Р. Гирфанова
Научный руководитель педагог В.Е. Коноплева
Дворец детского творчества имени Ю.А. Гагарина, г. Прокопьевск, Россия

Мы не представляем свою жизнь без речек, родников и водоемов города и его окрестностей. И в то же время не всегда осознаем, что эти водные миниартерии нужно беречь и обихаживать, не засорять их берега мусором и другими бытовыми отходами, не допускать слива различных нечистот.

На протяжении ряда лет регистрируется ухудшение качества водопроводной воды, поэтому многие горожане предпочитают использование родниковых вод. Основной причиной недоброкачественной воды, использованной населением городов, является отсутствие сооружений глубокой очистки воды с использованием озонирования и углевания воды. Качество питьевой воды не гарантирует эпидемической безопасности и не соответствует по органолептическим показателям СанПиН 2.1.4.1074-01 «Питьевая вода...».

Причины загрязнения воды в городах является слабая барьерная функция системы очистки водозаборных сооружений, а так же вторичное загрязнение из-за неудовлетворительного технического состояния водопроводных сетей с высокой аварийностью.

Данная работа актуальна, т.к. в связи с загрязнением окружающей среды на планете скоро не останется чистой, необходимой для жизнедеятельности людей воды, и поэтому необходимо сохранить подземные источники. В связи с этим целесообразно разработать «Программу сохранения подземных вод» для улучшения водоснабжения населения качественной питьевой водой, предусматривающую: сохранение, очистку территории в радиусе 150 м от источника, обеззараживание воды, внедрение новых современных технологий; организацию зон санитарной охраны; исключение из систем питьевого водоснабжения населения не отвечающих санитарным нормам источников – родников.

Цель данной работы: 1) найти, исследовать и нанести на карту местонахождение родников в районе Тыргана (западная часть города Прокопьевска); 2) изучить и проанализировать данные химических анализов воды из родников, выявить фактор, влияющий на изменение состава подземных вод в г. Прокопьевске.

Задачи исследования: 1) очистить родники (а их пока три) – территорию вокруг их в радиусе 100-150 м от обычного мусора; 2) выровнять дно родников и углубить канавку – сток; 3) привлечь жителей, изготовить и установить аншлаг, и дать название роднику; 4) пропагандировать статус родника, предупредив население памятками о использовании родниковой воды; 5) указать «положительные» и «отрицательные» стороны использования родниковой воды прокопчанами.

Методы исследования: статистический (работа-опрос); описательный (использованы воспоминания жителей); работа с источниками данных; работа со специалистами и познавательно-творческий метод.

Таким образом, объект нашего исследования – юг Западной Сибири, город Прокопьевск. Данные исследований могут быть использованы на уроках природоведения, географии, а также проведение экскурсий на родники и экотроп; памятки по использованию родниковой воды для населения – в санэпидемстанции; они и будут интересны гидрогеологам (можно сделать подсчет запасов чистой пресной воды, лечебной – сероводородный источник в Зенковском парке – которым владеет город) и краеведам. При воздействии на здоровье человека воды, воздуха, почвы Минздравом России подготовлен перечень 70 болезней от плохой воды, так как она является большим интегратором в человеческом организме. По анализу крови можно судить о здоровье человека.

Необходимо всех вовлекать в проблему защиты вод родников. Наше общество должно как-то защищаться, защищая в то же время свое здоровье, сберегая чистые воды рек, родников, озер, почву и воздух. Качество воды в городе желает быть лучше. Мы предлагаем проект по охране родников города – «Все ли родники – источники здоровья? Рекомендации по использованию родников и родниковой воды для населения» – и дальше претворять в жизнь, вовлекая в него и взрослое население города. На первом этапе работы мы больше внимания уделяли красоте природы, рассказам и легендам старожилов о местах, где находились наши родники. Определялись физические свойства родниковой воды – температура, вкус, прозрачность, мутность, а также дебит родника. Из опроса жителей, а их было более шестидесяти человек, пользующихся родниковой водой, выяснили, что у жителей есть потребность и желание благоустроить родники. Наши желания совпали. На втором этапе у нас возникло огромное желание исследовать близлежащие родники. Затем, получая информацию о других родниках – создать карту Прокопьевских родников. И дать ответ на вопрос «Все ли родники могут стать источником жизни?»…Оказалось, что у всех родников разное происхождение, разный состав воды (физический и химический) и качество питьевых вод – состав и количество минеральных веществ, присутствие тех или иных бактерий, а также вкус, цвет и запах – жестко определяется санитарными нормами. По отобранным пробам проведены анализы воды родников, которые показали, что вода в родниках гидрокарбонатная натриево-кальциевая (100-метровая толща известняков – данные геологоразведочной партии). Это говорит о том, что использовать для питья эту воду необходимо осторожно, так как кальция может в организме прибавиться (излишки), что повлечет за собой проблемы со здоровьем людей, употребляющих ее без кипячения… Ты то, что ешь и пьешь. Полюбишь себя и станешь здоровым и счастливым.

С поставленными перед нами задачами справились. Мы со своей работой выступили на городских краеведческих чтениях, и к нам стали поступать «адреса» других родников города. Работа наша будет продолжаться, так как нашей помощи ждут еще много других родников. Да и нам это очень нравится. Мы здесь живем, это наша малая Родина! Вокруг нас замечательная природа. Она многому нас научит, если мы будем ее беречь. Кто, если не мы! Будущее Прокопьевска в наших руках!

Литература

1. Панюков П.Н. Инженерная геология – Москва: Недра, 1978.
2. Шаров Г.Н., Надлер Ю.С. Заповедные геологические памятники Кемеровской области. – Новокузнецк, 2001.
3. Энциклопедия для детей. Геология. – М.: «Аванта+», 1995. – 4 том.

КЛАССИФИКАЦИЯ ГРУНТОВ УЧАСТКА СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЛЕКАТЕЛЬНОГО ЦЕНТРА В Г. ТОМСКЕ

Е.Е. Дмитриева
Научный руководитель аспирант А.В. Леонова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При рассмотрении грунтов как оснований сооружений пользуются различными классификациями.

Для решения инженерно-геологических задач чаще всего используют классификацию ГОСТ 25.100-95. Грунты. Классификация, по которой определяют разновидности грунта по числу пластичности, показателю текучести и содержанию песчаных частиц применяется для песчано-глинистых пород; для скальных пород – по петрографическому составу и прочности.

Существуют и другие классификации, которыми пользуются реже. Известны классификации М.С. Волкова (1840), Ф.П. Саваренского (1937), Н.Н. Маслова (1941, 1982), Е.М. Сергеева, В.А. Приклонского, П.Н. Панюкова и Л.Д. Белого (1957), В.Д. Ломтадзе (1970, 1984), Г.К. Бондарика (1981) и др. В частности, для расчленения грунтов по гранулометрическому составу в практике используют классификацию Охотина [1].

В идеале результаты классифицирования грунтов должны совпадать. Но в практике иногда наблюдаются различия в названиях разновидностей.

При классифицировании глинистых грунтов по классификации ГОСТ 25.100-95. Грунты. Классификация по числу пластичности и петрографическому составу и по критериям на основе гранулометрического состава разновидности не совпадают. Таким образом, если проводить классификацию только по числу пластичности или по гранулометрическому составу, на практике получаются несовпадения [2].

Автором было выполнено классифицирование грунтов для участка изысканий, находящегося на 3 надпойменной террасе р. Томи в микрорайоне Каштак, по улице 79 Гвардейской дивизии, 25. Верхняя часть террасы сложена лессовыми породами.

Была поставлена задача составить классификацию по числу пластичности по ГОСТ 25.100-95, и по гранулометрическому составу по классификации В.В. Охотина, которая широко применяется в практике.

Выделено пять слоев по номенклатурному генезису грунтов согласно ГОСТ25.100-95 (рис.). Сверху их перекрывает почвенно-растительный слой, представленный черной супесью; насыпной грунт, представленный песчано-гравийной смесью; 1 слой – суглинок полутвердый; 2 слой – супесь полутвердая; 3 слой – супесь мягкопластичная; 4 слой – суглинок мягкопластичный; 5 слой – песок пылеватый.

Таблица

Результаты классификации грунтов

№ образца	Наименование грунта по ГОСТ 25.100-95	Наименование грунта по В.В. Охотину	Совпадения
2	супесь	суглинки	–
3	супесь	суглинки	–
4	суглинки	суглинки	+
5	песок	супесь	–
6	песок	супесь	–
7	супесь	супесь	+
8	супесь	супесь	+
9	песок	песок	+
10	песок	песок	+
11	суглинки	суглинки	+
12	суглинки	суглинки	+
13	суглинки	суглинки	+
14	суглинки	суглинки	+
15	песок	супесь	–
16	песок	супесь	–
17	суглинки	суглинки	+
18	супесь	супесь	+
20	суглинки	суглинки	+
21	супесь	суглинки	–
22	супесь	суглинки	–
23	суглинки	суглинки	+
24	песок	супесь	–
25	супесь	супесь	+
26	супесь	суглинки	–
27	песок	песок	+
28	песок	песок	+
29	песок	песок	+
30	супесь	суглинки	–
31	суглинки	суглинки	+
32	супесь	суглинки	–
33	суглинки	суглинки	+
34	песок	суглинки	–
35	песок	супесь	–
36	песок	супесь	–
37	супесь	супесь	+
38	супесь	супесь	+
39	супесь	суглинки	–
40	суглинки	суглинки	+
41	суглинки	суглинки	+
42	песок	супесь	–
43	песок	супесь	–
45	песок	песок	+

Примечание: (+) означает, что разновидности грунтов по основным классификациям совпадают;
(–) означает, что разновидности грунтов по основным классификациям не совпадают.

По классификации ГОСТ 25.100-95 образцы разделены на песок пылеватый, супесь и суглинок (всего образцов 46, из них по 15 – супеси и суглинки и 16 – пески).

Нами было проведено классифицирование тех же образцов грунтов еще и по классификации В.В. Охотина. В основу классификации положен гранулометрический состав. Графически изображать данную классификацию хорошо на треугольнике Фере.

Таким образом, образцы – 5, 6, 15, 16, 24, 35, 36, 42, 43 в классификации Охотина из песков перешли в супеси. Образцы – 2, 3, 21, 22, 26, 30, 32, 39 из супесей перешли в суглинки. Один образец песка стал суглинком (образец 34) (табл.).

Считаю, что причина несовпадения заключается в происхождении отложений. Поскольку отложения аллювиальные, они имеют речное происхождение. Водный поток аккумулирует осадки и гранулометрический состав зависит от водности потока, его живой силы, которые могут изменяться. Поэтому в составе аллювиальных отложений есть разные фации (русловая, старичная и пойменная). Они формировались разной живой силой потока.

Верхние отложения сформировались в пойменную фацию, когда откладывается мелкий однородный материал, так как скорость потока очень мала – формируется суглинок. Реки имеют такую особенность, как меандрирование русла. Поток теряет силу и отложения становятся значительно меньшими по размеру частиц. Формируется супесь. Нижние отложения – песок – образуются в русловую фацию. Здесь живая сила потока велика и он способен переносить крупные частицы.

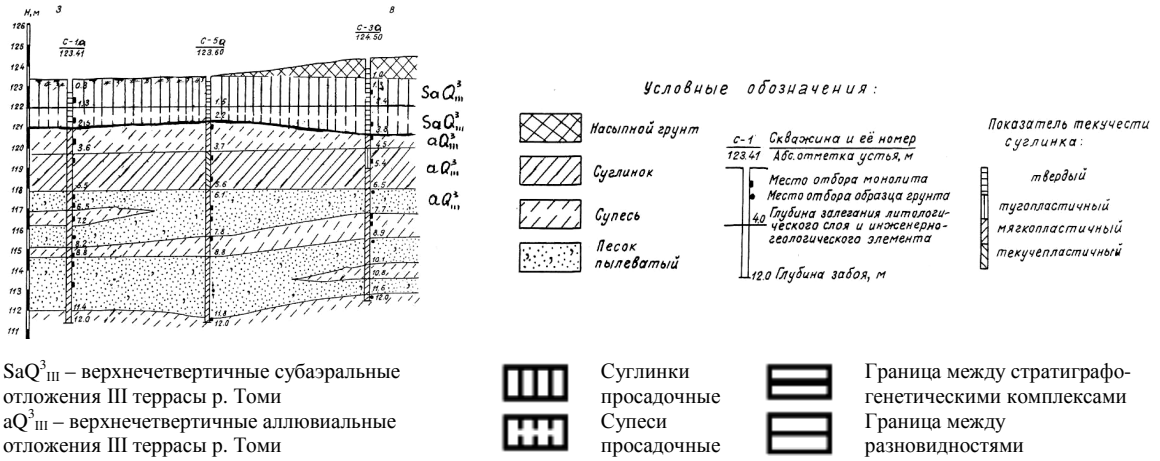
Подытожив все ранее изложенное, мы можем сделать вывод, что проблема классифицирования существует и классификации нуждается в совершенствовании.

Песок пылеватый по ГОСТ может перейти в супесь из-за того, что в породе может быть органическое вещество или карбонаты.

Многие авторы считают, что классификация ГОСТ 25.100-95 не достаточно точная и предлагают учитывать еще и различие частиц грунта по минеральному составу [3].

Точность классифицирования очень важна для инженерно-геологических расчетов, поскольку при расчетах в формулы входят разнообразные коэффициенты, зависящие от категории грунта (для каждой категории грунта они различны).

В связи с этим необходимо составлять отдельные классификации для различных генетических типов отложений (озерных, аллювиальных, делювиальных и прочее), потому что от происхождения грунта зависят особенности гранулометрического состава, его пластичность и многие другие параметры.



SaQ^3_{III} – верхнечетвертичные субаэральные отложения III террасы р. Томи

aQ^3_{III} – верхнечетвертичные аллювиальные отложения III террасы р. Томи

Рис. Геологический разрез изучаемого участка

Литература

1. Иванов И.П., Тржинский Ю.Б. Инженерная геодинамика. – СПб: Наука, 2001. – 415 с.
2. Сергеев Е.М. Грунтоведение. – Издательство Московского университета, 1983. – 389 с.
3. Трофимов В.Т. Грунтоведение. – М.: Изд. МГУ, 2005.

ГЕОХИМИЯ ПОДЗЕМНЫХ ВОД ТАЛДИНСКОГО И НАРЫКСКО-ОСТАШКИНСКОГО УЧАСТКОВ (КУЗБАСС)

Е.В. Домрочева

Томский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Томск, Россия

В течение последних лет Томским филиалом ИНГГ СО РАН изучаются гидрогеологические и гидрогеохимические условия территории Талдинского и Нарыкско-Осташкинского участков Ерунаковского района в связи с планируемой добычей метана из угольных пластов (рис.1). По-прежнему большие трудности создает слабая изученность гидрогеологии и отсутствие достаточного количества гидрогеохимических наблюдений на рассматриваемой площади. Тем не менее, ежегодное опробование имеющихся точек наблюдений позволяет пополнить существующую базу гидродинамическими и гидрогеохимическими данными.

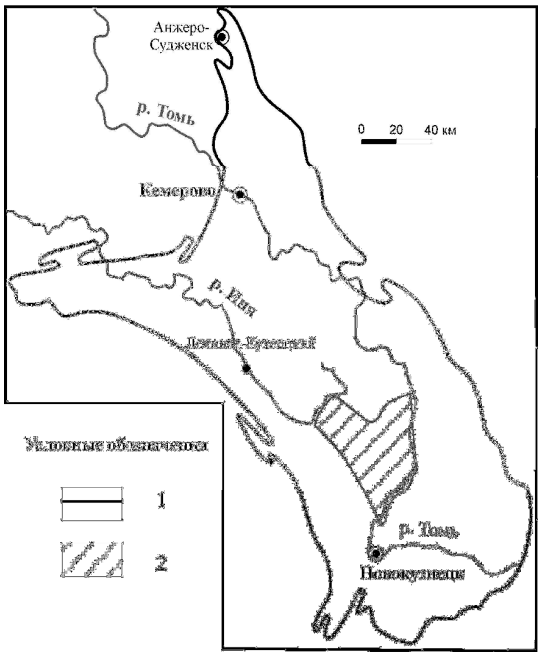


Рис.1 Карта расположения района исследования
1 – граница Кузнецкого угольного бассейна,
2 – территория Ерунаковского района

В геологическом отношении подавляющая часть разреза сложена в основном угленосно-терригенными отложениями кольчугинской серии (P_1-P_2), представленной песчаниками, алевролитами и аргиллитами с включением угольных пластов. Эта серия делится на ерунаковскую (мощность 1,2 – 1,6 км) и ильинскую (мощность 0,8 – 1,2 км) подсерии. Выше по разрезу местами распространены триасовые (мальцевская серия) и юрские (тарбаганская серия) отложения. Первые из них безугольные, вторые содержат невыдержанные маломощные пласты угля. Сверху коренные породы покрыты маломощными рыхлыми отложениями кайнозойского возраста, представленными глинами, песчаниками и гравийно-галечниками. Общие гидрогеологические условия района исследования рассмотрены в предыдущих работах [1, 2, 4]. В настоящей работе приведен анализ материала по гидрогеохимии района исследований.

На рассматриваемой территории выделяются две гидрогеохимические зоны: пресных и солоноватых вод. Зона пресных вод распространяется до глубины ориентировочно 150 м, хотя эта граница условна, т.к. на отдельных участках она поднимается до 100 м, на других опускается до 500 м, что обусловлено интенсивностью водообмена и проницаемостью отложений. Наибольшая мощность этой зоны приурочена к участкам интенсивного развития экзогенной трещиноватости и связана с геоморфологическими особенностями территории.

Изученные подземные воды имеют разнообразный состав – от умеренно пресных до слабосоленых со значениями минерализации от 0,4 до 9,0 г/л при средних значениях на протяжении всего геологического разреза 1,5 г/л. Это преимущественно воды HCO_3-Ca, Ca-Na, Na типа иногда с повышенным содержанием сульфатов (рис.2). Максимальное значение HCO_3^- достигает 6,4 г/л, SO_4^{2-} – 2,03 г/л, Cl^- – 0,35 г/л, pH изменяется от 7,0 до 10. Наблюдается зависимость состава подземных вод от их общей минерализации (рис.2). Из рисунка 2 видно, что с увеличением минерализации от 1 до 10 г/л, меняется тип подземных вод от HCO_3 - Ca до HCO_3 - Na иногда SO_4 - Na.

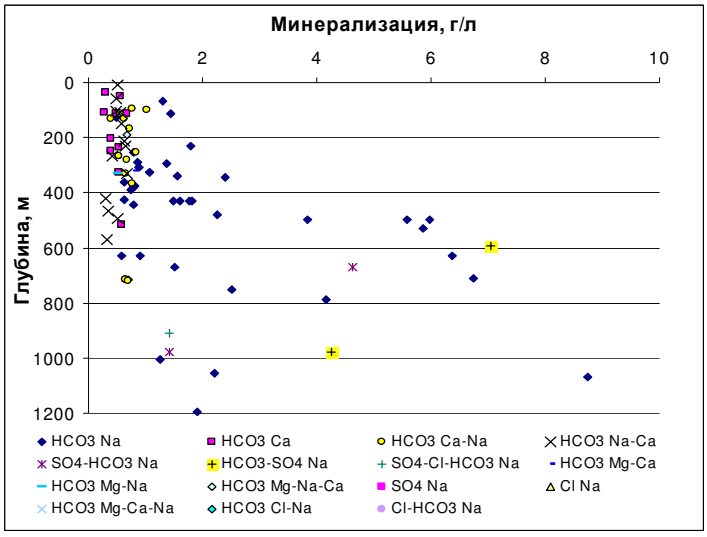


Рис.2 Изменение минерализации подземных вод с глубиной
на территории Талдинской и Нарыкско-Осташкинских площадях

В целом содержание макрокомпонентов и величины pH с глубиной ведут себя неоднозначно. Повышение их обусловлено в большей степени за счет HCO^-_3 и Na^+, что проявляется в распространении вод содового типа, которые пользуются практически повсеместным распространением на Кузбассе [1-3]. Иногда рост солености обусловлен за счет сульфат-иона и в меньшей степени иона хлора. Величина pH с глубиной растет (рис.3), однако, на фоне такой характерной закономерности, мы наблюдаем на достаточно больших глубинах (1053 м) ее значения порядка 7,3, что объясняется сложным тектоническим строением, глубоким распространением зоны повышенной трещиноватости горных пород и относительно активным водообменном на рассматриваемой площади. Содержание же кальция в системе закономерно понижается.

Кроме этого, в гидрогеохимическом разрезе нами отмечаются несколько аномальных участков, которые характеризуются более высокой минерализацией по сравнению с фоновыми ее значениями – от 4,0 до 8,8 г/л. Химический состав воды этих проб приведен в таблице. Среди них четко выделяется ряд зон с очень высоким содержанием SO_4 (от 0,3 до 1,018 – 2,034 г/л). Подобные концентрации приходятся на интервал 600–700 м. Следует отметить, что этот интервал хорошо прослеживается на графике изменения минерализации с глубиной

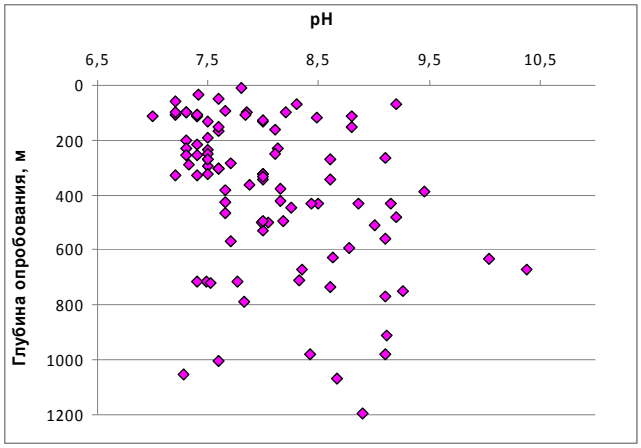


Рис.3 Изменение значений pH с глубиной

по некоторым скважинам. Подобные скважины располагаются на продолжении Воробьевского взброса, что позволяет предполагать наличие слабопроницаемых отложений, зон тектонических нарушений и разломов.

По ним, видимо, проникает CO_2 из глубины и при взаимодействии с пиритом, который в достаточных количествах присутствует в угольных пластах, образует высокие содержания SO_4^{2-}.

На основании этого нами выделяется зона сульфатных вод в интервале 600-700 м. Однако, утверждать о ее выдержанности по всей рассматриваемой территории нет оснований, т.к. в других скважинах она не наблюдается.

Таблица

Типичные аномальные значения общей минерализации подземных вод на территории рассматриваемых площадей, г/л

№ скв.	Интервал опробования, м	Абс. отм., м	Na^+	Ca^{+2}	Mg^{2+}	Cl^-	HCO_3^-	SO_4^{2-}	CO_3^{2-}	Общая минерализация	pH
1	630,0	-277,0	2,20	0,008	0,005	0,35	4,309	0,284	1,271	6,463	10,04
2	595,0	-242,0	2,25	0,006	0,005	0,10	2,272	2,034	0,483	7,150	8,77
3	670,0	-317,0	2,00	0,006	0,005	0,34	2,110	0,317	1,235	4,727	10,38
4	978,0	-623,0	0,40	0,012	0,002	0,06	0,612	1,018	0,190	2,43	9,10
5	710,0	-456,0	1,82	0,034	0,030	0,008	5,051	0,015	0,130	6,842	8,32
6	1068,5	-788,5	2,44*	0,015	0,012	0,25	6,462	0,008	0,008	8,848	8,66
7	500,0	-246,0	1,07	0,013	0,007	0,04	2,685	0,005	0,108	3,946	7,98
8	787,5	-526,5	1,10*	0,060	0,024	0,13	1,476	0,002	0,009	4,272	7,83
9	500,0	-246,0	1,60	0,008	0,007	0,06	4,201	0,008	0,192	5,671	8,04
10	496,5	-242,5	1,70	0,020	0,006	0,10	4,422	0,005	0,168	6,069	8,18
11	530,0	-276,0	1,75	0,009	0,005	0,08	4,557	0,008	0,204	5,968	8,00

Примечание: * - $Na^+ + K^+$

Таким образом, на изученной территории развиты разнообразные типы подземных вод, распространение которых подчиняется нормальной вертикальной гидрогеохимической зональности. Однако, в связи со сложным тектоническим строением района исследований, на ее фоне нами выделяется зона сульфатных вод в интервале 600-800 м, но утверждать о ее выдержанности во всем геологическом разрезе рассматриваемой территории не приходится в связи с приуроченностью этой зоны к разломам.

Работа выполнена при поддержке гранта РФФИ № 06-05-64233 и НШ – 3561.2008.5.

Литература

1. Домрочева Е.В. Гидрогеохимические особенности угольных районов юга Кузбасса: Автореф. дис. канд. геол.-мин. наук. – Томск, 2005. – 22 с.
2. Домрочева Е.В., Шварцев С.Л. Геохимия содовых вод Ерунаковского района Кузбасса // Гидрогеология и карстоведение: Межвузовский сборник научных трудов. – Пермь, 2006. – вып.16. – С. 84 – 91.
3. Рогов Г.М., Попов В.Г. Гидрогеология и катагенез пород Кузбасса. – Томск: Изд-во Томского университета, 1985. – 191 с.
4. Шварцев С.Л., Хрюкин В.Т., Домрочева Е.В., Кузеванов К.И., Рассказов Н.М., Попова Т.С., Лепокурова О.Е., Швачко Е.В. // Геология и геофизика. – Новосибирск, 2006. – вып.47. – №7. – С. 878 – 889.

МОДЕЛИРОВАНИЕ УПЛОТНЕНИЯ ГРУНТОВ В ОСНОВАНИИ СООРУЖЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПК PLAXIS 3D FOUNDATION

Р.И. Изотов
Научный руководитель доцент Т.Я. Емельянова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В строительной практике обычно перед проектированием и строительством сооружений, для успешного возведения и дальнейшей эксплуатации, производят инженерно-геологические исследования участка

строительства. Зная количественные показатели физико-механических свойств грунтов основания будущего сооружения, производят расчеты прочности грунтов основания и его осадку.

В данной работе рассматривается вопрос применения ЭВМ для расчета осадки фундамента будущего 3-х этажного гаражного комплекса по ул. Нахимова, 9А в г. Томске. Площадка строительства расположена на правобережной надпойменной террасе Томи. Пространственная модель грунтового основания «здание – геологическая среда» составлена по результатам анализа изменчивости частных показателей свойств грунтов и всех ее составляющих и представлена (сверху вниз) в виде 4-х инженерно-геологических элементов (ИГЭ):

1. Насыпной грунт с суглинистым заполнителем;
2. Суглинок мягкопластичный;
3. Песок пылеватый;
4. Суглинок полутвердый;

Разрез на площадке строительства неоднородный (выклиниваются пески) и следует ожидать неравномерность осадки, т.к. пески менее сжимаемы по сравнению с суглинками (рис.1).

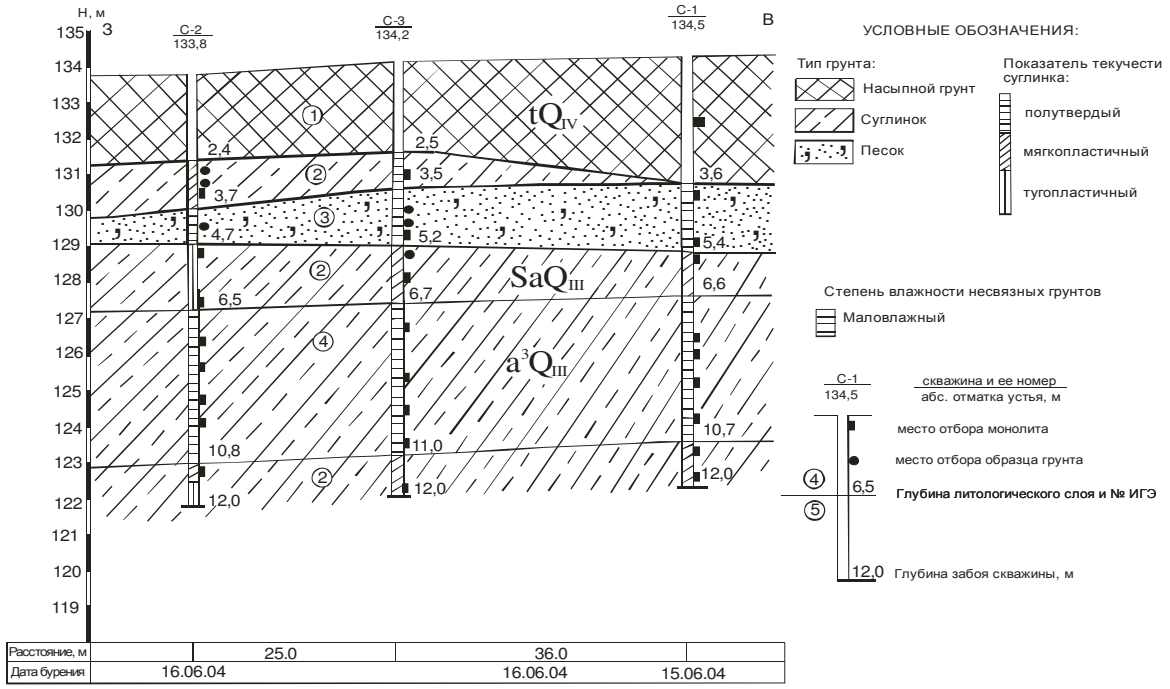


Рис.1 Инженерно-геологический разрез (автор Л.Н. Ткаченко)

Проектируемое здание имеет длину 62 м, ширину 18 м высотой в 3 этажа и при наличии цокольного этажа. Нагрузку для расчета принимаем равной 500 кН/м (или 0,2 МПа). Тип фундамента – на отдельных опорах.

Первоначальной задачей было выполнить расчеты по программе «ABACUS», рекомендованной Строковой Л.А. В ходе работы выяснилось, что программа предназначена для моделирования и расчета сплошных сред, т.е. для расчетов напряженно-деформированного состояния зданий и сооружений, строительных материалов. Некоторые модули этой программы позволяют смоделировать компрессионные испытания и испытания на сопротивление сдвигу.

По этим причинам расчеты проводились с использованием двух других программ: «Осадка» и «Plaxis».

1. «Осадка» выполняет расчеты в системе электронных таблиц EXCEL. Программа разработана и написана Кузевановым К.И. Программа ведет расчет осадки по методу послойного суммирования осадок отдельных слоев в пределах сжимаемой толщи основания, определяет прогнозную осадку оснований фундаментов с использованием расчетной схемы основания в виде упругого полупространства (СНиП 2.02.01–83) [2]. Метод послойного суммирования – позволяет определить стабилизированную осадку как отдельно стоящего фундамента шириной или диаметром менее 10 м, так и фундамента, на осадку которого влияют нагрузки, передаваемые соседними фундаментами. Осадка с учетом и без учета влияния соседних фундаментов вычисляется по формуле (СНиП 2.02.01-83):

$$S = \beta * \sum_{i=1}^{i=n} \frac{P_i * h_i}{E_i}$$

Выполнение расчетов сопровождается автоматическим построением эпюр бытовых и дополнительных напряжений.

2. Вторым программным комплексом является демонстрационная версия одного из модулей программы «Plaxis» фирмы PLAXIS BV, который называется «Plaxis 3D Foundtion».

Программа Plaxis – мощный, удобный инструмент для научных исследований и практического применения в сфере промышленного и гражданского строительства.

Plaxis может быть применен для решения большинства задач в сфере традиционной механики грунтов. Он охватывает вопросы закладки и возведения фундаментов, земляных работ (устройство котлованов, траншей и др.), строительства подпорных стен, расчетов устойчивости откосов, расчетов дорожной насыпи (в том числе и на динамическое воздействие), прокладки тоннелей. Программа может использоваться как для отдельных элементов, так и для комплексных вычислений.

В Plaxis создается модель Кулона-Мора. Эта нелинейная модель базируется на параметрах грунтов, которые в большинстве случаев известны (рис.2) [1].

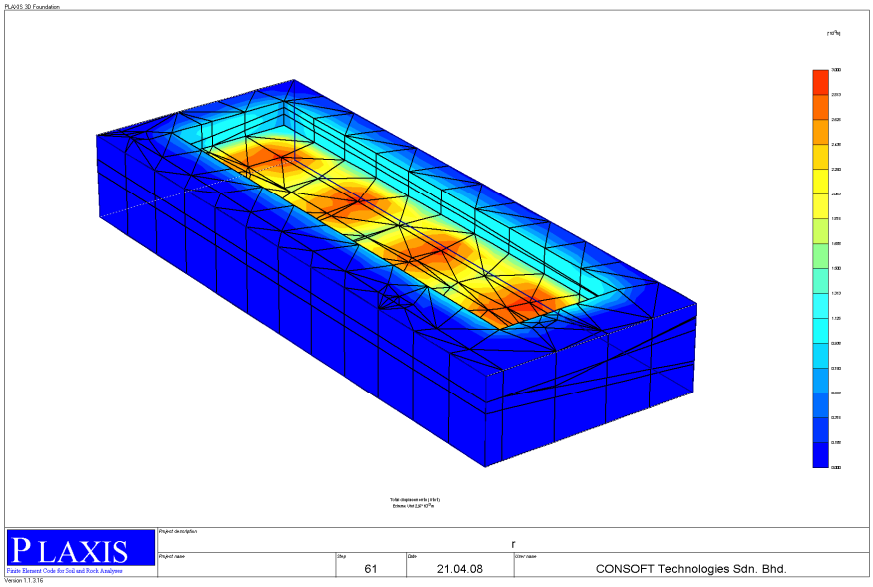


Рис.2 Модель и распределение осадки в «Plaxis»

Результаты расчетов по этим программам приведены в таблице.

Таблица

Результаты расчета осадки по программе «Осадка» и «Plaxis»

	«Осадка»	«Plaxis»	СП 11-105-97
Глубина СВ	6.5 м	10 м	9 м
Осадка	7. 1 см	3 см	

Из таблицы видно по значениям глубины СВ, что расчет по программе «Plaxis» наиболее точный, о чем свидетельствует сравнение с нормативным документом. Значения рассчитанной осадки по программам тоже различны и отличаются на 4,1 см.

Программа «Plaxis» имеет широкие возможности по сравнению с «Осадкой». При выводе результатов по этой программе можно получить значение любого параметра в любой интересующей точке модели. Результаты расчета можно получить как в табличном, так и в визуализированном виде.

Литература

1. Бондарик Г.К., Ярг Л.Я. Инженерно-геологические изыскания. 2-е изд. – М.: КДУ, 2008. – 424 с.
2. СНиП 2.02.01-83. Основания зданий и сооружений. М.: Госстрой СССР, 1983. – 125 с.

ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ ПОДЗЕМНЫХ ВОД СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ КОЛЫВАНЬ-ТОМСКОЙ СКЛАДЧАТОЙ ЗОНЫ

Ю.В. Колубаева
Научный руководитель профессор С.Л. Шварцев
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Масштабность техногенной деятельности человека и ухудшение в связи с этим экологической обстановки окружающей среды влечет за собой изменение химического состава подземных вод, что обусловливает актуальность его изучения на примере территории северной части Колывань-Томской складчатой зоны, в административном отношении входящей в состав южной части Томской области и принадлежащей Томскому району [1]. Эта проблема характеризуется также в публикациях [2].

Первые гидрогеохимические исследования на этой территории с определением широкого круга микрокомпонентов проводились в 1958-1964 гг. под руководством профессора П.А. Удодова и В.М. Матусевича

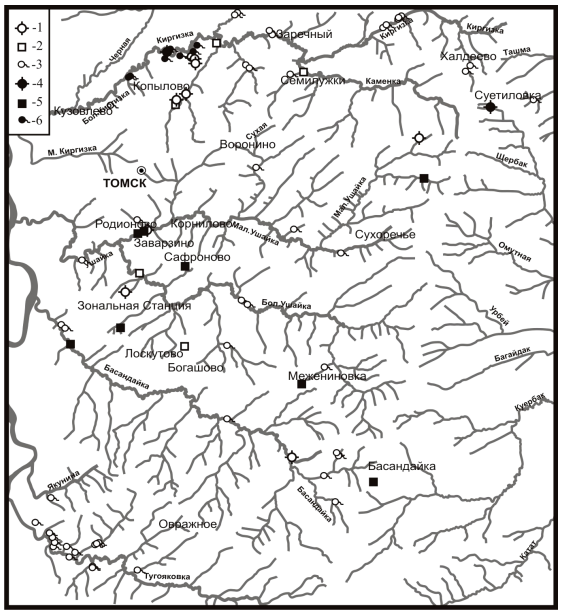


Рис.1 Карта точек опробования подземных вод различного состояния: 1-3 – природные воды: 1 – скважины, 2 – колодцы, 3 – источники; 4-6 – техногенные воды: 4 – скважины; 5 – колодцы, 6 – источники

при выполнении геологоразведочных работ Томской геологоразведочной экспедиции под руководством П.Т. Сазонова, Н.В. Григорьева, результаты которых освещены в монографиях [3, 4]. В основу данных исследований положены материалы 1992-2000 гг., полученные проблемной научно-исследовательской гидрогеохимической лабораторией Томского политехнического университета. Схема опробования подземных вод (скважин, колодцев и источников) показана на рисунке 1.

Анализ полученных данных, представленных в таблице, показал, что подземные воды рассматриваемого участка по величине общей минерализации являются пресными со средней минерализацией 520 мг/л, нейтральными при средней величине щелочно-кислотного показателя – 7.2.

На территории Томь-Яйского междуречья (по анионно-катионному) составу распространены воды преимущественно гидрокарбонатного кальциевого типа (порядка 83%), а также в небольшом количестве (14 %) представлены гидрокарбонатные магниево-кальциевые воды. Общая минерализация вод изменяется от 225 до 753 мг/л при наибольшей частоте встречаемости данного показателя в интервале содержаний от 400 до 600 мг/л. Средние содержания элементов для вод исследуемой территории вполне согласуются со средними значениями для вод зоны гипергенеза таежного ландшафта (по С.Л. Шварцеву) [5]. Обращают на себя внимание высокие содержания в водах железа (до 8.4 мг/л), а также некоторых микроэлементов, в частности бария, кадмия и ртути, хотя в целом наблюдаются концентрации фоновые.

Таблица

Характеристика состава подземных вод исследуемой территории

Показатели	***Единицы измерения***	***Минимум***	***Среднее***	***Максимум***	***Химический состав вод зоны гипергенеза по [5]***
pH	-	6.4	7.2	7.8	7.2
Жоб	мг-экв/л	2.4	5.99	8.9	6.5
HCO_3^-	мг/л	159	376	565	468
Cl^-		1.4	5.5	32.0	10
SO_4^{2-}		1.0	7.4	27.0	5.02
NO_2^-		0.002	0.04	0.9	0.08
NO_3^-		0.05	1.2	7.9	-
Ca^{2+}		28	98.4	166	76.4
Mg^{2+}		0.5	13.0	26.8	32.5
Na^+		5.0	10.2	18.0	37.3
K^+		0.2	1.3	7.15	3.69
NH_4^+		0.015	0.45	2.5	0.22
Si		3.3	6.9	9.7	6.95
Сумма		225	520	753	648
F^-		0.09	0.26	0.51	-
$Fe^{об}$		0.15	1.5	8.4	1.0
Al	мкг/л	5.0	192	500	-
Ba		6.0	59.6	210	7.4
Sr		9.0	451.3	1293	-
Li		5.0	14.0	31	-
Cu		0.05	1.43	5.8	1.93
Zn		0.5	23.2	221	31.8
Cd		0.05	0.2	2.5	-
Pb		0.05	1.33	9.3	1.82
Hg		0.005	0.11	1.3	0.04

Необходимо также подчеркнуть, что такой состав вод характерен для участков, не затронутых техногенной деятельностью. При сопоставлении содержаний элементов в каждой конкретной пробе воды на

фоне содержаний элементов в концентрациях, носящих природный характер, выделяются воды с концентрациями элементов, имеющих явно техногенное происхождение.

К техногенно загрязненным водам мы отнесли воды с составом и физическими свойствами, измененными под влиянием деятельности человека. В основном, это воды с минерализацией, удовлетворяющей ПДК для питьевых вод, но с повышенными содержаниями по сравнению с фоновыми значениями и ПДК таких макроэлементов, как NO_3^-, SO_4^{2-}, Cl^- и иногда K^+, среди микроэлементов наблюдаются повышенные концентрации лития и ртути. По составу это гидрокарбонатные кальциевые и магниево-кальциевые воды; отмечаются также хлоридно-гидрокарбонатные воды кальциевого типа.

Наряду с водами, минерализация которых соответствует нормативам качества для питьевых вод, отмечаются воды с соленостью более 1 г/л, но это единичные случаи. На рисунке 1 показаны места отбора техногенно загрязненных вод, среди которых наиболее высокими содержаниями азотистых соединений, хлора, сульфатов отличаются воды колодцев д.д. Родионово, Межениновка, Басандайка, с. Сафроново. Так, например, в колодце д. Родионово наблюдаются аномально высокие содержания NO_3^- (200 мг/л) и K^+ (100 мг/л), а соленость вод достигла почти 1.5 г/л. Наблюдаются также воды источников, имеющих химический состав, не свойственный естественным процессам формирования химического состава подземных вод. Последние расположены локально в районе р. Киргизки вблизи очистных сооружений и имеют в своем составе повышенные содержания нитратов и хлоридов.

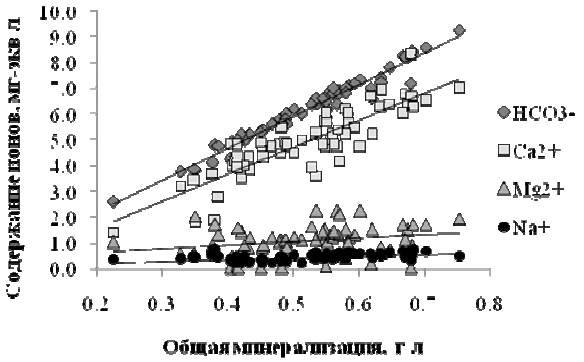


Рис.2 Зависимость ионного состава подземных вод от степени их минерализации

Любопытно проследить характер изменения ионного состава вод с ростом их минерализации (рис.2). Анализ приведенных материалов показал, что в водах исследуемой территории накопление ионов происходит пропорционально увеличению минерализации. Для гидрокарбонат-иона и кальция, которые определяют химический тип воды, характерен наиболее крутой рост по сравнению с другими ионами и имеется ярко выраженная положительная линейная корреляция Высокие значения коэффициентов корреляции M/HCO_3- (0.98) и M/Ca^{2+} (0.87) свидетельствуют об одновременности и однонаправленности процессов их накопления. Синхронно с минерализацией изменяется и величина общей жесткости.

Для подземных вод исследуемой территории нами была построена карта распределения минерализации по площади (рис.3), которая показала, что в целом наблюдается тенденция увеличения минерализации по мере движения подземных вод (от области питания к области разгрузки) благодаря возрастанию времени взаимодействия в системе вода-порода.

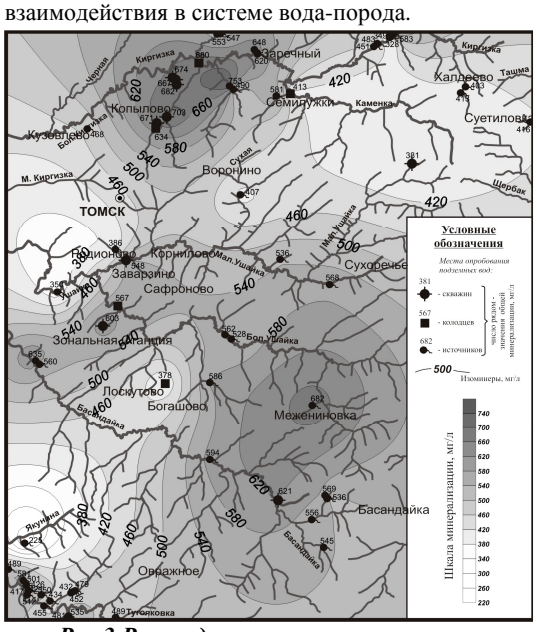


Рис.3 Распределение минерализации в подземных водах

Воды с наименьшей минерализацией характерны для наибольших гипсометрических отметок, где развит наиболее интенсивный водообмен и преобладает достаточное увлажнение. В районах же с меньшими уклонами земной поверхности водообмен снижается и минерализация возрастает.

Таким образом, результаты проведенных исследований позволяют сделать вывод о том, что в северной части Колывань-Томской складчатой зоны развиты подземные воды с минерализацией 0.2-0.7 г/л и pH от 6.4 до 7.8. Рост минерализации, общей жесткости воды и концентраций NH_4^+, SO_4^{2-}, Cl^-, NO_3^-, NO_2^- может свидетельствовать о сельскохозяйственном либо коммунально-бытовом загрязнении [2]. Первое связано с выносом из почв ядохимикатов и удобрений дождевой или ирригационной водой, с загрязнением отходами животноводчества и силосными стоками, второе – с бактериальными и органическими загрязнениями, т.к. в воду попадают бактерии и ПАВ, входящие в состав синтетических моющих средств. Такое загрязнение попадает в подземные воды через поля фильтрации, где скапливаются фекальные и хозяйственно-бытовые воды, а так же в результате утечек бытовых стоков из коммунальных сетей.

Работа выполнена при поддержке гранта Президента РФ № НШ – 3561.2008.5.

Литература

1. Гидрогеология СССР, Западно-Сибирская равнина (Тюменская, Омская, Новосибирская и Томская области). – М.: Недра, 1970. – Т.XVI. – 368 с.
2. Крайнов С.Р., Рыженко Б.Н., Швец В.М. Геохимия подземных вод. Теоретические, прикладные и экологические аспекты. – М.: Наука, 2004. – 677 с.
3. Удодов П.А., Матусевич В.М., Григорьев Н.В. Гидрогеохимические поиски в условиях полузакрытых геологических структур Томь-Яйского междуречья. – Томск: Изд-во ТГУ, 1965. – 202 с.
4. Удодов П.А., Паршин П.Н., Левашов Б.М. и др. Гидрогеохимические исследования Колывань-Томской складчатой зоны. – Томск: Изд-во ТГУ, 1971. – 283 с.
5. Шварцев С.Л. Гидрогеохимия зоны гипергенеза. – 2-е изд. исправл. и доп. – М.: Недра, 1998. – 366 с.

ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ПОДЗЕМНЫХ ВОД БАССЕЙНА СРЕДНЕГО ТЕЧЕНИЯ Р. КАТУНЬ

Ю.Ю. Лоханова
Научный руководитель профессор Н.М. Рассказов
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Целью данной работы является выявление ряда особенностей формирования химического состава подземных вод района на атмогенном, биогенном и литогенном этапах.

Достижение поставленной цели основывается на данных о содержании элементов в водах в разные годы, расчетах активностей компонентов; выделении геохимических типов вод; систематизации полученной информации и ее анализе. Материалом для исследований явились данные, полученные в результате опробования водных объектов в регионе, которые производились сотрудниками Объединенного института геологии, геофизики и минералогии СО РАН (1983 – 1996 гг.), а затем Томским филиалом института геологии, нефти и газа СО РАН и сотрудниками Томского политехнического университета с участием автора (1997 – 2005 гг.) [1]. Интервал опробования в скважинах в основном составляет до 100 м от дневной поверхности (максимальная глубина скважин 160 м).

Формирование состава подземных вод бассейна среднего течения р. Катунь протекает на всех этапах выделяемых С.Л. Шварцевым [1]. В результате исследований доказано преобладание доли биогенной составляющей над атмогенной и литогенной.

В последние годы исследования велись сотрудниками ТФ ИГНГ СО РАН, при этом выполнено комплексное изучение подземных вод бассейна среднего течения р. Катунь.

В данном регионе широко развиты эффузивно-осадочные образования венда и кембрия, а также осадочные карбонатно-терригенные породы кембрия и частично ордовика. Обводненность пород связана с трещиноватостью различного генезиса, зонами тектонических нарушений, а в карбонатных породах и с карстовыми полостями. В долинах рек обводнены галечные отложения [2]. Сильная расчлененность рельефа и значительное количество осадков определяют значительную интенсивность водообмена. Подземный сток колеблется в широких пределах – от 1 до 5 л/с*км^2 [3].

Воды атмогенного этапа формирования в районе Катунского полигона повсеместно пресные, слабокислые, гидрокарбонатные, с разнообразным катионным составом (преобладают кальциево-натриевые). Летние осадки, по сравнению с зимними, несколько более минерализованные за счет повышенной сорбционной способности капель дождя. Тип водовмещающих вод практически не влияет на состав подземных вод (табл.).

Биогенным этапом эволюции состава вод района можно считать взаимодействие атмосферных осадков с растительностью. Под пологом леса и горизонтами почв осадки Катунского полигона обогащаются биогенными элементами, а минерализация увеличивается почти вдвое – от 30 до 65 мг/л за счет роста содержаний Ca_2^+, NH_4^+ и HCO_3^-. Важнейшим агентом гипергенных процессов являются именно почвенные растворы, химический состав которых определяется интенсивностью и характером биологического выветривания почвообразующих пород (табл.).

На литогенном этапе формирования состава, подземные воды вступают в активное взаимодействие с минеральной фазой горных пород. Поэтому на данной стадии время их взаимодействия с горными породами оказывает заметное влияние. Воды родников являются холодными пресными гидрокарбонатными, преимущественно кальциевыми или кальциево-магниевыми, нейтральными или слабощелочными (pH=7,56).

По уровню жесткости вода очень мягкая, общая жесткость 3,77 мг-э/л. Содержание NO_2^- в подземных водах достигает 50 мкг/л (среднее – 15), а иона NO_3^- 90 (среднее – 20) мкг/л. Общая их минерализация колеблется в пределах – от 0,4 до 0,7 г/л, что обусловлено естественными причинами. Отражает разнообразие ландшафтно-геоморфологических условий и интенсивностью водообмена. Наиболее высокая минерализация характерна для вод карбонатных пород. Инфильтрующиеся воды, по мере их продвижения на глубину, утрачивают отличия, связанные с особенностями ландшафтов, типом почв и подстилающих пород. Важную роль в формировании состава вод на литогенном этапе играет время взаимодействия в системе «пластовая вода – вмещающая порода», наличие карбонатных пород и взаимосвязь отдельных водоносных комплексов внутри гидрогеологической системы.

Район Катунского полигона характеризуется значениями модуля подземного стока от 3,2 до 4 л/с*км^2. При таком модуле подземного стока масштаб выноса вещества достигает 37,9 т/год-км^2. Из этого количества объем органического вещества, выносимого водами района, в пересчете на $C_{орг}$ составляет 3,72 мг/л, расчет проведен исходя из $O_{перм}/C_{орг}$=0,86 (среднегодовая для подземных вод Алтая зоны горно-лесной ландшафтной зоны), составит 1,72 мг/л или 0,17 т/год-км^2 соответственно. Для расчета общей биогенной составляющей стока

суммируем долю HCO_3^-, долю углерода и группы азота. Получаем 61,2%, или 0,76 т/год-км^2. Долю литогенной составляющей оцениваем путем суммирования долей кремнекислоты, катионов и HCO_3^-. Таким образом, масштабы выноса на этом этапе формирования вод оцениваются в 22,8% от всего химического выноса или 0,28 т/год-км^2.

Таблица

Средний состав природных вод района бассейна среднего течения р. Катунь

Этапы		Атмогенный	Биогенный	Литогенный	
Параметры	Единицы измерения	Атмосферные осадки	Река (р. Катунь)	Родники	Скважины
pH	Доли ед.	6,30	8,11	7,56	7,73
HCO_3^-	мг/л	61,00	76,25	240,34	184,59
Cl^-	"	10,70	2,13	1,27	4,08
SO_4^{2-}	"	4,20	6,90	13,9	27,64
Ca^{2+}	"	5,00	23	49,68	32,47
Na^+	"	18,4	2	6,77	13,14
Mg^{2+}	"	4,20	3,33	13,82	12,70
K^+	"	нет	0,98	1,11	2,31
NH_4	"	нет	0,2	0,065	0,06
CO_2(св.)	"	нет	8,2	10,62	нет
NO_2^-	"	нет	0,005	0,015	нет
NO_3^-	"	нет	0,72	0,027	нет
Fe (общ)	"	нет	2,53	0,15	0,41
Окис., мгО/л		нет	2,94	3,22	6,61
Al	"	нет	37	4,92	4,44
F	"	нет	10	24,75	21,91
Sr	"	7,50	нет	0,46	нет
Mn	"	10,00	нет	0,01	нет
Ti	"	38,00	нет	нет	нет
Zn	"	2,50	11,8	0,51	нет
Ba	"	6,00	нет	0,04	нет
Cu	"	0,50	3,2	0,12	нет
Cr	"	6,00	нет	3,53	нет
Pb	"	1,00	0,09	0,05	нет
Mo	"	0,25	нет	нет	нет
Cd	"	нет	0,13	0,03	нет
Hg	"	0,50	0,01	0,025	0,04
Si	"	нет	2,8	9,903	2,85
PO_4^{3-}	"	нет	0,03	0,027	нет
Li	"	нет	0,005	0,01	нет
Минерализация	"	30	65	67	72,07
Кол-во анализов		3	46	202	193

Исходя из вышеизложенных данных можно сделать следующий вывод. По мере инфильтрации вод на всех этапах происходит значительная трансформация их состава, обусловленная взаимодействием с атмосферными аэрозолями, растительностью, почвами, породами зон аэрации. Вне областей развития гидрогеохимических аномалий минерализация природных вод района бассейна среднего течения р. Катунь растет «ступенчато» от этапа к этапу, и постепенно – вниз по разрезу. Все вышесказанное показывает, что минерализация подземных вод района складывается примерно на 16% на атмогенном этапе, около 61,2% – на биогенном, и примерно на 22,8% – на литогенном.

Литература

1. Геологическая эволюция и самоорганизация системы вода порода: в 5 томах. Том 1: Система вода – порода в земной коре: взаимодействие, кинетика, равновесие, моделирование / В.А. Алексеев и др.; отв. редактор тома С.Л. Шварцев. – М.: Издательство СО РАН, 2005. – Т.1. – 244 с.
2. Катунь: экогеохимия ртути / Под редакцией Н.А. Рослякова, А.Н. Дмитриева. – Новосибирск, 1992. – 180 с.
3. Шварцев С.Л., Кусковский В.С., Савичев О.Г., Копылова Ю.Г., Лукин А.А., Домрочева Е.В. Эколого-геохимическое состояние подземных вод бассейна Катуни, используемых для хозяйственно-питьевых целей // Тенденции и перспективы развития гидрогеологии и инженерной геологии в условиях рыночной экономики России. VI Толстихинские чтения: Тез. докл. научно-методич. конф. / Санкт-Петербургский государственный горный институт (технический университет). – СПб.: Изд. СПбГГУ, 1999. – 137 с.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОРИЕНТИРОВКИ ВОДОНОСНЫХ ТЕКТОНИЧЕСКИХ СТРУКТУР В СКАЛЬНЫХ ПОРОДАХ ПЕТРОПАВЛОВСКОГО РУДНОГО ПОЛЯ

А.Е. Лукьянов
Научный руководитель профессор С.Н. Тагильцев
Уральский государственный горный университет, г. Екатеринбург, Россия

Исследования на территории Петропавловского рудного поля (Южный Урал) проводились в 2006 г. с целью обеспечения рудника Хайбуллинский источником питьевого и технического водоснабжения. Поисковые работы включали в себя маршрутное обследование местности, геофизические работы (сейсморазведка) и бурение поисково-разведочных скважин. Обобщение полученных материалов проводилось на основании современных представлений о напряженно-деформируемом состоянии земной коры с применением гидрогеомеханического анализа.

Гидрогеологические свойства скального массива напрямую связаны с наличием раскрытых трещин, формирующих его проницаемость. Открытые трещины не могут существовать длительное время – геостатическое и геодинамическое давление, осаждение минеральных солей, выпадение глинистых частиц являются основными факторами, которые способствуют залечиванию трещин. Высокие фильтрационные свойства водоносных зон сохраняются за счет образования новых трещин или постоянного подновления существующих в результате современного тектонического воздействия [2]. Таким образом, поиск водоносных зон в пределах скального массива горных пород связан с выделением тектонических нарушений, активных в современном поле напряжений.

Полевые работы на территории Петропавловского рудного поля показали, что тектонические нарушения нередко проявляются на местности в виде линейных элементов рельефа (прямые участки русла реки, тальвега лога, понижения и ложбины), выделяются в естественных скальных обнажениях и горных выработках в виде локализованных зон дробления. Также тектонические разломы выявляются по геофизическим данным и на картах гидроизогипс в виде проницаемых участков, дренирующих локальные площади и по ряду других признаков [3].

В поле тектонических напряжений, действующих в верхней части Земной коры, происходит активизация тектонических разломов, имеющих определенную ориентировку, протяженность и мощность. Структурно-геологический и геомеханический анализ основан на важном положении о том, что максимальные действующие напряжения в приповерхностной зоне хрупкой деформации ориентированы субгоризонтально [1,2]. Как правило, максимальные действующие напряжения образуют так называемую действующую пару. Предположительно, это связано с тем, что главное нормальное действующее напряжение периодически меняет направление воздействия, «переключаясь» на угол 15º-30º. Разрывные структуры образуются под воздействием обоих направлений. Определение действующей пары напряжений производится путем построения роз-диаграмм [2].

Исходным материалом для построения роз-диаграмм могут служить линиаменты рельефа, выделенные на топографических картах и космоснимках, тектонические разломы, обозначенные на геологических картах, линейные нарушения, выделяемые по целому ряду признаков (геологических, геоморфологических, гидрогеологических и др.) в пределах исследуемого участка земной поверхности [1, 3]. На розу-диаграмму выносится относительная протяженность и азимут простирания каждого линиамента. В пределах выбранного интервала азимутов простирания (угол 2,5º или 5º) длины линиаментов складываются, полученные пики графически объединяются в один, если они отстоят друг от друга не более чем на выбранный угол.

На розах-диаграммах простирание раздвиговых структур всегда соответствует направлению действия максимальных напряжений. Обычно раздвиги укладываются в два центральных пика, отстоящих друг от друга на угол 15º-30º. Простирание надвиговых структур всегда перпендикулярно направлению действия максимальных напряжений и, как следствие, перпендикулярно простиранию раздвигов. Таким образом, действующая пара максимальных напряжений образует на розе-диаграмме два прямых угла в системе «раздвиг–надвиг» [3]. Роза-диаграмма, отображающая указанные закономерности, показана на рис.1а.

Несколько сложней происходит интерпретация пространственной ориентировки сдвиговых нарушений. Под правыми сдвигами понимаются разломы, берега которых смещаются относительно друг друга по часовой стрелки, левые сдвиги – против часовой. Азимуты простирания сдвиговых нарушений на рассматриваемой территории обычно образуют с направлением действия максимального напряжения угол 30º-55º. При этом, угол в 30º-35º свидетельствует о протекании процессов хрупкой деформации, имевших место при образовании разлома (хрупкие сдвиги). Если величина угла составляет 35º-45º, то формирование разлома происходило при участии пластических деформаций (пластично-хрупкие сдвиги). Когда угол превышает 45º, уместно говорить о хрупко-пластичных сдвигах (см. рис.1а) [2].

Благодаря анализу розы-диаграммы, построенной по данным космоснимка восточной части Петропавловского рудного поля, удалось определить направления максимальных действующих напряжений и азимуты простирания современных активных тектонических структур (рис.1б). Действующая пара максимальных напряжений имеет азимуты 265º и 280º. Тектонические напряжения данной ориентировки приводят к активизации следующих тектонических структур: раздвигов с простиранием 265º и 280º, надвигов с простиранием 355º и 190º, левых хрупко-пластичных сдвигов с простиранием 335º и правых хрупких и хрупко-пластичных сдвигов с азимутами простирания 230º и 210º соответственно. Следует отметить, что максимальную длину на розе-диаграмме имеют пики, соответствующие простиранию правых хрупких и хрупко-пластичных сдвигов. Очевидно, что данные тектонические нарушения наиболее хорошо выражены на местности и, возможно, являются наиболее активными разломами в современном поле напряжений.

На основе данных геолого-структурного и геомеханического анализа в верховьях оврага Скальный была обнаружена водоносная зона, приуроченная к тектоническому нарушению раздвигового характера. Раздвиг имеет простирание 265º, протяженность порядка 50 м, мощность 2-3 м и выделяется по целому ряду признаков: в

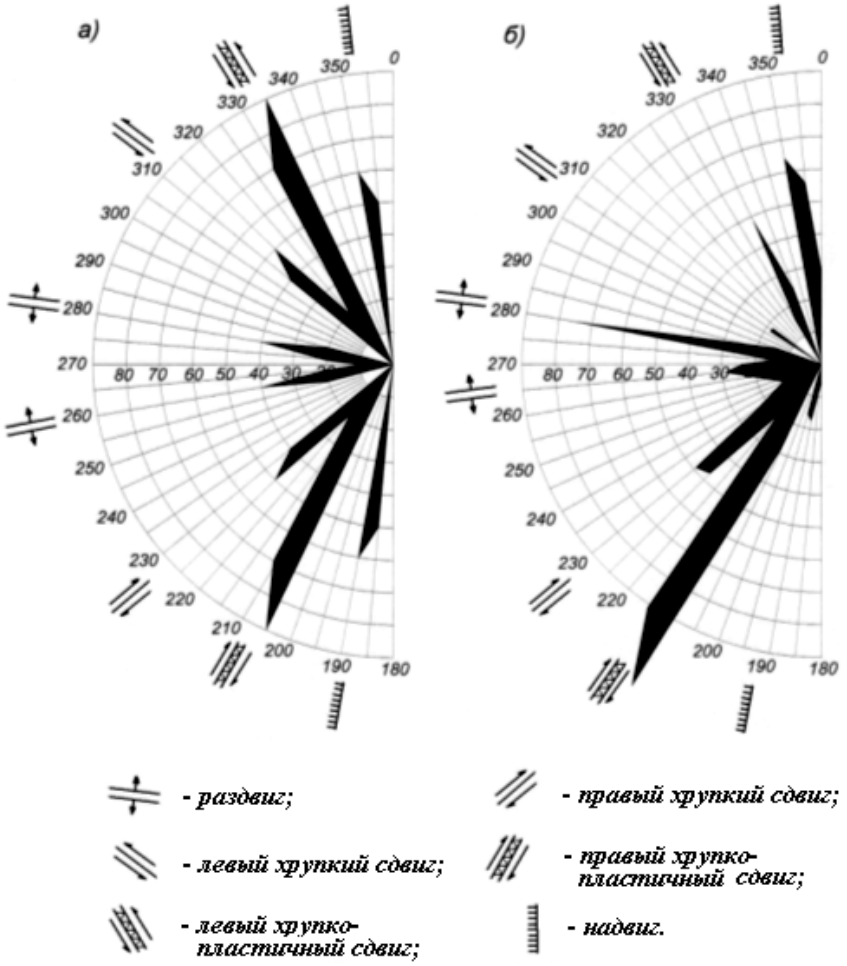


Рис. 1. Роза-диаграмма для участка оврага «Скальный»: а) теоретическая, б) построенная по данным космоснимка территории оврага «Скальный» и р. Таналык

виде зоны дробления в естественном обнажении, по данным сейсморазведки и по результатам бурения поисковых скважин в качестве зоны повышенной трещиноватости и обводненности скальных пород. Разведочная скважина 10р глубиной 50 м вскрыла водоносную зону раздвига. В этой скважине была выполнена кустовая откачка длительностью 11 суток. Дебит откачки составил 120 $м^3$/сут, расчетный параметр водопроводимости составил 105 $м^2$/сут, что является достаточно высоким показателем для вулканогенных пород палеозоя. Данные снижения уровня по наблюдательным скважинам показали, что депрессионная воронка в процессе откачки имела вытянутую форму и развивалась в пределах узкой проницаемой зоны с простиранием 260º-265º.

Опыт работ на территории Петропавловского рудного поля позволяет сделать следующие выводы:

1. В районах распространения скальных горных пород участки повышенных фильтрационных свойств практически всегда приурочены к тектоническим нарушениям, активным в современном поле напряжений.

2. Поисковые работы на участках распространения скальных пород должны быть направлены прежде всего на выделение локальных линейных проницаемых зон тектонического происхождения, активных в современном поле напряжений.

3. Построение роз-диаграмм позволяет достаточно полно охарактеризовать геодинамическую обстановку исследуемого участка и с высокой вероятностью определить направление действия пары главных максимальных напряжений, а также азимуты простирания современных активных тектонических структур.

4. В результате гидрогеомеханического анализа определена действующая пара напряжений для территории восточной части Петропавловского рудного поля. Основные напряжения ориентированы по азимутам 265º и 280º.

5. Определена ориентировка тектонических структур активных в поле современных напряжений. В роли активных разломов могут выступать раздвиги с простиранием 265º и 280º, надвиги с простиранием 355º и 190º, левые хрупко-пластичные сдвиги с простиранием 335º и правые хрупкие и хрупко-пластичные сдвиги с азимутами простирания 230º и 210º соответственно.

Литература

1. Волкодаева М.С., Ермаков Н.И., Тагильцев С.Н., Яковлев А.В. Реконструкция полей напряжений на основе изучения тектонических структур в главном карьере Качканарского ГОКа // Геомеханика в горном деле: Доклады международной конференции. – Екатеринбург: ИГД УрО РАН, 2005. – С. 38 – 44.
2. Тагильцев С.Н. Основы гидрогеомеханики скальных массивов: Учебное пособие. – Екатеринбург: Из-во УГГГА, 2003.
3. Тагильцев С.Н., Кибанова Т.Н., Демина А.Ю. Закономерности образования активных разломов в районе г. Екатеринбурга // Уральский международный экологический конгресс: Материалы конгресса. – Екатеринбург: МАНЭБ, 2007. – Т.1 – С. 234 – 239.

ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ Г. САМАРЫ

Д.А. Правдина
Научный руководитель доцент В.В. Гусев
Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

Цель работы – изучение классификации подземных вод, исследование подземных вод г. Самары и составление гидрогеологических карт для выявления участков с высокими и низкими уровнями грунтовых вод.

Исследование подземных вод является основой для безопасного проживания населения, так как в результате повышения уровня подземных вод происходит подтопление территории г. Самары. Самара на данный момент развивается и увеличивает свои пространства новыми застройками, поэтому очень важно, чтобы новые постройки были безопасны в эксплуатации. Последствия подтопления проявляются в виде просадок грунтов, активизации карстово-сульфозионных процессов, оползневых явлений по берегам рек.

Химический состав подземных вод изучается, в основном, при инженерно-геологических изысканиях на отдельных площадках.

На территории г. Самары развиты подземные воды: четвертичных – элювиально-делювиальных и аллювиальных отложений; пермских (казанских) отложений [1].

Воды четвертичных элювиально-делювиальных отложений скапливаются над глинами коренных пород и линзами четвертичных. Мощность водосодержащих пород от долей метра до 7 метров. Представлены они, в основном, выветрелыми глинами пермского возраста и четвертичными глинами и суглинками, слагающими водораздел и склоны рек Волги и Самары. В пределах водораздела и слабодренированной верхней части склонов горизонт подземных вод залегает, в основном, на глубине от 0 до 5 метров. Среднемноголетняя глубина залегания здесь зависит от положения водоупора. В районах, где на поверхность выходят сильнотрещеноватые пермские отложения, глубина до воды может резко меняться даже в пределах небольших участков от 0 до 10 м и более [1].

На остальной части склонов глубина до воды определяется положением водоупора, трещиноватостью и коэффициентом фильтрации водовмещающих пород, уклонами поверхности и расчлененностью рельефа. В пределах средней и нижней части волжского склона, расчлененного эрозионными оврагами и сложенного трещиноватыми породами перми, воды отсутствуют полностью.

Питание горизонта происходит за счет инфильтрации атмосферных осадков и, в меньшей степени, за счет утечек из водонесущих коммуникаций. Разгрузка происходит в сторону рек Волга и Самара и местных понижений.

Воды аллювиальных отложений развиты в пределах современных пойменных, верхне- и среднечетвертичных террас Волги и Самары.

Аллювиальные отложения представлены песками, супесями с прослоями песчано-гравийных образований и линзами глин и суглинков. Мощность водоносных пород современного аллювия от 2-5 до 12-20 м в долине Самары и до 46 м в долине Волги. Мощность обводненной части верхнечетвертичного аллювия 10-35 м, среднечетвертичного – 27-69 м. Водоупором аллювиального водоносного горизонта являются пермские глины. В гидрогеологических окнах воды аллювия связаны с водами коренных пород. Воды аллювия имеют обычно свободную поверхность, но под линзами глинистых пород приобретают иногда местный напор. Среднемноголетняя глубина залегания вод горизонта от 0,4 в поймах до 10 м и более на средне- и верхнечетвертичных террасах рек Волги и Самары. Глубина до воды зависит от положения водоупора, коэффициента фильтрации водовмещающих пород и степени дренированности территории, а на участках вблизи рек – от уровня поверхностных вод в них. Уклон зеркала воды направлен к рекам, исключая период половодья, и составляет 0,005-0,006: коэффициенты фильтрации от 0,5-17 до 27-67 м/сутки [2].

Питание горизонта осуществляется за счет инфильтрации атмосферных осадков, а в прибрежной полосе в период паводков за счет поверхностных вод рек Самары и Волги. Разгрузка происходит в реки.

По химическому составу подземные воды четвертичных отложений гидрокарбонатные кальцевые [2].

Воды пермских отложений приурочены к морским и лагунно-морским доломитам и известнякам казанского возраста. Воды безнапорные или слабонапорные. Статический уровень в полосе Волги и Самары находится на абсолютных отметках 31-32 м, а в удалении от Волги и Самары повышается до 37 м.

Химический состав вод казанских отложений отличается весьма существенным разнообразием. Минерализация колеблется от долей г/л до 28 г/л и более. По составу воды относятся к группам гидрокарбонатных, сульфатных, сульфатно-хлоридных и хлоридных [2].

Питание подземных вод происходит за счет перетока из вышележащих водоносных горизонтов, а в период половодья – из рек и инфильтрации атмосферных осадков. Разгрузка осуществляется в реки.

Материалы по изучению подземных вод г. Самары были представлены ЗАО «САМАРАТИСИЗ» в виде отчетов по инженерно-геологическим условиям конкретных строительных площадок. На основании этих материалов составлена обобщенная база данных по мониторингу уровня грунтовых вод. База данных состоит из результатов замеров уровней грунтовых вод, произведенных на 8500 выработках по всей территории г. Самары. Каждая выработка имеет координаты (x; y), с помощью которых осуществляется привязка ее местоположения к местности. По данным базы построены карты максимальных подъемов уровней грунтовых вод как относительно земной поверхности, так и относительно уровня Балтийского моря; определены безводные участки города.

Уровень подземных вод подвержен периодическим колебаниям с определенной, закономерно повторяющейся продолжительностью. По характеру и продолжительности выделяются сезонные и многолетние колебания.

Сезонные колебания связаны с изменением метеорологических условий в течение года; многолетние – с периодическими общими изменениями климата, солнечной активности и другими природными факторами [3].

Воды техногенного происхождения приурочены к террасам рек и местами – к коренным склонам. Образуются в местах обильных утечек из водонесущих коммуникаций, близкого залегания водоупора, нарушений естественного поверхностного и подземного стока. Их уровенный, химический и другие режимы определяются объемом утечек, химическим составом, дренированностью территорий, возможностью испарения.

Таким образом, уровенный режим подземных вод, приуроченных ко всем отложениям, определяется в основном лишь естественными факторами – количеством осадков, глубиной промерзания грунтов, их водно-физическими свойствами, степенью дренированности территории. На отдельных участках при утечках из водоводов возможно лишь образование подземных вод типа «верховодка», ограниченных по простиранию и глубине и непостоянных по режиму. В случае устранения причин образования «верховодки» воды исчезают.

Литература

1. Афанасьев Т.П. Подземные воды Среднего Поволжья и их классификация по химическому составу. – М.: ДАН СССР, 1947.
2. Афанасьев Т.П. Подземные воды Среднего Поволжья и Прикамья и их гидрохимическая зональность. – М.: Изд. АН СССР, 1956.
3. Всеволжский В.А. Основы гидрогеологии. – М.: МГУ, 1991.
4. Коноплянцев А.А., Лушникова Н.П. Некоторые особенности формирования режима грунтовых вод на территории города // Инженерно-строительные изыскания, 1979. – №1. – С. 3 – 9.
5. Рубан С.А. Прогноз многолетнего режима уровня грунтовых вод с помощью информационных сводок // Разведка и охрана недр. – М., 1984. – №3. – С. 47 – 51.

ОЦЕНКА ЭКОЛОГО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ТЕРРИТОРИИ ПРАВОГО БЕРЕГА НИЖНЕГО ДОНА В СВЯЗИ С РАЗВИТИЕМ ОПОЛЗНЕВЫХ ПРОЦЕССОВ

Н.А. Скнарина
Научный руководитель профессор В.И. Коробкин
Южный Федеральный университет, г. Ростов-на-Дону, Россия

На современном этапе представления об эколого-геологической оценке оползневых территорий сформировались в 90-е гг. XX в. и являются одним из новых направлений геологического изучения недр [6]. Эколого-геологические работы являются частью геоэкологических исследований, в рамках которых оценивается вклад и влияние компонентов геологической среды на экологическое состояние и экологическую благоприятность для хозяйственного освоения тех или иных территорий.

Становление экологической геологии потребовало разработки оригинальной, новой понятийной базы. К числу новых принадлежат и понятия «эколого-геологические условия», «состояние эколого-геологических условий» [9].

Под эколого-геологическими условиями (обстановкой) следует понимать совокупность конкретных экологических свойств и функций литосферы, отражающих современное или палеосостояние условий жизнедеятельности живых организмов в данном объеме литосферы как среде их обитания [9].

Оценка изменений может проходить от места к месту или в пределах одного массива. Эколого-геологическая обстановка может отслеживаться во времени и характеризовать ряд состояний объектов исследования [7].

Оценка эколого-геологических условий оползневых склонов Дон проводится на основе данных предшествующих изысканий и наблюдений, проводимых на сегодняшний день. Нарушением равновесия оползневых склонов являются как природные предпосылки [5], так и техногенное воздействие на геосреду, включающее: обводнение склона из-за нарушения стока, сброс на склон техногенных вод, не регулируемые поливы, утечки из водонесущих коммуникаций, подпор свободно выклинивающихся вод на склон. Нарушение состояния равновесия, происходящее из-за подрезки склона, пригрузки склона строениями (многоэтажными домами), из-за динамических нагрузок (работа промышленного и строительного оборудования, движение авто- и железнодорожного транспорта). Оползневые подвижки грунтов наблюдаются на всем правом склоне долины Дон. Особенно ярко эти процессы развиты в населенных пунктах: Ростове-на-Дону, районе Александровка, Аксае, станицах Мелиховской и Пухляковской, а также по берегам водохранилищ – Цимлянского и Пролетарского [4]. Активизация старых и возникновение новых оползней и обвалов возникает в лессовых породах, залегающих сплошным покровом на территории Нижнего Дона.

В настоящее время не имеется предпосылок к снижению уровня техногенного воздействия на эколого-геологическое состояние рассматриваемой части территории. Наметившееся в 90-е гг. XX в. снижение уровня техногенного влияния, связанное с экономическим спадом, в настоящее время практически прекратилось. Развитые ранее участки загрязнения, находившиеся в течение десятилетия в условиях естественного восстановления природной, в т.ч. геологической среды, вновь испытывают возрастающее антропогенное влияние. Помимо этого, создание на рассматриваемой части района, новых крупных природно-технических систем, обусловленных расширением или сооружением крупных, в т.ч. протяженных инженерно-технических объектов (трубопроводные системы, портовые терминалы и др.), сопровождается формированием новых очагов загрязнения различного типа и зон нарушения гидродинамического и геодинамического состояния недр. В связи с этим, выявленные участки напряженного экологического состояния будут сохраняться и в дальнейшем.

Для оценки влияния геологических процессов на состояние эколого-геологических условий используются критерии, характеризующие изменения рельефа, самого массива, качества геологического пространства. Они подразделяются на площадные (отношение нарушенной площади к ненарушенной или общей площади), энергетические (скорости и объемы смещаемых пород) и динамические (скорости, темпы нарастания негативных нарушений поверхности и подземного пространства литосферы) [9]. Так, оползни правобережья Нижнего Дона делятся на стабилизировавшиеся, временно стабилизировавшиеся и действующие [1]. Наиболее важны экологические последствия действующих оползней. Они связаны или с погребением под грунтовой массой людей, животных, растительности, инженерных сооружений; или со смещением, которое сопровождается нарушением ландшафта и деформацией сооружений, ведущей часто к их разрушению и жертвам [2]. Поэтому в качестве критериев определения класса состояния эколого-геологических условий используется объем, глубина и скорость смещения оползневых тел [8].

На основе этих критериев проведено районирование территории правого берега Нижнего Дона по степени эколого-геологической устойчивости развития оползневых процессов. В результате с учетом анализа и обобщения, информации на исследованной территории выделены районы:

I – условно-устойчивый склон (условно благоприятное состояние);

II – неустойчивый склон, без видимых проявлений оползневых процессов (относительно неблагоприятное состояние);

III – весьма неустойчивый склон, зона действующих оползней (весьма неблагоприятное состояние);

IV – чрезвычайно неустойчивый склон (катастрофическое состояние).

За основные критерии выделения эколого-геологической устойчивости районов приняты: площадное распространение оползней, наличие оползнеобразующих факторов, таких как овражная эрозия, техногенная пригрузка склона, техногенное подтопление склона, наличие пластических деформаций в грунтовых массивах. А так же комфортность проживания населения и степень воздействия на биоту.

Условно-устойчивый склон – I район.

Представляет собой выположенную поверхность. Граница проведена по верхней бровке склона с учетом данных расчета устойчивости склона и результатов геодезических наблюдений за деформационными знаками, по которым практически отсутствует вертикальное смещение. Его устойчивость может быть гарантирована при условии снижения уровня техногенного воздействия. Условия жизнедеятельности человека условно благоприятные.

Неустойчивый склон, без видимых проявлений оползневых процессов – район II.

Активные оползни на этой территории отсутствуют. Пластические деформации грунтов в массиве и повышение уровня воды в верхней части склона с большой вероятностью может способствовать проявлению в пределах этого района оползневых процессов, склон находится в состоянии, близком к предельному равновесию.

В пределах района II наблюдаются протекающие эрозионные процессы, вырабатывающие промоины в тальвегах оврагов и формирующие локальные базисы сползания, создающие неблагоприятную оползневую обстановку.

Относительно неблагоприятное состояние для биоты в целом. Любое техногенное воздействие может привести к нарушению равновесия и переходу к весьма неблагоприятному состоянию.

Устойчивость склона может быть обеспечена снижением уровня грунтовых вод, недопущением дальнейшей овражной эрозии, подрезок и пригрузок склона.

Весьма неустойчивый склон, зона действующих оползней – III район.

Зона активных оползневых процессов. Глубина захвата склона оползневыми подвижками, установленная скважинами на разных оползнях, колеблется от 8 до 35 м. Весьма неблагоприятное состояние для биоты. Могут произойти смещения, которые сопровождаются нарушением ландшафта и деформацией сооружений, ведущей часто к их разрушению и жертвам.

Чрезвычайно неустойчивый склон – IV район.

Катастрофическое оползание склона может произойти в любой момент; нахождение человека опасно для жизни. Возможно погребение под грунтовой массой людей, животных, растительности, инженерных сооружений.

Итак, оценка изменений эколого-геологических условий основана на функциональной зависимости между литосферой и биотой [6].

В дальнейшем, оценивая прогнозное изменение эколого-геологических условий территорий распространения оползней, следует учитывать, что существенное влияние на эколого-геологическую ситуацию в ближайшей перспективе будет оказывать два основных фактора:

- антропогенное влияние на геологическую среду [3], которое будет в дальнейшем вызывать загрязнение различного типа подземных вод и горных пород верхней части геологического разреза, оказывать

негативное влияние на инженерно-геологическую устойчивость территорий вследствие изменения химизма грунтов; провоцировать активизацию, преимущественно локальную, различных типов ЭГП, что также является фактором ухудшения инженерно-геологических условий рассматриваемой территории;

- изменение климатических условий, ответственных за изменчивость гидродинамического состояния недр, накладывающееся на антропогенное влияние.

Литература

1. Ананьев В.П. Оползни в г. Ростове-на-Дону. Материалы совещаний по вопросам изучения оползней и мер борьбы с ними. – Киев, 1964. – 250 с.
2. Жигалин А.Д., Локшин Г.П., Просунцова Н.С. Опыт количественной оценки техногенного воздействия на геологическую среду. Инженерная геология, 1990. – №1. – 79 с.
3. Королев В.А. Мониторинг геологической среды. – М.: МГУ, 1995. – 272 с.
4. Микашинович Р.Р. Оползни в Ростовской области (краткая справка), 1990.
5. Попов И.В. Инженерная геология. – М.: МГУ, 1959. – 505 с.
6. Трофимов В.Т. Зилинг Д.Г. Экологическая геология. – М., 2002. – 415 с.
7. Трофимова В.Т. Теория и методология экологической геологии. – М.: Изд-во Моск. ун-та, 1997. – 368 с.
8. Трофимов В.Т., Зилинг Д.Г., Барабошкина Т.А., Харькина М.А. Эколого-геологические карты. – СПб.: Изд-во Санкт-Петербургского ун-та, 2002. – 132 с.
9. Трофимова В.Т. Экологические функции литосферы. – М.: Изд-во Моск. ун-та, 2000. – 432 с.

ФАКТОРЫ ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТВЕРДЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ (НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «ПЕТРОПАВЛОВСКОЕ»)

Л.М. Тактуева
Научный руководитель доцент И.В. Абатурова
Уральский государственный горный университет, г. Екатеринбург, Россия

Проектирование крупных и глубоких шахт и карьеров характеризуется сложными инженерно-геологическими условиями и в ряде случаев является задачей более ответственной, чем обоснование любых других сооружений.

К факторам, в большей степени определяющим инженерно-геологические условия месторождения, относятся геологическое строение, мерзлотные условия, подземные воды, тектонические нарушения, геологические явления, вызванные как естественными, так и искусственными факторами. Их влияние можно рассмотреть на примере месторождения твердых полезных ископаемых “Петропавловское”.

Месторождение “Петропавловское” расположено в пределах восточного склона Полярного Урала, в западной части Новогоднинского рудного поля.

Инженерно-геологические условия изучаемой территории весьма специфичны и определяются рядом факторов, среди которых можно выделить: наличие многолетнемерзлых пород, физико-механические свойства пород, степень трещиноватости, раздробленности пород; наличие неблагоприятно ориентированных зон и поверхностей ослабления, развитие инженерно-геологических процессов.

Территория месторождения расположена в пределах криолитозоны предгорий восточного склона Полярного Урала; для нее характерно наличие многолетнемерзлых пород разного типа – от островного до сплошного. Прерывистость связана с наличием таликовых зон, приуроченных к долине ручья Новогодний, связанных с тектонической нарушенностью пород. Мощность многолетнемерзлых пород составляет 400 м, в зонах тектонических разломов до 250 м. Температура горных пород района месторождения на подошве слоя годовых колебаний температур меняется от -0,2°С до -5°С – для промороженных участков и от 0°С до +3,4°С – для таликовых зон.

В строении разреза месторождения принимают участие породы палеозойского и четвертичного возраста различного генезиса – скальные магматические, метаморфические, осадочные (в меньшей степени) и дисперсные породы (суглинки, супеси с обломками подстилающих пород с содержанием до 10-20 %) мощностью от 0,1 до 3-4 м (на большей части месторождения) до 5-6 м (участками).

Скальные породы месторождения метасоматически изменены процессами альбитизации, хлоритизациии, карбонатизации и сульфидизации. Интенсивность изменений неоднородна, без четко выраженной зональности. На локальных участках, контролируемых зонами крутопадающих разломов, развивается березитизация (серецитизация, карбонатизация, сульфидизация), сопровождающая зоны окварцевания и золотоносные кварцевые и кварц – карбонатные жилы.

Скальные породы по прочности относятся к очень прочным и прочным со значениями прочности на одноосное сжатие σ_c от 71 до 169 МПа; предел прочности на растяжение σ_p изменяется от 5,2 до 17,0 МПа. Высокие значения σ_c подтверждаются значениями коэффициента крепости $f_{кр}$ д. ед, которые находятся в пределах 14,5–19,1. Коэффициент размягчяемости составляет порядка 0,87, т.е. породы относятся к неразмягчаемым. Значения предела прочности на растяжение колеблется от 5 до 17 МПа. Дисперсные породы разреза месторождения по генезису делятся на делювиальные, полигенетические (переслаивание как делювиальных, аллювиальных, флювиогляциальных, так и элювиальных отложений) и элювиальные отложения. Делювиальные отложения представлены в основном полутвердыми суглинками коричневого цвета с включением щебня и дресвы коренных пород до 10 %, мощностью до 1 м. Полигенетические отложения представлены разными литологическими разновидностями от суглинков, до мелкообломочных, реже крупнообломочных грунтов с суглинистым и глинистым заполнителем. Мощность полигенетических отложений не превышает 4 м.

Элювиальные отложения представлены щебенисто-дресвянным материалом, реже полутвердым супесчаным или суглинистым заполнителем.

Трещиноватость является ослабляющим фактором и подлежит учету при решении задач устойчивости и выборе оптимальных средств разрушения трещиноватых сред. По результатам оценки влияния трещиноватости горных пород на прочностные свойства массивов и устойчивость откосов уступов и бортов карьеров проводится прогнозирование и учет пространственной ориентировки трещин, интенсивности трещиновтости и прочности по поверхностям трещин.

Главной особенностью геолого-структурного строения массива пород месторождения “Петропавловское” является значительная степень его неоднородности, обусловленная наличием зон повышенной трещиноватости, раздробленности пород. Формирование трещиноватости массива пород, слагающих разрез месторождения, происходило на протяжении всей его истории развития, под влиянием целого ряда факторов, таких как тектонические напряжения пород, процессы рудообразования, процессы разгрузки и т.д. Причем на каждой стадии, развитие массива происходило под действием различных сочетаний этих факторов, а также разной временной продолжительностью этого действия.

Инженерно-геологический анализ и оценка степени и характера трещиноватости массива пород месторождения основывался на инженерно-геологической документации керна с привлечением геофизических данных. Сложность и разновременность действия тектонических, гидротермальных и др. процессов не позволяют достаточно точно диагносцировать генезис трещин, однако были выделены следующие генетические типы трещин:

тектонические – развиты в пределах месторождения наиболее широко. Для них характерны открытые трещины со штрихами и зеркалами скольжения, имеющие гладкие и притертые поверхности;

сложного генезиса – трещины тектонического характера, осложненные процессами метасоматоза; это трещины как открытые, так и закрытые; открытые трещины могут иметь ровную гладкую поверхность со штрихами и зеркалами скольжения;

первичные контракционные трещины – наименее распространены в массиве изучаемых пород и характерны только для диоритов; образовались в результате уменьшения объема интрузии при ее остывании; поверхности трещин ровные, реже неровные, слабошероховатые;

экзогенные – отмечаются только в верхней части массива пород месторождения; они накладываются на тектонические и отличаются от них наличием на своей поверхности корочек гидроокислов железа; глубина развития такой системы трещин, как правило, не превышает первых 20 м, реже 50–70 м.

Открытые и закрытые трещины, как правило, разноориентированы по отношению к оси керна. В общей массе преобладают трещины ориентированные под углом 45 и 90º к оси керна; чуть реже фиксируются трещины под углом 0^0, 30^0 и 60^0, крайне редко под углом 15^0 и 75º к оси керна. Закрытые трещины также разноориентированы, преимущественно под углом 30-45^o, реже параллельно к оси керна.

Характер заполнения трещин играет немаловажную роль в определении устойчивости массива пород. По поверхности практически всех трещин отмечаются корочки кварц-карбонатного материала, реже хлорита, эпидота, гематита, очень редко серицита. В верхней части массива пород по трещинам развиваются корочки гидроокислов железа. Закрытые трещины также залечены кварцем, кварц-карбонатным материалом, хлоритом, реже с примазками эпидота. Большинство открытых трещин с зеркалами скольжения.

Степень трещиноватости пород массива крайне неравномерна и меняется по простиранию и падению пород. В целом для месторождения состояние пород меняется от среднетрещиноватых до сильнотрещиноватых. В целом для массива пород месторождения характерны высокие значения модуля общей трещиноватости (Мтр более 25), при преобладающей роли открытых трещин. Учитывая тот факт, что закрытые трещины залечены довольно прочным материалом, при оценке трещиноватости массива используется только модуль открытой трещиноватости, а также модуль кусковатости (Мк) и показатель состояния пород RQD.

Ослабленные зоны массива контролируются зонами дробления и зонами повышенной трещиноватости, милонитизации различной мощности, которые были выделены в процессе бурения скважин и инженерно-геологической документации керна. В массиве отмечено достаточно большое количество зон дробления, мощность которых изменяется от первых сантиметров до сотен метров. Это обстоятельство значительно ухудшает условия отработки и эксплуатации проектируемого карьера.

По результатам обработки трещиноватости была проведена количественная оценка многочисленных зон дробления при бессистемном их чередовании с участками массивных пород; были определены три обобщающих показателя: коэффициент зон дробления ($К_{др}$ от 4,3 % до 93 %), модуль зон дробления ($М_{др}$ от 0,03 до 0,21) и модуль повторяемости зон дробления ($М_{пов}$ от 4,8 до 50 м).

По окончании исследовательских работ было проведено прогнозное районирование территории месторождения по классам устойчивости, в основу которого легло изучение степени тектонической нарушенности пород, наличия поверхностей ослабления, зон дробления, дискования, смятия, рассланцевания, окварцевания, хлоритизации и др.

По результатам работ можно сделать вывод, что условия развития и вид инженерно-геологических процессов при отработке месторождения “Петропавловское” обусловлены главным образом характером трещиноватости. Также негативное воздействие будет наблюдаться со стороны климатического и температурного режима. Потеря прочности пород в результате регулярно повторяющихся циклов замораживание-оттаивание. В теплые периоды года будет происходить оттаивание рыхлых отложений верхней части разреза, их переувлажнение и переход в текучепластичное состояние, в результате чего возможно развитие таких процессов как оплывание и солифлюкционное течение. На скальные породы массива оттаивание также сказывается неблаготворно. Воды талого слоя в результате фильтрации их по открытым трещинам массива будут

оказывать ослабляющее воздействие на устойчивость, а многократные циклы замораживание-оттаивание приведут к криогенному выветриванию пород. Все это приведет к образованию осыпей и обрушений.

На основании анализа инженерно-геологических условий месторождения, а также карьеров-аналогов можно отметить, что при отработке месторождения открытым способом основными типами прогнозируемых деформаций явятся: обрушения, осыпи, вывалы, оплывины, солифлюкционное течение; это приведет к снижению несущей способности берм при протаивании пород, деформации откосов, что осложнит отработку месторождения.

Литература

1. Иванов И.П. Инженерная геология месторождений полезных ископаемых – М., 1990.
2. Кузьмин В.И., Ярг Л.А., Кочетков М.В. Методическое руководство по изучению инженерно-геологических условий рудных месторождений при их разведке – М., 2001.
3. Попов И.И., Окатов Р.П., Низаметдинов Ф.К. Механика скальных массивов и устойчивость карьеров откосов. – Алма-Ата, Наука, 1986.

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ КОНДЕНСАЦИОННЫХ ВОД ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

И.Р. Унарокова
Научный руководитель доцент А.Д. Назаров
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Западная Сибирь в настоящее время является основным поставщиком такого экологически чистого источника, как природный газ. При изучении его месторождений выявлено – воды с пониженной минерализацией, хотя за их пределами минерализация достигает десятки г/л. Например, в Томской области на Мыльженском месторождении в пласте $Ю_1$ пластовые воды имеют минерализацию 39 г/л (хлоридные натриевые), а подошвенные воды – 2 г/л (гидрокарбонатно-хлоридные натриевые).

Конденсационные воды – это маломинерализованные водные дистилляты, являющиеся продуктом конденсации водяных паров, находящихся в природном газе. В литературе генезис конденсационных вод и их влияние на гидрохимическую обстановку в водоносных комплексах до настоящего времени практически не освещены. Отдельные публикации по этому вопросу (Б.И. Султанов, В.В. Колодий, А.М. Никаноров, В.М. Матусевич и д.р.) основаны, как правило, на ограниченном фактическом материале и не раскрывают физической сущности происхождения этих вод и механизма их воздействия на формирование пространственной гидрохимической зональности в нефтегазоносных регионах [1-3].

Проявления конденсационных вод имеют место в скважинах и призабойнах зонах при разработке газовых и газоконденсатных залежей вследствие нормальной конденсации водяных паров, вызванной перепадами между пластовыми, скважинными и поверхностными температурами и давлениями. Поскольку в течение всех периодов разработки залежей пластовые температуры изменяются незначительно, и снижается в основном только давление, осаждение конденсационных вод в пласте практически невозможно. Здесь скорее можно наблюдать противоположный процесс – испарение воды.

Химический состав и минерализация подземных конденсационных вод, выделившихся в свободную фазу в пластовых условиях, определяются термодинамическими условиями их растворения и сегретации. На них влияют углеводороды, порода-коллектор и заполняющие ее свободные пластовые и связанные воды. Уже в процессе формирования оторочки слабоминерализованных вод происходит обогащение их компонентами, содержащимися в газе, нефти, пластовых водах и вмещающих породах, главным образом за счет процессов диффузии, которые продолжаются и после образования водной оторочки залежи. Формируется зона вод, переходных от конденсационных к пластовым. Наибольшее влияние пластовых вод сказывается после начала разработки. В связи с дренированием пласта начинается интенсивное движение пластовых вод и смешивание с конденсационными водами, приобретающими с увеличением этого воздействия состав, близкий к пластовым водам. Поэтому получение в процессе эксплуатации залежи «чистых» конденсационных вод, не имеющих следов воздействия пластовых вод, довольно трудно. Только в начальный период обводнения скважин могут быть получены воды с минимальным «загрязнением» пластовыми. По Колодю В.В. оторочка опресненных вод существует первые млн. лет, а со временем они засоляются. Это может указывать на возраст залежи.

Большой интерес представляет изучение ОВ, растворенного в конденсационных водах, поскольку последние генетически связаны с углеводородами и в виде пара находились с ними в длительном контакте, а также сопоставление с водорастворенным ОВ пластовых вод нефтегазоносных и непродуктивных структур.

Минерализация конденсационных вод составляет 0,06-2,7 г/л, пластовых вод нефтегазоносных структур – 20-195 г/л, непродуктивных горизонтов – 15-224 г/л.

Органический углерод ($С_{орг-хл}$). В конденсационных водах его содержание изменяется от 0,5 до 6,7 мг/л, наиболее часто встречается в пределах 3–6 мг/л (рис.1). В пластовых водах, контактирующих с газовыми залежами, содержание $С_{орг-хл}$ достигает 11,8 мг/л.

Окисляемость перманганатная ($О_{перм-хл}$). В конденсационных водах ее значения изменяются в пределах 0,6–12,4 мг/л O_2. В приконтурных водах нефтяных залежей значения окисляемости достигают 13,2 мг/л O_2, не опускаясь ниже 5 мг/л. Непродуктивные горизонты хактеризуются $О_{перм-хл}$ 3,43–4,62 мг/л.

Окисляемость иодатная ($О_{иодат-хл}$). Из кривых распределения следует, что максимальные содержания трудноокисляющихся соединений связаны с приконтурными водами нефтяных залежей, затем с водами конденсационными как газовых залежей, так и непродуктивных структур. Отношение $О_{иодат-хл}/О_{перм-хл}$ достигает

наибольших значений в конденсационных водах газоконденсатных месторождений (>30) и в водах газовых залежей (10–20). В водах непродуктивных структур и приконтурных водах нефтяных залежей четких закономерностей изменения $O_{иодат-хл}/O_{перм-хл}$ не выявлено. Отношение $O_{иодат-хл}/C_{орг.хл}$ наибольших значений (59,1) достигает в законтурных водах газовых залежей, несколько меньших (до 22) – в водах нефтяных залежей, конденсационных водах и наименьших в водах непродуктивных структур. Аналогичное распределение $O_{иодат-хл}/C_{орг.хл}$ в водах газовых залежей отмечено и в других районах. Наиболее часто встречающиеся значения $O_{иодат-хл}/C_{орг-хл}$ в конденсационных водах варьируют в пределах 5–10 (до 47% определений) в 20% случаев составляют 20–25.

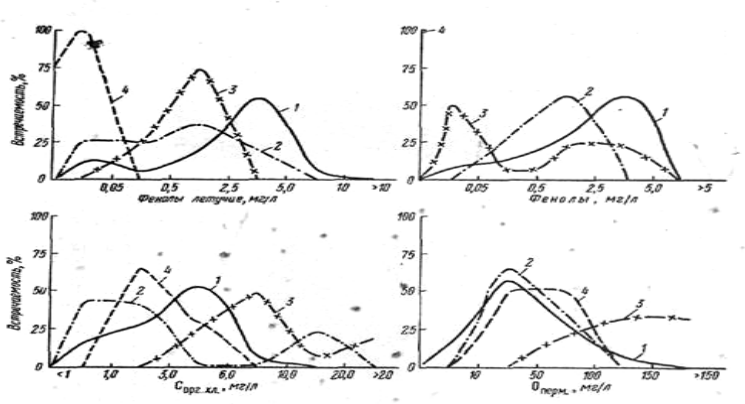


Рис.1 Кривые распределения некоторых компонентов ВРОВ.
1 – конденсационные воды; приконтурные воды; 2 – газовых залежей, 3 – нефтяных залежей; 4 – воды непродуктивных горизонтов

Для конденсационных вод наблюдается тенденция увеличения содержания в водах $C_{орг.хл}$ с ростом содержания HCO^-_3.

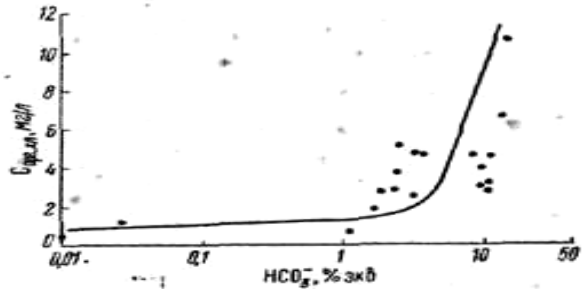


Рис.2 Зависимость содержания углерода хлороформеного экстракта от содержания в воде НСОз

Органический азот ($N_{орг-хл.}$). В конденсационных водах содержание азота изменяется от 0,12 до 1,9 мг/л и чаще пределах от 0,5 до 1,0 мг/л, как и в водах, омывающих газовые залежи. Большие его количества (1,33–1,58 мг/л) содержатся в приконтурных водах нефтяных месторождений. В водах непродуктивных горизонтов содержание азота достигает 2,1 мг/л.

Фенолы нелетучие с водяным паром (в хлороформенном экстракте). Наибольшее их количество отмечено в конденсационных водах – более 10 мг/л, причем больше чем в 50% определений их количество достигает 2,5–5,0 мг/л. В приконтурных водах газовых залежей содержание фенолов изменяется от 0,5 до 1,0 мг/л, в нефтяных – до 1 мг/л.

Характерно, что в конденсационных водах преобладают летучие фенолы над нелетучими (95% определений), а в пластовых водах соотношение обратное. Наибольшие абсолютные содержания фенолов отмечены в конденсационных водах залежей, содержащих значительные количества конденсата, меньше – в газовых.

Для конденсационных вод характерна обогащенность их летучими фенолами (двадцатикратное превышение по сравнению с пластовыми водами), нелетучими фенолами (до двух раз); наличие больших значений перманганатной окисляемости и значительно меньших – иодатной; меньшие содержания азота, большие – углерода и отношения $C_{хл}/N$ и фенолы $100/C_{орг-хл}$ и, наконец, в 10, 100 и 1000 раз меньшая минерализация конденсационных вод по сравнению с пластовыми.

Но из диссертационной работы В.М. Матусевича (1972) следует, что содержание фенолов в конденсационных водах довольно низкое: например, такое явление можно наблюдать на Пунгинском месторождении Западной Сибири. Хотя материалы В.В. Колоди, относящиеся к высокотемпературным областям, свидетельствуют об обратном. Возможно, причину этого следует искать в температурных условиях района и составе углеводородов.

Литература

1. Колодий В.В. Подземные конденсационные и солюционные воды нефтяных, газоконденсатных и газовых месторождений. – Киев: Наукова думка, 1975. – 123 с.
2. Корценштейн В.Н. Методика гидрогеологических исследований нефтегазоносных районов. – М.: Недра, 1991. – 419 с.
3. Назаров А.Д. Нефтегазовая гидрогеохимия юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. – М.: Идея–Пресс, 2004. – 288 с.

ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ ТЕРРИТОРИИ МУХАНОВСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

М.А. Чабаева
Научный руководитель доцент В.В. Гусев
Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

Мухановское нефтяное месторождение расположено в Самарской области на восточном продолжении Жигулевско-Самарской системы валов. Это крупнейшее месторождение в Самарском Поволжье, открытое в 1945 году. Залежи находятся на глубине 0,4–3 км. И имеют более 15 нефтегазоносных пластов. Содержание серы в нефти 0,32-2,05%.

Цель работы – оценка классификации подземных вод, исследование подземных вод на территории Мухановского нефтяного месторождения и составление гидрогеологических карт для выявления участков с высокими и низкими уровнями подземных вод.

Исследование подземных вод является основой для безопасного проживания населения, так как в результате повышения уровня подземных вод происходит подтопление территории г. Отрадного и территорий нефтяных скважин. Последствия подтопления проявляются в виде просадок грунтов, активизации карстово-сульфозионных процессов.

Химический состав подземных вод изучается, в основном, при инженерно-геологических изысканиях на отдельных площадках.

На территории Мухановского нефтяного месторождения развиты подземные воды: четвертичных аллювиальных отложений; чагыльских отложений; татарских отложений [1].

Воды четвертичных аллювиальных отложений скапливаются над глинами верхненеогенового возраста. Мощность водосодержащих пород изменяется от 15 метра до 20 метров. Представлены они, в основном, суглинками, супесями и глинистыми песками. Среднемноголетняя глубина залегания подземных вод составляет 0,78–7,80 метров.

Основными факторами, определяющими режим подземных вод, являются естественные – климатические условия, влияние Большой Кинель и искусственные (прорывы водопроводов, различные утечки, влиянии городской застройки. Расчеты баланса, выполненные по створам 8, 6, 11, 9 (на перетекание из неогенового в четвертичный водоносный горизонт), и 6, 5, 8, 7 (на перетекание из татарского в четвертичный водоносный горизонт) показали, что в течение всего года питание снизу не происходит, а напротив, происходит питание нижнего горизонта. Величина изменения запасов подземных вод на этих участках была равна от -12 до -17,05 мм.

По химическому составу подземные воды четвертичных аллювиальных отложений с минерализацией менее 1 г/л сульфатно-гидрокарбонатные магниево-натриевые. На участках с высокой минерализацией эти воды, в основном, хлоридные магниево-кальциево-натриевые [2].

Акчагыльские отложения расположены к югу и юго-востоку от города и левобережья р. Черновки.

Питание горизонта осуществляется за счет инфильтрации атмосферных осадков и поступления соленых вод из нижележащих водоносных горизонтов.

На всей территории месторождения отмечались сезонные колебания уровня подземных вод. Среднемноголетняя глубина залегания вод понизились на 0,03-2,12 м. Глубина их залегания составила от 1,38 до 21,97 м. Снижение уровней вызвано неблагоприятными метеорологическими условиями 2005 года, так как количество атмосферных осадков уменьшилось в 2 раза по сравнению с предыдущим годом. Глубина до воды зависит от положения водоупора и степени дренированности территории, а на участках вблизи рек – от уровня поверхностных вод в них.

Мухановское нефтяное месторождение расположено под неогеновой долиной, к которой приурочены два водоносных горизонта: в кровле (скв. 15, 22) и в подошве (скв. 20, 32). Подземные воды, залегающие в кровле неогеновых отложений, по химическому составу хлоридные кальциево-натриевые, а в подошве – гидрокарбонатные натриевые, кальциево-магниево-натриевые с минерализацией 0,8–3,8 г/л.

Изучение подземных вод татарского водоносного горизонта производилось по скважинам Черновского водозабора (скв. 1, 4, 9, 10) и скважинам, расположенным юго-восточнее города и в городе (скв. 19, 21).

Питание происходит в основном из-за поступления соленых вод из нижележащих водоносных горизонтов и в меньшей степени из-за влияния р. Большой Кинель. Глубина залегания изменяется от 5,3 до 8,1 м.

Химический состав вод татарских отложений, в основном, сульфатно-хлоридный натриевый, реже хлоридно-гидрокарбонатный магниево-натриевый.

Материалы по изучению подземных вод г. Самары были представлены ГГП «НИЖНЕВОЛЖСКГЕОЛОГИЯ» в виде отчетов по инженерно-геологическим условиям конкретных строительных площадок. На основании этих материалов составлена обобщенная база данных по мониторингу уровня подземных вод за период 1992–2005 гг. База данных состоит из результатов замеров уровней грунтовых вод, произведенных на 2300 выработках по всей территории Мухановского месторождения. По данным базы

построены карты максимальных подъемов уровней подземных вод как относительно земной поверхности, так и относительно уровня Балтийского моря; определены безводные участки города. Уровень подземных вод подвержен периодическим колебаниям с определенной, закономерно повторяющейся продолжительностью. По характеру и продолжительности выделяются сезонные и многолетние колебания.

Сезонные колебания связаны с изменением климатических условий в течение года; многолетние – с периодическими общими изменениями климата, солнечной активности и другими природными факторами [3].

Воды техногенного происхождения приурочены к террасам рек. Образуются в местах обильных утечек из водонесущих коммуникаций, близкого залегания водоупора, нарушений естественного поверхностного и подземного стока. Их уровенный, химический и другие режимы определяются объемом утечек, их химическим составом, дренированностью территорий, возможностью испарения.

Таким образом, уровенный режим подземных вод, приуроченных ко всем отложениям, определяется не только естественными факторами – количеством осадков, глубиной промерзания грунтов, их водно-физическими свойствами, степенью дренированности территории, но и искусственными факторами – прорывы водопроводов, различные утечки, влияние городской застройки.

В результате обработки имеющихся данных нами была построена карта гидроизогипс в сезон подъема (конец апреля – начало июня). Была составлена классификация подземных вод Мухановского нефтяного месторождения и составлен график изменения уровня грунтовых вод в течение года и в течение ряда последних лет.

Литература

1. Афанасьев Т.П. Подземные воды Среднего Поволжья и их классификация по химическому составу. – М.: ДАН СССР, 1947.
2. Афанасьев Т.П. Подземные воды Среднего Поволжья и Прикамья и их гидрохимическая зональность. – М.: Изд. АН СССР, 1956.
3. Всеволжский В.А. Основы гидрогеологии. – М.: МГУ, 1991.
4. Рубан С.А. Прогноз многолетнего режима уровня грунтовых вод с помощью информационных сводок // Разведка и охрана недр. – М., 1984. – №3. – С. 47 – 51.

РАВНОВЕСИЕ ПОДЗЕМНЫХ ВОД С ЮРСКИМИ НЕФТЕГАЗОНОСНЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ ХАРАМПУРСКОГО МЕГАВАЛА

А.А. Чугурова
Научный руководитель доцент Д.А. Новиков
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Система вода-порода – одна из самых распространенных на Земле [6]. С ней связаны крайне важные геологические процессы, в том числе процессы преобразования отложений в бассейнах седиментации на всех стадиях литогенеза. Как известно, главные фазы нефте- и газообразования проявляются в зонах мезо- и апокатагенеза, которым уделяется особое внимание при исследовании нефтегазоносных бассейнов. В процессе погружения на большие глубины под влиянием факторов катагенеза существенно изменяются состав, строение и физические свойства осадочных пород: механическое уплотнение, обезвоживание осадков, растворение соединений, неустойчивых в данной термодинамической и геохимической обстановке, минеральные новообразования и перекристаллизация. Направленность и глубина катагенетического изменения пород, в том числе особенности аутигенного (вторичного) минералообразования, в нефтегазоносных бассейнах в значительной степени определяют коллекторские свойства пород и перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих толщ [1, 3, 4]. Изучение состояния равновесия подземных вод с нефтегазоносными отложениями позволяет выявить комплекс вторичных минералов, поэтому знание равновесия в системе «вода-порода» является актуальным и необходимым для решения целого ряда научных и производственных задач.

Харампурский мегавал расположен на северо-востоке Западной Сибири в пределах Пур-Тазовского междуречья. Осадочный чехол данной структуры 1-го порядка включает богатые залежи углеводородов. Продуктивные толщи юрского возраста локализованы в интервале глубин 2800–3100 м. Изучение состояния равновесия проводилось на основе гидрогеохимических данных о составе подземных вод верхнеюрского и нижне-среднеюрского гидрогеологических комплексов. Породы этих комплексов сложены осадочными породами (песчаники, алевролиты, аргиллиты), в составе обломков которых большая доля принадлежит полевым шпатам (ПШ) (табл. 1).

Таблица 1

Средние значения долей минералов в составе обломочной и цементирующей частей терригенных пород

	Верхнеюрский гидрогеологический комплекс, %	Нижне-среднеюрский гидрогеологический комплекс, %
Полевые шпаты*	46,5	26,9
Каолинит**	59,7	52,4
Хлорит**	23,2	25,4
Группа гидрослюд**	19,4	21,8
Смешанно-слойные образования**	9,5	4,6

* – % от общего числа компонентов минерального состава обломочной части, ** – % от общего числа компонентов минерального состава цементирующей части

При наличии концентраций химических компонентов (средние значения приведены в таблице 1), в ПК Hydro Geo были получены активности химических компонентов при T˚ = 80–103˚C и P = 30 МПа; затем в ПК Excel рассчитывались логарифмы отношений активностей химических компонентов. Точки составов подземных вод нанесены на диаграммы равновесий глинистых, слюдистых и эндогенных (ПШ) минералов для нескольких гидрогеохимических систем: SiO_2-Al_2O_3-CaO-CO_2-H_2O, SiO_2-Al_2O_3-K_2O-CO_2-H_2O, SiO_2-Al_2O_3-Na_2O-CO_2-H_2O, HCl-H_2O-Al_2O_3-CO_2-MgO- K_2O-SiO_2, HCl-H_2O-Al_2O_3-CO_2-MgO-Na_2O-SiO_2 (диаграммы были взяты из работ) [2, 5]. Степень насыщения подземных вод относительно кальцита определялась с помощью расчета индекса неравновесности ($A = lgQ/K$, $K_{CaCO3} = [Ca^{2+}][HCO_3]/[H^+]$), значения которого получились >0 и свидетельствуют о пересыщении подземных вод кальцитом.

На диаграммах минеральных равновесий видно, что почти все точки составов подземных вод лежат в полях устойчивости глинистых и слюдистых алюмосиликатов: Na-монтмориллонит, парагонит, Ca-монтмориллонит, иллит, Mg-хлорит; лишь несколько точек попали в поля устойчивости эндогенных алюмосиликатов (см. рис. при 100˚C с нанесением данных по составу подземных вод).

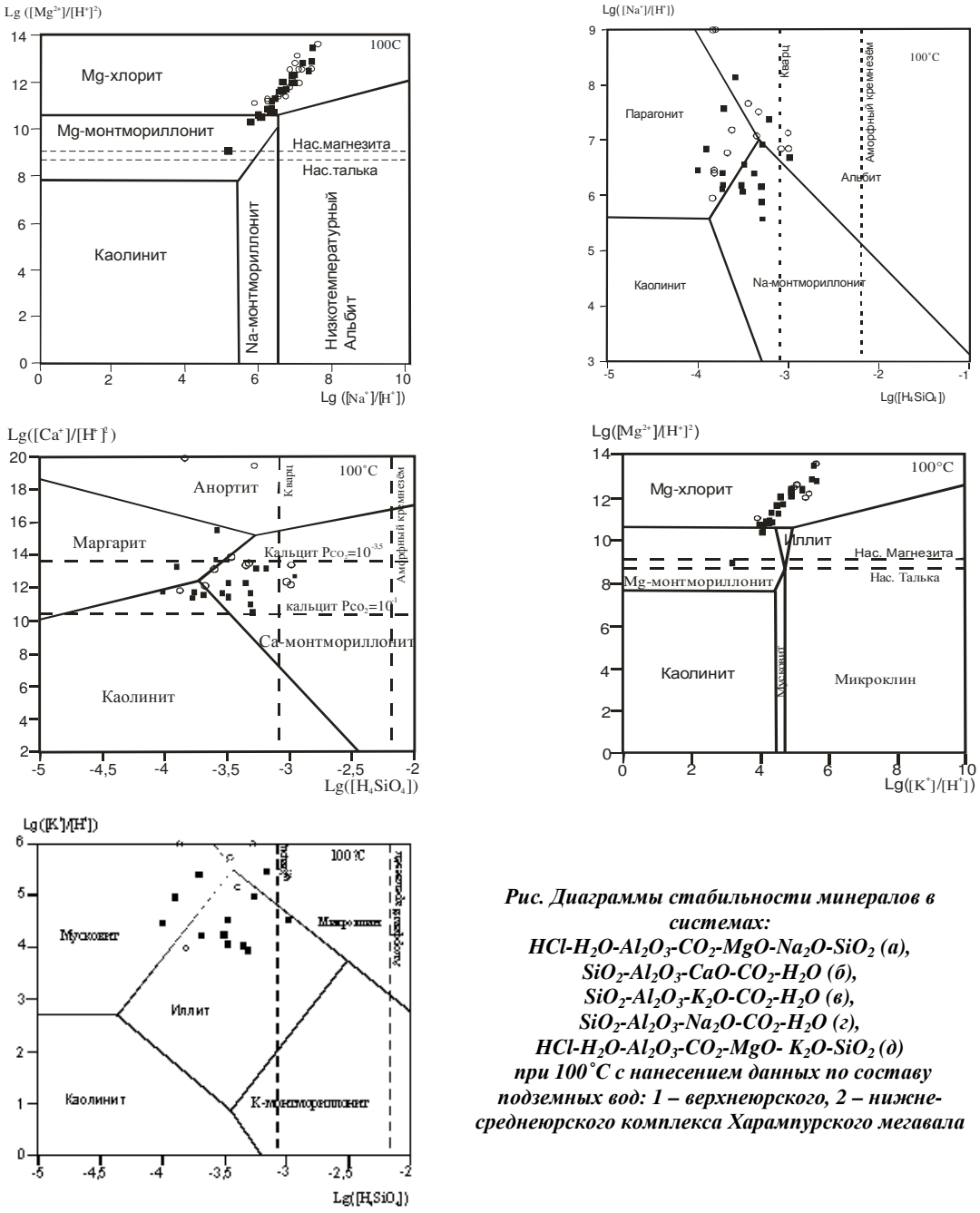


Рис. Диаграммы стабильности минералов в системах: HCl-H_2O-Al_2O_3-CO_2-MgO-Na_2O-SiO_2 (а), SiO_2-Al_2O_3-CaO-CO_2-H_2O (б), SiO_2-Al_2O_3-K_2O-CO_2-H_2O (в), SiO_2-Al_2O_3-Na_2O-CO_2-H_2O (г), HCl-H_2O-Al_2O_3-CO_2-MgO- K_2O-SiO_2 (д) при 100˚C с нанесением данных по составу подземных вод: 1 – верхнеюрского, 2 – нижне-среднеюрского комплекса Харампурского мегавала

Это свидетельствует о равновесии подземных вод с глинистыми и слюдистыми алюмосиликатами и отсутствии равновесия с эндогенными алюмосиликатами. То есть, при взаимодействии подземных вод с вмещающими отложениями, подземные воды растворяют эндогенные минералы и постепенно насыщаются к глинистым и слюдистым алюмосиликатам, растворимость которых ниже, чем эндогенных. При достижении

насыщения (следовательно, и состояния равновесия) подземных вод к глинистым и слюдистым алюмосиликатам, последние формируются в виде вторичной минеральной фазы (глин, слюд и карбонатов в составе цемента осадочных пород) из раствора. Интересно заметить, что образование вторичных продуктов ограничивает рост содержания строго определенных катионов в растворе и меняет их соотношение [6]. В отложениях юрских гидрогеологических комплексов Харампурского мегавала отмечается изменение средних значений долей минеральных соединений в составе цемента с глубиной (табл. 1): увеличивается процентное содержание хлорита и калиевых слюд, уменьшаются значения долей каолинита и смешанно-слойных образований; тем самым можно полагать, что большее количество образованного хлорита в нижне-среднеюрском гидрогеологическом комплексе связывает больше Mg^{2+}, содержание которого в растворе уменьшается (табл. 2).

В заключение можно сделать основной вывод: подземные воды являются неравновесными к эндогенным алюмосиликатам, а их взаимодействие приводит к образованию вторичных продуктов (глинистого, слюдистого или карбонатного цемента в осадочных породах), с которыми равновесие подземных вод достигается.

Таблица 2

Средние значения гидрогеохимических параметров подземных вод

Параметры	Верхнеюрский гидрогеологический комплекс	Нижне-среднеюрский гидрогеологический комплекс
T, °C	91,4	95,3
pH	7,0	7,7
Минерализация, г/л	25,3	25,7
Na^+, мг/л	8596,0	8884,0
Ca^{2+}, мг/л	742,0	573,0
Mg^{2+}, мг/л	100,0	77,0
K^+, мг/л	179,0	311,0
Cl^-, мг/л	14624,0	14712,0
HCO_3^-, мг/л	889,0	874,0
SO_4^{2-}, мг/л	20,0	303,0
CO_2, об. %	до 2,5	до 1,0
A (индекс неравновесности относительно кальцита)	2,5	3,1

Литература

1. Лебедев Б.А. Геохимия эпигенетических процессов в осадочных бассейнах. – Ленинград: Недра, 1992. – 239 с.
2. Новиков Д.А. Геохимия подземных вод нефтегазоносных отложений Надым-Тазовского междуречья: Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. – Томск, 2002. – 248 с.
3. Прошляков Б.К. Вторичные изменения терригенных пород-коллекторов нефти и газа. – М.: Недра, 1974. – 232 с.
4. Сахибгареев Р.С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей. – Ленинград: Недра, 1989. – 260 с.
5. Силкина Т.Н. Гидрогеохимия нефтегазоносных отложений Нюрольского осадочного бассейна (Томская область): Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. – Томск, 2001. – 26 с.
6. Шварцев С.Л. Геологическая эволюция и самоорганизация системы вода-порода: в 5 томах. Т.1: Система вода–порода в земной коре: взаимодействие, кинетика, равновесие, моделирование. – Новосибирск: СО РАН, 2005. – 244 с.

Секция 5

ГИДРОГЕОХИМИИ И ГИДРОГЕОЭКОЛОГИИ

СИБИРСКАЯ ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ШКОЛА

(к 100-летию выпуска первого горного инженера в Сибири)

С.Л. Шварцев, профессор

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Первым геологом из выпускников Томского политехнического университета, который занялся изучением проблем гидрогеологии Сибири, был ***Михаил Иванович Кучин***. Он же – первый заведующий кафедрой гидрогеологии и инженерной геологии ТПУ, основанной в 1930 г. [1]. В 1924 г. ***М.И. Кучин*** под руководством будущего академика ***М.А. Усова*** защитил дипломный проект на тему: «Гидрогеологические исследования в южной части Акмолинской области» и получил звание горного инженера. Это был первый диплом по гидрогеологии, выполненный в стенах Томского технологического института (ныне ТПУ), который положил начало научным гидрогеологическим исследованиям в Сибири.

Трудно переоценить роль ***М.И. Кучина*** в становлении гидрогеологии Сибири, подготовке кадров, организации производственной гидрогеологической службы, создании лабораторной и учебной базы, развитии нового для Сибири научного направления по изучению подземных вод. Им опубликовано 60 работ, в том числе монография «Подземные воды Обь - Иртышского бассейна» в 1940 г., за которую в 1941 г. ему была присуждена без защиты ученая степень доктора геолого-минералогических наук.

М.И. Кучин изучал в основном подземные воды Западно-Сибирского бассейна, который представлял тогда белое пятно. Он составил кадастр подземных вод и гидрогеологические карты в масштабе 1: 1000000 для большей части территории юга Западной Сибири. В результате этих работ были выявлены обширные артезианские бассейны (Барнаульский, Обь - Иртышский), радиоактивные термы Белокурихи и даны исходные данные для их освоения. ***М.И. Кучин*** составил гидрогеологический очерк курорта «Лебяжье» и решил тем самым проблему снабжения курорта питьевой водой. Он изучал гидрогеологию каменноугольных месторождений Кузбасса, месторождений железной руды в Горной Шории и т.д. Его работы по изучению подземных вод Сибири и определению путей их использования в различных отраслях народного хозяйства, в частности для поисков полезных ископаемых, в т.ч. нефти, в СССР проводились впервые. Изучая геохимию подземных вод осадочного чехла Западно-Сибирской плиты, ***М.И. Кучин*** в числе первых отметил широкое распространение на этой территории типичных нефтяных подземных вод и сделал вывод о нефтегазоносности Западной Сибири. Неслучайно поэтому академик ***М.А. Усов*** назвал его основателем гидрогеологической школы Сибири.

Имеется и еще один аспект научной деятельности Михаила Ивановича Кучина. В 20-е – 40-е годы прошлого века он интенсивно изучал процессы накопления солей и образования пластовых отложений мирабилита и соды в озерах степной части Западно-Сибирской низменности. Он, первым применив оригинальную континентальную теорию происхождения природных солей и отказавшись от преобладавшего до этого взгляда на морское происхождение солей на этой территории, выявил их крупнейшие месторождения, разработал технологию освоения и довел ее до промышленного применения. Его изыскания сырьевых ресурсов солей Кулундинских озер, соды на Алтае способствовали развитию химической промышленности в Сибири. В частности, им были открыты громадные запасы соды в оз. Танатар. В годы Великой Отечественной войны на базе этого месторождения в Михайловском районе Алтайского края были построены заводы для содового производства и проложен железнодорожный подъездной путь в 150 км к месторождению природной соды в Михайловском районе Алтайского края.

В последующем это направление исследований активно развивали Г.М. Рогов, В.А. Нуднер, Г.П. Богомяков, С.Г. Бейром, В.В. Пономарев, Е.В. Пиннекер, А.С. Хоментовский, С.В. Левин, Ю.Н. Акуленко, В.С. Кусковский, Ю.К. Смоленцев, Г.А. Плевако, Д.С. Покровский, А.С. Полиновский, В.К. Попов, В.А. Афонин, Н.М. Богатков, Н.А. Ермашова, Н.П. Павленко, Г.Г. Поздняков, Г.В. Кутлусурина, В.Н. Лазаренко, В.М. Людвиг, А.Ж. Муфтахов, Е.С. Савченко, Ю.В. Макушин, К.И. Кузеванов, А.И. Труфанов, С.А. Юшков и многие другие выпускники и сотрудники кафедры. Но наибольший вклад в развитие этой школы внес профессор ТПУ **Павел Афанасьевич Удодов**, который сформулировал основные базовые положения гидрогеохимического метода поисков месторождений полезных ископаемых, геохимии подземных вод в целом, микробиологии поровых растворов, геоэкологии, охраны подземных вод, воспитал целую плеяду известных гидрогеологов и гидрогеохимиков. Все это создало основы новой гидрогеохимической ветви этой школы [3].

В 1952 г. по хоздоговору с управлением «Енисейстрой» под руководством ***П.А. Удодова*** выехала поисковая партия, состоявшая в основном из студентов геологоразведочного факультета ТПУ. Полученные при проведении этих работ положительные гидрогеохимические результаты позволили ***П.А. Удодову*** расширить в последующие годы подобные поиски и проводить их в различных регионах Сибири, в том числе в высокогорных районах, в регионах с развитием многолетней мерзлоты, геологически закрытых, заболоченных территориях и др.

Обобщение полученных данных было проведено в 1962 г. в монографии «Опыт гидрогеохимических исследований в Сибири» [4]. В 1960 г. в Томске было проведено первое совещание по гидрогеохимическому методу поисков, затем они проводились в 1965, 1971, 1978, 1986 годах [1]. Эти совещания привлекли внимание крупных исследователей, которые участвовали в их работе. Среди них член-корреспондент РАН *Ф.Н. Шахов,*

академик А.Н. Казахской ССР Ж.С. Сыдыков, профессора *А.М. Овчинников, А.И. Перельман, Е.В. Пиннекер, А.А. Бродский, Ю.Ю. Бугельский, Г.А. Голева, И.С. Ломоносов, С.П. Албул, В.А. Кирюхин, Н.А. Озерова, С.Р. Крайнов, В.В. Поликарпочкин, В.М. Швец, Б.А. Колотов, А.Я. Ходжакулиев, А.Я. Гаев, Ю.Ф. Погребняк, Е.А. Басков, Г.Б. Свешников, Л.С. Табаксблат, В.Н. Макаров и многие другие.*

В 1973 г. П.А. Удодовым и его учениками было издано «Методическое пособие по гидрогеохимическим поискам рудных месторождений» [5], которое закрепило приоритет Сибирской гидрогеохимической школы не только в СССР, но и в мире в целом.

Рамки школы постепенно расширялись. От чисто прикладных исследований перешли к фундаментальным: геохимия подземных вод, роль микроорганизмов и органического вещества в миграции химических элементов, состав физически связанных (поровых) вод [6], формирование состава подземных вод, охрана и комплексное использование вод, палеогидрогеология и т.д. [1, 3, 6]. Активно велась подготовка научных кадров. Достаточно сказать, что среди прямых учеников ***П.А. Удодова*** шесть докторов наук (*В.М. Матусевич, Ю.С. Парилов, Е.А. Пономарев, Н.М. Рассказов, С.Л. Шварцев*) и 18 кандидатов наук.

Гидрогеохимическое направление активно развивали и развивают все ученики ***П.А.Удодова***, ученики его учеников и выпускники кафедры. Достигнутые каждым из них результаты невозможно раскрыть в небольшой статье, поэтому назовем только некоторые имена. Кроме уже названных докторов наук значительный вклад в развитие школы внесли: *С.Н. Алехин, В.А. Баженов*, *Ю.И. Блохин, Е.М. Дутова, В.Г. Иванов, Ю.Г. Копылова, Е.С. Коробейникова, А.А. Кошевой, Е.Е. Кузьмин, Б.М. Левашов, А.А. Логинов, А.А. Лукин, Л.С. Манылова, А.Д. Назаров, Н.Г. Наливайко, П.Н. Паршин, А.М. Плюснин, Р.С. Солодовникова, Н.А. Трифонова, З.В. Тупчий, Л.Л. Шабынин, Н.М. Шварцева, Б.И. Шестаков, Н.Г. Шубенин и многие, многие другие.*

Особенно активно развивал Сибирскую гидрогеологическую школу выпускник кафедры, член-корреспондент РАН ***Евгений Викторович Пиннекер*** [7]. Он, как способный ученик, довольно полно освоил тот багаж знаний, который можно было получить в г. Томске. Об этом свидетельствует, например, уровень его дипломного проекта, защищенного в 1950 г. на тему: «Геология и гидрогеология долины р. Ушайки и проект исследований для водоснабжения Заварзинского курорта». Уже в этом проекте ***Е.В. Пиннекер*** показал высокий теоретический уровень знаний о радоне, радоновых водах, условиях их формирования, залегания и т.д. Он был уверен, что в этих условиях должны находиться огромные запасы радоновых вод, и уже проектировал, как обеспечить водой будущий курорт. Курорта, к сожалению, до сих пор не существует, но огромные запасы радоновых вод в пределах Колывань-Томской складчатой зоны действительно обнаружены. Оказалось, например, что г. Новосибирск в прямом смысле «тонет» в радоновых водах. Хороший багаж геологических знаний он получил в г. Томске от преподавателей–профессоров и будущих академиков, которые в это время читали лекции. Среди них *Ю.А. Кузнецов, Л.Л. Халфин, И.К. Баженов, А.М. Кузьмин, Ф.Н. Шахов и др.* Дух и особенности этой школы хорошо усвоил будущий член академии ***Е.В. Пиннекер***. Переехав в г. Иркутск, ***Евгений Викторович Пиннекер*** начал учиться в аспирантуре под руководством замечательного профессора, крупного гидрогеолога В.Г. Ткачук – представительницы украинской гидрогеологической школы. Кроме того, он оказался в академическом НИИ (Институт земной коры), открытом в 1949 г. В этом молодом институте уже тогда работали крупные ученые – будущие члены Академии наук *Н.А. Флоренсов, М.М. Одинцов, Н.А. Логачев, В.П. Солоненко и др*. Все это способствовало формированию личности ***Е.В. Пиннекера*** как ученого.

После защиты в 1966 г. докторской диссертации на тему: «Рассолы Ангаро-Ленского артезианского бассейна» ***Е.В. Пиннекер*** постепенно становится признанным руководителем сибирской гидрогеологической школы: он проводит совещания, координирует тематику, руководит Комиссией по подземным водам Сибири и Дальнего Востока, готовит научные кадры, председательствует в спецсовете, издает сборники трудов и т.д. Докторская диссертация ***Е.В. Пиннекера*** в том же 1966 г. издана в виде монографии под одноименным названием, она получила всеобщее признание специалистов и сегодня служит настольной книгой для всех, кто занимается рассолами [8]. После этого им было написано еще несколько книг. Одна из них «Проблемы региональной гидрогеологии» [9] привлекла особое внимание специалистов своим оригинальным подходом. В этой монографии ***Евгений Викторович*** проявил себя как гидрогеолог мирового уровня. Если первая книга выдвинула его на позиции крупнейшего гидрогеолога Сибири, то эта – уже на уровень мирового лидера в области гидрогеологии. В ней он анализирует основные базовые проблемы гидрогеологии, а именно: гидрогеологическую структуру как емкость для подземных вод, проблемы гидрогеологического районирования, зональности подземных вод, генезиса воды, палеогидрогеологических реконструкций, формирования ресурсов и состава разнообразных типов подземных вод и др. Причем он рассматривает эти проблемы с позиций разных школ не только СССР, но и всего мира. Работая над этой книгой, ***Е.В. Пиннекер*** осознал, что в рамках одной монографии невозможно полно изложить основы современной гидрогеологии, обсудить существующие разные подходы, корни возникающих противоречий, своеобразие и оригинальность мировых школ. Так у него родилась идея подготовки многотомного издания – «Основы гидрогеологии». Задумано – сделано. Это стиль ***Е.В. Пиннекера***. Несмотря на возникшие трудности, работа была подготовлена и издана в течение шести лет: шесть томов – за шесть лет [10] – это весьма высокий темп. Основным организатором, вдохновителем, руководителем, главным редактором был, естественно, *Е.В. Пиннекер*.

Вот названия этих томов: 1. Общая гидрогеология (ред. тома *Е.В. Пиннекер*); 2. Гидрогеодинамика (*И.С. Зекцер*); 3. Гидрогеохимия (*С.Л. Шварцев*); 4. Геологическая деятельность и история воды в земных недрах (*Е.В. Пиннекер*); 5. Использование и охрана подземных вод (*Н.А. Маринов*, *Е.В. Пиннекер*); 6. Методы гидрогеологических исследований (*Н.И. Плотников*).

Издание в срок и на высоком научном уровне шеститомной монографии «Основы гидрогеологии» удалось выполнить только благодаря исключительной настойчивости, неукротимой энергии, высочайшему таланту и мудрости ***Евгения Викторовича Пиннекера***. В этой работе особенно ярко проявился его талант крупного организатора и выдающегося исследователя. Это, безусловно, огромная победа сибирской

гидрогеологической школы. Монография была удостоена Государственной премии СССР в 1986 г. Награду в Георгиевском зале Кремля вручал президент Академии наук – академик *Анатолий Петрович Александров*. Лауреатами премии стали *Е.В. Пиннекер, И.К. Гавич, И.С. Зекцер, В.С. Ковалевский, И.С. Ломоносов, Н.А. Маринов, А.И. Перельман, Б.И. Писарский, С.Л. Шварцев, В.М. Швец.*

Шеститомная монография вывела Сибирскую гидрогеологическую школу на мировой уровень, прежде всего благодаря исследованиям ***Е.В. Пиннекера***, который плодотворно ее развивал. Он в своем труде поставил новые научные проблемы в области формирования крепких рассолов, которые раньше сибирскими гидрогеологами практически не решались. Во-вторых, он поднял на новый уровень проблемы региональной гидрогеологии, обогатил структурную гидрогеологию, пересмотрел и уточнил понятие о емкостных характеристиках горных пород, гидрогеологической стратификации, учение о движении воды, формировании ресурсов. Третье направление исследований, которое развили ***Е.В. Пиннекер*** и многие его ученики касается условий формирования и генезиса минеральных и термальных вод. Он первым в Сибири ввел в практику использование для этих целей изотопов различных элементов. Еще одно важное направление, развиваемое ***Е.В. Пиннекером***, – палеогидрогеология и геологическая история воды в недрах Земли. Оно является наиболее фундаментальным и заслуживающим особого внимания. Уже этот краткий перечень новых научных направлений поражает разнообразием и широтой проблематики, энциклопедичностью руководителя школы.

Е.В. Пиннекер подготовил четырех докторов наук (*С.В. Алексеев, А.А. Дзюба, И.С. Ломоносов, Б.И. Писарский*) и 22 кандидатов наук. Многие его ученики и соратники внесли достойный вклад в развитие гидрогеологической школы. Кроме названных докторов наук отметим: *Л.П. Алексееву, Н.П. Анисимову, А.С. Анциферова, В.Н. Борисова, В.И. Вожова, Л.В. Заману, К.П. Караванова, В.В. Кулакова, Ю.И. Кустова, С.В.Лысак, А.М. Плюснина, А.Т. Сорокину, А.П. Хаустова, Б.М. Шенькмана, О.В. Шиганову, В.Г. Ясько и т.д.* Отметим также заметный вклад выпускников ТПУ – Ю.И. Блохина, *М.Б. Букаты, Н.М. Богаткова, В.В. Быковой, В.А. Зуева, С.П. Кузьмина, В.М. Людвига, В.М. Матусевича, С.А. Моисеева, А.Д. Назарова, Р.Г. Прокопьевой, Н.М. Рассказова, Д.С. Покровского, В.К. Попова, А.И. Сурнина, Г.Х. Токгаевой, Л.Л. Шабынина, Н.М. Шварцевой.* Всех, к сожалению, невозможно перечислить.

Имеется еще один немаловажный аспект: подготовка и издание резко укрепило научные связи сибирских гидрогеологов со столичными, что имеет колоссальное значение. Среди тех, кто особенно активно поддерживал сибиряков – это *А.Е. Басков, С.С. Бондаренко, Б.В. Боревский, И.К. Гавич, И.К. Зайцев, И.С. Зекцер, А.А. Карцев, В.С. Ковалевкский, В.И. Кононов, В.А. Кирюхин, И.Г. Киссин, Н.А. Маринов, А.М. Овчинников, А.Е. Орадовская, К.Е. Питьева, Н.И. Плотников, А.И. Перельман, О.Н. Толстихин, В.М. Швец, Л.С. Язвин и, конечно, многие другие.*

Еще одна ветвь гидрогеологической школы начала развиваться в ТПУ с 70-х годов прошлого века. Это проблема взаимодействия воды с горными породами – направление, которое особенно активно развивается в настоящее время в мире. Первый международный симпозиум по этой фундаментальной проблеме состоялся в 1974 г. в Чехословакии. С тех пор такие симпозиумы проводятся регулярно. Их уже состоялось 12: в Англии, Исландии, Италии, Канаде, Китае, Новой Зеландии, России, США (2 раза), Франции и Японии. На последнем симпозиуме, который проходил в августе 2007 г. в г. Куньмине (Китай), было заслушано и опубликовано 360 докладов ученых из 37 стран мира. В более половины этих симпозиумов из выпускников ТПУ участвовали Е.В. ***Пиннекер и С.Л. Шварцев.*** Это также говорит о международном признании Сибирской гидрогеологической школы.

Исследование взаимодействия воды с горными породами, проводимое под нашим руководством, привело к созданию нового научного направления [11], которое в настоящее время мы называем «Геологическая эволюция и самоорганизация системы вода-порода». Начатое в стенах ТПУ, это научное направление с 1991 г. развивается и в Сибирском отделении РАН: в Институте геологии и геофизики (Томский отдел), а с 1997 г. в Институте нефтегазовой геологии и геофизики (Томский филиал), а также во многих других академических институтах.

Оказалось, что система вода–порода обладает многими фундаментальными свойствами и механизмами, присущими синергетическим системам. Среди них: 1) внутренне противоречивое равновесно-неравновесное состояние, определяющее глубокий антагонизм между водой и первичными на земле горными породами; 2) непрерывность и геологическая «вечность» взаимодействия; 3) способность формировать принципиально новые по составу и структуре минеральные, а совместно с CO_2, и органические соединения, которые в процессе эволюции все более усложняются; 4) непрерывность формирования разнообразных геохимических типов воды, контролирующих связь состава вторичных продуктов и геохимической среды; 5) постоянное наращивание объема вторичных жидких и твердых продуктов и «захват» ими геологического пространства; 6) наличие механизма геологической саморегуляции, контролирующего способность воздействия вторичных (дочерних) подсистем на ход исходной (материнской) системы; 7) непрерывная изменчивость и многообразие структуры природной воды, способной осваивать, накапливать и передавать информацию; 8) наличие механизма, который осуществляется через информационный код, непрерывно разнообразит вторичные продукты, а значит и весь окружающий мир; 9) способность к глубокой дифференциации и перераспределению химических элементов в самой системе, включая концентрирование и их рассеивание, а соответственно и рудообразование; 10) способность системы к внутренней эволюции и самоорганизации без изменения воздействий внешних факторов.

Но самое, пожалуй, удивительное состоит в том, что все перечисленные свойства характерны и для живой материи. Отсюда мы сделали вывод, что *биологические системы ландшафтной сферы унаследовали многие механизмы эволюции, которые имеют место в системе вода– порода.* Тем самым не только впервые в мире установлено наличие внутренней эволюции в рассматриваемой системе, но и показано, что базовые элементы такой эволюции унаследованы биологическими системами, т.е. между водно-геологическими и биологическими системами существует некоторая общность. Все это коренным образом меняет наше

представление о механизмах становления всего окружающего мира, включая большинство геологических, часть биологических процессов, связи живого с косным и т.д.

Становится очевидным, что с момента появления воды на Земле возникла необычная стационарная система вода-порода, обладающая рядом фундаментальных механизмов взаимодействия, которые определяют ее как уникальную среди абиогенных на нашей планете. Равновесно-неравновесное состояние системы вода-порода отражает ее внутренне противоречивый характер, определяющий ее способность к самопроизвольному, непрерывному, геологически длительному развитию с образованием принципиально новых вторичных минералов и геохимических типов воды, которые в совокупности формируют гидрогенно-минеральные комплексы. Рассматриваемая система в пределах земной коры (при $T < 400\ ^0$ С) развивается постоянно в нелинейной области термодинамической ветви в условиях, далеких от равновесия. Формирующийся вторичный минеральный комплекс определяется геохимической средой, составом и структурой воды в полной гармонии с законами внутреннего состояния последней. Установлено, что каждый гидрогенно-минеральный комплекс – это результат строго определенного времени взаимодействия воды с горными породами. Именно время является важнейшим параметром эволюции рассматриваемой системы: при одном времени взаимодействия формируется один и тот же вторичный комплекс.

И такие удивительные особенности геологической эволюции системы вода – порода можно продолжать и продолжать. Для того, чтобы систематизировать полученные данные и выводы, выявить общие черты эволюции и самоорганизации, мы решили подготовить и издать 5-ти томную монографию «Геологическая эволюция и самоорганизация системы вода – порода», два тома которой уже изданы [12, 13]. В подготовке монографии принимают участие сотрудники 4-х академических институтов СО РАН (ТФ ИНГГ, ИЗК, ГИ, ИПРЭК), 2-х институтов РАН (ГЕОХИ, ИГЭМ), одного ДВО РАН (ДВГИ) и 4-х университетов (ТПУ, МГУ, С-ПГУ и С-ПГИ). Планируется привлечение ученых и из других ВУЗов и институтов.

Таким образом, Сибирская гидрогеологическая школа из когда-то узкой по тематике и проблематике вышла на широкие и тесные контакты со многими институтами и изучает геохимию воды всего мира [14]. Расширяются не только Российские контакты ученых, но и международные. В настоящее время выполняются совместные научные проекты с университетами Китая, Франции, США, Бельгии и Италии. ***Е.В. Пиннекер*** читал лекции в Германии, Австрии, Монголии, Англии, Китае, США, Франции, курсах ЮНЕСКО в МГУ, ***С.Л. Шварцев*** – в Китае, Литве, Узбекистане, Франции, Чехии и на таких же курсах ЮНЕСКО. ***Б.И. Писарский*** успешно и плодотворно сотрудничает с учеными Монголии, за что награжден орденом «Полярная звезда» этой страны. ***О.В. Чудаев*** организовал во Владивостоке в 1995 г. Международный симпозиум по взаимодействию воды с горными породами, входит в состав Президиума Международной рабочей группы по этой проблеме. ***С.Л. Шварцев*** является руководителем этой группы в России. И такие примеры можно продолжать бесконечно.

Начиная с 2003 г. Сибирская гидрогеологическая школа ежегодно поддерживается грантом Президента РФ, т.е. входит в число приоритетных. Активными участниками этой школы являются доктора наук В.*А. Алексеев, С.В. Алексеев, М.Б. Букаты, Е.М. Дутова, Б.И. Писарский, А.М. Плюснин, Н.М. Рассказов, Б.Н. Рыженко, О.Г. Савичев, О.В. Чудаев, В.А. Чудаева,* кандидаты наук Е.В. *Домрочева, Л.В. Замана, О.В. Колоколова, Ю.Г. Копылова, О.Е. Лепокурова, О.А. Лиманцева, М.В. Мироненко, Д.А. Новиков, М.П. Огнетова, Е.Г. Перязева, З.И. Хажеева, А.М. Хардина, Г.А. Челноков, Н.А. Чепкая, Е.В. Черкасова*, молодые ученые *Е.В. Борхонова, Н.В. Гусева, Ю.В. Колубаева, А.М. Кононов, Ю.Ю. Лоханова, А.Н. Никитенков, Е.Ю. Пасечник, О.Г. Токаренко, М.Т. Усманов, М.К. Чернавский.* Бессменным руководителем школы после кончины Е.В. Пиннекера является автор этих строк. Центр школы после кончины Е.В. Пиннекера переместился снова в г. Томск. И это нормально, т.к. смена места идет только на благо любой школы. Значит школа развивается.

Литература

1. Шварцев С.Л. (отв. ред.) 70 лет кафедре гидрогеологии и инженерной геологии Томского политехнического университета. – Томск: ИТЛ, 2001. – 240 с.
2. Рогов Г.М. (отв. ред.) Кучинские чтения: Мат. науч. конф., посвящ.120-летию М.И. Кучина. – Томск: Изд. ТГАСУ, 2007. – 158 с.
3. Шварцев С.Л. (отв. ред.) Пробл. поисков. и эколог. геохимии Сибири // Труды научной конференции посвящ. 100-летию П.А. Удодова. – Томск: Изд. ТПУ, 2003. – 340 с.
4. Удодов П.А., Онуфриенок И.П., Парилов Ю.С. Опыт гидрогеохимических исследований в Сибири. – М.: Высшая школа, 1962. – 190 с.
5. Удодов П.А., Шварцев С.Л., Рассказов Н.М., Матусевич В.М., Солодовникова Р.С. Методическое руководство по гидрогеохимическим поискам рудных месторождений. – М.: Недра, 1973. – 184 с.
6. Удодов П.А., Назаров А.Д., Коробейникова Е.С., Рассказов Н.М., Трифонова Н.А., Шамолин В.А., Шварцев С.Л. Геохимические особенности поровых растворов горных пород. – М.: Недра, 1983. – 240 с.
7. Скляров Е.В. (отв. ред.) Евгений Викторович Пиннекер. – Новосибирск: Изд. СО РАН, 2006. – 245 с.
8. Пиннекер Е.В. Рассолы Ангаро - Ленского артезианского бассейна – М.: Наука, 1966. – 332 с.
9. Пиннекер Е.В. Проблемы региональной гидрогеологии. – Новосибирск: Наука, 1977. – 196 с.
10. Пиннекер Е.В. (отв. ред.) Основы гидрогеологии в 6-ти томах. – Новосибирск, 1980 – 1984.
11. Пиннекер Е.В., Гавшин В.М. Самоорганизация системы вода-порода-новое направление в геологии // Геология и геофизика. – М., 2002. – Т.43. – №1. – С. 90 – 93.
12. Алексеев В.А., Рыженко Б.Н., Шварцев С.Л., Зверев В.П., Букаты М.Б., Мироненко М.В., Чарыкова М.В., Чудаев О.В. Геологическая эволюция и самоорганизация системы вода-порода. Система вода-порода в земной коре: взаимодействие, кинетика, равновесие, моделирование. – Новосибирск: Изд. СО РАН, 2005. – Т.1. – 244 с.
13. Шварцев С.Л., Рыженко Б.Н., Алексеев В.А., Дутова Е.М., Кондратьева И.А., Копылова Ю.Г., Лепокурова О.Е. Геологическая эволюция и самоорганизация системы вода-порода. Система вода-порода в условиях зоны гипергенеза. – Новосибирск: Изд. СО РАН, 2007. – Т.2. – 389 с.
14. Шварцев С.Л. Гидрогеохимия зоны гипергенеза. Изд. 2-е испр. и доп. – М.: Недра, 1998. – 367 с.

ХАРАКТЕРИСТИКА ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ПОДЗЕМНЫХ ВОД ЗОНЫ ЗАМЕДЛЕННОГО ВОДООБМЕНА ТАЛДИНСКОГО УГОЛЬНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ЮЖНЫЙ КУЗБАСС)

А.Р. Артюшин
Научный руководитель доцент К.И. Кузеванов
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Получение метана из угольных пластов является весьма актуальной задачей для Кемеровской области, где сосредоточено более 13 трлн. $м^3$ ресурсных запасов метана на площади в 21 тыс. $км^2$ [2]. Добыча углеводородного сырья требует детального изучения геологического строения и гидрогеологических условий перспективного района. Талдинское угольное месторождение Южного Кузбасса является опытно-промышленной площадкой работ с ресурсами метана 95,3 млрд. $м^3$ и их концентрацией 3,0 $м^3/км^2$ [2]. Экспериментальная добыча растворенного в воде метана ведется с глубины 650-900 м. Этот интервал относится к гидродинамической зоне замедленного водообмена, которая слабо изучена в гидрогеологическом отношении.

Целью данной работы является характеристика гидрогеологических условий и химического состава вод зоны замедленного водообмена на территории Талдинского угольного месторождения.

Талдинское угольное месторождение входит в состав Ерунаковского геолого-промышленного района южной части Кузбасса. Район характеризуется всхолмленным рельефом и относится в основном к лесостепной ландшафтной зоне, частично захватывая подтаежную переходную зону (центральная часть) и таежную (восточная часть). Абсолютные отметки на основной площади района колеблются от 180-220 м в поймах рек до 320-340 м на водоразделах [1].

Количество атмосферных осадков достигает здесь 600 – 800 мм в год при испарении 250 – 350 мм в год. Величина модуля поверхностного стока составляет 10 – 20 л/с $км^2$, подземного – от 3 до 10 л/с $км^2$. На поверхностный сток расходуется 60 – 65% осадков (300 – 400 мм в год), на инфильтрацию 70 – 100 мм в год (12 – 15% от атмосферных осадков) [1]. Условия питания подземных вод здесь благоприятные, особенно осенью, когда идут затяжные дожди и снижается испарение. При пониженной мощности рыхлых отложений это ведет к усилению инфильтрационного питания подземных вод. Густота речной сети достигает более 1 км на $км^2$. Подземный сток превышает 20% от суммарного речного. Наблюдаются весенний и осенний подъемы уровней подземных вод, хотя весенний слабее осеннего.

На территории как всего Ерунаковского промышленного района, так и Талдинского участка наблюдается вертикальная гидрогеологическая зональность подземных вод. Зоны различны и по своему химическому составу и по гидродинамическим особенностям. По гидрогеологическому разрезу сверху вниз выделяют три зоны: активного, замедленного и весьма замедленного водообмена. В зоне замедленного водообмена, расположенной, как правило, ниже регионального базиса эрозии, глубокими скважинами вскрыт разрез угленосных отложений. В этой части разреза время движения воды может измеряться геологической шкалой. Фильтрация подземных вод осуществляется по системам трещин различного генезиса и ослабленным зонам тектонических нарушений, способных создавать своеобразные каналы перетоков. Зона замедленного водообмена характеризуется низкой степенью изученности. Подземные воды этой части гидрогеологического разреза вскрыты и опробованы на территории всего Ерунаковского промышленного района по редкой сети отдельными глубокими структурно-поисковыми скважинами на нефть и газ. Полноценные откачка воды из скважин практически не проводилась и сведения о дебитах скважин отсутствуют. На территории Талдинского участка верхняя граница зоны замедленного водообмена располагается на глубине 160 м на водоразделах и сокращается до 80 м в долинах рек. На глубинах 1400–1500 м проходит граница зоны весьма замедленного водоообмена.

Таблица

Химический состав подземных вод зоны замедленного водообмена

№№ скважины	Год опробы-вания	$Na^+ + K^+$	Ca^{2+}	Mg^{2+}	HCO_3^-	Cl^-	SO_4^{2-}	Общая минерализация	pH
		мг/л							
1	2005	390,0	2,0	2,4	1586,0	61,3	0,0	2041,7	8,7*
1	2006	1816,5	18,0	2,4	3404,0	751,2	1,0	5993,1	8,4*
2	2006	498,0	6,0	2,4	1232,2	36,2	1,0	1715,8	8,9*
1	2007	550,6	28,0	2,4	3574,6	363,5	1,0	4276,1	9.1*
2	2007	210,7	3,0	0,6	1195,6	55,5	1,0	1276,4	9.1*
1	**Среднее значение**	**919,0**	**16**	**2,4**	**2854,9**	**392,0**	**0,7**	**4104,0**	**8,7**
2	**Среднее значение**	**354,3**	**4,5**	**1,5**	**1213,9**	**45,9**	**1,0**	**1526,7**	**9,0**

* полевое определение.

На протяжении трех лет экспедиционными отрядами Томского филиала Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН производится отбор гидрогеохимических проб воды из экспериментальных скважин (№ 1 и 2) на территории Талдинского угольного разреза. Глубина опробования скважины №1 составляет 770-950 м при расходе 0,6 $м^3$/сут. Глубина опробования скважины №2 находится в интервале 560-640 м, а расход 10,5 $м^3$/сут. Воды скважин характеризуют зону замедленного водообмена на территории Талдинского месторождения (таблица).

Как видно из результатов приведенных химических анализов, полученных в лабораториях ТПУ, воды зоны замедленного водообмена являются гидрокарбонатными натриевыми (содовыми). Среднее значение общей минерализации составляет 1,5 - 4,1 г/л. Воды щелочные, имеют pH 8,7 - 9,0.Облик химического состава вод этой зоны в первую очередь определяется стадией длительного взаимодействия воды с горными породами. Это приводит к повышенному содержанию HCO3 до 3,40 г/л, Na+K до 1,8 г/л, Cl до 0,7 г/л. С глубиной увеличивается pH вод от 7,3 в зоне активного водообмена до 9,1 и возрастает общая минерализация с 0,3 до 5,9 г/л. Одновременно происходит существенное снижение концентрации иона Ca до 0,03 г/л.

Сверху вниз по разрезу отмечается смена пресных вод гидрокарбонатных кальциевых, кальцево-натриевых нейтральных вод на содовые щелочные воды. Изменение химического состава подземных вод замедленного водообмена становится возможным вследствие увеличения времени взаимодействия воды с вмещающей породой. Движение воды становится относительно медленным. При этом происходит насыщение вод Ca^{2+}, а при связывании его с ионом HCO_3^- он переходит из растворенного состояния (Ca^{2+}+ HCO_3^-) в твердое – карбонаты (кальцит $CaCO_3$) и частично монтмориллонит. Это хорошо прослеживается на диаграммах полей устойчивости к кальциту и алюмосиликатам (рис.1 и рис.2). Карбонаты выпадают в осадок на карбонатном геохимическом барьере и только после этого доминирующим в растворе становится ион Na^+, который в этих геохимических условиях не находит особых барьеров и концентрируется в водном растворе, лишь в незначительных количествах связываясь формирующимися минеральными фазами. Ион HCO_3^- формируется за счет CO2, источником которого служит органическое вещество, включая уголь, глубинная разгрузка и OH-, образующийся при гидролизе алюмосиликатов.

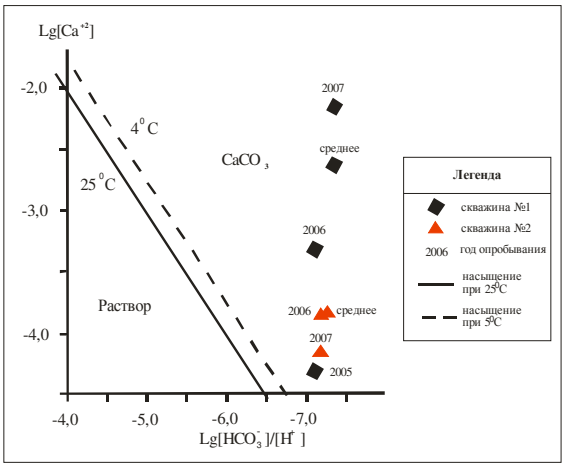


Рис.1 Равновесие подземных вод зоны замедленного водообмена с кальцитом

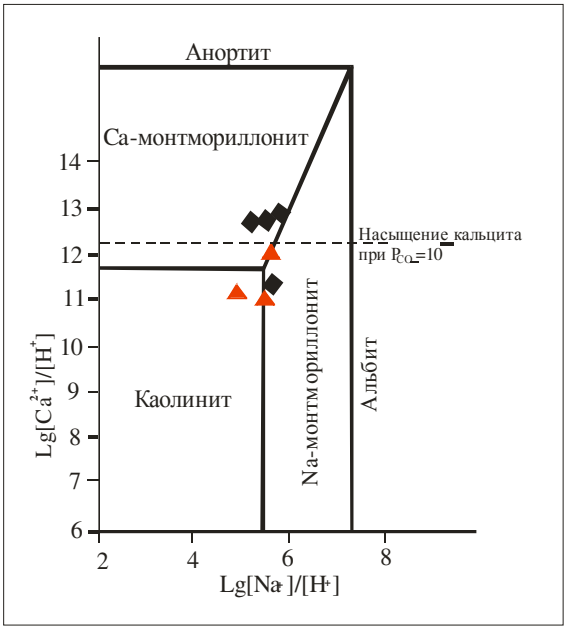


Рис.2 Равновесие подземных вод зоны замедленного водообмена с глинистыми алюмосиликатными минералами при температуре 25^{0}C

В системе SiO2-Al2O3-Na2O-CO2-H2O (рис.2) степень насыщения подземных вод относительно натриевых минералов устанавливается по равновесиям между альбитом, каолинитом, гиббситом и Na-монтмориллонитом. Точки находятся на границах равновесия с каолинитом, Ca-монтмориллонитом и Na-монтмориллонитом. Это свидетельствует о связывании и выпадении из растворов катионов Mg2+ и K+ в виде глинистых минералов (каолинит и монтмориллонит). Насыщение к первичным алюмосиликатам (альбиту и анортиту) не происходит.

Рассмотренные содовые воды неравновесны с первичными алюмосиликатами (анортит, альбит) и равновесны по отношению ко вновь образующимся продуктам выветривания первичных алюмосиликатов – глинам (каолинит, монтмориллониты) и кальциту. Первичные алюмосиликаты инконгруэнтно растворяются с образованием карбонатов и глин группы каолинита и монтмориллонита. При этом значительная часть элементов переходит в раствор и накапливается в нем.

Газовый состав зоны замедленного водообмена на территории Талдинского месторождения требует более детального изучения. Газонасыщенцость скважины №1 составляет 20 мг/л, №2 – 25 мг/л [2]. По сравнению с зоной активного водообмена, в газовом составе уменьшается количество O_2 и CO_2, источником которых являются атмосферные осадки в первом случае и органические вещество, включая уголь, во втором случае. В водах замедленного водообмена месторождения доминируют растворенные газы N_2 и CH_4, появляются следы C_2H_6.

Обобщая полученные данные можно сказать, что подземные воды зоны замедленного водообмена Талдинского угольного месторождения являются слабоминерализованными гидрокарбонатно-натриевыми щелочными с содержанием в них растворенного метана. Детальное изучение газового состава вод замедленного водоообмена на территории данного месторождения в дальнейшем позволит оценить запасы угольного метана.

Литература

1. Рогов Г.М. Гидрогеология и геоэкология кузнецкого угольного бассейна. – Томск: Изд-во Томского архитектурно-строительного университета, 2000. – 167 с.
2. Шварцев С.Л., Домрочева Е.В., Кузеванов К.И. и др. Гидрогеология Ерунаковского района Кузбасса в связи с проблемой образования ресурсов и добычи угольного метана // Геология и геофизика: научный журнал. – Новосибирск, 2006. – №7. – С. 881 – 891.
3. Шварцев С.Л. Геологическая эволюция и самоорганизация системы вода–порода. – Новосибирск: Сибирское отделение Российской Академии наук, 2005. – Т.1. – 243 с.
4. Шварцев С.Л. Геологическая эволюция и самоорганизация системы вода–порода. – Новосибирск: Сибирское отделение Российской Академии наук, 2007. – Т.2. – 389 с.

К ГИДРОГЕОЭКОЛОГИЧЕСКОМУ РАЙОНИРОВАНИЮ ЮЖНОЙ ЧАСТИ УРАЛЬСКОЙ ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СКЛАДЧАТОЙ ОБЛАСТИ

В.И. Бадрунов, О.Н. Нечитайло
Научный руководитель профессор А.Я. Гаев
Институт экологических проблем гидросферы, г. Оренбург, Россия

На схемах гидрогеохимического районирования территории России Урал приурочен к гидрогеохимическому поясу преимущественно пресных вод складчатых областей. Последовательность расположения, мощности соответствующих зон, химических типов вод или гидрогеохимических полей в вертикальном разрезе могут быть основанием для выделения не только гидрогеохимических [4], но и гидрогеоэкологических районов.

Выделенный нами Магнитогорско-Орский район приурочен к степной зоне постэвгеосинклинального Урала и расположен в пределах Тагило-Магнитогорского прогиба. В Оренбуржье он представлен структурами Ирендыкского и Ащебутакского антиклинориев. Рельеф района меняется от холмисто-увалистого до равнинно-увалистого с отдельными холмами. Абсолютные отметки водоразделов 300÷400 м, а относительные – от 50÷60 до 80÷160 м. На западе района расположена узкая зона грядово-мелкосопочных предгорий хребтов Ирендык-Крыкты, а на востоке – равнины Зауралья. Район относится к макробассейнам стока Урала и Тобола. Речная и овражно-балочная сеть редкая с плоскодонными ложбинами. Среднегодовое количество осадков изменяется от 400 на северо-западе до 250 мм на юго-востоке. При среднегодовой температуре воздуха +2°С испарение в 2-3 раза превышает количество осадков Наряду с черноземами и темно-каштановыми почвами на юго-востоке встречаются солонцы и солончаки,

В геологическом строении принимают участие вулканогенно-осадочные образования девона и карбона, мезозойские и кайнозойские осадки. В Ирендыкском антиклинории породы девона слагают антиклинальные структуры и представлены альбитофирами, дацитами, разнообразными туфами и туфопесчаниками, андезитовыми и диабазовыми порфиритами. Мезозойские и кайнозойские осадки залегают несогласно на палеозойских породах, представлены разновозрастной корой выветривания и осадками морского происхождения верхнемелового и палеогенового возраста. Они сохранились преимущественно в эрозионно-тектонических впадинах, депрессиях (Орской, Таналыкской и др.) и карстовых воронках.

Выделяются три типа гидрогеохимических разрезов [1]. Первый развит среди пород, отмытых от морских солей. Формирование вод классов Т6, Т7 осуществляется здесь за счет выщелачивания алюмосиликатов, минерализация пресных вод растет с глубиной (табл.). Второй тип разреза приурочен к площадям развития мезозойских и кайнозойских осадков и формируется под влиянием загипсованных неогеновых и юрских глинистых отложений, реликтов верхнемеловой и палеогеновой трансгрессий и процессов вторичного засоления почв и грунтов. Воды солоноватые, реже соленые с преобладанием хлоридно-натриевого и сульфатно-хлоридного-натриевого состава. На глубинах до 10-15 м минерализация обычно не превышает 1-3 г/л. Однако в центральных частях эрозионно-тектонических депрессий на глубинах 20-25 м минерализация вод достигает 10-20 г/л. Отложения мезо- и кайнозоя слабо водоносны и осолоняющее воздействие их на аллювиальные (П1) и трещинно-жильные воды палеозойских пород классов Т6 и Т7 относительно небольшое; оно несколько возрастает в отношении класса Т8. Воды этого класса на значительной площади являются главным коллектором подземного стока и служат осреднителем химического состава вод. Третий тип разреза приурочен к карбонатным толщам кизильской, березовской и уртазымской свит. Несмотря на значительную динамичность трещинно-карстовых вод, минерализация их достаточно высокая. Реликты морских осадков верхнемеловой и палеогеновой трансгрессий и загипсованные глинистые отложения неогена и юры сохранились среди палеокарстовых воронок и полостей, чему способствовало развитие закрытого (русского) подкласса карста [3]. Трещинно-карстовые воды формируются за счет трещинных вод зоны выветривания класса T_6, а также вод мезозойских и кайнозойских осадков [2].

Воды горно-складчатого Урала характеризуются наибольшей изменчивостью и сложностью химического состава. Минерализация и химический состав вод изменяются с севера на юг от весьма пресных кремнеземистых карбонатного типа до сульфатного и даже хлоридного типа на юге с минерализацией до 0,7÷0,9 г/л в Гайском районе. На особенности проявления вертикальной гидрогеохимической зональности основное влияние оказывает принадлежность вод к определенным гидрогеологическим структурам и ландшафтно-климатическим зонам, формирующимся в пределах конкретных макро- и мезобассейнов стока. От осевой зоны горноскладчатого Урала к предгорьям и с севера на юг возрастает степень карбонатности пород и повышается содержание в них сульфатов и сульфидов. Так, для терригенных пород карбонатность возрастает от осевой зоны

Урала к предгорьям и с севера на юг от 5÷10 до 20÷30% и более. Карбонаты, сульфаты содержатся в составе ионно-солевого комплекса пород, карбонатно-глинистого цемента и в форме минеральных зерен и агрегатов (кальцита, доломита, гипса, пирита и др.). В пределах одного гидрогеохимического района вертикальная зональность и структура химического стока контролируются ландшафтно-гидрогеологической и согласующейся с ней гидролого-гидрогеологической зональностью, определяющими высотную поясность стока.

Таблица

Основные стадии формирования химического состава подземных вод Магнитогорско-Орского района на площадях палеозойского комплекса пород

Водовмещающие породы, бассейны стока	Количество проб / Абс. отм., м	Химический состав воды	Концентрация компонентов, мг/л					
			Ca	Mg	Na+K	Cl	SO_4	$\frac{HCO_3}{CO_2}$
$T_{6,}$ изверженные, метаморфические породы, микробассейны стока	3 / 340-350	$M_{0.36}\frac{HCO^3_{56}Cl_{28}SO^4_{16}}{Ca_{42}Na_{30}Mg_{28}}$	40	17	35	50	43	$\frac{170}{122}$
$T_{6,}$ вулканогенно-осадочные, мезобассейны стока	38 / 250-320	$M_{0.46}\frac{HCO^3_{48}Cl_{33}SO^4_{19}}{Na_{57}Ca_{33}Mg_{10}}$	40	13	80	70	78	$\frac{178}{128}$
$T_{7,}$ вулканогенно-осадочные, мезобассейны стока	6 / 190-220	$M_{0.72}\frac{HCO^3_{53}Cl_{26}SO^4_{21}}{Ca_{37}Na_{35}Mg_{28}}$	76	38	84	92	110	$\frac{318}{228}$

Основные тенденции техногенной метаморфизации природных вод заключаются в:

1) загрязнении и осолонении вод отходами и сточными водами горнодобывающих предприятий, а также за счет бытовых, сельскохозяйственных и других источников загрязнения. Эта тенденция заметно проявляется в районах крупных городов (Орск, Новотроицк, Гай), тяготеющих к долинам рек, в поймах которых сконцентрировано до 90% живых организмов, наиболее уязвимых к загрязнению. На отдельных участках течения р. Урал и др. минерализация вод возросла в 2÷10 раз за счет хлоридов, сульфатов, соединений азота, тяжелых металлов, нефтепродуктов и т. д.

2) интенсификации природных процессов растворения и выщелачивания пород на участках формирования обширных депрессионных воронок горнодобывающих предприятий, на водозаборах подземных вод различного назначения, при осушении и водопонижении в процессе выполнения строительных и сельскохозяйственных работ. При разработке медноколчеданных месторождений вокруг карьеров и шахт зеркало грунтовых вод срабатывается на 100÷300 м. Породы и руды, ранее залегавшие в резковосстановительных условиях, попадают в обстановку зоны окисления сульфидных месторождений. Процессы окисления сульфидных минералов идут здесь исключительно интенсивно. Минерализация сернокислых вод возрастает до 270 г/л (Гайское медноколчеданное месторождение), а интенсивность подземной химической денудации – в 100÷500 раз.

В условиях резкого дефицита воды на горнодобывающих предприятиях Южного Урала проблема сточных вод может и должна быть решена только на основе применения комплексных геохимических и гидродинамических барьеров [5].

Литература

1. Гаев А.Я. Гидрогеохимия Урала и вопросы охраны подземных вод. – Свердловск: Изд-во Урал. ун-та, 1989. – 368 с.
2. Кирюхин В.А. Региональная гидрогеология: Учебник для вузов. — СПб.: Санкт-Петербургский государственный горный институт, 2005. – 344 с.
3. Мартин В.И. Гидрогеология и типы карста Башкирии: Автореф. дис. к. г.-м.н. – Пермь, 1975. – 31 с.
4. Силин-Бекчурин А.И. Зональные и азональные процессы формирования подземных вод // Тр. Лаб. гидрогеол. проблем АН СССР. – М., 1958. – Т.16. – С. 181 – 186.
5. А.Я. Гаев, И.Н. Алферов, В.Г. Гацков и др. Экологические основы водохозяйственной деятельности (на примере Оренбургской области и сопредельных районов) / Под ред. А.Я. Гаева. Пермь: ПерГУ, Оренбург, 2007. – 327 с.

ОСОБЕННОСТИ МИГРАЦИИ УРАНА В РАЗЛИЧНЫХ ТИПАХ ПРИРОДНЫХ ВОД

А.А. Балобаненко
Научный руководитель профессор Е.М. Дутова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Изучением особенностей миграции урана занимались, А.И. Германов, В.Н. Гуськова, А.К. Лисицин, А.П. Лопаткин, А.М. Овчинников, А.И. Перельман, А.А. Сауков, А.А. Смирнов, А.Н. Токарев, А.В. Щербаков, H.H. Adler, F.B. Barker, K.W. Edward, L.N. Fuchs, J.O. Johnson [7].

Благодаря проведенным исследованиям в настоящее времени установлено, что в подземных водах (окислительная среда), не связанных с участками уранового оруденения, содержания U в пресных и слабосоленых водах в окислительной среде могут достигать 1мг/л, но чаще содержания составляют 5-50 мкг/л [3].

Целью работы является собрать и обобщить данные по содержанию урана в природных водах. В работе использованы различные материалы из отечественной и зарубежной литературы, материалы производственных отчетов и интернет материалы. Объектами исследования являются различные реки, озера, моря и океаны, а так же подземные воды различных частей земного. Всего собрано около 350-400 данных по содержанию урана из 24 источников. По многим источникам приводится не полная информация (табл. 1), т.е. либо только содержания урана, либо вообще его средние содержания по району, что затрудняет обработку такой информации, тем не менее наиболее полные данные были вынесены на карту (рис.1).

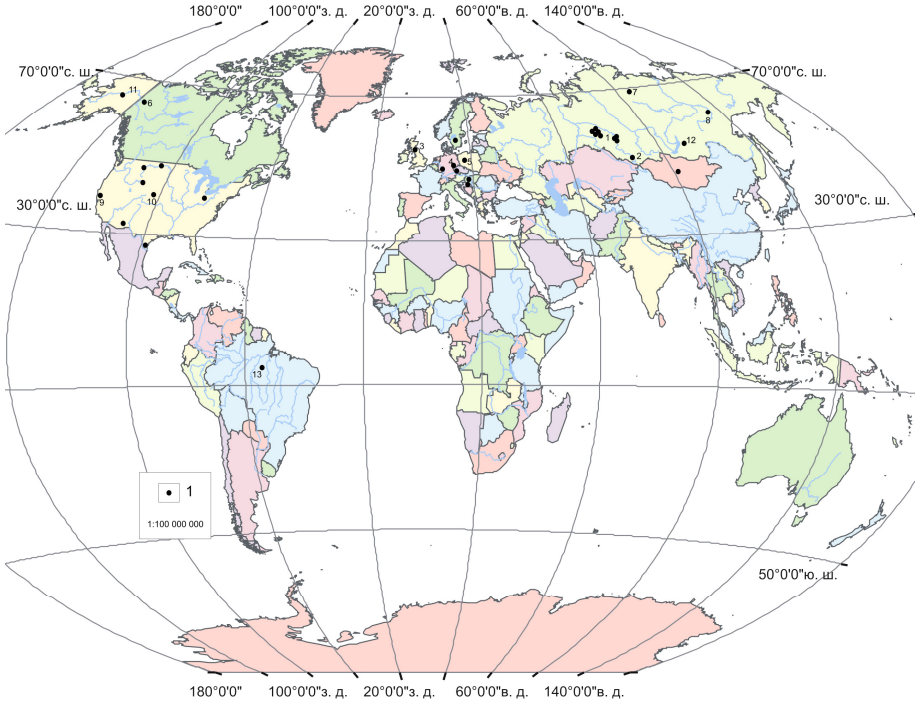


Рис.1 Карта объектов исследования распространенности урана в природных водах различных частей мира
1 – районы, данные по которым использованы в работе

Анализ полученной информации показал, что каждый уголок земного шара уникален по-своему. Уран характеризуется обширным распространением и разнообразным содержанием от 10-100 мкг/л и до 10 мг/л. Как богатые, так и бедные ураном воды могут быть и пресными, с общей минерализацией меньше 1г/л и рассолами, с общей минерализацией, превышающей 200 г/л.

Наиболее полная обобщенная информация по содержанию урана в подземных водах приведена в монографии С.Л. Шварцева. По Данным Шварцева С.Л. средние содержания урана в водах зоны гипергенеза изменяется в пределах 0,1-10 мкг/л. Наиболее высокие содержания урана приурочены к аридным областям, наиболее низкие содержания – к северным и горным районам (табл. 2).

Тренд из содержаний урана по данным С.Л. Шварцева приведены на рис.2

Прирост с урана на 100 мг минерализации в среднем 0,29. По нашим данным прирост урана составляет от 0,01 до 7,5 мкг/л на 100 мг/л минерализации и в рудном районе до 297,56 мкг/л на 100 мг/л минерализации (табл. 2 и рис.2).

Абсолютно все собранные данные подтверждают установленные ранее факты о прямой зависимости содержания урана и величины Eh и общей минерализации (рис.2).

Таблица 1

Характеристика информации использованной в работе

№	Источник информации	Характер информации
1	Полевые исследования сотрудников ТПУ, ГИГЭ, 2006	Данные по U, Eh, pH, макрокомп составу по горизонтам
2	Полевые исследования Института химии нефти, 2006	Данные по U, Eh, pH, макрокомп составу по горизонтам
3	HydroGeology, 2003 №4, Dumfries, Шотландия, Alan M. MacDonald	Данные по U, pH, макрокомп составу подземных вод
4	HydroGeology, 1999 №7, Koenigstein mine, Германия, Daniel Bichler	Данные по U, Eh, pH различных шахтных вод
5	HydroGeology, 2007 №15, Pribram, Чехия, Zdenek Jesersky	Данные по U, pH, макрокомп составу глубоких вод
6	ШварцевС.Л. Гидрогеохимия зоны гипергенеза,1998,Канада	Данные по U, pH, макрокомп составу по горизонтам
7	Шварцев С.Л. Гидрогеохимия зоны гипергенеза,1998, р. Мая	Данные по U, pH, макрокомп составу по горизонтам
8	Шварцев С.Л. Гидрогеохимия зоны гипергенеза,1998,р. Оленек	Данные по U, pH, макрокомп составу по горизонтам
9	ШварцевС.Л. Гидрогеохимия зоны гипергенеза,1998,Калифорния	Данные по U, pH, макрокомп составу по горизонтам
10	Шварцев С.Л. Гидрогеохимия зоны гипергенеза., 1998, штат Небраско Crow Butt	Данные по U, Eh, pH, макрокомп составу по горизонтам
17	Шварцев С.Л. Гидрогеохимия зоны гипергенеза,1998,Аляска	Данные по U, pH, макрокомп составу по горизонтам
18	ШварцевС.Л. Гидрогеохимия зоны гипергенеза,1998, Забайкалье	Данные по U, pH, макрокомп составу по горизонтам
19	ШварцевС.Л. Гидрогеохимия зоны гипергенеза,1998, Бразилия	Данные по U, pH, макрокомп составу по горизонтам

Таблица 2

Средние данные о содержании урана в природных зонах (по Шварцеву С.Л., 1998)

Районы	pH	HCO_3, мгл/л	SO_4, мгл/л	Cl, мгл/л	Ca, мгл/л	Na, мгл/л	Mg, мгл/л	K, мгл/л	M, мг/л	U, мкг/л	Прирост U мкг/л на 1 г/л Минерализации
Тропический, субтропический климат	6,4	109	7,1	7,4	16,6	10,9	8,07	2	161,3	0,9	0,056
Многолетняя мерзлота	6,53	82,8	4,05	4,7	16,8	6,64	5,56	1	121,4	0,25	0,021
Умеренныйклимат	6,62	222	18,2	16	38,3	23,8	16,5	3	337,4	0,51	0,015
Горные области	7,23	169	20,3	13	37,8	13,8	14,5	2	269,7	0,57	0,021
Континентального засоления	7,5	349	304	258	86,4	260	46,2	18	1322	4,32	0,033
Среднее	6,9	187	59,7	60	39,2	67,6	18,2	5	447,6	1,31	0,029

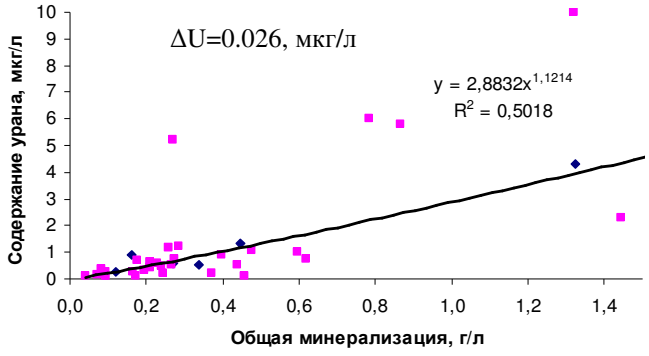
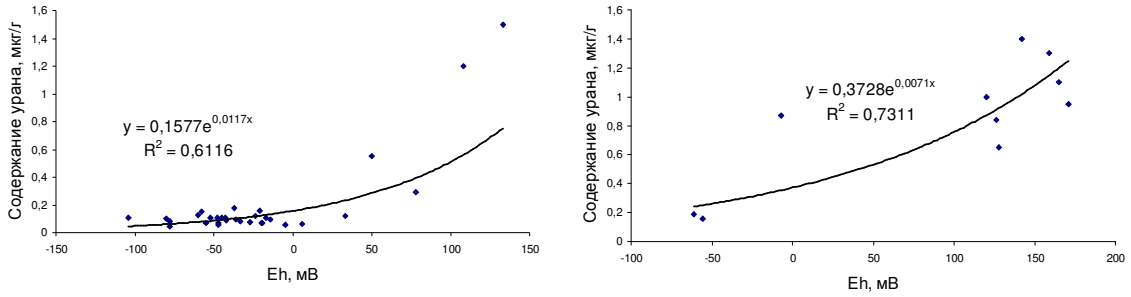


Рис.2 Зависимость содержания урана от общей минерализации в водах зоны гипергенеза различных районов мира

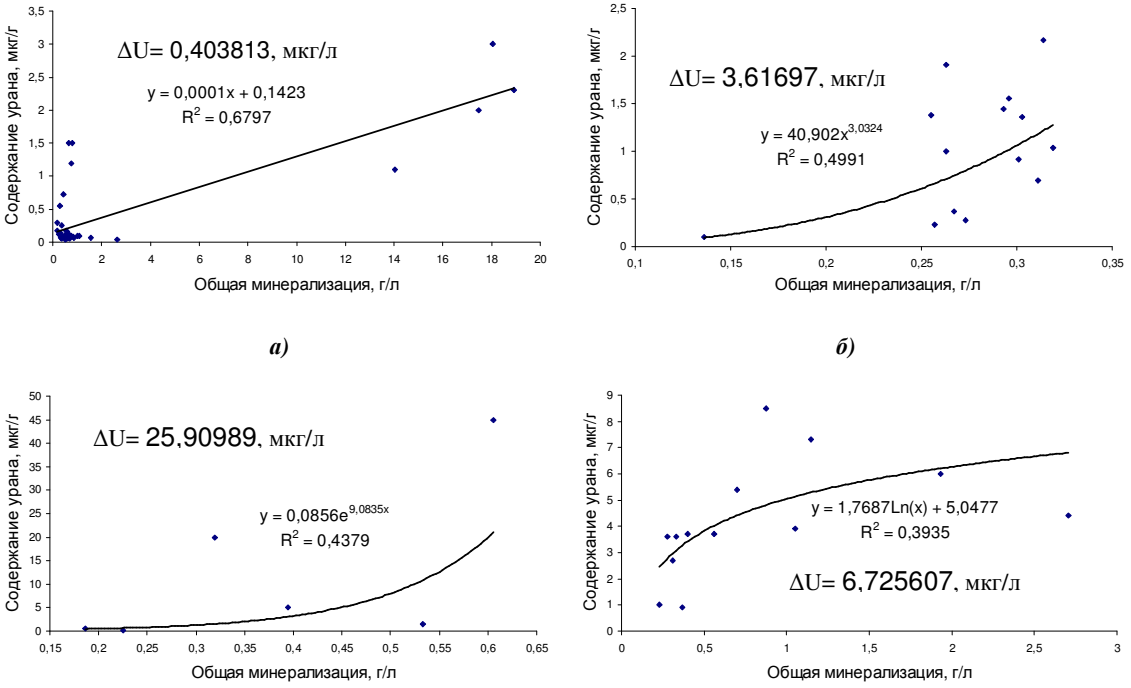
Наиболее высокие содержания урана отмечаются в окислительной обстановке, т.е. в области высоких положительных Eh. При уменьшении Eh происходит закономерное снижение содержания урана в водной среде. Это объясняется тем, что уран переходит в малоподвижные комплексы и выводится из воды вторичным минералообразованием (рис.3).



а) ***б)***

Рис.3 Зависимость содержания урана в природных водах от величины Eh
а) Томская область, б) Алтай

С ростом минерализации содержание урана в природных водах увеличивается. Это согласуется с данными А.К. Лисицина. Необходимо отметить тот факт, что при минерализации меньше 2 г/л зависимость весьма усложняется, но в целом тоже наблюдается тенденция к увеличению содержания урана с ростом минерализации (рис.4).



а) ***б)***

с) ***д)***

Рис.4 Зависимость содержания урана в природных водах от общей минерализации
а) Томская область, б) Шотландия, с) Чехия, д) Рио Гранде, США

В водах наиболее существенная доля урана приходится на комплексы $(UO_2(CO_3)_2)^{2-}$, $(UO_2(CO_3)_3)^{4-}$, $U(OH)_3^+$. Это согласуется с мнением Р. Гаррелса, что в природных условиях устойчивы соединения лишь четырех- и шестивалентного урана. В областях с отрицательным значением Eh должны преобладать гидроксокомплексы 4-х валентного урана. С увеличением значения Eh увеличивается содержание карбонатных комплексов 6-ти валентного урана. Изменение минерализации очень сильно влияет на формы миграции урана в природных водах. С ростом минерализации увеличивается и содержание урана в природных водах. Нужно отметить, что данная тенденция характерна только для вод окислительной обстановки, вод зоны гипергенеза. В более минерализованных водах преобладают гидроксо комплексы 4-х валентного урана, а в менее – карбонатные комплексы 6-ти валентного урана.

Работа выполнена при поддержке гранта РФФИ 07-05-12005-офи.

Литература

1. Геологическая эволюция и самоорганизация системы вода-порода: в 5 томах. Т.1: Система вода-порода в земной коре: взаимодействие, кинетика, равновесие, моделирование / В.А. Алексеев и др., отв. редактор тома С.Л. Шварцев; ОИГГМ СО РАН [и др.]. – Издательство СО РАН, 2005. – 244 с.
2. Геологическая эволюция и самоорганизация системы вода-порода: в 5 томах. Т.2: Система вода-порода в условиях зоны гипергенеза / С.Л. Шварцев и др., отв. редактор тома Б.Н. Рыженко; ИНГГ СО РАН [и др.]. – Издательство СО РАН, 2007. – 389 с.
3. Радиогидрогеологические исследования при прогнозировании и поисках урановых месторождений, связанных с зонами пластового окисления / Е.В. Анкудинов, А.Г. Арье, А.М. Боголюбов и др. – Л: Недра, 1988. – 168 с.
4. Уран. Радиационно-гигиеническая характеристика. В.Н. Гуськова. – М.: Атомиздат, 1972.
5. Крайнов С.Р., Швец В.М. Основы геохимии подземных вод. – М.: Недра, 1980.
6. Крайнов С.Р., Швец В.М. Гидрогеохимия: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1992. – 463 с.
7. Лисицин А.К. Гидрогеохимия рудообразования (на примере экзогенных эпигенетических урановых руд). – М.: Недра, 1975. – 248 с.
8. Шварцев С.Л. Гидрогеохимия зоны гипергенеза. – 2-е изд., исправл. и доп. – М.:Недра, 1998. – 366 с.

НАСЫЩЕННОСТЬ ПРИРОДНЫХ ВОД ЛИПОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПО ОТНОШЕНИЮ К НЕКОТОРЫМ АЛЮМОСИЛИКАТНЫМ МИНЕРАЛАМ

Н.А. Бизяев
Научный руководитель академик РАН В.А. Коротеев
Уральский государственный горный университет, г. Екатеринбург, Россия

В 1990 году Липовское месторождение силикатно-никелевых руд, расположенное в Режевском районе Свердловской области, было переориентировано как месторождение подземных вод. Литооснова месторождения включает интрузивные магматические, метаморфические и осадочные горные породы. Минеральный состав достаточно разнообразен, рудоносная кора выветривания отработанного силикатно-никелевого месторождения, составляющая значительную часть литоосновы месторождения подземных вод, представлена продуктами выветривания ультраосновных пород: непуит $(Ni,Mg)_6[Si_4O_{10}](OH)_8$, серпентин $Mg_6[Si_4O_{10}](OH)_8$, гетит (лимонит) $Fe_2O_3 \cdot nH_2O$, каолинит $Al_4[Si_4O_{10}](OH)_8$, магнезит $MgCO_3$, халцедон, кварц SiO_2.

В районе месторождения развит один водоносный горизонт, приуроченный к палеозойскому фундаменту, корам выветривания и рыхлым песчано-глинистым отложениям мезозоя-кайнозоя [2].

Водовмещающими являются мраморы, трещиноватые серпентиниты, граниты, гранито-гнейсы и карстовые образования. Питание трещинных зон происходит за счет атмосферных осадков, разгрузка осуществляется долинами рек Реж и Липовка. Воды безнапорные, их статический уровень находится на отметках 170-210 м. По химическому составу подземные воды Липовского месторождения гидрокарбонатные кальциевые и кальциево-магниевые с минерализацией до 0,3-0,4 г/л.

На месторождении непрерывно происходят взаимодействия в системе «вода-порода». При выветривании горных пород особенно важны несколько типов реакций, среди которых реакции растворения, гидролиза, ионного обмена и окисления. Наиболее простым из этих процессов является растворение – перевод минералов в форму ионного или коллоидного раствора. Произведения растворимости большинства минералов Липовского месторождения очень малы, поэтому большая часть минералов имеет очень низкую растворимость в природных водах. Характер взаимодействия воды с силикатами сложный, при небольшом объеме контактирующей воды происходит гидратация, а при избытке – гидролиз.

Как видно, важнейшей группой минералов Липовского месторождения являются силикаты и алюмосиликаты. Взаимодействие алюмосиликатов с водой имеет ступенчатый характер. Поэтому на состав конечных продуктов при прочих равных условиях оказывают влияние геохимические параметры среды и состав природных вод. При гидролизе алюмосиликатов в раствор поступают ионы металлов и кремнекислота, аналогично гидролизу силикатов, алюминий в этом случае выносится.

Интенсивность взаимодействия воды с минералами и породами зависит от pH, скорости движения воды, а также от состава и структурных особенностей вмещающей среды. Ионообменные реакции приобретают значимость в ходе образования глинистых минералов, способных к интенсивному обмену катионами и анионами с природными водами, недонасыщенными к большинству элементов. В связи с этим они неравновесны относительно вмещающих пород. Переход химических элементов из водной среды в твердую фазу происходит преимущественно в результате адсорбции и образования гелей.

При взаимодействии природных вод с силикатами происходит замещение катионов металлов ионами водорода, в природные воды переходит не все вещество, а лишь элементы, преходящие в раствор в результате гидролиза [3]. Минералообразующая роль подземных вод оценивается при исследованиях равновесия вод с минералами, точнее, степени их насыщения по отношению к тем или иным минеральным фазам. Определение тенденций преобразования минерального вещества в природных водах Липовского месторождения, использованы диаграммы устойчивости алюмосиликатных минералов в координатах логарифм активности металла к водороду – логарифм активности кремнекислоты.

На диаграммах полей устойчивости, составленных на основе расчетов степени насыщения подземных вод в системе «вода – порода» (при использовании константы равновесия реакций), свидетельством равновесий вод по отношению к тому или иному минералу является положение точек в поле этого минерала. Рассмотрим диаграммы для нескольких систем (рис.1).

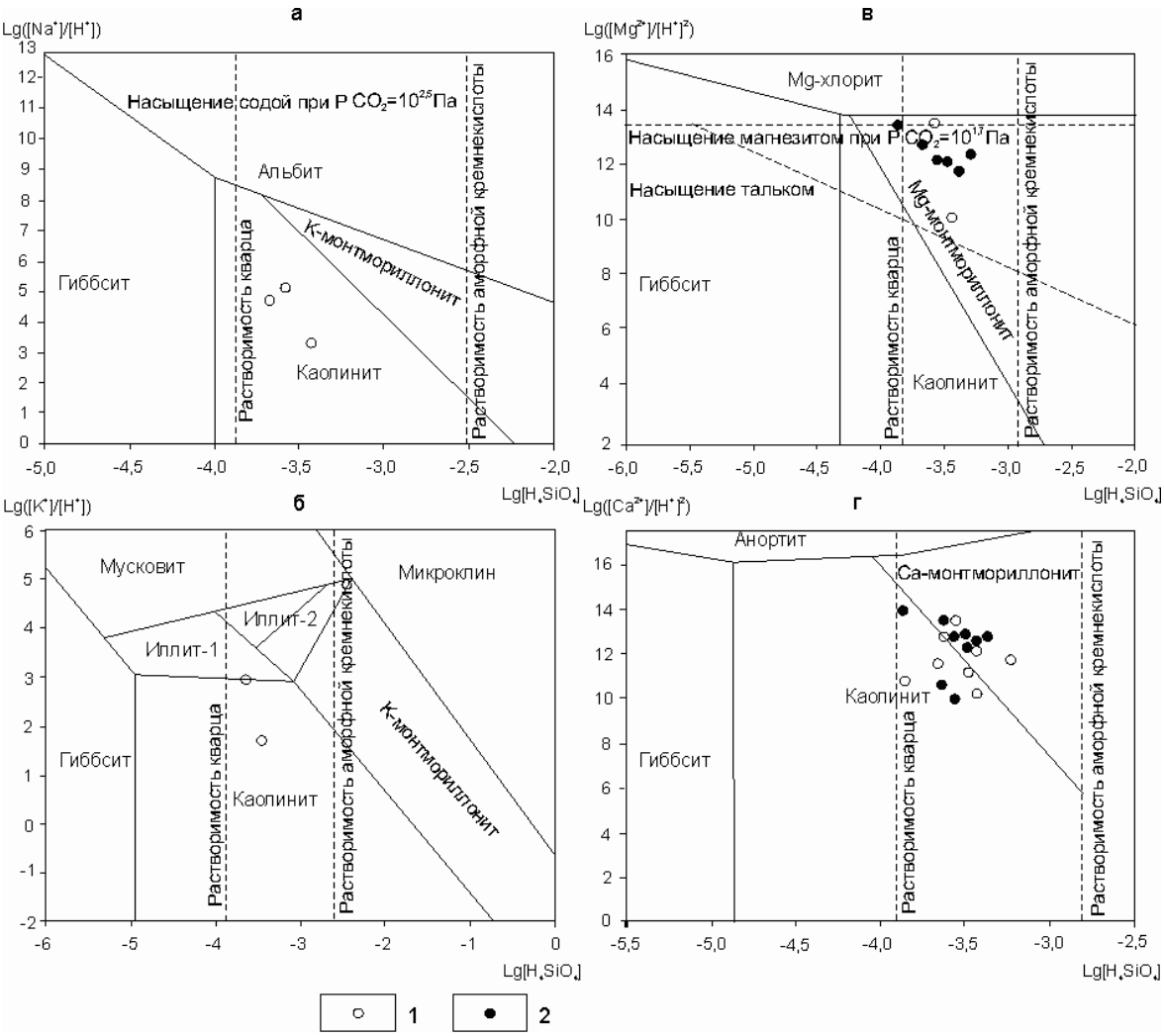


Рис.1 Диаграммы равновесия в системах:
а) $HCl – H_2O – Al_2O_3 – CO_2 – Na_2O – SiO_2$; б) $HCl – H_2O – Al_2O_3 – CO_2 – K_2O – SiO_2$;
в) $HCl – H_2O – Al_2O_3 – CO_2 – MgO – SiO_2$; г) $HCl – H_2O – Al_2O_3 – CO_2 – CaO – SiO_2$.
Стабильные минеральные фазы при 25°C, 10^5 Па и данные по составу поверхностных (1) и подземных (2) вод Липовского месторождения

С ростом активности растворенного кремнезема (при увеличении его концентрации в природных водах), каолинит становится более устойчивым по сравнению с гиббситом, а монтмориллонит более устойчив каолинита [1]. Увеличение активностей Na^+, K^+, Ca^{2+} при связанном с этим возрастанием pH, способствует большей устойчивости монтмориллонита, иллита, полевых шпатов в сравнении с каолинитом.

Все воды Липовского месторождения недонасыщенны относительно первичных алюмосиликатов (альбит, мусковит, анортит, микроклин), а также гиббсита, талька, Na-, K-монтмориллонита, иллита, Mg-хлорита, кремнезема – вторичных алюмосиликатных минералов. Многие из этих минералов – породообразующие в данной среде миграции и в той или иной мере служат источником обогащения вод на протяжении всего времени их пребывания и циркуляции в данной среде. Однако присутствие этих минеральных фаз в ныне возникающих осадках маловероятно.

На диаграмме, показывающей равновесие природных вод Липовского месторождения в координатах $lg[Ca^{2+}]/[H^+]^2$ – $lg[H_4SiO_4]$ точки, отражающие состав вод, показывают их равновесность с Ca-монтмориллонитом, а также с каолинитом. Равновесность поверхностных вод лишь с каолинитом видна и на диаграммах в координатах $lg[K^+]/[H^+]$ – $lg[H_4SiO_4]$ и $lg[Na^+]/[H^+]$ – $lg[H_4SiO_4]$, и слабая тенденция к насыщению воды относительно гидрослюд (иллит-1). Диаграмма в координатах $lg[Mg^{2+}]/[H^+]^2$ – $lg[H_4SiO_4]$, свидетельствует о равновесности природных вод с магнезитом.

Данные гидрогеохимические среды контролируют процессы современного выветривания. Можно заключить, что преобразование минерального вещества Липовского месторождения в гидрогеохимических средах, характеризующих природные воды зоны активного водообмена, происходит в направлении выноса химических элементов вмещающих пород. Равновесными минералами при этом являются каолинит и монтмориллонит, в поля устойчивости которых укладывается большая часть анализов. Значительная часть алюмосиликатных минералов в природных водах Липовского месторождения оказывается неравновесной.

Каолинит, Са-монтмориллонит, в отдельных случаях магнезит, являются своеобразными «сорбентами» для катионов металлов из природных вод Липовского месторождения.

При переходе от поверхностных водотоков к подземным, контролирующих процессы гипергенеза, происходит изменение тенденций преобразования алюмосиликатных минералов [3]. Особенности преобразования минералов при этом зависят от скорости движения природных вод и интенсивности водообмена, значения которых для подержания условий реализации каждого процесса в системе «вода-порода» строго определенные.

Литература

1. Бранлоу, А.Х. Геохимия. Пер. с англ. / Под ред. проф. Д.А. Минеева, А.Х. Бранлоу. – М.: Недра, 1984. – 463 с.
2. Гидрогеология СССР. – М.: Недра, 1972. – Т.14. – 398 с.
3. Зверев В.П. Роль подземных вод в миграции химических элементов / Под ред. В.П. Зверев. – М.: Недра, 1982. – 184 с.

К ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКОМУ МОНИТОРИНГУ ПОДЗЕМНЫХ И КАРЬЕРНЫХ ВОД ЛИПОВСКОЙ ГЕОТЕХНОГЕННОЙ СИСТЕМЫ

Н.А. Бизяев[1], А.И. Ялышева[2]

[1]Уральский государственный горный университет, г. Екатеринбург, Россия
[2]Институт геологии и геохимии им. академика А.Н. Заварицкого, г. Екатеринбург, Россия

Липовская геотехногенная система (ГТС) находится в 20 км северо-западнее г. Реж, к северо-востоку от областного центра г. Екатеринбурга. Она находится на территории Государственного природно-минералогического заказника «Режевской», в пределах национального парка «Самоцветная полоса Урала». Основу Липовской ГТС составляет Липовское силикатно-никелевое месторождение, в настоящее время отработанное и переориентированное (с 1990 г.) на водозабор подземных вод хозяйственно-питьевого качества для города Реж.

По гидрохимическим показателям воды относятся к сульфатным, гидрокарбонатным кальциево-магниевым с минерализацией 0,5 г/л. Учитывая их качественные характеристики и балансовые запасы, они представляют крупнейшее на Среднем Урале месторождение высококачественных подземных вод. По источникам формирования эксплуатационных запасов Липовское месторождение подземных вод не связано с поверхностными водотоками, оно имеет уникальное для Режевского района значение [1-4].

Липовская ГТС представляет типоморфный техногенный ландшафт. Основные элементы, определяющие специфику ее развития – отвалы и карьерные выемки, заполненные геохимически своеобразными водоемами. Регрессивный этап техногенеза в геосистеме наступил после прекращения действия техногенных источников. Он характеризуется последовательным затуханием геомеханических процессов до приближения их характера к фоновой экзогенной геосистеме. В структуре Липовская ГТС геохимические потоки вещества протекают самопроизвольно [5].

Главными водными ресурсами Липовской ГТС, имеющими эксплуатационно-хозяйственное значение, являются месторождение питьевых вод (трещинные, трещинно-карстовые и карстово-трещинные воды) и техногенно-измененные подземные воды, заполняющие карьерные выработки. Данные источники вод объединяет гидродинамическое и геохимическое развитие в пределах одной территории [1-2].

Исследования Бизяева Н.А. и др. с 2001 г. показали возможность гидрогеохимического мониторинга подземных и карьерных вод, которые неразрывно связаны единой геохимической системой распределения вещества. Миграция макрокомпонентов в подземных водах Липовской ГТС осуществляется в виде собственных простых ионов. Роль комплексных соединений при этом малозначительна, представлены они преимущественно сульфатными и в меньшей степени гидрокарбонатными формами. В поверхностных водах миграция микрокомпонентов осуществляется почти целиком в виде свободных ионов. В подземных водах такие микрокомпоненты-металлы как Cu, Zn, типоморфные Ni, Co, Mn мигрируют в основном в виде собственных ионов. Свинец и кадмий, напротив, не имеют форм миграции в виде свободных ионов. В гидроксидной форме осуществляется миграция железа и алюминия. Основной типоморфный элемент Липовской ГТС – никель, устойчив в водной среде в степени окисления 3+ в форме миграции $Ni(OH)_3$, в степени окисления 2+ в форме свободного иона Ni^{2+} при окислительных условиях, а при снижении окислительного потенциала и увеличении pH в гидроксидной, сульфатной, гидрокарбонатной и карбонатной формах.

Мониторинг вод Липовской ГТС показывает, что даже при самопроизвольном процессе рекультивации они находятся в состояния стационарного равновесия по значимым компонентам. В данной зоне даже комплексное воздействие природных условий, которое определяется спецификой ландшафта, практически не влияет на их качество.

Но стоит отметить, что рекультивация Липовской ГТС не была проведена в полном объеме: главные мероприятия, направленные на защиту водозабора, выполнены не были, в связи с чем можно прогнозировать в дальнейшем деградацию качества подземных вод при прогрессировании настоящих процессов. Лесопосадки на отвалах карьеров выполнены не в полной мере и в настоящее время территория месторождения предана самопроизвольной рекультивации. Кроме того, в пределах Липовской ГТС существуют зоны, которые в последнее время испытывают интенсивную рекреационную нагрузку. Это, в свою очередь, может также негативно сказаться на состоянии качества потребляемой воды.

В заключение стоит отметить, что на регрессивном этапе техногенеза дальнейшая бесконтрольная трансформация водных объектов Липовской геотехногенной системы, наряду с созданием рекреационной зоны в

ее пределах, приведет к изменению химического состава вод карьерных озер и, как следствие, эксплуатируемых подземных вод. Это может стать причиной потери месторождения высококачественных подземных вод.

Литература

1. Бизяев Н.А. Сущность неопочвообразования Липовской геотехногенной системы (Средний Урал) // Материалы Уральской горнопромышленной декады 3-13 апреля 2006 г. – Екатеринбург: Изд. УГГУ, 2006. – С. 249 – 250.
2. Бизяев Н.А. Гидрогеохимия Липовской геотехногенной системы на регрессивной стадии техногенеза // Экологические проблемы. Взгляд в будущее: Материалы IV Научно-практической конференции. – Ростов-на-Дону: СОУ «Лиманчик», 2007. – С. 76 – 80.
3. Бизяев Н.А. Черты гидродинамики Липовской геотехногенной системы // Науки о Земле: Третья Сибирская международная конференция молодых ученых. – Новосибирск: ОИГГМ СО РАН, 2006. – С. 34 – 35.
4. Волков С.Н., Емлин Э.Ф., Кецко О.Г. Город Реж и его окрестности: природа, техника, человек. – Екатеринбург: Реж., 1992. – 150 с.
5. Емлин Э.Ф. Техногенез колчеданных месторождений Урала. – Свердловск: Изд. УрГУ, 1991. – 256 с.

ОСОБЕННОСТИ ПОВЕДЕНИЯ МЫШЬЯКА В ПОДЗЕМНЫХ ВОДАХ

Л.Д. Власкина
Научный руководитель профессор Н.А. Колпакова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Мышьяк – химический элемент, который издревле известен своей высокой токсичностью. В связи с этим исследователями большое количество работ посвящено изучению степени токсичности его различных форм, возможности перевода их в менее токсичные, контролю содержания мышьяка в природных и производственных объектах [1].

Наряду с этим, широкое применение мышьяка в промышленности привлекает внимание исследователей не только в целях экологической безопасности. Этот химический элемент значительно усложняет технологию металлургического процесса, являясь одной из постоянных примесей в сырье тяжелых, цветных и благородных металлов. Мышьяк препятствует полному извлечению основных элементов, вследствие чего требуется дополнительная обработка руды [2].

Способность мышьяка концентрироваться совместно со многими промышленно важными элементами может быть не только проблемным, но и полезным его свойством. Так как мышьяк входит в состав многих руд в качестве примеси, то по его содержанию в природных объектах анализа можно делать предварительные прогнозы о залежах, например, золотых, ртутных, сульфидных, мышьяковых и полиметаллических руд.

При протекании всех геохимических процессов в природе, особенно важной является исключительная роль воды. При этом подземные воды представляют собой наиболее активную часть зоны гипергенеза. Поэтому изучение подземных вод способствует познанию процесса рудообразования. Повышенная концентрация мышьяка в подземных водах месторождений определяется различными процессами разложения мышьяксодержащих соединений, неустойчивых в зоне окисления [3].

В настоящей работе рассмотрена взаимосвязь концентрации мышьяка в подземных водах гумидного климата некоторых районов кемеровской области с рядом составляющих. Исследование распределения мышьяка проводилось в Промышленновском, Яйском, Крапивинском, Топкинском, Кемеровском, Беловском и др. районах. В основу работы положены материалы гидрогеохимических исследований проблемной научно-исследовательской гидрогеохимической лаборатории учебно-научно-производственного центра «Вода» Института геологии и нефтегазового дела ТПУ, проведенных в 2007 году.

Отбор проб проводился из скважин. Консервация емкостей с пробами выполнялась непосредственно на водопунктах в соответствии с определяемыми элементами. Определение массовой концентрации мышьяка осуществлялось методом инверсионной вольтамперометрии (ИВ) на вольтамперометрическом анализаторе типа ТА. Индикаторным электродом служил углеродсодержащий электрод, модифицированный золотом. Электрод сравнения – хлоридсеребряный при концентрации KCl 1 моль/дм^3. Используемым в качестве фонового электролита сульфитом натрия одновременно устранялось мешающее влияние кислорода. Мешающее влияние органической матрицы пробы, цинка, меди и железа устранялось в процессе пробоподготовки.

Анализ полученных данных показал, что содержание мышьяка в исследуемых подземных водах колеблется от 0,12 до 6 мкг/дм^3. Однако в большинстве случаев его содержание не превышает 1 мкг/дм^3. Подземные воды исследуемых районов в основном пресные, гидрокарбонатные кальциевые со степенью минерализации от 317 до 897 мг/дм^3. По кислотно-щелочным свойствам воды нейтральные с pH от 7,0 до 8,2. Воды районов умеренно-жесткие, со средней общей жесткостью 6,1 мг*экв/дм^3, в отдельном случае достигающей 10,5 мг*экв/дм^3 (Беловский район, п. Поморцево).

Исследование закономерностей содержания мышьяка показало, что его концентрация увеличивается с ростом степени минерализации и сдвигом pH в кислую область (рис.1).

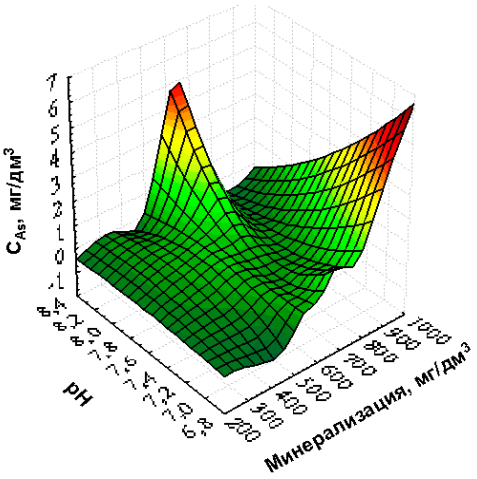


Рис.1 Зависимость содержания мышьяка от степени минерализации и pH

На рисунке 1 также можно увидеть часть графика, где рост концентрации мышьяка сопровождается сдвигом pH в щелочную сторону. Такое явление связано с тем, что мышьяк является элементом с широким геохимическим диапазоном водной миграции и находится в водах преимущественно в виде анионов мышьяковой и мышьяковистой кислот [3]. Анионы этих кислот образуют более растворимые соединения с натрием, чем таковые, например, с кальцием и магнием. Вследствие этой разницы растворимости содержание мышьяка в водах также будет различным. Известна тенденция накопления мышьяка в водах гидрокарбонатного-натриевого состава с увеличением натрия, степени минерализации и pH. Как видно из таблицы, среднее содержание мышьяка в пробах HCO_3-Na-Ca типа составляет 0,37 мкг/дм^3. Это содержание мышьяка больше, чем в пробах HCO_3-Cl-Ca или HCO_3-SO_4-Ca-Na типов, где значения pH находятся в интервале от 7,43 до 7,6 и, казалось бы, концентрация мышьяка должна быть выше.

Таблица

Содержание мышьяка в химических типах подземных вод кемеровской области

Химический тип	Количество проб, %	pH		Общая минерализация, мг/дм^3		Среднее содержание мышьяка в пробах, мкг/дм^3
		пределы	среднее	пределы	среднее	
HCO_3-SO_4-Ca	41	6,96-8,16	7,56	317-897	607	1,66
HCO_3-Ca	15	7,49-8,00	7,75	520-645	583	1,64
HCO_3-Cl-Ca	11	7,43-7,60	7,52	423-680	552	0,32
HCO_3-Na-Ca	29	7,3-8,0	7,65	474-724	599	0,37
HCO_3-SO_4-Ca-Na	4	7,5	7,5	716	716	0,2

Аналитические данные, приведенные в таблице, показывают, что самое большее среднее содержание мышьяка наблюдается в водах HCO_3-SO_4-Ca типа (1,66 мкг/дм^3), наименьшее – в водах HCO_3-SO_4-Ca-Na типа (0,2 мкг/дм^3). Степень минерализации при этом приблизительно одинакова и составляет около 600 мг/дм^3.

Одними из наиболее интересных результатов исследований можно назвать взаимосвязь содержаний мышьяка с некоторыми элементами пробы. Увеличению концентрации мышьяка сопутствует рост содержаний Cl, Fe, Cu, Si, K, органических компонентов, наличие CO_3^{2-}. Особенно ярко прослеживается зависимость As-Cu, что приведено в качестве примера на рис.2.

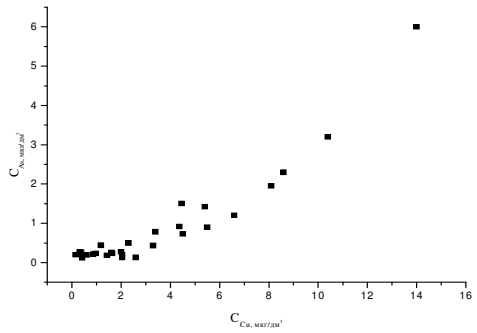


Рис.2 Зависимость содержания мышьяка от концентрации меди

Таким образом, основной выявленной особенностью в поведении мышьяка в подземных водах некоторых районов Кемеровской области является увеличение его содержаний с повышением минерализации вод, одновременно с которой происходит изменение химических типов вод и pH.

Литература

1. Немодрук А.А. Аналитическая химия мышьяка. – М.: Наука, 1976. – 244 с.
2. Копылов Н.И., Каминский Ю.Д. Мышьяк. – Новосибирск: Сиб. Унив. Изд-во, 2004. – 367 с.
3. Крайнов С.Р., Рыженко Б.Н., Швец В.М. Геохимия подземных вод. Теоретические, прикладные и экологические аспекты. – М.: Наука, 2004. – 677 с.

ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ РАЙОНОВ АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

В.А. Воробьев
Научный руководитель профессор Е.М. Дутова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время в России работают десять атомных электростанций с 31 реактором разного типа установленной мощностью свыше 23,24 ГВт; проектируются и строятся новые АЭС. Поэтому крайне актуальна проблема обеспечения геоэкологической безопасности АЭС. Строительство АЭС предъявляет жесткие требования к геологическим и инженерно-геологическим разработкам. При проведении инженерных изысканий и исследований для выбора площадки строительства АЭС должны учитываться санитарные, метеорологические, сейсмические и гидрогеологические условия района. При выборе района и площадки для размещения АЭС должны быть учтены следующие процессы, явления и факторы природного и техногенного происхождения [1].

Гидрометеорологические процессы и явления: наводнения, цунами, ледовые явления на водотоках (заторы), режим прибрежной зоны водохранилищ, изменение водных ресурсов (экстремально низкий сток, аномальное снижение уровня воды), смерчи, ветер, осадки, экстремальные снегопады и снегозаносы, температура воздуха, гололед, удары молнии.

Геологические и инженерно-геологические процессы и явления: разрывные сейсмотектонические смещения, сейсмодислокации, сейсмотектонические поднятия, опускания блоков земной коры, современные движения земной коры, остаточные сейсмодеформации земной коры, землетрясения, извержения вулканов, оползни, обвалы, селевые потоки, лавины снежно-каменные и щебнисто-глыбовые, размывы берегов, склонов, русел, провалы и оседания территории, размывы подземные, в том числе проявления карста, мерзлотно-геологические (криогенные) процессы, деформации специфических грунтов.

Факторы, создающие внешние воздействия техногенного происхождения (техногенные факторы): прорыв естественных или искусственных водохранилищ, падения летательных аппаратов и других летящих предметов, пожары по внешним причинам, взрывы на объектах, выбросы в атмосферу взрывоопасных, воспламеняющихся, токсичных паров, газов и аэрозолей; коррозионные жидкие сбросы в поверхностные и грунтовые воды, электромагнитные импульсы и излучения.

АЭС нельзя строить вблизи тектонических разломов, щелей, трещин и т.д. В США, например, атомные станции строят не ближе, чем в 20–25 км от тектонически активных разломов, селевых потоков. Строительство АЭС предъявляет особые, качественно иные требования и к грунту, который должен выдерживать нагрузку в пределах от 5 до 8 кг/см^2 (скальный грунт). Недопустимо строительство АЭС на карстовых грунтах. Карст – совокупность явлений, связанных с деятельностью воды (поверхностной и подземной) и выражающейся в растворении горных пород и образовании в них пустот разного размера и формы. Карстообразование может начаться вследствие эксплуатации самой АЭС, поскольку выбрасываемая ею горячая вода может активизировать нежелательные геологические процессы. Правда, АЭС можно строить и на песчаном грунте и, как говорят специалисты, на любом грунте, но для этого нужно забить соответствующие сваи, так, чтобы они «сели» на кристаллические породы, которые по инженерным соображениям должны находиться на глубине, не превышающей 30-50 м. При этом необходимо соблюсти требования надежной защиты водоносного горизонта.

Нельзя располагать АЭС в области питания водоносных горизонтов, то есть близко к грунтовым водам. Так, если грунтовые воды залегают на глубине менее 3-5 м, то атомную станцию ставить нельзя. Идеальным вариантом будет тот, когда водоносный горизонт представляет собой вид артезианского бассейна, что возможно лишь в условиях кристаллических пород. Особое внимание должно быть обращено на гидрогеологические условия при выборе надежной системы долговременного хранения жидких и твердых радиоактивных отходов.

Нельзя располагать АЭС вблизи тепловых электростанций (ТЭС). За счет испарения влаги на АЭС и соединения ее с аэрозолями, образующимися вследствие работы ТЭС, создается в конечном счете эффект кислотных дождей. Работа самой АЭС не создает эффекта кислотных дождей.

АЭС не должны размещаться на черноземных землях, поскольку это продовольственный (биоклиматический) потенциал. При отчуждении ценнейших земель под АЭС возникает необходимость вкладывать деньги в "поднятие целины" на новых участках.

Согласно существующим нормативам для каждой АЭС должна предусматриваться санитарно-защитная зона и зона наблюдения. В санитарно-защитной зоне запрещается размещение жилых зданий, детских и лечебно-оздоровительных учреждений, а также промышленных предприятий, пищевых объектов, подсобных и иных сооружений, не относящихся к АЭС.

Выбор участков для размещения действующих и строящихся АЭС на территории России выполнялся на основе существовавших на момент проектирования норм и правил размещения и строительства объектов ядерно-топливного цикла (ОЯТЦ). За прошедшее время большинство из этих норм были существенно пересмотрены и дополнены в соответствии с новыми российскими и международными стандартами. В частности, имеется требование МАГАТЭ о необходимости исследования геодинамического режима в радиусе до 200 км от АЭС. Такие требования не выполнены в полной мере в настоящее время для большинства российских АЭС. Ужесточение требований к безопасности АЭС идет в условиях отсутствия достаточных знаний о состоянии

земной коры, когда не решены вопросы долгосрочного прогноза стабильности и устойчивости геологической среды, являющейся основой фундамента реакторов.

В настоящее время практически все АЭС действуют и строятся в европейской части к западу от линии Волга - Волго-Балтийский канал, где проживает около 60 процентов населения страны. Здесь осуществляется основное производство промышленной и сельскохозяйственной продукции, имеются наиболее продуктивные в сельскохозяйственном отношении земли, сосредоточены громадные историко-культурные, природные и ландшафтные ценности. Мощные АЭС России расставлены в верховьях основных источников питьевых вод и, тем самым, в наиболее уязвимых, с экологической точки зрения, местах. География размещения российских АЭС: Санкт-Петербург, Курск, Смоленск, Ростов-на-Дону, Воронеж, Саратов, Свердловск, Калинин. Многие АЭС России расположены на ценнейших черноземах. Некоторые АЭС, в частности Ленинградская, сооружены в районах, где есть избыток электрообеспечения, поэтому одновременно с их строительством приходилось протягивать линии электропередачи в другие районы, то есть терять 10 % электроэнергии на каждую тысячу км линии электропередачи.

В настоящее время широко распространено мнение, что строить новые АЭС надо подальше от густонаселенных районов страны – в пустынях, тундре, горах.

Примером соответствия Требованиям к размещению атомных станций может служить Балаковская АЭС (первоначальное название – Приволжская АЭС), расположенная на территории северной части Саратовской области, в 8 километрах к северо-востоку от перспективной застройки г. Балаково. При выборе местоположения района и площадки строительства Приволжской АЭС были рассмотрены 11 альтернативных вариантов размещения промплощадки. После рассмотрения природных, экономических, демографических и других факторов была выбрана Натальинская площадка, расположенная в Балаковском районе Саратовской области. Ориентация площадки принята из условий наилучшего вписывания контура площадки в формы участка малоценных земель с учетом наиболее удобных подходов к ней трасс подъездных дорог и выводов коридоров высоковольтных линий. Санитарно-защитная зона радиусом 3 км свободна от жилой застройки. Зона наблюдения радиусом 30 км вокруг станции захватывает территории по обоим берегам р. Волги. Правобережная часть зоны находится в пределах Приволжской возвышенности. На востоке возвышенность круто обрывается в сторону р. Волги расчлененным уступом. Вся правобережная часть сильно расчленена. Левобережный район – равнинно-низменный. Рельеф понижается ступенями с севера на юг и с востока на запад. Речные долины разделяют Заволжье на широкие междуречья с пологими склонами. Территория характеризуется развитой речной сетью, особенно Правобережье. Все реки принадлежат бассейну р. Волги. В районе г. Балаково действует Саратовская ГЭС, образовано водохранилище с площадью зеркала 1830 км^2, длиной 336 км. Максимальная глубина 33 м, средняя – 7 м. Ширина водохранилища в пределах 30-ти километровой зоны – 4-10 км. Уровень воды колеблется в течение года в пределах 1-2 м. На левом берегу водохранилища на второй надпойменной террасе расположена Балаковская АЭС. Южнее плотины ГЭС р. Волга протекает в естественном русле. На сегодняшний день выбранная ранее площадка Балаковской АЭС соответствует требованиям современных правил и норм по ядерной и радиационной безопасности и другим нормативным документам, входящим в систему правил и норм Госатомнадзора России.

Примером грубейших нарушений «Требований к размещению атомных станций», «Правил и норм в атомной энергетике» является проект Татарской АЭС. В этом проекте были проигнорированы важнейшие проблемы: выбор промплощадки для АЭС, геолого-тектонические, сейсмические, гидрогеологические условия в месте строительства. Промплощадка Татарской АЭС была спроектирована непосредственно на тектонически активном Камском разломе. Серия землетрясений, особенно в 1989 году, подтвердила, что промплощадка Татарской АЭС расположена в сейсмически активном регионе. Как оказалось, эта зона является одной из самых активных в Евро-Азиатском материке. Генератором землетрясений является Камский разлом в среднем и нижнем течении Камы. Гидрогеологи выполнили полномасштабное исследование непосредственно на промплощадке Татарской АЭС и выявили крайне сложную гидрогеологическую обстановку в регионе строительства атомной станции. АЭС проектировалась в распаде сразу трех рек, в том числе Волги и Камы, и авария на ней была чревата национальным бедствием. При выборе промплощадки АЭС было допущено еще одно серьезнейшее нарушение: ее разместили ниже плотины Нижнекамского водохранилища. Причем в ближайшие годы предполагается подъем уровня Нижнекамского водохранилища. Кроме того, промплощадка Татарской АЭС оказалась вблизи перспективных месторождений нефти и газа. Специалисты геологических служб подготовили и провели высокопрофессиональную экспертизу, результаты которой предотвратили дальнейшее проектирование и строительство Татарской АЭС на такой проблемной площадке.

В настоящее время для обеспечения геоэкологической безопасности АЭС необходим прогноз воздействия на нее геологической среды. Нужны надежные критерии оценки и прогноза устойчивости той части геологической среды, которая связана с устойчивостью конструктивных элементов АЭС (фундаменты реакторов, крепь подземных сооружений, опалубка хранилищ радиоактивных отходов (РАО) и т.п.). Необходима разработка требований к условиям размещения АЭС, учитывающих геодинамическую эволюцию среды. Значение этой проблемы возрастает с каждым годом в связи с назревшей необходимостью утилизации огромного объема РАО, накопленных на территории РФ.

Современные технические средства исследования деформаций земной коры (методы космической геодезии) и построения пространственно-временных моделей геомеханических и геодинамических процессов дают принципиальную возможность установления связей между деформированием и изменением структуры породных массивов и грунтов, как результата интегрированного воздействия природно-техногенных факторов на устойчивость объектов атомных электростанций.

Литература

1. Размещение атомных станций. Основные критерии и требования по обеспечению безопасности. Федеральные нормы и правила в области использования атомной энергии НП-032-01. – Утверждены постановлением Госатомнадзора России от 8 ноября 2001 г. – М., 2001. – №10.

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ В СИСТЕМЕ «ВОДА – ПОРОДА» В ЗОНЕ ВЛИЯНИЯ ГОРНО-ОБОГАТИТЕЛЬНЫХ КОМБИНАТОВ

Т.В. Воронина, Л.А. Носова
Научный руководитель старший научный сотрудник Н.П. Шерстюк
Днепропетровский национальный университет, г. Днепропетровск, Украина

Добыча железных руд на территории Северного горно-обогатительного комбината Кривбасса ведется карьерам способом, что приводит к образованию не только огромных пустот (карьеров), а также появлению складируемых «хвостов» обогащения (хвостохранилищ). В хвостохранилище складируются те руды, процентное содержание добываемых элементов в которых ниже промышленного, необходимого по технологии, либо складируются отработанные «хвосты», после извлечения полезных компонентов. Здесь складируются около 685 млн. т такой руды, занимая 1295 га площади (из них на само хвостосхранилище приходиться 980,0 га, а на пруд оборотной воды – 315,0 га), длиной – 17,3 км (хвостохранилище – 11,0 км, ставок – 6,3 км) [3].

Отработка месторождений полезных ископаемых, ведение на них горно-технических и технологических работ приводят к активным физико-химическим процессам, в результате которых образуются разнообразные техногенные минералы и минеральные образования [1].

Б.Б. Полынов [2] выделил четыре стадии выветривания, характеризующие единый протекающий во времени непрерывный процесс гипергенеза.

Первая стадия выветривания характеризуется преобладающей ролью физических факторов выветривания с образованием крупнообломочных и мелкозернистых продуктов механического распада массивных горных пород.

Вторая стадия характеризуется щелочной реакцией среды за счет извлечения в раствор оснований при гидролизе минералов. На этой стадии образуются вторичные минералы в результате окисления, гидратации, гидролиза и карбонатизации первичных минералов. Среди вторичных алюмосиликатов на этой стадии преобладают минералы группы монтмориллонита и нонтронит. При относительном избытке в породах кальция в продуктах выветривания происходит накопление карбоната кальция, нередко образующего корку на обломках массивных пород, Б.Б. Полынов именует эту стадию “обызвесткованной” или насыщенной сиаллитной корой выветривания”; наибольшее распространение она имеет в условиях умеренного климата при выветривании изверженных и метаморфических пород.

Третья стадия – остаточной ненасыщенной сиаллитной коры выветривания – характеризуется дальнейшим выносом из продуктов выветривания щелочных и щелочноземельных элементов, вследствие чего реакция среды становится кислой. В этой обстановке среди вторичных алюмосиликатов преобладают галлуазит и каолинит. Развитие этой стадии выветривания имеет место в условиях замедленной денудации и относительно более обильного увлажнения.

На четвертой стадии образуется остаточная аллитная кора выветривания, характеризуемая накоплением окислов кремния, железа и алюминия. Развитие ее определяется сочетанием активного химического выветривания с замедленной денудацией в условиях жаркого и влажного климата.

В зоне гипергенеза усиливаются специфические процессы (окисление, растворение и т.д.) благодаря возрастающему механическому воздействию, доступу кислорода и воды. Происходит минералообразование, связанное с техногенными растворами. Техногенные растворы, имеющие значительные масштабы на изученных рудопроявлениях, представляют собой "жидкие руды" - попутное поликомпонентное сырье, в котором минералы находятся в технологически оптимальной форме. Там, где "жидкие руды" не подвергаются промышленной переработке, они активно выносятся в грунтовые воды.

Таким образом, на территории СевГОКа можно отметить следующие физико-химические процессы зоны гипергенеза: окисление, гидратация (в хвостохранилищах) и гидролиз алюмосиликатов в подземных водах на территории обогатительных фабрик.

Один из наиболее распространенных процессов изменений минералов в зоне гипергенеза – гидролиз. Его можно рассматривать как реакцию между ионами воды (H^+ и OH^-) и ионами минералов. В ходе гидролиза первичная кристаллическая структура минерала нарушается, перестраивается и может оказаться полностью разрушенной, а также заменена новой, существенно отличной от первоначальной и соответствующей вновь образованным гипергенным минералам. В ряде случаев гипергенное преобразование силикатов и алюмосиликатов под влиянием воды, углекислоты и органических кислот протекает стадийно с образованием различных глинистых минералов [4]. Примером может служить гидролиз полевых шпатов с образованием каолинита:

$$7NaAlSi_3O_8+6H^++20H_2O = 3Na_{0.333}Al_{2.33}Si_{3.67}O_{10}(OH)_2+10H_4SiO^0_4+6Na^+$$

альбит монтмориллонит

$$6Na_{0.333}Al_{2.33}Si_{3.67}O_{10}(OH)_2+2H^++23H_2O = 7Al_2Si_2O_5(OH)_4+8H_4SiO^0_4+2Na^+$$

монтмориллонит каолинит

Хвостохранилище Северного горно-обогатительного комбината расположено в северной части г. Кривого Рога в балке Петрикова. Введено в эксплуатацию в 1963 р. Склоны и ложе балки в границах хвостохранилища вскрывают новопетровско-межигорские песчаные и четвертичные суглинистые отложения. Хвостохранилище выполнено без противофильтрационной защиты.

Территория в геоморфологическом отношении приурочена к степной аккумулятивно-денудационной равнине с общим уклоном поверхности рельефа в юго-восточном направлении к долине р. Саксагань. Абсолютные отметки поверхности изменяются от 130,0 – 140,0 м на водоразделах до 55,0 – 60,0 м в долине р. Саксагань. Большая часть территории, которая прилегает к хвостохранилищу, используется как пахотные земли.

На территории Северного ГОКа наблюдаются три основных водоносных горизонта:

- водоносный горизонт четвертичных отложений (Q);
- водоносный горизонт неоген-палеогеновых отложений (Ni_pi);
- водоносный горизонт трещиноватой зоны кристаллических пород (PR-AR).

В толще четвертичных отложений выделяется два водоносных горизонта - в лессовидных суглинках и аллювиальных отложениях долины реки Саксагань.

Режим грунтовых вод находится под непосредственным влиянием метеорологических и техногенных факторов, поэтому для грунтовых вод характерен нарушенный и смешанный режим.

В лессовидных суглинках до эксплуатации хвостохранилища встречались отдельные линзы «верховодки» мощностью 2 – 3 м, которые залегали на водоупорных красно-бурых глинах и суглинках. Таким образом, особенностью данного района есть то, что до строительства хвостохранилища в 1962 г. здесь практически отсутствовал водоносный горизонт в четвертичных суглинках. Образовался он в результате хозяйственной деятельности человека и имеет техногенное происхождение.

Химический состав подземных вод данной территории очень сложный. В связи с тем, что на исследуемой территории геохимическая обстановка нарушена, подземные воды характеризуются большим разнообразием ионного состава и степенью минерализации, при этом максимальная минерализация подземных вод совпадает с минимальными уровнями и наоборот.

Исследования были проведены по результатам базы данных химического анализа воды из 84 скважин, расположенных на территории СевГОКа (с 1978 г. по 2006 г.).

Химический тип подземных вод в зависимости от расположения техногенных объектов очень разнообразен. В гидротехнических сооружениях вода соленая, хлоридно-сульфатная натриево-магниевая, очень жесткая, среда нейтральная. В контуре хвостохранилища вода в основном солоноватая, тип воды разнообразный (сульфатно-хлоридная натриево-магниевая, хлоридно-сульфатная натриево-магниевая, сульфатно-гидрокарбонатная натриево-магниевая, хлоридная магниево-натриевая, сульфатная натриево-магниевая), очень жесткая, среда щелочная, а в скважинах 2124, 1126, 1888, расположенных в юго-заподном направлении от хвостохранилища – кислая.

В аллювиальных отложениях близ реки Саксагань воды пресные, хлоридно-сульфатные натриево-магниевые, жесткие и умеренно жесткие. По величине pH от кислых (скв.596) до щелочных (скв.603). В районе скважины 2148 вода слабосолоноватая, сульфатно-хлоридная натриево-магниевая, очень жесткая, среда щелочная.

Подземные воды в новопетровско-межегорских отложениях являются пресными (до солоноватых). Пресная вода в основном гидрокарбонатная, мягкая и умеренно жесткая. В скважине 19 среда на протяжении исследуемого времени менялась с кислой на щелочную и с щелочной на кислую. Слабосолоноватые воды сульфатно-хлоридные магниево-натриевые, очень жесткие. По величине pH от весьма кислых (скв.1071) до щелочных. В районе основной плотины воды солоноватые, в основном сульфатно-хлоридные натриево-магниевые, жесткие и очень жесткие. По величине pH весьма кислые (скв.1071), а на севере участка – высоко щелочные (скв. 1785).

Подземные воды трещиноватой зоны кристаллических пород преимущественно пресные, по ионному составу разнообразные, от очень мягких до умеренно жестких, среда щелочная. В районе основной плотины и левого борта балки Петрикова воды слабосолоноватые, жесткие и очень жесткие. По величине pH среда щелочная.

По результатам исследования полученные данные были объединены и разбиты по зонам с разными кислотно-щелочными условиями. Это дало нам возможность сделать такие выводы: в южной и юго-восточной части территории наблюдаются переходы с нейтральной в кислую среду (pH 7,8 до pH 4,8) в восточной части установились щелочные условия – pH до 10,0; а в юго-восточной части исследуемой территории наблюдаются скачкообразные изменения кислотно-щелочных условий.

В соответствии с градацией Б.Б. Полынова для исследуемой территории характерна вторая стадия выветривания, но интенсивные техногенные процессы изменяют сформированную прежде зону гипергенеза, расширяя ее границы, значительно углубляя окислительные процессы. Горные породы подвергаются денудации в результате их выветривания. Этот процесс приводит к появлению рыхлых (дисперсных) новообразований зоны гипергенеза, существенно отличных по своим физическим свойствам от исходных коренных пород, что фактически переводит исследуемую территорию по характеру выветривания из второй стадии в третью.

Формирование вторичной минеральной фазы представляет собой, в сущности, зарождение качественно новой системы, состоящей из новых (дополнительных) структурных элементов, которые более упорядочены, приспособлены к условиям среды и поэтому из локальной области (точки зарождения), постепенно расширяясь, захватывают или отвоевывают все новое и новое геологическое пространство.

Литература

1. Оллиер К. Выветривание: Пер. с англ. – М., 1987. – 126 с.
2. Полынов Б.Б. Кора выветривания// Избр. труды. – М., 1956. – 255 с.
3. Физико-географический очерк территории Криворожского горнопромышленного района. Отчет Криворожской геологоразведовательной партии Л.Н. Булова. Кривой Рог. – 1990. – 125 с.
4. Яхонтова Л. К., Грудев А. П., Зуев В. В. Энергетические аспекты стадийности гипергенеза // Вестн. МГУ. Сер. геол. – М., 1997. – №2. – С. 33 – 37.

АНАЛИЗ КАЧЕСТВА ПОДЗЕМНЫХ ВОД БАССЕЙНА СРЕДНЕГО ТЕЧЕНИЯ РЕКИ КАТУНЬ

К.А. Головачева
Научный руководитель аспирант Ю.Ю. Лоханова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одна из фундаментальных проблем гидрогеохимии – проблема загрязнения подземных вод, так как в результате фильтрации сточных вод в водоносные горизонты происходит ухудшение качества подземных вод. Население в основной своей массе использует воду из подземных водоносных горизонтов, так как такая вода более защищена от воздействия техногенных факторов.

Район исследования, бассейн среднего течения р. Катунь, охватывает южную часть Катунского антиклинория и переходную зону между Уймено-Лебедским и Ануйско-Чуйским прогибами (синклинориями). (В.С. Кусковский, 1965). Климат изучаемой территории умеренный резко континентальный.

Среднегодовые температуры – положительные, 0,5 – 2,1^{o}С.

Рельеф, образованный за счет сильных поднятий конца неогеновых- начала четвертичного периодов, сохраняется до настоящего времени.

Главная водная артерия рассматриваемого района – р. Катунь в ее среднем течении (от устья р. Коксы до устья р. Сумульты)

Гидрологический режим рек бассейна среднего течения р. Катунь многообразен, его определяют факторы климатические и подстилающей поверхности: рельеф, геологическое строение, почво-грунты, растительность, озерность и заболоченность бассейна. Существенное (зачастую негативное) влияние на жизнь рек оказывает хозяйственная деятельность человека.

Главной фазой водного режима является половодье, в районе исследования наблюдается в весенне-летнее время. На этот период приходится большая часть годового стока.

В основном подземные воды горных областей являются слабоминерализованными. Их минерализация резко повышается только в том случае, если проявляются процессы континентального засоления. Они, как правило, нейтральные или слабощелочные. Кислые воды формируются только в том случае, когда протекают процессы окисления сульфидных минералов (Ю.Ю. Лоханова)

Обобщение результатов исследований позволило оценить качество подземных вод бассейна среднего течения р. Катунь, то есть соответствие определенным санитарно-токсикологическим нормативам, где определяющим показателем является ПДК химических веществ (табл.).

Таблица

Средние концентрации компонентов в источниках подземных вод бассейна среднего течения р.Катунь (данные Домрачевой Е.В., Лохановой Ю.Ю., 2003 – 2006 гг.)

Показатель	Нормативы (ПДК)	НПБЗК мг/л	Толгоек	Дорож-ный	Скаль-ный	Водослив-ный	Каинзарс-кий	Питье-вой	Куюсс-кий	Бельe-вой
Алюминий, Al	0,5	0,375	0,467	0,0615	0,061	0,0535	0,356	0,019	0,0165	0,0325
Барий, Ba	0,1	0,02	0,066	0,035	0,027	0,021	0,024	0,032	0,018	0,03
Бром, Br	0,1	0,1875	0	0	0,03	0,04	0,14	0,08	0,05	0,06
Железо, Fe	300 (1000)	0,375	0,3	0,1	0,1	0,2	<0,1	0,1	0,1	<0,1
Кадмий,Cd	0,1	0,0025	0,0005	0,0003	0,0006	0,0005	0,0004	0,0003	0,0004	0,0004
Калий, K	-	75	1,3	1	1,1	0,9	1,5	0,75	0,8	1,2
Кальций,Ca	-	7,5	55	56	66	62	63	72	53	74
Кремний, Si	10	0,25	4,4	4,5	3,8	4,1	4,6	5	5,2	5
Литий, Li	0,03	0,025	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Магний, Mg	-	7,5	13	20	23	14	12,2	9,8	12,5	9,4
Марганец, Mn	10	0,0925	0,065	0,014	0,02	0,03	0,05	0,03	0,02	0,005
Медь, Cu	100,0	0,0875	0,01	0,016	0,018	0,036	0,01	0,01	0,025	<0,01
Мышьяк, As	500	0,00125	0,0008	0,001	0,0017	0,001	0,0009	0,00098	0,0012	0,0005
Натрий, Na	-	112,5	3,7	4,0	7,0	3,0	8,0	7,8	5,6	5,5
Ртуть, Hg	0,0005	0,00037	0,0014	0,0011	0,0024	0,001	0,0015	0,00075	0,0016	0,0006
Свинец, Pb	0,03	0,01	0,0025	0,015	0,0004	0,0001	0,0007	0,00023	0,001	0,0006
Селен, Se	0,01	0,00375	-	-	0,00054	-	0,0006	0,0003	0,0004	-
Стронций, Sr	7,0	0,05	0,3	0,32	0,65	0,35	0,3	0,7	1,3	0,7
Фтор, F	-	0,05	0,15	0,21	0,56	0,17	0,7	0,3	0,22	0,18
Хлор, Cl	-	100	0,6	0,7	6,3	1	2,7	3,5	1,1	2,2
Цинк, Zn	5	0,325	0,028	0,032	0,0145	0,009	0,0129	0,018	0,019	0,017

закрашенные ячейки – содержание элементов превышающих нормы БЗК

Как известно качество питьевых вод регламентируется ГОСТ 2874-82 (вода питьевая) и СанПиН 2.1.4.1074-01, где определяющим показателем является ПДК химических веществ.

Таким образом, в результате анализа приведенных данных, концентрации микрокомпонентов в подземных водах бассейна среднего течения р. Катунь, находятся в пределах, установленных для вод высшей категории качества, где исключения составляет лишь концентрация ртути.

Обычно при оценке качества питьевой воды основываются на превышении содержания показателей по ПДК, но для того чтобы определить содержание, начиная с которого элементы, входящие в состав данной воды, необходимо учитывать, используют термин «биологически значимая концентрация» (БЗК). Биологически значимая концентрация – эта концентрация, при которой поступление элемента в организм с водой может сказываться на общем микроэлементном балансе человека.

За нижний предел БЗК принимается величина, при которой поступление элемента в организм с питьевой водой составляет 5% общего поступления.

Из анализа данных (табл.) следует, что подавляющее число элементов в воде находится в пределах нормы биологически значимой концентрации, тем не менее наблюдается превышение по содержанию AL в источнике Толгоек, также в источниках Толгоек, Дорожный, Скальный, Водосливный, Питьевой, Бельевой и Каинзаринский присутствует превышение по Ba, во всех источниках превышение по Ca, Si, Mg, Hg, Sr, и F. В источнике Скальный – превышение по As.

Возможно это связано с тем, что водоносные горизонты четвертичных отложений находятся в зоне активного водообмена, где глубина залегания в нашем случае составляет 160 м (В.С Кусковский). Что в свою очередь может быть обусловлено техногенной нагрузкой на район исследования.

Литература

1. Росляков Н.А., Кусковский В.С., Нестеренко Г.В. Катунь; экогеохимия ртути, 1992. – 183 с.
2. Лоханова Ю.Ю. Состояние равновесия подземных вод бассейна среднего течения реки Катунь с доломитом, сидеритом // Известия ТПУ. – Томск, 2006. – №3.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ АВАРИЙ НА НЕФТЕПРОВОДЕ НА СОСТОЯНИЕ РЕЧНЫХ ВОД (НА ПРИМЕРЕ Р. ВАСЮГАН)

А.П. Дамбинова
Научный руководитель профессор О.Г. Савичев
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

С каждым годом развитие нефтяной отрасли все больше и больше набирает новые обороты: открываются новые месторождения, появляются новые методы переработки, хранения и транспортировки углеводородного сырья. Так, в Томской области одним из крупных предприятий по перекачке и транспортировке нефти является компания ОАО «АК «Транснефть». Хозяйственная инфраструктура данного предприятия включает около 50 тыс. км магистральных нефтепроводов диаметром от 420 до 1220 мм, 386 нефтеперекачивающих станций, 833 резервуаров емкостью около 15 млн. $м^3$ и т.д. [7]. Одним из ее крупных объектов является магистральный нефтепровод «Александровское-Анжеро-Судженск», функционирование которого сопряжено с воздействием на окружающую среду. Наиболее опасными местами нефтепровода являются переходы через реки, при одном прорыве может вытечь до 70000 т сырой нефти [7], что приведет к значительному загрязнению водных объектов и водосборных территорий. Это и определяло актуальность изучения причин аварийных ситуаций и влияние аварий нефтепроводов на состояние окружающей среды. В данной работе эта проблема была рассмотрена на примере реки Васюган – крупный левый приток реки Оби.

Методика исследований включала в себя следующие этапы:

1) расчет объема нефти, который может поступить в реку в результате потенциальной аварии [1, 2, 5, 8];

2) определение параметров р. Васюган в створе подводного перехода для двух случаев:

2.1) максимальный срочный расход обеспеченностью 5 %, при этом учитывается максимальное разовое разбавление и максимальное распространение загрязнения в реке [6];

2.2) минимальный тридцатисуточный расход обеспеченностью 95 %, учитываются наихудшие условия самоочищения речных вод [6];

3) собственно оценка влияния аварии на подводном переходе на основе метода В.А. Фролова – И.Д. Родзиллера, используемого для расчета ПДС [4];

4) расчет распространения нефти при максимальном расходе воды с целью анализа условий загрязнения рек при максимальном разбавлении и максимальной скорости распространения загрязнения речных вод и расчет при минимальном разбавлении для оценки воздействий загрязнения рек при наихудших условиях самоочищения [4].

Основная расчетная формула имеет вид:

$$C_x = \frac{C_{\hat{o}} \cdot Q_{\hat{o}} \cdot \gamma + C_{\tilde{n}\grave{o}} \cdot q_{\tilde{n}\grave{o}}}{Q_{\hat{o}} \cdot \gamma + q_{\tilde{n}\grave{o}}} \cdot \exp(-\kappa_c \cdot t),$$

где C_x – концентрация нефтепродуктов в воде; $C_ф$ и $Q_ф$ – концентрация нефтепродуктов в воде и расход воды до поступления бокового притока; γ – коэффициент смешения, характеризующий долю расхода воды в

реке, которая смешивается с вылившейся нефтью при аварии; $q_{ст}$ – максимальный часовой расход нефти при аварии;

k_c – самоочищающая способность реки; t – начальный момент времени смешения природных вод с вылившейся нефтью при аварии [4].

Таблица

Расчет загрязнения речных вод р. Васюган

Название параметра	Условное обозначение	Числовое значение
Максимальная скорость течения	V_{max}, м/с	1,02
Минимальная скорость течения	V_{min}, м/с	0,2
Средняя скорость течения	$V_{ср}$, м/с	0,35
Максимальный расход	Q_{max}, $м^3/с$	1758
Минимальный расход	Q_{min}, $м^3/с$	13
Коэффициент смешения	γ	1
Максимальный часовой расход нефти при аварии	$q_{ст}$, $м^3/с$	0,097
Предельно-допустимая концентрация	ПДК, $мг/дм^3$	0,05
Фоновая концентрация	$C_ф$, $мг/дм^3$	0,44

В результате выполненного исследования расчетный объем аварийного сброса на подводном переходе через р. Васюган составил 1391 $м^3/с$, скорость вытекания нефти 1,20 м/с и максимальное время ее поступления в водоем – 4 часа [1].

Параметры реки в створе нефтепровода определены следующим образом: средняя скорость течения реки 0,35 м/с, ширина 138 м, средняя глубина 3,41 м, максимальный срочный расход воды в реке обеспеченностью 5 % - 1758 $м^3/с$, с минимальной тридцатисуточной обеспеченностью 95 % – 13 $м^3/с$.

Анализ полученных результатов (рис.1,2) показал, что в период повышенной водности при аварии на подводном переходе магистрального нефтепровода на участке р. Васюган протяженностью 18 км, будет наблюдаться незначительное превышение предельно допустимой концентрации нефтепродуктов. Намного хуже ситуация будет обстоять, если разрыв нефтепровода произойдет в маловодный период. Здесь будет наблюдаться увеличение в несколько раз не только предельно допустимой концентрации, но и фоновой (рис.2).

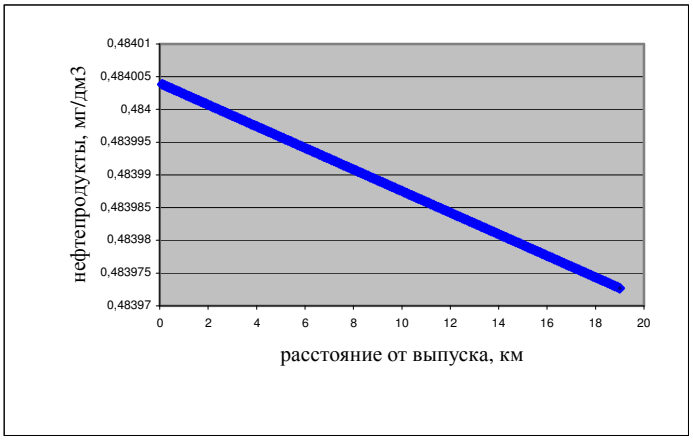


Рис.1 Концентрация нефтепродуктов в р. Васюган при максимальных расходах

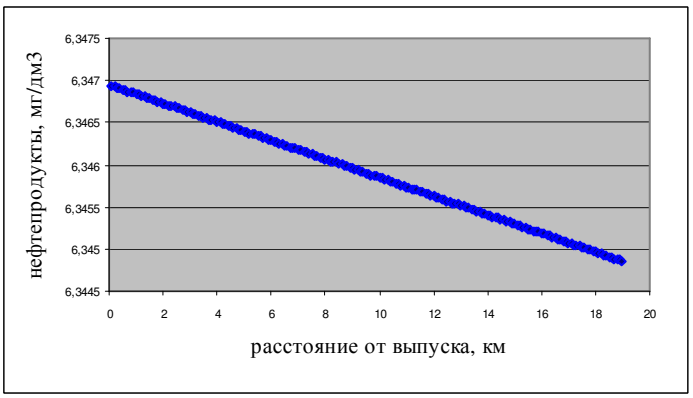


Рис.2 Концентрация нефтепродуктов в р. Васюган при минимальных расходах

Таким образом, наихудшие последствия аварий на нефтепроводе будут наблюдаться в период межени.

Для того чтобы предотвратить подобные ситуации, предприятиями трубопроводного транспорта должны создаваться собственные подразделения по оперативной ликвидации аварий и сбору вылившейся нефти. Так же на случай аварий по берегам рек должны быть предусмотрены боновые заграждения, а на малых реках, на заранее выбранных и подготовленных местах, могут быть использованы также специальные маты из соломы, камыша или бревен [3].

Литература

1. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Охрана окружающей среды: Ведомственные строительные нормы. ВСН 014-89. – М.: ВНИИСТ, 1989. – 51 с.
2. Лурье М.В. и др. Задачник по трубопроводному транспорту нефти, нефтипродуктов и газа: Учеб. пособие для вузов. – М.: ООО “Недра - Бизнесцентр”, 2003. – 349 с.
3. Правила ликвидаций аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах: Руководящий документ. РД 153 – 39.4 – 114 – 01. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2001. – 55 с.
4. Савичев О.Г., Базанов В.А., Скугарев А.А. Оценка допустимых сбросов загрязняющих веществ в поверхностные водные объекты суши. – Томск: Изд-во Томск. политехн. ун-та, 2006. – 82 с.
5. Строительные нормы и правила. СНиП 2.05.06-85. Магистральные трубопроводы. – М., 2006.
6. Определение основных расчетных гидрологических характеристик. Свод правил по проектированию и строительству. СП 33 – 101 – 2003. – М.: ГГИ Росгидромет, 2003. – 70 с.
7. www.transneft.ru
8. Васильев Г.Г., Коробков Г.Е., Коршак А.А. и др. Трубопроводный транспорт нефти: Учеб. для вузов. / Под редакцией С.М. Вайнштока. – М.: ООО “Недра - Бизнесцентр”, 2002. – Т.1. – 407 с.

ВОЗДЕЙСТВИЕ «БАЧАТСКОГО УГОЛЬНОГО РАЗРЕЗА» НА ПОВЕРХНОСТНЫЕ ВОДЫ (КЕМЕРОВСКАЯ ОБЛАСТЬ)

Т.А. Девятерикова
Научный руководитель ассистент Е.Ю. Пасечник
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Кузнецкий угольный бассейн расположен в юго-восточной части Западной Сибири, главным образом в пределах Кемеровской области. Бачатский угольный разрез – самый крупный разрез в Кузбассе [2].

Воздействие горного производства на водный бассейн проявляется в изменении водного режима, загрязнении вод и необходимости осушения разрабатываемого месторождения. Характерной особенностью горнодобывающего производства является значительное превышение объемов сточных вод над объемами водопотребления. Сточные воды разреза формируются в основном из карьерных, дренажных и атмосферных вод. На рисунке 1 представлена схема размещения горного отвода. Существующая схема отвода карьерных вод предусматривает их откачку в отстойниках, под которые используются старые горные выработки. Очистка карьерной воды производится путем многоступенчатого отстаивания. Часть карьерной воды нашла полезное применение: вода подается в Бековский гидроотвал и используется для обогащения разубоженных углей на установках участка по обогащению и переработке угля. Кроме этого карьерная вода используется на полив технологических дорог, на тушение эндогенных пожаров. Неиспользуемая карьерная вода отводится в реки Малый Бачат и Большой Бачат.



Рис.1 Схема размещения горного отвода

Основные виды воздействия на поверхностные воды

1. Поверхностные водозаборы предприятия организованы на реке Бачат (Большой Бачат, Степной Бачат, Бачат) и реке Малый Бачат.

- *Река Бачат* – водозабор на производственные нужды центральной котельной ПСХ-1 находится в 2 км от деревни Мамонтово и в 13 км от котельной ПСХ-1. Котельная обеспечивает теплом (паром) объекты, расположенные на старой промплощадке в отопительный период, а также технологический процесс при изготовлении эмульсионных взрывчатых веществ (ЭВВ) для ООО ХК «КРУ Сибирит». Часть речной воды передается на нужды садовых обществ «Калинка» и «Березка». Насосная станция оборудована двумя насосами, которые работают поочередно.
- *Река Малый Бачат* – водозабор на подпитку гидроотвала Бековский, который находится севернее ж/дорожной станции

Семенушкино к северо-востоку от Центральной части разреза на расстоянии 3 км. Водозабор осуществляется в летний период.

2. Водоотведение. Все выпуски расположены за пределами границ населенных пунктов и мест водопользования населения.

- *Выпуск №1*- карьерные воды. Выпуск расположен в районе ж/д станции «Семенушкино» на расстоянии 23 км от устья реки, формирует неиспользованные в технологических процессах добычи угля притоки карьерной воды северного и центрального блоков разреза (горные участки №№1, 4, 8, 9). Суммарный среднемноголетний приток карьерной воды составляет 300-350 м^3/ч. С участков №№1, 8, 9 вода направляется по нагорной канаве на восточном борту разреза протяженностью 3 000м в отстойник, затем из отстойника и с участка №8 по открытой канаве протяженностью 1 500 м – в реку Малый Бачат.
- *Выпуск №2* - карьерные воды. Расположен в районе пос. Старобачаты на расстоянии 39 км от устья реки, формируется карьерной водой, перекаченной из отстойника – старой затопленной шахтной выработки «Шестаки», находящейся на восточном борту разреза в южной его части. Сброс из этого отстойника регулируется использованием горно-геологических условий производства горных работ участка №12. По существующей схеме, при необходимости, по напорному трубопроводу карьерные воды южного блока разреза (участок №12) выкачиваются в отстойник «Шестаки» и, по мере накопления, откачиваются в реку Малый Бачат по трубопроводу диаметром 500 мм, протяженностью 750 м.
- *Выпуск №3* - дренажные воды. Дренируемая из-под тела дамбы Бековского гидроотвала вода в виде ручья течет в лог (бывшее естественное русло ручья Салаирка) и далее поступает в реку Малый Бачат. Выпуск расположен на расстоянии 10 км от устья реки.

Среда вод выпусков щелочная (pH 7,9–8,2).



Рис.2 Содержание нефтепродуктов в выпусках и реке М. Бачат

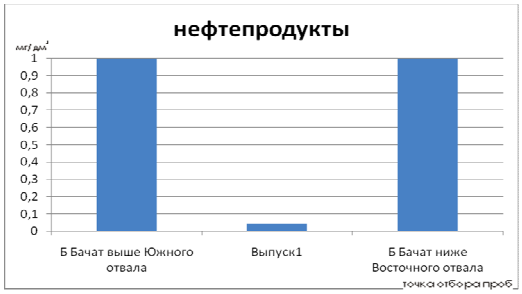


Рис.3 Содержание нефтепродуктов в выпусках и реке Б. Бачат

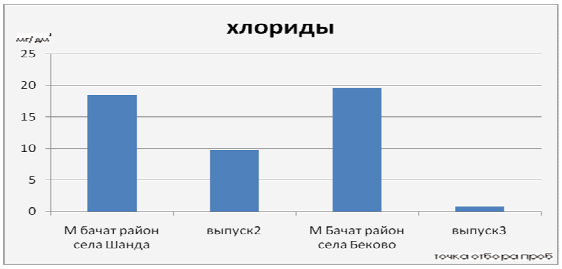


Рис.4 Содержание хлоридов в выпусках и реке М. Бачат

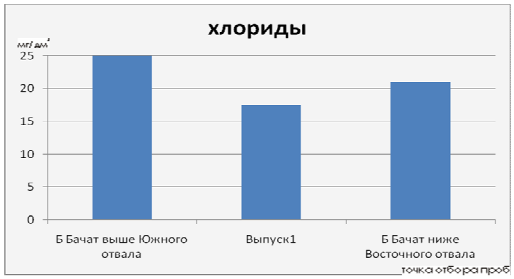


Рис.5 Содержание хлоридов в выпусках и реке Б. Бачат

Содержание нефтепродуктов является показателем, по которому наиболее часто (вероятность превышения более 30 %) отмечается нарушение российских нормативов рыбохозяйственного и хозяйственно-питьевого водопользования. В данной работе содержание веществ в воде сравнивалось с ПДК [1]. Приведенными исследованиями определено превышение нормативов ПДК (0,3 мг/дм^3) по нефтепродуктам (рис.2) мг/дм^3 в пробе, отобранной в р. М. Бачат в районе села Шанда (7 мг/дм^3), а также в р. М. Бачат в районе села Беково (6,7 мг/дм^3). Вместе с тем, анализ химического состава, проведенный предприятием, вскрышных пород и золошлаковых отходов показывает отсутствие нефтепродуктов. В пробе, отобранной в р. Б.Бачат выше Южного отвала, содержание нефтепродуктов (рис.3) составляет 6,3 мг/дм^3, а в р. Б. Бачат ниже Восточного отвала – 6 мг/дм^3. Содержание нефтепродуктов в выпусках не превышает ПДК для питьевых вод.

Содержание нитритов в поверхностных водах исследуемой территории и выпусках не превышает ПДК.

Значительные количества хлоридов поступают в р. М. Бачат с промышленными и хозяйственно-бытовыми сточными водами. Из всех соединений хлориды обладают наибольшей растворимостью, слабо выраженной способностью к сорбции взвешенными веществами и потреблением водными организмами. Содержание хлоридов в пробах рек Большой и Малый Бачат и в выпусках не превышает ПДК для питьевых вод.

Превышение над ПДК по сульфатам в пробах выпусков в поверхностных водах также не установлено.

Содержание фосфатов, фторидов, нитритов, азота аммонийного, хлоридов, сульфатов, карбонатов, бикарбонатов не превышает санитарных нормативов ПДК. Загрязнение рек Малый Бачат и Большой Бачат тяжелыми металлами (цинк, медь, свинец, марганец, никель, кобальт) не установлено; ртуть в образцах поверхностных вод отсутствует.

Содержание фенолов во всех пробах поверхностных вод, включая фоновые, составило 2–3 ПДК.

Загрязнение поверхностных вод обусловлено общим техногенным загрязнением территории Кузбасса, особенно его промышленных районов, к числу которых относятся Беловский и Гурьевский районы.

Загрязнение поверхностных вод в результате размещения вскрышных пород и золошлаковых не выявлено.

Автором работы было также определено качество вод выпусков и р. Большой и Малый Бачат на основе гидрохимического индекса загрязнения воды.

Воды р. М. Бачат до выпуска карьерных вод относятся к классу грязных (ИЗВ 4,08), после выпуска – загрязненные (ИЗВ 3,90).

Воды р. Б.Бачат до выпуска карьерных вод относятся к классу загрязненных (ИЗВ 3,67), после выпуска – также загрязненные (ИЗВ 3,61).

Литература

1. Рогов Г.М. Гидрогеология и геоэкология Кузнецкого угольного бассейна. – Томск: Изд-во Томского архитектурного строительного университета, 2000. – 167с.
2. Питьевая вода. Требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения: СанПиН 2.1.4.1074-01. – М., 2001.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ГЕОМИГРАЦИИ НА АКАДЕМИЧЕСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ПОДЗЕМНЫХ ВОД

Л.В. Заморовская
Научный руководитель профессор Е.М. Дутова
Томский политехнический университет г. Томск, Россия

В настоящее время в геохимических исследованиях широко применяется физико-химимческое моделирование гидрогеохимических процессов в системе вода-порода-газ-органическое вещество. На сегодняшний день в России и за рубежом известно несколько десятков программных комплексов для IBM-совместимых персональных компьютеров, сопряженных с электронными базами термодинамических свойств веществ и констант равновесий реакций. Наиболее распространенными ПК являются: GIBBS (автор Ю.В. Шваров), «Селектор» (автор И.К. Карпов и др.), MIF (Г.А. Соломин).

В данной статье описаны результаты исследований, проводимых в программном комплексе HydroGeo, разработанном в ТПУ М.Б. Букаты [1]. В отличии от других данный ПК объединяет одновременно гидродинамические и гидрогеохимические модули и может быть ориентирован как на традиционные гидрогеологические задачи, так и на специфические.

Химическое выветривание, которому подвергаются горные породы, происходит при взаимодействии метеорной воды и может быть количественно смоделировано как результат взаимодействий в системе вода-порода [2], в нашем случае открытой к кислороду. Следует отметить, что в гидрогеохимических объектах взаимодействие кислорода с компонентами химических элементов переменной валентности происходит преимущественно через водную фазу. Так, на примере пирита показано, сколь значительно быстрее происходит окисление при смачивании [3]. При фильтрации метеорной воды через горную породу в водную фазу переходят компоненты породы вплоть до достижения насыщения относительно вторичных минералов.

Первым этапом создания модели любой природной системы является создание геолого-геохимической модели объекта исследований, которая определяет температуру-давление существования системы и ее компонентный состав. Для этих целей изучены природные условия Академического месторождения подземных вод [4] г. Томска. Модель строилась на базе 3D основы «Плановый поток» программного комплекса HydroGeo. Для начала необходимо определиться с пространственным расположением и граничными условиями будущей модели на основе имеющейся карты месторождения и гидрогеологического разреза (рис.1). Для этого задаем расчетную сетку (рис.2).

Блок представляет собой куб со стороной 50 м. По горизонтали (X) таких блоков запрограммировано 55, по горизонтали (Y) – 35, шагов по вертикали (Z) – 2: рыхлые породы (1) и палеозойская водоносная толща (2). Кроме того, здесь же оговаривается напорный водоносный слой или безнапорный. В нашем случае напорно-безнапорный, т.к. данное месторождение имеет трещинный характер, т.о. принимаем, что водоносный слой безнапорный.

Второй этап – создание физико-химической модели, в которой определяется список потенциальных фаз и форм существования компонентов в каждой фазе системы, а также их свободные энергии Гиббса и кинетические характеристики при заданных T–P-условиях. Физико-химическая модель создается посредствам возможностей самого программного комплекса. Одним из самых первых шагов при создании модели является настройка модели (рис.3), которая заключается в принятии базовых ионов, их ассоциатов и минералов, которые впоследствии должны будут растворяться и осаждаться.

Во время пространственного определения модели есть возможность задать величину инфильтрационного питания и состав атмосферных осадков через опцию «Площадной источник/сток (сверху)» (рис.2).

Далее по каждому блоку и слою задаем геологические, гидрогеологические и гидрогеохимические параметры модели такие как напор, мощность, коэффициент фильтрации, открытая и проточная пористость, состав породы и т.д. в опции «Редактируемый параметр» (рис.4).

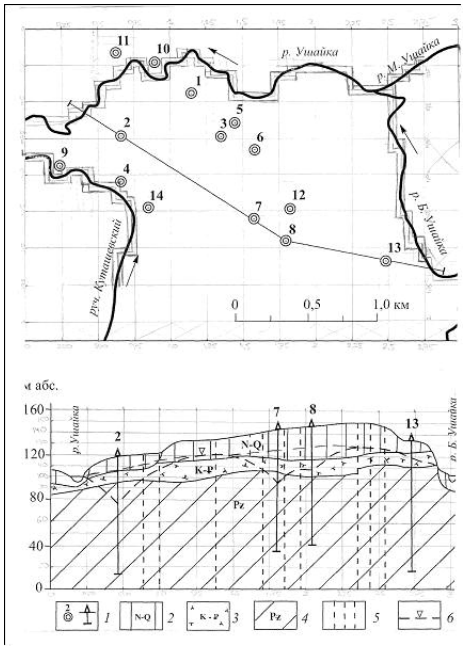


Рис.1 Пространственная схематизация Академического месторождения подземных вод

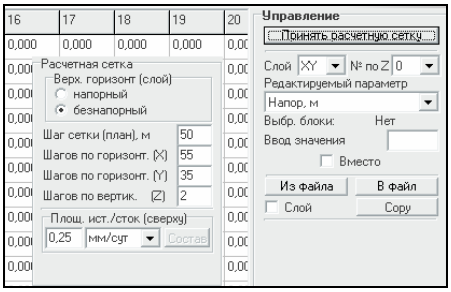


Рис.2 Пространственное определение модели

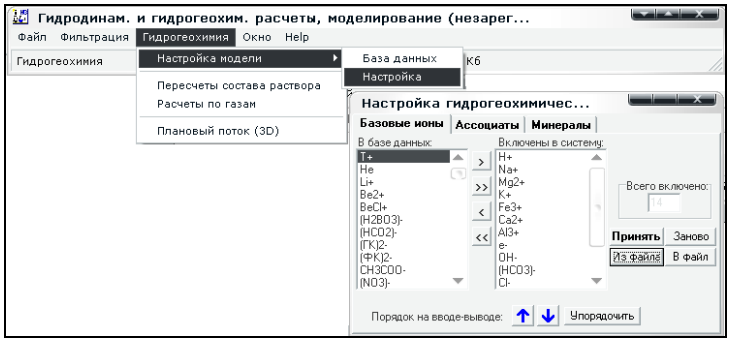


Рис.3 Настройка гидрогеохимической модели

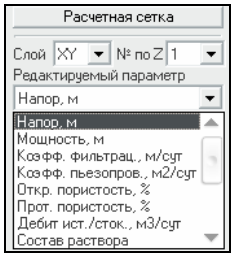


Рис.4 Редактирование параметров модели

В нашей модели мощность рыхлых отложений в соответсвии с рельефом на разрезе, приведенным на рис.4, для палеозойских отложений – 100 м. Так как наша водоносная толща напорно-безнапорная, то мы приняли ее как безнапорную; задаем напор равным мощности 100 м.

В верхний рыхлый слой поступает вода из рек Ушайка и Б. Ушайка, а также из ручья Куташевский (см. рис.2); задаем их как границы постоянного напора, т.е. со значением пористости больше 100 (например 105). Величина открытой пористости для рыхлых отложений – 20, палеозойских – 5. Проточная пористость в данном ПК задается процентом от открытой пористости, т.о. для слоя 1 – 100%, для слоя 2 – 80% (такое высокое значение проточной пористости объясняется тем, что месторождение трещинное).

Когда все вышеописанные операции выполнены, можно говорить о том, что проведена схематизация моделируемого района исследований.

Работа выполнена при поддержке гранта РФФИ 07-05-13565 офи_ц.

Литература

1. Букаты М.Б. Разработка программного обеспечения для решения гидрогеологических задач // Геология, поиски и разведка полезных ископаемых Сибири. Известия ТПУ. – Томск: ТПУ, 2002. – Т.305. – Вып.6. – С. 348 – 365.
2. Геологическая эволюция и самоорганизация системы вода-порода. Система вода-порода в земной коре: взаимодействие, кинетика, равновесие, моделирование / Отв. ред. С.Л. Шварцев – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2005. –Т.1. – с. 243 – 332.
3. Лехов А.В., Шваров Ю.В. Рост минерализации эксплуатируемых подземных вод при наличии пирита в покровных отложениях // Геоэкология. Инженерная геология. Гидрогеология. Геокриология. – М., 2002. – №4. – С. 316 – 325.
4. Покровский Д.С., Дутова Е.М., Рогов Г.М. и др. Минеральные новообразования на водозаборах Томской области. Томск / Под ред. Д.С. Покровского. – Томск: Изд-во НТЛ, 2002. – 176 с.

НЕФТЕОКИСЛЯЮЩИЕ МИКРООРГАНИЗМЫ Р. ТОМИ НА УЧАСТКЕ ГОРОДСКОЙ ТЕРРИТОРИИ

И.С. Иванова
Научный руководитель доцент Н.Г. Наливайко
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Традиционно, эксплуатацию большого флота и маломерных судов связывают, прежде всего, с загрязнением речных вод нефтепродуктами [1, 2], а также с попаданием различных транспортируемых веществ в результате небрежного складирования перевозимых грузов и аварий. Исследования, проведенные рядом авторов, установили наличие в воде акваторий речных портов канцерогенных полициклических ароматических углеводородов, связанное с нефтяным загрязнением. Водный транспорт представляет угрозу для чистоты вод в случае прямого сброса в них отходов и особенно подсланевых вод, сильно загрязненных нефтепродуктами.

Нефтеокисляющие бактерии – разноплановая в физиологическом и систематическом отношении группа микроорганизмов, использующих в качестве единственного источника углерода нефть и ее дериваты. Она может служить для микроорганизмов источником самых различных веществ: углерода, азота, серы и даже микроэлементов. В бактериальных экосистемах нефтеокисляющие бактерии выполняют функции деструкторов, т.е. разрушают нефть и ее дериваты до конечных продуктов – CO_2 и воды. При неблагоприятных условиях в среде могут накапливаться промежуточные продукты распада нефти – различные низкомолекулярные соединения.

Нефтеокисляющие микроорганизмы можно рассматривать как компонент механизма самоочищения природных сред, в том числе и водных, от нефтяного загрязнения и как индикаторы нефтяного загрязнения.

Целью данной работы было изучение распространения нефтеокисляющих микроорганизмов и их способности к деструкции нефтепродуктов в р. Томи на участке городской территории. В соответствии с поставленной целью в пределах от с. Коларово до нового коммунального моста через р. Томь с учетом техногенной нагрузки были самостоятельно отобраны пробы воды из р. Томи и выполнены микробиологические анализы, результаты которых представлены в табл. 1.

Таблица 1

Численность нефтеокисляющих бактерий в р. Томи на участке городской территории

Место отбора пробы воды	Сапрофиты, кл/мл	Нефтеокисляющие бактерии, кл/мл	Соотношение нефтеокисляющих бактерий и сапрофитов	Окисление жидкой нефти, %
с. Коларово	270	620	2,3	72,5
Ниже с. Тахтамышево	840	100	0,12	н/о
У штольни Лагерного сада	620	1450	2,34	н/о
Лагерный сад у проходной ГРЭС-2	200	100	0,5	25
У коммунального моста через р. Томь	520	530	1,02	57,5
После впадения р. Ушайки в р. Томь	7800	3430	0,44	н/о
У причала пассажирского речпорта	1720	2440	1,49	н/о
У грузового речного порта	920	4800	5,22	57,5
У нового моста через р. Томь	4400	3900	0,87	52,5

Выделение и количественный учет микроорганизмов проводили по классическим методикам, которые основаны на выявлении бактерий в питательных растворах (жидких и с отвердителями), содержащих необходимые компоненты питания и энергии. Для микробов определенной геохимической направленности готовилась среда, наиболее пригодная для активного роста искомых микроорганизмов.

Во всех пробах были обнаружены нефтеокисляющие микроорганизмы. Их количество колеблется от 100 кл/мл около с. Тахтамышево до 4800 кл/мл у грузового речного порта (по ОТ должно быть не более 500 кл/мл). Из таблицы видно, что наиболее высокой численностью микроорганизмов отличается устье р. Ушайки и акватория речпорта (рис.). Ниже по течению, за пределами акватории, количество микробов резко снижается.

Одновременно с микробиологическим составом была изучена концентрация нефтепродуктов в р. Томь (табл. 2).

Как видно из таблицы, концентрация нефтепродуктов как выше, так и ниже города не превышает ПДКр-х. Увеличение концентраций происходит в акватории речного порта и около нового моста, где наблюдается аккумуляция нефти: концентрация нефтепродуктов превышает ПДКр-х в 4 раза.

Также в этих пробах были учтены сапрофитные бактерии, которые являются деструкторами лабильных органических веществ, источниками которых являются сточные воды с городских территорий. По количественному соотношению сапрофитных бактерий к нефтеокисляющим бактериям можно сделать вывод о степени адаптации к использованию нефти как источника углерода и энергии. В тех точках опробования, где количество нефтеокисляющих бактерий превышает число сапрофитов, наблюдается стойкое и постоянное загрязнение нефтью.

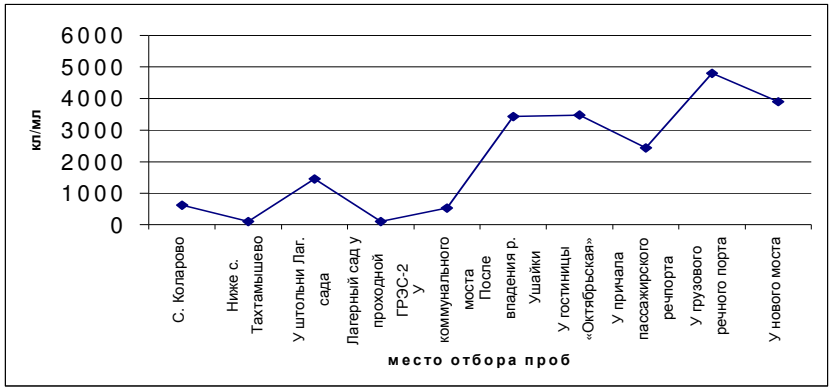


Рис. Распределение нефтеокисляющих бактерий в воде р. Томи в пределах городской территории

Таблица 2

Изменение концентрации нефтепродуктов в р. Томь

Место отбора пробы воды	Нефтепродукты, мг/л	ПДКр-х, мг/л
п. Ярское	0,045	0,05
р. Томь, выше СПВ-4	0,116	
СПВ-4	0,074	
Около нового моста	0,20	
р. Томь, д. Козюлино	0,015	

Микробиологическое опробование предусматривало выявление и количественный учет не только нефтеокисляющих бактерий, но и бактерий разлагающих жидкую нефть. По результатам микробиологических анализов видно, что способность бактерий к окислению жидкой нефти высока в с. Коларово, около лодочной станции и перед новым коммунальным мостом, то есть в тех местах, где наблюдается наиболее активное движение речных судов.

Источниками загрязнения являются как береговой сток с селитебных территорий, так и, возможно, подсланевые воды. Для выявления источников микробиологического загрязнения вод на территории были отобраны подсланевые воды, до очистки и после очистки, и проведен микробиологический анализ подсланевых вод, результаты которого представлены в табл. 3.

Таблица 3

Микробиологический состав подсланевых вод

Группа бактерий	12 проба, СПВ-4, до очистки	13 проба, СПВ-4, после очистки
Нефтеокисляющие бактерии, кл/мл	35000	280000
Потенциальная способность бактериоценоза к окислению нефти, в %	35	52,5
Толуолокисляющие, усл. ед.	0	480
Пентанокисляющие, усл. ед.	0	320
Нефтепродукты, мг/л	н/о	0,19

Подсланевые воды характеризуются высоким содержанием нефтеокисляющих бактерий. После очистки подсланевых вод наблюдается увеличение в 8 раз количества нефтеокисляющих бактерий. Также появляются толуолокисляющие и пентанокисляющие бактерии, которые свидетельствуют о токсичном загрязнении. По данным микробиологического анализа можно сделать вывод о том, что «очистка» подсланевых вод делает эти воды еще более грязными и опасными.

Исследования показали, что в реке Томь на городском участке присутствуют нефтеокисляющие и нефтепреобразующие микроорганизмы, в количестве, которое выявляет загрязнение. По полученным результатам можно сделать вывод о том, что основным источником загрязнения поверхностных вод являются подсланевые воды. Эти воды подвергаются очистке, а затем сбрасываются в воду р. Томи, но как показал анализ, качество подсланевых вод после очистки не улучшается, а наоборот, становится намного хуже. Это может быть связано с загрязнением самих очистных сооружений и очистных фильтров.

Загрязнение нефтью способствует развитию по реке условно-патогенных микроорганизмов, что является еще одним источником опасности для человека. Поэтому необходимо улучшить очистку подсланевых вод.

Литература

1. Ильницкий А.П., Клубков В.Г., Шабад Л.М. Судоходство как один из источников загрязнения водоемов канцерогенными углеводородами // Вопросы онкологии. – М., 1972. – №1.
2. Клубков В.Г. О роли судоходства в загрязнении водоемов канцерогенными углеводородами // Сб. научных работ молодых специалистов ИЭКО АМН СССР. – М., 1975.

ВОДНЫЙ СТОК Р. ВАХ И ЕГО МНОГОЛЕТНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ

О.А. Камнева
Научный руководитель профессор О.Г. Савичев
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последние десятилетия отмечается увеличение меженного и подземного стока рек, впадающих в Северный Ледовитый океан [4, 5]. Однако, остались невыясненными многочисленные вопросы, касающиеся изучения многолетних изменений водного стока малоизученных в гидрологическом отношении рек Западной Сибири, особенно в условиях значительной антропогенной нагрузки.

Все это и определило актуальность данной работы, в которой приведены некоторые результаты изучения водного стока р. Вах. Указанная река является крупным правым притоком р. Обь, характеризуется сильной заболоченностью водосборной территории и интенсивной нефтегазодобычей в пределах ее бассейна, расположенного на территории Нижневартовского района Ханты-мансийского автономного округа.

Цель исследования заключается в выявлении многолетних изменений годового водного стока р. Вах у с. Лобчинское и в оценке его нормы. Исходной информацией для проведения исследований послужили данные Росгидромета о среднегодовых расходах воды р. Вах с 1937 по 2005 г. Сведения о морфометрических характеристиках приведены в таблице 1.

Таблица 1

Объект исследования

Характеристика	Значение
Река	Вах
Пункт наблюдений	с. Лобчинское
Период наблюдений	1937 - 2005
Площадь, км^2	56400
Средняя скорость течения	0,46 м/с
Ширина	240 м
Средняя глубина	6,6 м
Длина до устья	253 м

Методика исследований включает в себя визуальный и статистический анализ ряда среднегодовых расходов воды р. Вах у с. Лобчинское.

Статистический анализ заключается в проверке нулевых гипотез о случайности и об однородности ряда наблюдений. В первом случае использовалась процедура выявления линейного тренда с помощью критерия Питмена [2]. Вывод о наличии значимого тренда делается при условии выполнения неравенства $|\tau_r| > \tau_r(\alpha)$, где τ_r – значение критерия Питмена, $\tau_r(\alpha)$ – критическое значение при заданном уровне значимости α. Значение $\tau_r < 0$ свидетельствует о наличии отрицательного тренда, $\tau_r > 0$ – соответственно положительного. Кроме того, выполнен расчет коэффициентов автокорреляции со сдвигом один год и погрешность определения коэффициента корреляции. Во втором случае для проверки однородности по среднему использовался параметрический критерий Стьюдента S; для проверки однородности по дисперсии – параметрический критерий Фишера F [3].

В результате статистического анализа данных наблюдений (табл. 2) сделаны следующие выводы.

Во-первых, наблюдается достаточно высокая автокорреляция стока р. Вах (0,44), что объясняется высокой заболоченностью рассматриваемого региона и, соответственно, естественной зарегулированностью стока.

Во-вторых, достоверный тренд с уровнем значимости $\alpha = 5$ % не отмечен, следовательно, исследуемая выборка является случайной, а значимые линейные изменения (увеличение или уменьшение) среднегодовых расходов воды отсутствуют.

В-третьих, гипотеза об однородности рядов средних годовых расходов воды р. Вах у с. Лобчинское с уровнем значимости $\alpha = 5$ % и по среднему, и по дисперсии не отклоняется.

В-четвертых, изучаемый ряд данных наблюдений является однородным и случайным, что позволило рассчитать на их основе норму годового водного стока, составляющего для р. Вах у с. Лобчинское 530 м^3/с или 9,40 л/с*км^2.

Таблица 2

Результаты статистического анализа среднегодовых расходов воды р. Вах у с. Лобчинское

Показатель	**Значение**
r(1) – коэффициент автокорреляции	0,44
$\sigma_{r(1)}$ – ошибка коэффициента автокорреляции	0,10
τ_r – значение критерия Питмена, полученное для ряда фиксированной длины 1937–2005 гг.	1,77
τ_r **(**α **= 5 %)** – критическое значение при заданном уровне значимости α	2,00
σ – стандартное отклонение среднегодовых расходов воды, полученные по однородным рядам (α = 5 %)	78,35
Q_a **(м^3/с)** – среднемноголетний расход воды, полученный по однородным рядам (α = 5 %)	530
M (л/с*км^2) – среднемноголетний модуль стока	9,40

Таким образом, статистически значимые нарушения случайности и однородности среднегодовых расходов р. Вах у с. Лобчинсокое не выявлены, а годовой сток в течение 1937–2005 гг. остается стабильным. Учитывая, что для других притоков р. Обь выявлены существенные изменения меженного стока при условно постоянном годовом можно предположить, что этот вывод будет действителен и для р. Вах. Тем не менее требуется продолжение исследований в части изучения многолетних изменений меженной и подземной составляющей р. Вах.

Литература

1. Музылев С.В., Привольский В.Е., Раткович Д.Я. Стохастические модели в инженерной гидрологии. – М.: Наука, 1982. – 184 с
2. Паромов В.В. Водные ресурсы бассейна Верхней Оби: современная оценка и тенденции изменения. – Автореф. дис. … канд. геогр. наук. – Иркутск: ИГ СО РАН, 1999. – 24 с.
3. Пособие по определению расчетных гидрологических характеристик. – Л.: Гидрометеоиздат, 1984. – 448 с.
4. Раткович Д.Я. Гидрологические основы водообеспечения. – М., 1993. – 430 с.
5. Савичев О.Г., Паромов В.В., Решетько М.В. Гидрология и геоэкология рек Томской области: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2005. – 106 с.

ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЦЕССА ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ТЕХНОГЕННЫХ ДРЕНАЖНЫХ ПОТОКОВ С ПРИРОДНЫМИ ВОДАМИ

Т.В. Корнеева

Научный руководитель старший научный сотрудник С.Б. Бортникова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, г. Новосибирск, Россия

Процессы выветривания и окисления отходов горно-обогатительных предприятий приводят к образованию кислых дренажных потоков, создающими высокие концентрации тяжелых металлов и других элементов в окружающей среде [1]. Сложное взаимодействие физических, геохимических и биологических процессов, включая процессы смешения, разбавления, испарения, эрозии, окислительно-восстановительных реакций, минерального осаждения и растворения, адсорбции и другие, определяют возможную судьбу элементов, выщелоченных из вещества отвалов рудно-породной массы или отходов горно-обогатительных предприятий [1]. Критическое влияние на миграцию тяжелых металлов, выщелачиваемых в зонах окисления из вещества рудосодержащих отвалов, оказывают взаимодействия с природными водами в зоне смешения. Эффективность подобного рода геохимических барьеров определяется контрастностью составов транспортирующих потоков и буферирующими свойствами депонирующей среды.

На примере четырех дренажных ручьев в районе действия Салаирского ГОКа (Кемеровская область) прослежены изменения содержаний основных ионов и токсичных металлов в поверхностных водах и донных осадках. Два из них – Водопадный и Березовый являются дренажом действующего хвостохранилища Салагаевский лог [2] и впадают в р. Малая Талмовая. То, что они дренируют по всему телу хвостов, является артефактом, т.к. сток предполагался по трубам из дренажных колодцев. Ручей Екатерининский представляет собой выход шахтных вод из законсервированной штольни, впадает в ту же реку. Ручей Шахтный просачивается по трещиноватым породам зоны окисления и выходит в борту действующего Новосалаирского карьера, попадая в карьерное озеро. Все четыре ручья взаимодействуют с веществом приблизительно одного и того же состава: Водопадный и Березовый – с отходами флотационного обогащения полиметаллических руд, Екатерининский формируется из подземных вод рудного поля, Шахтный проходит через окисленные тела верхних горизонтов оруденения. Основным сульфидным минералом руд является пирит, в меньшем на порядок количестве присутствуют сфалерит, галенит, халькопирит, тетраэдрит. Общее содержание сульфидов не превышает 2-3%. Вмещающими породами рудного поля являются известняки и доломиты.

Еще раз подчеркнем, что исследование проводилось для устьевой части ручьев, зон их смешения с рекой (3 ручья) или карьерным озером (ручей Шахтный), т.е. рассматривается результирующий состав дренажных потоков после всех взаимодействий на пути их движения. Вода дренажных ручьев солоноватая (по классификации А.М. Овчинникова), три из них (Водопадный, Березовый, Екатерининский) характеризуются слабощелочной средой (pH до 8.17) и относятся к сульфатно-гидрокарбонатному классу, кальций-магниевому

типу. Шахтный ручей имеет кислую среду, анионный состав полностью представлен сульфатом. В катионном составе преобладающим в Водопадном и Шахтном ручьях является кальций, в Березовом и Екатерининском – магний, содержания этих элементов превышают фоновый уровень более чем на порядок:

$M_{2.5}\frac{SO_4 81 HCO_3 16 Cl 3}{Ca 66 Mg 18 Na 14} pH_{8.17}$	Водопадный
$M_{3.2}\frac{SO_4 95 HCO_3 2.7 Cl 2.3}{Mg 50 Ca 40 Na 9} pH_{7.52}$	Березовый
$M_{9.1}\frac{SO_4 97.4 HCO_3 1.3 Cl 1.2}{Mg 57 Ca 39} pH_{6.95}$	Екатерининский
$M_{2.4}\frac{SO_4 100}{\mathrm{Ca\ 61\ Mg\ 37}} pH_{3.54}$	Шахтный
$M_{2.4}\frac{\mathrm{SO_4 100}}{\mathrm{Ca\ 67\ Mg 41}} pH_{3.02}$	Новосалаирское карьерное озеро
$M_{0.6}\frac{HCO_3 52 SO_4 42 Cl 6}{Ca 68 Mg 24 Na 6} pH_{7.94}$	р. Малая Талмовая

Обращает на себя внимание высокая минерализация ручья Екатерининский за счет концентрации сульфат-иона. Река М. Талмовая, в которую впадают ручьи Водопадный, Березовый и Екатерининский, характеризуется слабощелочной средой (pH 7.94) и относится к гидрокарбонат-сульфатному, кальциевому типу с минерализацией 0.6 г/л. Новосалаирское южное озеро образовалось путем заполнения одного из карьеров атмосферными и грунтовыми водами. Вода медленно поступает в карьер и взаимодействует с окисленными рудными телами, что приводит к образованию кислых растворов с повышенной сульфатной минерализацией и высокими концентрациями металлов.

Во всех ручьях обнаружены повышенные по сравнению с фоном содержания металлов: Fe, Mn, Zn, Cd, Co, Ni; преобладающим среди них является цинк. Его концентрации в водах разных ручьев сильно различаются: от 6.6 до 100 мг/л. В Водопадном концентрации цинка составляют 6.6 мг/л, а в воде руч. Березовый – 42 мг/л.. В Екатерининском и Шахтном ручьях концентрации цинка близки: 100 и 89 мг/л соответственно. Руч. Шахтный, обладающий кислой средой, характеризуется повышенными (более чем на порядок) содержаниями Pb, Cu, Cd по сравнению с ручьями, в которых значения pH находятся в нейтральной области.

Содержания основных катионов в зонах смешения трех ручьев (Водопадного, Березового, Екатерининского) постепенно снижаются, не достигая, однако фонового уровня. Поскольку руч. Шахтный впадает в карьерное озеро, вода которого имеет очень сходные характеристики, в зоне смешения концентрация элементов остается практически на том же уровне, что и в ручье. Непосредственно в зонах смешения трех ручьев и р. М. Талмовой содержания металлов резко снижаются. Наиболее контрастная разница у тех элементов, содержания которых в ручьях были высокими: Zn, Mn, Cd. Такие же элементы как Ni, Co, Cu более стабильно остаются в растворенном виде.

Долевое соотношение химических форм нахождения металлов в воде ручьев различно. Как уже говорилось выше, в растворах дренажных ручьев среди металлов преобладает Zn. Химические формы его нахождения представлены аква – ионами (Zn^{2+}_{aq}), сульфатными ($ZnSO_4^0$, $Zn(SO_4)_2^{2-}$), карбонатными и гидрокарбонатными комплексами ($ZnCO_3$, $Zn(CO_3)_2^{2-}$ и $ZnHCO_3^+$). В руч. Водопадном преобладают карбонатные и гидрокарбонатные комплексы, хотя немалая доля представлена свободными аква-ионами и сульфатными комплексами. В руч. Березовом 50 % Zn присутствует в виде сульфатных комплексов и аква-ионов (43%); в Екатерининском ручье доля сульфатной формы еще больше, а в руч. Шахтном сульфатные комплексы и свободные ионы присутствуют в равных долях. В зонах смешения с рекой общей закономерностью является переход цинка в карбонатные соединения (за исключением руч. Шахтный), и увеличения доли свободных ионов. Близкий по свойствам цинку кадмий во всех четырех ручьях образует главным образом сульфатные комплексы, хотя доля его аква-ионов также значительна, в зоне смешения и в реке она увеличивается. Железо (III) в руч. Водопадном, Березовом, Екатерининском присутствует исключительно в гидроксидных комплексах, эта же форма характерна и для меди в Водопадном и Березовом ручьях, в Екатерининском преобладающей формой меди является сульфатная. В руч. Шахтном железо представлено закисной формой, находится в виде аква-ионов (преобладающая форма) и сульфатных комплексов. Химическими формами меди здесь также являются свободная и сульфатная. Обнаруженный только в руч. Шатном свинец находится в виде сульфатных комплексов (67 %) и аква-ионов (33 %).

Термодинамические расчеты показали, что воды всех дренажных ручьев пересыщены по отношению к гидроксидам железа (III) и оксидам Mn. Ионы Fe^{3+} осаждаются главным образом в виде гетита, в меньшем количестве в виде ярозита. Общей характеристикой ручьев (кроме Шахтного) является насыщение их растворов по отношению к силикатным фазам магния и кальция, а также цинка (виллемит). В зоне смешения руч. Водопадного индексы насыщения силикатов уменьшаются, свидетельствуя о возможном растворении взвешенных частиц, а в зонах смешения руч. Березового и Екатериниского, наоборот, возрастают.

Близки к насыщению воды ручьев по отношению к карбонатам: марганца (за исключением кислого Шахтного), цинка (Березового), кальция (Водопадного). В зонах смешения индексы насыщения карбонатов в целом, возрастают, и в реке возможно образование их взвеси с последующим осаждением в донный осадок. Кроме упомянутых, индексы насыщения карбонатов магния и кадмия приближаются к единице в воде реки после впадения в нее ручьев. Из сульфатов в ручьях возможно формирование барита. Сульфаты кальция, стронция, калия близкоравновесные в воде ручьев, могут растворяться в условиях реки. Кроме того, вода пересыщена по отношению к ряду минеральных фаз, таких как родохрозит, барит, манганит, ферригидрит.

Равновесное содержание калиевого ярозита в ручье сменяется недосыщенной его фазой в реке (pH ручья составляет 7,52 по сравнению с 8,02 реки).

Водный раствор Водопадного ручья также пересыщен по отношению к кальциту, доломиту и родохрозиту. В равновесном состоянии могут присутствовать минеральные фазы: смитсонит, магнезит, гипс, ангидрит. Кроме того, в воде реки после впадения в него ручья может формироваться $CdCO_3$ (отавит). В отличие от Березового, в растворе Водопадного появляется Mn_3O_4 (гаусманит).

В Екатерининском ручье преобладают разные формы ярозита, но при впадении его в р. Малая Талмовая вода становится недосыщенной по отношению к этим фазам, и раствор постепенно насыщается сульфатом Ba. В свою очередь, вода ручья близко равновесна по отношению к гипсу, смитсониту. По мере впадения дренажа в р. Малая Талмовая, раствор насыщается оксидами Mn (биксбиит).

В воде Шахтного ручья могут находиться равновесные формы целестита, урбанита, ангидрита, гипса, барита и маггемита. Растворы ручья и карьерного озера пересыщены по отношению к гидроксидам железа (III), алюминия, а также оксидам меди и железа (III), в виде куприферрита и магнетита.

Концентрации металлов в донных осадках ручьев были пронормированы по отношению к концентрациям в донных осадках фонового района (Гавриловоского водохранилища),расположенного в г. Салаир. По полученным результатам донные осадки накапливают высокие содержания Cd (5-80 мг/г), Zn (600-150000 мг/г), Pb (600-1700 мг/г), Fe (до 700000 мг/г), V (400-1700 мг/г), Sb (15-50 мг/г). Остальные элементы находятся на уровне фона или ниже него. По коэффициентам распределения элементов между донными осадками и водой к весьма подвижным элементам ($K_{распр} < 2.5$) в этой системе можно отнести: Ca (из числа макрокомпонентов), Mn, Zn, Ni, Cu (из микроэлементного состава). Подвижными элементами ($K_{распр} = 3–3.5$) можно считать K, Cd. Инертные элементы – Fe, Cu (в Березовом и Екатерининском), Ni (в Екатерининском), K (в Шахтном) ($K_{распр} > 4.5$). Токсичные элементы Cd, Zn в данных условиях обладают высокой способностью переходить из донных отложений в раствор, что приводит к вторичному загрязнению рек.

Таким образом, в реке Малая Талмовая содержание практически всех элементов значительно ниже, чем в дренажных ручьях, т.е. река является гидрогеохимическим барьером. Однако содержания некоторых элементов, в частности, цинка, выше фоновых в 100-1000 раз, что указывает на опасность загрязнения реки.

Литература

1. Laurie S. Balistrieri, Robert R. Seal II, Nadine M. Piatak, Barbara Pau Assessing the concentration, speciation, and toxicity of dissolved metals during mixing of acid-mine drainage and ambient river water downstream of the Elizabeth Copper Mine, Vermont, USA // Applied Geochemistry, 2007. – №22. – P. 930 – 952.
2. Бортникова С.Б., Гаськова О.Л., Айриянц А.А. Техногенные озера: формирование, развитие и влияние на окружающую среду / Отв. ред. Г.Н. Аношин. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2003. – 120 с.

ИЗУЧЕНИЕ ПРОЦЕССА ТРАВЕРТИНООБРАЗОВАНИЯ НА ЮГЕ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Н.Д. Кузьмина[1]
Научные руководители доцент О.Е. Лепокурова[2], преподаватель Н.Т. Усова[1]
[1]Лицей при Томском политехническом университете, г. Томск, Россия
[2]Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Некоторые томские родники обладают одной чрезвычайно характерной особенностью: на выходе на дневную поверхность они отлагают известковые туфы-травертины. Название травертина происходит от итальянского «travertino», искаженного от латинского «lapis Tiburtinus» - камень из Тибура. Одним из районов широкого распространения карбонатных травертинов, приуроченных к родникам, является также северная часть Колывань - Томской зоны. При этом воды данных родников являются холодными, пресными, с фоновым содержанием CO_2, в отличие от широко распространенных термальных углекислых минеральных вод областей альпийской складчатости. Кроме этого, родники относятся к геологическим памятникам природы и подлежат охране.

Объектами исследований стали два памятника природы – Таловские чаши и Дызвездный ключ, расположенные в бассейнах рек Басандайка и Тугояковка. Подземные воды данной зоны подразделяются по условиям циркуляции на два типа: порово-пластовый и трещинный [3]. Среди последних наибольший интерес представляют трещинные воды, связанные с зонами разрывных нарушений. Они отличаются от грунтовых трещинных вод более высокой минерализацией, спецификой газового состава, постоянным дебитом родников и постоянной температурой.

Таловские известковые чаши расположены в 40 км к юго-востоку от г. Томска в верховьях р.Басандайка в северной части Колывань-Томской зоны. Первые сведения об этом удивительном творении природы приводит профессор Томского университета А.М. Зайцев в 1895 г. Данный источник представляет собой ряд водоемов, сообщающихся между собой, залегающих в известковых туфах. В настоящее время наиболее крупная – травертиновая «Большая чаша». В стенке чаши имеется отверстие, через которое вода изливается. В непосредственной близости от описанного источника находятся чаши меньшего размера причудливой формы. В состав травертина, образующего стенки чаш, входит бернессит – сравнительно редкий водный оксид марганца сложного состава (это вторая достоверная находка бернессита на территории России; первая находится на вулкане Менделеева в системе Курильских островов).

Гидрогеологический памятник природы «Дызвездный ключ» или «Тугояковский травертиновый каскад» расположен в государственном региональном ландшафтном заказнике «Ларинский» на берегу реки Тугояковки. Дызвездный ключ представляет собой источник, «бьющий» из холма. Ниже небольшого склонового бугра

водный поток попадает на ступенчатый каскад. В нижней части каскада вода вновь стекает небольшим водопадом. Таким образом, здесь присутствуют два типа травертиновой постройки: вертикальный (водопадный) каскад и склоновый ступенчатый каскад. Недалеко от Дызвездного ключа был обнаружен еще один источник, который условно был назван «Задызвездный». В месте выхода родника явных травертиновых образований не наблюдалось. Ниже по руслу источника, примерно в 50 метрах, стали попадаться травертиновые отложения.

Результаты химического анализа воды родников (таблица 1) показали, что она является слабокислой, нейтрально-слабощелочной, слабоминерализированной, гидрокарбонатной, магниево-кальциевой. По сравнению с водой Дызвездного ключа вода Большой чаши имеет более высокие значения жесткости, минерализации и содержания свободной CO_2. В ней отмечается также большее содержание ионов аммония, что указывает на загрязнение источника. Таловские чаши – один из наиболее посещаемых объектов Томского района. Дикий, неконтролируемый поток туристов, отдыхающих и просто любопытствующих, наносит огромный вред уникальному природному объекту. Дызвездный ключ, к счастью, пока редко посещается туристами. По сравнению с водопроводной водой г. Томска вода источников гораздо чище. В ней меньше азотсодержащих ионов, хлоридов, сульфатов, практически отсутствует железо.

В общем случае травертины Колывань – Томской складчатой зоны представляют собой пористую породу различной прочности светло-серого, желтовато-серого цвета. Основная масса травертина сложена кальцитом (арагонитом), представляющим собой главным образом псевдоморфозы по растительным останкам и мхам [1]. На основе изучения шлифов [2] установлен следующий минеральный состав травертинов: 73% – карбонатно-глинистый цемент, 15% – лимонит, 10% – бернессит, 2% – детриты. Карбонаты представлены кальцит-арагонитовой тонкодисперсной массой [2].

По классификации Ю.В. Уткина [4] по отношению к водному потоку травертины Дызвездного ключа являются каскадными, учитывая характер ступенчатого стекания воды по склону (таблица 2). Они образуются в результате осаждения кристалликов кальцита из водной пыли, возникающей при водопадном стекании потока на мох, с последующим ростом на стебельках и листьях в виде тончайшей оторочки размером от нескольких микрон до миллиметров. Это легкие, сильно пористые образования светло-серого цвета с поверхностью «окаменелого мха».

Таблица 1

Результаты анализа воды изучаемых источников

Определяемый показатель	*Большая чаша*	*Дызвездный ключ*	*Водопроводная вода г. Томска*	*ПДК*
Запах, баллы при 20°С	известковый	известковый		
pH	6,5	7,3	7,21	6,0-9,0
Гидрокарбонат-ион, мг/л	460	293		
Аммиак, мг/л	0,5	0,07	0,44	2
Нитраты, мг/л	0,1	1,45	1,63	45
Общая жесткость, мг-экв/л	7,2	5,4	6,2	7
Хлориды, мг/л	4,97	1,5	18,3	350
Сульфаты, мг/л	10,6	3,6	<5	500
Железо, мг/л	0,1	0,0	0,22	0,3
Mg^{2+}, мг/л	16,4	9,7	18-20	30-50
Ca^{2+}, мг/л	142	93	89-90	75-100
CO_2, мг/л	110	45		
Сухой остаток, мг/л	750	284		

Таблица 2

Морфология травертинов

Таловские чаши (р. Басандайка)	**Дызвездный и Задызвездный ключ (р. Тугояковка)**
1. По отношению к водному потоку	
медленного течения	каскадные
2. По месту образования	
моховые травертины, образованные по органике, находящейся в позиции роста	
3. По морфологии инкрустируемых растений	
моховые инкрустации	
4. По морфологии построек	
слабо террасированные бугры с крутыми склонами конусовидные	каскады, покровные
5. Текстура	
Плотная пористая	

Травертины Задызвездного родника более плотные ржаво-буро-серого цвета. Они образуются в 50-100 м от выхода источника по растительным остаткам. Моховые травертины Таловских чаш менее пористые черно-серого цвета и осаждаются непосредственно из воды. Бернессит в них представляет собой черного цвета

землистые образования в виде примазок, присыпок, гнезд. По морфологии построек представляют бугры с крутыми склонами.

Для подтверждения того, что бернессит – это водный оксид марганца (+4) был проведен следующий эксперимент. Образец травертина обработали разбавленной серной кислотой. Выделение газа указывало на растворение карбонатов. К черному осадку добавили раствор перекиси водорода. При этом наблюдали растворение осадка и выделение газа:

$$MnO(OH)_2 + 2H^+ + H_2O = Mn^{2+} + 3H_2O + O_2\uparrow$$

Другую пробу травертина обработали конц. HCl, выделяющийся газ пропустили через раствор йодистого калия, наблюдали выделение йода:

$$MnO(OH)_2 + 4HCl\ (к) = MnCl_2 + 3H_2O + Cl_2\uparrow$$

$$Cl_2 + 2KI = I_2 + 2KCl$$

Как показал С.Л. Шварцев [5], в водах зоны гипергенеза выделяется несколько стадий взаимодействия воды с горными породами, на которых отмечается вторичное минералообразование окислов металлов, глин, карбонатов кальция и др. Таким образом, на определенной стадии формирования химического состава вод происходит осаждение из вод кальцита и арагонита.

Был поставлен еще один эксперимент. Травертины, измельченные в ступке, массой 1 г (пять проб каждого образца) заливали раствором HCl (1:10) и измеряли объем выделившегося CO_2. Полученную суспензию фильтровали через предварительно взвешенный фильтр. Раствор фильтрата исследовали на количественное содержание ионов кальция и общего железа. Содержание ионов кальция определяли методом комплексонометрического титрования с мурексидом. Определение общего железа проводили фотоколориметрическим методом с сульфосалициловой кислотой. Результаты анализов представлены в таблице 3.

Таблица 3

Исследование состава травертинов

Определяемый показатель	***Большая чаша***	***Верхняя чаша***	***Дызвездный ключ***	***Задызвездный ключ***
Объем CO_2, мл	184	180	167	135
Масса остатка на фильтре, мг	166	396	138	247
Ca^{2+}, мг/л	12100	14200	9800	10100
Общее железо, мг/л	12,0	12,5	10.0	22,94

В травертинах Таловских чаш содержание карбонатов кальция и общего железа больше, чем в травертинах Дызвездного ключа, что согласуется с содержанием ионов кальция и железа в воде изучаемых источников. В травертинах Задызвездного ключа отмечается большое содержание органических остатков (масса осадка на фильтре почти в два раза больше, чем в травертинах Дызвездного ключа), а также, примерно, в два раза большее содержание железа. Это логично объясняется тем, что данные травертины отлагаются не в месте выхода родника, а в 50-100 м от него. За время прохождения этого расстояния происходит аэрация воды, и растворенное железо выпадает в осадок в виде оксидов и гидроксидов железа.

Литература

1. Баженов В.А., Соколова М.Ф. Бернессит в травертинах Томской области // Вопросы генезиса эндогенных месторождений. Минералогия и геохимия. – Л.: Изд-во ЛГУ, 1988. – Вып.7. – С. 157 – 163.
2. Лепокурова О.Е. Геохимия подземных вод севера Алтае-Саянского горного обрамления, формирующих травертины / авт. дисс. на звание канд. геол.-мин.наук. – Томск: Изд-во ТПУ, 2005. – 21 с.
3. Удодов П.А., Паршин Д.Н., Левашов Б.М., Лукин А.А. и др. Гидрогеохимические исследования Колывань-Томской складчатой зоны. – Томск: Издательство ТГУ, 1971. – 284 с.
4. Уткин Ю.В. Классификация травертинов междуречья Малая Ушайка-Тугояковка (Томская область) // Проблемы географии на рубеже XXI в.: Материалы всероссийской научной конференции. – Томск: Изд-во ТГУ, 2000. – С. 197 – 199.
5. Шварцев С.Л. Гидрогеохимия зоны гипергенеза. – М.: Недра, 1996.

ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ ВОДЫ ОЗЕРА «МАЛОЕ ПЕСЧАНОЕ» КОЛПАШЕВСКОГО РАЙОНА

А.А. Курбатова

Научные руководители доцент О.Ф.Зятева, доцент Р.Ф. Зарубина

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В Колпашевском районе Томской области имеются живописные местности, покрытые сосновыми, кедровыми и смешанными лесами. Для этих местностей характерной является хорошо разработанная и разветвленная гидросеть, много стариц и озер.

В пределах изучаемой и прилегающих к ней территорий (поселки Песчаное, Дальнее, Куржино и их окрестности), расположенных примерно в 80 км на северо-запад от г. Колпашево, встречаются многочисленные озера разнообразной формы.

Озера района разнообразны не только по форме, но и по происхождению.

Среди них выделяются три большие группы озер: первая и вторая группы – округлые и слабо вытянутые озера водораздельного плато и обских террас, связанные с деградацией многолетнемерзлых пород и термокарстовыми явлениями; третья группа – озера-старицы, распространенные в поймах рек.

Озера первой группы имеют небольшую глубину (0,1–2,5 м) и изометричные очертания. Площадь их иногда значительна (до 5 км^2). Большая группа таких озер находится в истоках р. Пойдугиной. Это озера Когозес, Бол. Окуневое, оз. Источные, находящиеся севернее рассматриваемой территории. Из многочисленных озер второй группы можно отметить Чумбульские озера, Барачное, Дальнее, Песчаное и др.

Озера третьей группы распространены в пойме рек Оби, Тыма, Пайдугиной, а также в поймах малых рек. Форма озер – ленты, полумесяцы, дуги. Глубина и ширина озер-стариц зависит от глубины и ширины реки, в пойме которой они находятся.

По мнению местных жителей, вода отдельных озер имеет необычные вкусовые качества и обладает лечебными свойствами. К таким озерам они относят оз. Малое Песчаное, расположенное на окраине бывшего поселка Песчаное.

Озеро Малое Песчаное, как отмечено выше, относится ко второй группе озер. По размерам оно небольшое (1 км^2), имеет глубину до 5 м, изометричные очертания (рис.).

Из озера было отобрано 2 пробы воды: одна из проб была отобрана в августе, другая – в декабре 2007 г. Пробы были отобраны Стойко Н.А. и переданы для изучения в г. Томск. Химические анализы воды были выполнены автором и сотрудниками УНПЦ «Вода» ИГНД ТПУ. Результаты исследований даны в таблице.

Из катионов в воде преобладает Ca^{2+}, концентрация которого равна 1,2 мг/дм^3. Анионный состав вод обусловлен наличием в воде HCO_3^-.

Вода характеризуется малой минерализацией (11,5 мг/л) и слабокислой средой (pH 5,9).



Рис. Озеро «Малое Песчаное»

Сравнивая значения показателей солевого состава исследованной воды с нормативными требованиями к чистым полезным водам [1], расфасованным питьевым водам первой категории и высшего качества [2], можно заключить, что вода оз. Малое Песчаное по исследованным показателям (за исключением аммония) удовлетворяет выше указанным требованиям.

По нашему мнению, лечебный эффект, на который указывает местное население, может быть обусловлен такими особенностями воды как низкая минерализация, слабокислая водная среда и наличия в ней биологически активных водорастворенных органических веществ, подлежащих дальнейшему исследованию.

Вода оз. Малое Песчаное может представлять интерес при ее использовании в курортологической практике, а именно, в качестве минеральной столовой, а возможно и в качестве минеральной лечебно-столовой воды при заболеваниях желудочно-кишечного тракта при ее благополучном санитарно-эпидемиологическом состоянии.

В связи с этим целесообразно обратиться в специализированную организацию для уточнения бальнеологической ценности воды. Для уточнения ее лечебных свойств необходимо проведение экспериментальных и клинических исследований.

Несмотря на трудную доступность, эти места привлекают не только местное население, но и жителей городов. Появляются первые предприниматели, осуществляющие индивидуальную застройку территории.

Таблица

Химический состав воды оз. Малое Песчаное Колпашевского района

Показатели, мг/дм^3 (кроме pH, Ж.О., перманганатной окисляемости)	Дата отбора и содержание показателей		Требования СанПиН 2.1.4.1116-02 [1] к качеству питьвых вод первой категории (высшей категории)	Требования 98/83/ЕС к чистой полезной воде [2]
	10.08.2007	10.12.2007		
pH, ед. pH	5,9±0,1	5,9±0,1	6,5–8,5 (6,5–8,5)	≥ 6,5 и ≤ 9,5
Na	1,1±0,5	0,5±0,5	200 (20)	200
K	0,30±0,20	0,45±0,20	20 (2–20)	
Ca^{+2}	1,2	1,2	130 (25–80)	
Mg^{+2}	0,5	0,49	65 (5–50)	
NH_4^+	0,3	0,3	0,1 (0,05)	0,5
Cl^-	0,85±0,50	1,75±0,50	250	250
SO_4^{-2}	–	2,7	250 (150)	250
NO_2^-	–	< 0,10	0,5 (0,005)	0,5
NO_3^-	–	< 0,5	20 (5)	50
HCO_3^-	7,32	7,32	400 (30-400)	
F^-	–	< 0,1	1,5 (0,6–1,2)	1,5
Минерализация *) (с. о.)	11,27	11,71	1000 (200–500)	
$CO_{2,\ своб.}$	7,92	8,8		
Ж.О., мг-экв/л	0,1	0,1	7 (1,5–7)	
$Fe_{общ}$	< 0,1	< 0,1	0,3 (0,3)	0,2
Si	–	0,115	10 (10)	
Cu	–	$(1,2±0,4)\cdot10^{-3}$	1 (1)	2
Zn	–	$(4,0±1,0)\cdot10^{-3}$	5 (3)	
Pb	–	$(1,1±0,3)\cdot10^{-3}$	0,01 (0,005)	0,01
Cd	–	$(6,6±2,0)\cdot10^{-5}$	$1,0\cdot10^{-3}$ ($1,0\cdot10^{-3}$)	$5,0\cdot10^{-3}$
перманг.ок., мг O_2/л	–	2,36	3 (2)	5

*) – в минерализации не учтены содержания органических и металлорганических соединений.

Таким образом, изучаемый район в осеннее-зимний период, когда нет гнуса и клещей, может быть привлекательными для организации рекреации и отдыха. При организации рекреационной деятельности озера могут представлять интерес не только как объекты для отдыха и места для рыбной ловли, но и как резервуары чистой воды и ее использовании в лечебных и оздоровительных целях. В связи с этим целесообразно продолжить исследование воды, расширить круг определяемых показателей, в частности, изучить состав и концентрацию в воде биологически активных водорастворимых органических веществ.

Литература

1. Директива Совета Европейского Союза 98/83/ЕС от 03.11.1998 г. по качеству воды, предназначенной для потребления человеком, опубликована 5 декабря 1998 г. в Official Journal of the European Communities. Вступила в силу 25 декабря 1998 г., 1998.
2. СанПиН 2.1.4.1116-02. Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды, расфасованной в емкости. Контроль качества. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы. – М.: Минздрав России, 2002.

ПУТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СТОЧНЫХ КАРЬЕРНЫХ ВОД

С.Ю. Лукьянова[1], А.С. Вдовина[2], Е.Н. Лемзякова[2]
Научный руководитель профессор Ю.В. Лесин[2]
[1]ФГУ «Управление Кемеровомелиоводхоз», г. Кемерово, Россия
[2]Кемеровский государственный университет, г. Кемерово, Россия

В связи с высокой рентабельностью угольных разрезов в горнодобывающей промышленности Кузбасса прослеживается тенденция увеличения добычи полезного ископаемого открытой разработкой. По этой причине увеличивается и объем сброса сточных вод, из которых карьерные воды составляют 72,4%. Объем сброса сточных карьерных вод на разрезах Кузбасса отрицательно влияет на экологическую ситуацию в регионе.

Карьерные воды могут быть реализованы в нескольких направлениях:

1. на собственные нужды предприятия;
2. сторонним предприятиям и организациям;
3. сброс очищенных вод в природные водоемы.

Карьерные воды используются в следующих основных и вспомогательных процессах производственной деятельности разрезов: пылеподавление, профилактика самовозгорания породных отвалов, получение тепловой

энергии, получение сжатого воздуха, буровзрывные работы, обслуживание транспортно- дорожных механизмов, гидромеханизация вскрыши.

Замена воды, используемой в производстве, на карьерные воды в процессах, технические требования к которым удовлетворяют качественным показателям карьерных вод, оказывает положительный экологический и экономический эффект, экономия воды питьевого качества.

При реализации карьерных вод сторонним предприятиям и организациям, которые постоянно нуждаются в больших объемах воды и находятся в непосредственной близости от разрезов, наиболее рентабельно использовать для предприятий смежного производства, котельных, дорожно-транспортных служб, сельских хозяйств.

Наибольший объем карьерных вод целесообразно использовать в сельском хозяйстве. С этой целью была проведена комплексная оценка качества воды и соответствия ее качественных показателей требованиям, предъявляемых при орошении. При этом учитывались агрономические, технические и экологические критерии.

Агрономические критерии определяют качество воды для орошения по ее воздействию на почвы, урожайность и качество сельскохозяйственных культур. Использования карьерных вод для орошения, в зависимости от степени опасности осолонцевания и засоления почвы, является рентабельным.

Экологические критерии определяют качество воды для орошения с учетом необходимости обеспечения безопасной санитарно-гигиенической обстановки на данной территории и охраны окружающей среды. Карьерные воды соответствуют ГОСТ 17.4.3.07-82.

Для орошения могут быть использованы карьерные воды, накапливаемые в прудах-отстойниках или других накопительных емкостях, где обеспечивается частичная очистка от взвешенных веществ, удаление крупных частиц и прогревание. Применение карьерных вод рекомендуется для орошения кормовых, зерновых и технических культур.

Использование карьерных вод для внутренних технологических нужд разрезов, взамен воды из системы хозяйственно-питьевого водоснабжения, обеспечивает рост уровня использования попутно забираемых вод на производственные нужды, что снижает затраты на покупную воду при замене ее очищенной.

Общий эффект от сокращения среднегодовых затрат на плату за пользование водными объектами, а именно осуществления забора воды из водных объектов и осуществления сброса карьерных вод в водоприемник, определяется в соответствии с Федеральным законом России.

В среднем один разрез в Кузбассе осуществляет забор 6-7 млн. $м^3$ воды из природного объекта и 7-8 млн. $м^3$ воды сбрасывает в водные объекты; при этом расходы разреза за сброс карьерных вод и забор вод из природного источника состоят из платы за сброс загрязняющих веществ и платы за сброс карьерных вод и забор питьевой воды из природного источника и составляют более миллиона рублей в год. Расчет расходов среднего разреза на забор питьевой воды и сброс загрязняющих веществ и карьерных вод показывает, что при использовании карьерных вод на собственные нужды разрезов и реализации воды в близи расположенных сельхозпредприятиях разрезы Кузбасса получается прибыль за счет снижения затрат за плату сброса и забора воды из природного источника и реализации воды сельхозпредприятиями.

Экологический эффект от очистки загрязненных карьерных вод, сбрасываемых в водоемы, заключается в достижении безопасных концентраций веществ в природном водоеме, что приводит к экономическому эффекту за счет предотвращения уплаты штрафов за нанесение ущерба водоему.

Как следствие, по агрономическим, техническим и экологическим критериям карьерные воды для сельского хозяйства можно использовать без предварительной подготовки.

Этот вывод имеет решающее значение для Кузбасса как для региона с высоким сельскохозяйственным потенциалом (в земельном фонде области земли сельскохозяйственного назначения составляют значительную часть – 27 %; средний балл бонитета по Кузбассу – 75, а в Прокопьевском, Ленинск-Кузнецком и Беловском районах этот показатель доходит до 80-82). В то же время именно эти районы испытывают острый дефицит воды для орошения сельскохозяйственный угодий: ежегодно ее требуется около 5 млн. $м^3$. Это объясняется тем, что здесь протекают маловодные реки (Иня, Касьма, Кара-Чумыш, Томь-Чумыш и др.), забор воды из которых для сельскохозяйственных целей запрещен, так как в противном случае они обмелеют.

УЛУЧШЕНИЕ КАЧЕСТВА ПИТЬЕВОЙ ВОДЫ С. КАРГАСОК ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Т.В. Майкова
Научный руководитель доцент Р.Ф. Зарубина
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Актуальность работы связана с повышенным содержанием железа и кремния в питьевых водах северных районов Томской области.

Целью данной работы является исследование и улучшение качества вод централизованного и нецентрализованного водоснабжения с. Каргасок для питьевых целей.

Задачами являются:

1) Изучение схем водоподготовки централизованного и нецентрализованного водоснабжения;

2) Исследование состава воды источника нецентрализованного водоснабжения и состава воды, подающейся в водопроводную сеть;

3) Улучшение качества водопроводной воды и воды источника нецентрализованного водоснабжения методом электрокоагуляции.

Хозяйственно-питьевое водоснабжение населения с. Каргасок осуществляется из подземных источников. Около 30 % населения используют нецентрализованное водоснабжение. Были проведены анализы

состава вод и исследования по улучшению качества водопроводной воды с. Каргасок и питьевой подземной воды источника нецентрализованного водоснабжения, используемой жителями двух домов по переулку Радужному.

Для централизованного водоснабжения забор воды осуществляется из 12-ти скважин, глубина которых от 102 до 177 метров. В процессе очистки на станции водоподготовки вода проходит стадии аэрации и озонирования, но в ходе исследования было выяснено, что качество воды, поступающей в водопроводную сеть, не удовлетворяет нормативным требованиям Сан П и Н 2.1.4.1074 – 01 по содержанию железа и кремния [2]. Согласно ГОСТ 2761-84 вода относится ко второму классу качества по содержанию железа [1], следовательно, требуется дополнительная ее очистка, направленная на снижение его содержания.

Исследования питьевых подземных вод источника нецентрализованного водоснабжения показали, что качество воды не удовлетворяет требованиям Сан П и Н 2.1.4.1074 – 01 по показателям мутности, цветности, а также по содержанию железа. Показатель цветности превышает ПДК более чем в восемь раз. Содержание железа в питьевой воде превышает ПДК в 37 раз.

Согласно ГОСТ 2761-84 вода относится к третьему классу качества по показателям цветности и мутности, а также по содержанию железа. Следовательно, требуется обязательная очистка воды с использованием специальных методов водоподготовки.

По макрокомпонентному составу питьевая вода с. Каргасок пресная, гидрокарбонатная, кальциевая, слабощелочная, умеренно жесткая.

Исследования по улучшению качества этой воды с. Каргасок проводились электроразрядной обработкой в слое металлических гранул на экспериментальной установке, созданной в НИИ ВН при ТПУ (рис.).

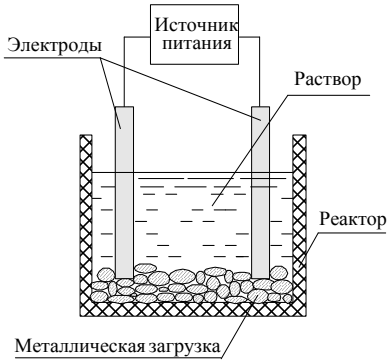


Рис. Схема экспериментальной установки

От источника питания на электроды подаются импульсы напряжения амплитудой 500 В. Электроды изготовлены из стального стержня Ст3 диаметром 7 мм, размещены внутри рабочей камеры. Положительный электрод является анодом, отрицательный – катодом. Межэлектродное пространство заполняется водой. Под действием приложенного напряжения в межэлектродном промежутке происходит движение заряженных частиц – протекает ток. На электродах происходят основные процессы электролиза, в которых участвуют как молекулы воды, так и полярные частицы из числа водных примесей. Продуктами электродных реакций являются газообразный водород и кислород, образующиеся при разрушении молекул воды; происходит подщелачивание водной среды. При протекании тока через металлическую загрузку (железную стружку) в воде появляются катионы железа, окисляющиеся до Fe^{3+}. В слабощелочной среде происходит образование нерастворимого гидроксида железа, выпадающего в осадок и образующего в воде положительно заряженный коллоид, к которому затем притягиваются отрицательно заряженные частицы из числа водных примесей.

Таблица 1

Химический состав водопроводной воды с. Каргасок до и после электрообработки

Компонент, размерность	Химический состав водопроводной воды до электрообработки	Химический состав водопроводной воды после электрообработки (время обработки в электрокоагуляторе, мин).		ПДК [1]
		3	5	
HCO_3^-, мг/л	366	73,2	48,8	–
ОЖ, мг-экв/л	6	0,8	0,4	7
Ca^{2+}, мг/л	90	–	–	–
Mg^{2+},мг/л	18,3	–	–	–
Электропроводность, S/см	0,45	0,13	0,107	–
pH, ед. pH	6,45	8,05	8,35	6,0 - 9,0
Цветность, град. цветности	7,8	0	0	20
Мутность, мг/л	0,6	0	0	1,5
$Fe_{общ}$, мг/л	**0,66**	0,06	0,01	0,3
Si, мг/л	**14,5**	0,34	0,31	10

В начале обрабатывалась водопроводная вода с. Каргасок, исследовался состав каждой пробы, полученные результаты сведены в таблице 1. Вода источника нецентрализованного водоснабжения обрабатывалась в течение тридцати секунд, одной, двух, трех и пяти минут; полученные результаты сведены в таблице 2. Результаты показали, что в обоих случаях происходит подщелачивание водной среды до значений pH 8,0 – 8,5.

В процессе электрокоагуляции происходит снижение содержания **кремния**. Многообразные формы кремниевых кислот, содержащиеся в природной воде, при протекании электрического тока образуют отрицательно заряженные коллоиды, способные притягиваются к положительно заряженному коллоиду железа; происходит их взаимная коагуляция и осаждение.

При электрообработке происходит разрушение многих **органических веществ**, содержащихся в воде, в частности фульво- и гуминовых кислот, обусловливающих цветность воды. Эти кислоты дают отрицательно заряженные ионы, также адсорбирующиеся на коллоидных положительно заряженных частицах железа. В результате происходит снижение цветности воды до показателя первого класса качества вод.

Таблица 2

Химический состав воды источника нецентрализованного водоснабжения с. Каргасок в зависимости от времени ее электрообработки

Компонент, размерность	Исходная вода	Время обработки воды в электрокоагуляторе, минуты					ПДК [1]
		0,5	1	2	3	5	
HCO_3^-, мг/л	353,8	256,2	207,4	109,8	48,8	24,4	–
ОЖ, мг-экв/л	5,8	3,8	3,1	2	0,6	0,5	7
Ca^{2+}, мг/л	98	56	48	24	8	8	–
Mg^{2+}, мг/л	10,98	12,2	8,54	9,76	2,44	1,22	–
Na^+, мг/л	4,5	5	5	7	5	6,5	200
K^+, мг/л	1,05	1,15	1,15	1,15	1,2	1,2	–
Электропроводность, mS/см	0,4	0,428	0,36	0,21	0,11	0,087	–
pH, ед. pH	7,5	8,3	8,46	8,52	8,16	8,07	6,0 - 9,0
Цветность, град.цветности	174,1	164,6	7,5	0,6	0	0	20
Мутность, мг/л	51,8	38,4	0,82	0	0	0	1,5
$Fe_{общ}$, мг/л	11,3	8,9	1,48	0,09	0,04	0,07	0,3
Si, мг/л	6,46	4,13	3,3	1,35	0,36	0,14	10
ПОК, мгO_2 /л	2,94	2,08	1.92	2,32	3,24	3,08	5
Zn, мг/л	0,361	0,0397	0,011	0,0619	–	0,0231	5
Cd, мкг/л	0,195	0,12	0,00	0,00	–	0,00	1
Pb, мкг/л	6,09	2,06	1,98	1,03	–	0,587	30
Cu, мг/л	0,0064	0,00156	0,00151	0,0129	–	0,0011	1

В процессе водоподготовки изменяется **макрокомпонентный** состав воды. С увеличением pH воды HCO_3^- разрушается до CO_3^{2-}. При протекании реакций образуется карбонат кальция $CaCO_3$, выпадающий в осадок; в результате снижается содержание кальция в воде. Магний в слабощелочной среде образует нерастворимый гидроксид магния $Mg(OH)_2$, также выпадающий в осадок. В результате снижения содержания кальция и магния уменьшается величина общей жесткости питьевой воды

Исследования по поведению **тяжелых металлов** в процессе электрокоагуляции показали, что в процессе электрообработки в слое металлических гранул происходит осаждение на положительно заряженных коллоидных частицах железа ряда микрокомпонентов, содержащихся в природных водах в естественных условиях.

Таким образом, уже после 2-х минут обработки воды в электрокоагуляторе она по своему составу, согласно ГОСТ 2761-84, относится к первому классу качества вод, предназначенных для питьевых целей; следовательно, не требует больше никакой дополнительной водоподготовки. Качество воды полностью удовлетворяет требованиям Сан П и Н 2.1.4.1074-01 «Питьевая вода».

Литература

1. ГОСТ 2761-84 «Источники централизованного хозяйственно-питьевого водоснабжения. Гигиенические, технические требования и правила выбора». – М.: Изд-во стандартов, 1985.
2. СанПиН 2.1.4.1074-01. Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества. – М.: Минздрав России, 2002.

СОСТАВ И СВОЙСТВА СТОЧНЫХ КАРЬЕРНЫХ ВОД КУЗБАССА

Т.Ф. Мельникова, С.М. Наприенко
Научный руководитель профессор Ю.В. Лесин
Кемеровский государственный университет, г. Кемерово, Россия

Значительный рост объемов добычи угля в Кузбассе в последние годы обусловлен, в первую очередь, интенсивным развитием открытого способа разработки угольных месторождений.

Однако, не смотря на свою эффективность и безопасность, открытая разработка месторождений наносит большой вред окружающей природной среде. Существенную долю в экологическом ущербе угольных разрезов составляет сброс в поверхностные водные объекты сточных карьерных вод.

Ежегодно разрезы Кузбасса сбрасывают 120-140 млн. $м^3$ воды, то есть на один разрез в среднем приходится 6-7 млн. $м^3$ воды. Наибольшую долю сброса составляют карьерные воды.

Сброс воды, как правило, производится одновременно в нескольких местах, часто удаленных друг от друга на значительные расстояния. Количество и расположение водосборов определяется в зависимости от объема поступающих в горные выработки вод и протяженность самих горных выработок. Месторасположение водосборов, в зависимости от развития и подвигания горных работ, постоянно меняется.

Основными загрязняющими примесями в карьерных водах являются взвешенные вещества, нефтепродукты, нитриты, нитраты.

В течение года поступление воды на разрезы колеблется. В зимний период года сброс воды значительно меньше, чем в летний, когда ведутся гидровскрышные работы, а также необходимо откачивать из горных выработок дождевую воду. Максимальное поступление воды падает на период интенсивного таяния снежного покрова. В весенние месяцы (апрель и май) на разрезы поступает 30 % от годового сброса воды.

Рассматривая среднегодовые колебания взвесей в карьерных водах, выявлено максимальное содержание взвешенных веществ на периоды обильного поступления атмосферных осадков и период таяния снегов, т.е. март – 560 мг/л и октябрь-ноябрь – 430 мг/л.

Содержание нефтепродуктов, СПАВ и $БПК_{20}$ в карьерных водах также зависят от количества атмосферных осадков, т.е. наибольшее количество нефтепродуктов приходится на период таяния снегов и летне-осенний период дождей (0,20 мг/л).

Температура карьерных вод в значительной степени зависят от температуры воздуха и от площади и глубины зумпфов и водосборников. Она колеблется от 0-5°С до 16-22°С.

Водородный показатель pH карьерных вод Кузбасса находится, как правило, в пределах от 6,0 до 8,5, соответственно карьерные воды относятся к слабокислым, нейтральным и слабощелочным. Слабокислые воды свойственны для северной и южной частей Кузбасса в связи с тем, что обилие осадков и разветвленность речной системы и подземных вод здесь максимальные. В зависимости от снижения поступления подземных вод и уровня осадков, в центральной части Кузбасса карьерные воды переходят в нейтральные и слабощелочные.

Прозрачность карьерных вод изменяется в течении года в весенне-летние периоды она максимальна (от 15 до 25 мм), так как наибольшее количество не загрязненных атмосферных вод смешивается с карьерными водами, в осенние месяцы происходит сильный смыв почв, что влечет за собой снижение прозрачности карьерных вод до 8 мм.

В зависимости от источника поступления воды примеси в карьерных водах делятся на два вида:

1) примеси, масса которых зависит от количества выпадающих атмосферных осадков;

2) примеси, масса которых зависит от объемов поступления подземных вод.

Первый тип примесей находится в сезонной зависимости, т.е., содержание примесей этого типа резко возрастает в период наиболее активного таяния снегов и летне-осеннего сезона дождей

Сравнивая коэффициенты миграции микроэлементов в карьерных и шахтных водах, видно, что по концентрации микроэлементов коэффициент миграции карьерных вод выше (см. табл).

Таблица

Содержание некоторых микрокомпонентов в шахтных и карьерных водах Кузбасса

Элемент	Среднее содержание в карьерных водах, мг/л	Среднее содержание в шахтных водах, мг/л
Be	$4 \cdot 10^{-3}$	$2 \cdot 10^{-8}$
Cr	$2{,}1 \cdot 10^{-2}$	$6 \cdot 10^{-6}$
Co	$2 \cdot 10^{-3}$	$1 \cdot 10^{-6}$
Ni	$3{,}8 \cdot 10^{-2}$	$5 \cdot 10^{-7}$
Zn	$2{,}9 \cdot 10^{-2}$	$7{,}5 \cdot 10^{-5}$
Cu	$3 \cdot 10^{-3}$	$2{,}5 \cdot 10^{-6}$
Mo	$5 \cdot 10^{-3}$	$2 \cdot 10^{-7}$
Sr	$98{,}4 \cdot 10^{-2}$	$1{,}4 \cdot 10^{-2}$

Содержание микрокомпонентов в карьерных водах обусловлено их количеством в подземных водах угленосных отложений и процессами, связанными с миграцией элементов из горных пород в карьерные воды.

Содержание микрокомпонентов в карьерных водах по ряду элементов отличается от шахтных вод. В карьерных водах содержится несколько больше никеля и стронция, меньше меди, цинка, кобальта, хрома. Примерно одинаковы концентрации бериллия, молибдена, марганца. Анализируя элементы, преобладающие в карьерных водах, можно предположить, что различие в составе микрокомпонентов происходит из-за поступления в карьерные воды атмосферных ливневых и сточных вод, которые несут с собой частицы почвы.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГИС-ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ОЦЕНКИ МОРФОМЕТРИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ВОДОСБОРОВ НА ПРИМЕРЕ СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ КУЗНЕЦКОГО АЛАТАУ

А.Н. Никитенков
Научный руководитель профессор Е.М. Дутова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Оценка морфометрических параметров речной сети является одним из важнейших этапов в проведении гидрологических и гидрогеологических исследований, в особенности в условиях горных территорий, где основными факторами, оказывающие влияние на интенсивность водообмена в пределах зоны гипергенеза, являются уклон рельефа и степень дренирования горных пород (выражающаяся через густоту речной сети). Решение данной задачи представляется весьма актуальным, поскольку оно открывает качественно более широкие возможности в проведении детальных воднобалансовых исследований для водосборов рек находящихся в пределах горных территорий. Основные теоретические подходы к решению проблемы оценки степени влияния рельефа на подземный сток и оценке самого подземного стока разрабатывались такими учеными как Р.Е. Хортон, Б.И. Куделин, М.И. Львович, Г.П. Калинин, которыми был заложен базис исследований в этом направлении науки. Данные подходы получили свое развитие в трудах множества современных научных коллективов. В данной работе автор опирается на некоторые разработки коллектива кафедры гидрогеологии и инженерной геологии Томского политехнического университета, где в течение нескольких десятков лет над ними работают Дутова Е.М., Кузеванов К.И. и Лукин А.А.

Свое развитие подходы к решению проблемы изучения взаимосвязи морфометрических характеристик водосборов и величин подземного стока получили благодаря появлению качественно новых возможностей по автоматизации и проведению исследований в больших объемах, простимулированных бурным развитием компьютерной техники. Появление высокопроизводительных компьютеров, доступных широкому числу людей, позволило проводить быстрый и качественный анализ огромных массивов данных, а также применять широкий спектр математического аппарата (статистические методы, математическое моделирование). Благодаря появлению данных возможностей нами была предпринята попытка проведения исследований с использованием хорошо известных подходов на качественно новом уровне путем применения современных программных продуктов.

В последнее десятилетие получили широкое распространение программные продукты, используемые для решения задач пространственного анализа или, пользуясь современной терминологией, геоинформационные системы (ГИС). В нашей работе был использован программный продукт ILWIS версии 3.4, разработанный голландской компанией 52 North. Несмотря на свой бесплатный статус, данная программа позволяет проводить широкий спектр аналитических операций с пространственными данными.

Целью проведения данной работы является выработка подходов к автоматизированному получению основных морфометрических параметров водосборов северной части Кузнецкого Алатау. Они включают в себя автоматизированную классификацию водосборов рек по порядкам, а также получение данных о таких морфометрических параметрах, как форма водосбора, уклоны поверхностей, длина водного потока и т.п.

Исходными данными для выполнения данной работы послужили результаты дистанционного зондирования Земли, размещенные на открытом для общего доступа Интернет-сайте NASA. С данного сайта были получены файлы, содержащие информацию по абсолютным высотам, представляющие собой цифровую модель рельефа (ЦМР) для квадратов земной поверхности в один угловой градус в ширину и высоту с пространственным разрешением в три угловых секунды (~90 м). При помощи программы, написанной специально для склейки растров, указанные файлы были соединены между собой в единый файл, представляющий собой матрицу данных с разрешением 6000x4800 (рис).

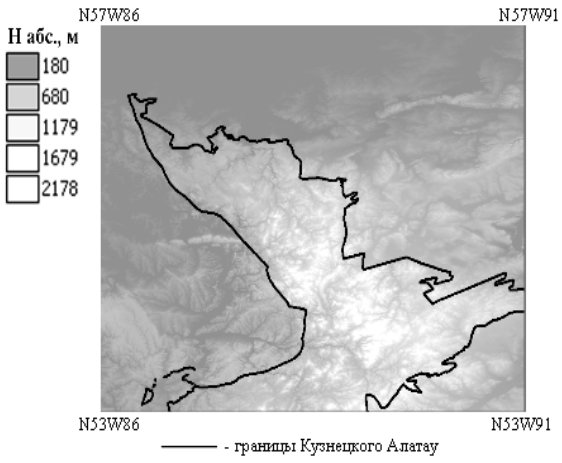


Рис. Цифровая матрица рельефа Северной части Кузнецкого Алатау

Территория северной части Кузнецкого Алатау достаточно хорошо расчлененная низкогорная местность с абсолютными отметками от 400 до 2178 м – г. «Верхний Зуб». Следует отметить, что качество привязки и точность данных были оценены путем их сравнения с привязанной в ГИС растровой топографической картой масштаба 1:500000. Путем анализа соответствия расположения и абсолютных высот 5 вершин, обозначенных на топографических картах, с данными ЦМР было установлено, что эти данные в целом совпадают, погрешность в высотах составляет 0 м для всех вершин; точность привязки по горизонтали не превышает значений в 1 ячейку ЦМР (90 м).

Затем средствами ГИС нами был проведен ряд операций по обработке ЦМР района исследований, позволивших выделить из нее и структурировать набор морфометрических данных, необходимых для

достижения поставленной нами цели. Часть работы, выполняемую встроенными средствами ГИС, можно условно разделить на ряд этапов.

На первом этапе, в целях подготовки к построению речной сети, были произведены операции по ликвидации локальных бессточных понижений рельефа, являющихся объектами накопленийзачастую представляющих собой ошибки в исходных данных. При проведении данной операции озера и плоские области не будут действовать как «потребители» воды рек и ручьев, а будут пропускать воду далее вниз по рельефу за пределы ЦМР, что призвано обеспечить расчет стока со всей территории.

На втором этапе производится расчет направлений стока для каждого пикселя ЦМР. Направление потока рассчитывается для каждой центральной ячейки блока элементарных ячеек размером 3х3 путем сравнения значений центральной ячейки со значениями 8 окружающих ее ячеек. Направление стока определяется путем обнаружения самого крутого наклона центральной ячейки к окружающим ее ячейкам. Эта операция проводится для получения данных о направлении и экспозиции склона в пределах указанной территории.

На третьем этапе производится расчет кумулятивных значений стока для каждой элементарной ячейки матрицы ЦМР. Данные значения представляют собой число ячеек, вносящих свой сток в оцениваемую элементарную ячейку под действием сил гравитации (т.е. характеризуют площадь водосбора для каждой элементарной ячейки). Данная операция используется для построения естественной речной сети исследуемой территории.

На четвертом этапе производится операция определения дренажной сети на основе порогового значения, под которым принимается минимальное число пикселей, сток с которых попадает в данный пиксель. Пороговое значение на основе данных о интенсивности водообмена в пределах зоны гипергенеза района исследований (в нашем случае пороговое значение принято в 300 элементарных ячеек, что соответствует площади водосбора порядка 2.5 км^2). Таким образом, на этом этапе фактически строится карта речной сети, основанная на представлении о том, при какой минимальной площади водосбора в данных условиях образуются поверхностные водотоки с устойчивым наличием стока в течение года.

На пятом этапе производится разбивка речной сети по порядкам (в соответствии с представлениями Р.Е. Хортона) и последующее оконтуривание водосборов полученной речной сети на основании данных по рельефу территории и направлениям стока. Параллельно в автоматизированном режиме проводится расчет ряда морфометрических параметров водосборов.

В автоматическом режиме программа позволяет получать данные только по водосборам рек наименьшего, то есть первого порядка, а для водосборов рек прочих порядков выдаются данные только для той части площади ЦМР, с которой происходит сток непосредственно отрезок русла реки, который имеет соответствующий порядок речной долины. Для решения задачи получения морфометрических параметров водосборов рек произвольного, задаваемого пользователем порядка, автором был создан скрипт, позволяющий в автоматизированном режиме получать характеристики водосборных бассейнов речных долин требуемого порядка. Используя данный скрипт, автор получил морфометрические характеристики водосборов рек 2-го, 3-го, 4-го, 5-го и 6-го порядков.

Точность векторизации речной сети на основе ЦМР была оценена путем наложения цифровой карты речной сети на цифровую карту речной сети, полученную в результате оцифровки топографических карт масштаба 1:100000, принятую за эталон. В результате сопоставления указанных речных сетей установлено практически полное соответствие истоков рек местоположению самих водотоков. Погрешности в целом находятся в пределах величин, определяемых разрешением анализируемой матрицы ЦМР 3”, что можно считать отличным результатом.

Таким образом, были получены морфометрические данные, характеризующие >12 000 оценок водосборных бассейнов, построенных с точек слияния водотоков речной сети. Максимальные величины аккумуляции стока соответствует стоку с площади порядка 59500 км^2.

Результатом проведенной работы является база данных, содержащая детальную информацию по следующим морфометрическим параметрам водосборов и водотоков: периметр водосбора, площадь водосбора, длина наибольшего (основного) водотока, расстояние по прямой от начала до конца основного водотока, координаты центра водосбора, минимальные и максимальные абсолютные высоты в пределах водосбора, а также данные по уклонам речных долин и водосборов. Часть из полученных данных в систематизированном виде представлена в таблице.

Таблица

Некоторые обобщенные данные по морфометрическим параметрам водосборов исследуемой территории

Порядок реки	Число проведенных оценок водосборов	Ср. площадь водосбора, км^2	Ср. разность высот с водосбором предыдущего порядка, м	Ср. мин.отметка водосбора, абс.м	Ср. макс. отметка появления потока водосбора, абс.м
1	6757	13,4	96,5	328,9	425,5
2	3020	44,6	22,7	332,2	355,0
3	1692	200,2	10,7	310,0	320,8
4	956	834,2	5,7	274,2	279,9
5	538	3 615,2	2,3	235,5	237,8
6	351	12 196,1	0,8	181,5	182,3

Таким образом, в результате проделанной работы нами дана общая характеристика морфометрических параметров, характеризующих водосборы исследуемой территории, а также созданы цифровые карты водосборов исследуемой территории и цифровая карта речной сети. Все полученные параметры в дальнейшем предполагается использовать при проведении гидрологических и гидрогеологических исследований данной территории и, в частности, при оценке величин подземного стока и выявлении основных закономерностей его формирования с использованием аппарата математической статистики.

Работа выполнена при поддержке гранта фонда Бортника №5208р/7638, гранта РФФИ 07-05-12005-офи.

ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ПОДЗЕМНЫХ ВОД НА СОСТАВ ГЕОХИМИЧЕСКОЙ СРЕДЫ БОЛОТНЫХ ЛАНДШАФТОВ

В.А. Олейник, К.К. Кузеванов
Научный руководитель профессор Е.М. Дутова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Большинство нефте- и газодобывающих объектов, широко эксплуатирующих подземные воды различных водоносных горизонтов, в пределах Томской области расположены на территориях болот. В ходе технологического процесса, либо при аварийных ситуациях не исключено попадание подземных вод высокой минерализации в болота, в результате чего может произойти существенное изменение химического состава болотных вод, а также их гидрогеохимической обстановки.

Моделирование смешения болотных вод с подземными водами различных горизонтов выявило ряд закономерностей изменения соотношения миграционных форм химических элементов в болотных водах, а также состава вторичной равновесной фазы.

Смешение вод верховых болот с водами палеогеновых отложений показало, что двухвалентное железо мигрирует в форме собственного иона порядка 92-97%. С увеличением доли подземных вод его процент возрастает. Комплекс с фульво- кислотами составляет 1-4%, с увеличением доли подземных вод его процент снижается. Также в составе миграционных форм присутствует гидрокарбонатный комплекс.

При смешении вод переходных болот с водами палеогеновых отложений состав миграционных форм двухвалентного железа существенно меняется. Наибольшая доля принадлежит гидроксокомплексам (6-86%) и карбонатным комплексам (7-70%). С увеличением доли подземных вод процент гидроксокомплексов снижается, а карбонатного комплекса увеличивается. Следует отметить, что с увеличением минерализации подземной воды возрастает процент карбонатного комплекса. Двухвалентное железо в виде собственного иона составляет порядка 2-23%, процент его содержания возрастает с увеличением доли подземных вод.

Воды палеогеновых отложений, смешиваясь с водами низинных болот, выявляют те же самые закономерности, что и при смешении с водами переходных болот.

При попадании вод меловых отложений в воды переходных болот соотношение миграционных форм будет зависеть от типа и, следовательно, от минерализации этих вод. Наибольшая доля двухвалентного железа мигрирует в форме собственного иона порядка (62-99%). С увеличением доли поземеных вод и с возрастанием их минерализации доля собственного иона снижается, появляются карбонатные комплексы и гидрогсокомплексы. Во всех вариантах смешения постоянно присутствуют гидрокарбонатные комплексы порядка первых единиц процента. Наличие комплексов с фульвокислотами отмечено лишь при смешении с маломинерализованными гидрокарбонатными натриево-магниево-кальциевыми водами при их минимальной доле до 10%.

Соотношение форм миграции двухвалентного железа при смешении вод переходных и низинных болот с различными типами вод меловых отложений подчиняется той же закономерности, что и при смешении с водами палеогеновых отложений. Доля гидроксокомплексов варьируется от 8% до 87%, снижается с увеличением доли подземных вод. Доля карбонатных комплексов изменяется от 9% до 72%, возрастает с увеличением доли подземных вод. Содержание собственного иона двухвалентного железа составляет порядка 4-22%, его доля растет с увеличением доли подземных вод.

При смешении вод верховых болот с подземными водами верхнеюрских отложений наибольшая доля двухвалентного железа мигрирует в форме собственного иона порядка 94 – 99%. С увеличением доли подземных вод от 20 до 50% в смеси в составе миграционных форм появляются хлориды до первых единиц процента. Органоминеральные комплексы (с фульвокислотами) образуются лишь при смешении с водами относительно низкой минерализации (от 3 до 10 г/л) при доле подземных вод порядка 10%. Постоянно присутствуют гидрокарбонатные комплексы железа (порядка 1-3%).

При смешении вод верхнеюрских отложений с водами переходных и низинных болот в составе миграционных форм двухвалентного железа существенная доля принадлежит гидроксокомплексам, доля которых с увеличением доли подземных вод снижается; при этом доля карбонатных комплексов наоборот, возрастает по отношению к собственному иону двухвалентного железа. Следует отметить, что при смешении с подземными водами высокой минерализации при их доле порядка 50% собственный ион железа имеет максимальную долю порядка 70-80%, то есть в таком долевом соотношении подземные воды юрских отложений подавляют смешение с болотными. При таких же условиях в составе миграционных форм присутствуют хлоридные комплексы железа (порядка первых единиц процента).

Состав миграционных форм трехвалентного железа, при попадании подземных вод в болота, практически не изменяется. Наибольший процент принадлежит гидроксокомплексам; при различных вариантах смешения меняется лишь их процентное соотношение.

Работа выполнена при поддержке гранта РФФИ 07-05-13565 офи_ц.

Литература

1. Инишева Л.И., Дементьва Т.В., Белова Е.А., Головацкая Е.А., Инишев Н.Г., Санникова Ю.В. Большое Васюганское болото: результаты комплексных исследований торфоболотоной экосистемы // Современное состояние и процессы развития / Под ред. чл.-корр. РАН М.В. Кабанова. – Томск: Институт оптики атмосферы СО РАН, 2002. – С. 165 – 169.
2. Назаров А.Д. Нефтегазовая гидрогеохимия юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазовой провинции. – М.: Идея-Пресс, 2004. – 288 с.
3. Покровский Д.С., Дутова Е.М., Рогов Г.М., Вологдина И.В., Тайлашев А.С., Лычагин Д.В. Минеральные новообразования на водозаборах Томской области. / Под. ред. Д.С. Покровского. – Томск: Изд-во НТЛ, 2002. – 176 с.

ПОВЕРХНОСТНЫЙ СТОК В СОСТАВЕ ВОДНОГО БАЛАНСА УЧАСТКА УГОЛЬНОГО РАЗРЕЗА «БАЧАТСКИЙ»

Я.Е. Петровская
Научный руководитель доцент К.И. Кузеванов
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время для разработки угольных месторождений широко используется открытый способ. Разработка угольных месторождений приводит к существенному изменению экологической обстановки. Наиболее интенсивному воздействию подвергаются водные ресурсы, что приводит к перераспределению поверхностного и подземного стока, оказывая влияние не только на условия формирования водопритоков в карьеры, но и на речной сток малых водотоков. Основные природные факторы, влияющие на водопритоки в систему горных выработок, связаны с географо-климатическими условиями и геологическим строением месторождений, характером и особенностями залегания пород, типом гидрогеологической структуры, гидродинамическим режимом на границах водоносных комплексов и взаимосвязью между водоносными горизонтами [1]. Помимо этого на величину водопритоков в выработки существенное влияние оказывает система и интенсивность отработки месторождений, наличие поверхностных водотоков и водоемов вблизи месторождений, которые могут оказаться источниками повышенной обводненности месторождения. Актуальность исследований условий поверхностного стока определяется необходимостью рационального использования водных ресурсов с целью минимизации техногенного воздействия на элементы гидросферы промышленно развитого района, для которого остро стоит вопрос сохранения качества источников питьевого водоснабжения.

Задачей исследования является оценка вклада поверхностного стока в структуру общего водопритока угольного карьера. В основу работы положены производственные материалы непосредственных замеров расходов в створах выпусков карьерного водоотлива.

«Бачатский угольный разрез» – самый крупный разрез в Кузбассе. В 2008 году по плану производственная мощность разреза по добыче угля должна составить 10 млн. тонн. Горный отвод расположен в пределах Бачатского месторождения в северо-западной части Кузнецкого бассейна. По административному положению карьерное поле находится на территории Беловского и Гурьевского районов Кемеровской области.

Равнинный рельеф поверхности носит типичный эрозионный характер. Расчлененность рельефа способствует формированию активного поверхностного стока. Район разработки месторождения характеризуется континентальным климатом. В теплые месяцы выпадает большая часть годовых осадков, что составляет 250…300 мм. Гидрографическая сеть района относится к бассейну реки Ини, представлена системой р. Бачат, одного из наиболее крупных притоков р. Ини, и руч. Салаирка. Река Бачат в своем верхнем течении разделяется на два примерно равновеликих водотока. Река Большой Бачат протекает в 250 м от южной границы поля разреза, а русло реки Малый Бачат пролегает в 500 м от его северо-западной границы. Долины рек М. Бачат и Б. Бачат являются естественными границами собственно Бачатского месторождения.

Карьерное поле участка «Бачатский угольный разрез» полностью располагается в пределах Бачатского месторождения каменных углей. Гидрогеологические условия месторождения контролируются геологическим строением, геоморфологическим положением, тектонической нарушенностью горных пород, интенсивностью процессов выветривания и характеризуются как относительно простые. Питание и условия разгрузки подземных вод тесно связаны с интенсивностью атмосферных осадков и особенностями поверхностного стока [2]. В гидрогеологическом отношении наиболее водообильным является водоносный комплекс аллювиальных отложений р. М. Бачат. Он пользуется весьма ограниченным распространением по площади и не выходит за границы речных долин.

Методика исследования поверхностного стока заключалась в сборе, систематизации и анализе данных о количестве атмосферных осадков, их распределении по площади водосбора с использованием ГИС-технологий. Особенностью угольного месторождения является его приуроченность к возвышенному участку водораздела.

Схема формирования поверхностного стока (рис.1) показывает, что в пределах междуречья рр. М. Бачат, Б. Бачат выделяются несколько локальных водосборных бассейнов водотоков и самого карьера. Границами бассейнов служат выраженные в рельефе водораздельные линии. Большая часть поверхностного стока транзитным потоком поступает в водотоки за пределами открытой горной выработки.

Водопритоки в горные выработки разреза обусловлены ресурсами подземных вод угленосных отложений и атмосферными осадками, выпадающими на площади открытых работ. Основными факторами, от которых зависит водоприток, являются: водообильность горных пород, климатические условия, глубина и площадь отработки [3].

Для оценки поверхностной составляющей суммарного водопритока оценивалась площадь карьера и локального водосборного бассейна, формирующего поверхностный сток в пределы открытой горной выработки. Оценка площади карьера с учетом его сложной формы в плане дает величину 12,8 млн. м^2. В пределах карьерного поля непосредственно на забой поступает различное количество атмосферных осадков в зависимости от водности года. Анализ структуры водопритоков в карьер по данным непосредственных замеров расхода на одном из водоотливных участков, и сопоставление их с результатами расчетов показывает, что доля поверхностного стока от общего водопритока в карьер составляет приблизительно 75 %.

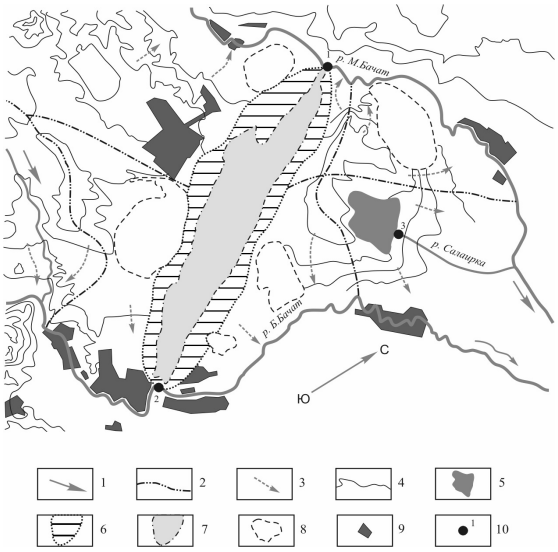


Рис.1 Схема формирования поверхностного стока 1) направление течения рек; 2) линии водоразделов; 3) направление поверхностного стока; 4) горизонтали рельефа; 5) гидроотвал; 6) локальный водосбор карьера; 7) карьерное поле; 8) отвалы горных пород; 9) участки жилой застройки; 10) выпуск карьерного водоотлива и его номер

Общая схема движения поверхностных вод относительно главных водоразделов подчиняется общему региональному уклону рельефа земной поверхности и имеет сложный структурный план. Пространственная ориентация карьера по отношению к главному направлению уклонов поверхности минимизирует перехват стока, основная часть которого протекает, не попадая в карьер (рис.1).

Общая водосборная площадь поверхностного стока составляет 15 млн. м^2, в пределах которой большая часть приходится на карьерное поле (12,8 млн. м^2); таким образом, на долю локального водосбора карьера приходится только 2,2 млн. м^2, что позволяет оценить величину дополнительного поступления поверхностного стока с площади водосборного бассейна как незначительную. За год средней водности за счет этой части водного баланса в карьер поступает 927,7 тыс. м^3 поверхностных вод, что составляет 15 % от общей величины поверхностного стока (рис.2).

Результаты выполненных расчетов показывают, что большая часть водопритоков в карьер осуществляется за счет поступления атмосферных осадков непосредственно на площадь открытой горной выработки. Малая доля подземного стока в суммарном водоотливе объясняется расположением горных работ на возвышенном междуречье рек М. Бачат и Б. Бачат в области питания подземных вод. Уменьшению водопритока способствуют геолого-структурные особенности месторождения. Основная угленосная структура имеет вытянутую форму и ориентирована по линиям поверхностного стока, что минимизирует перехват поверхностного стока открытой горной выработкой.

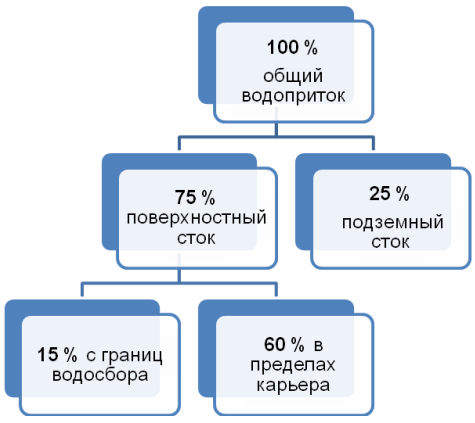


Рис.2 Структура водопритоков

Литература

1. Бабушкин В.Д и др. Изучение гидрогеологических и инженерно-геологических условий при разведке и освоении месторождений твердых полезных ископаемых. – М.: Недра, 1969. – 408 с.
2. Рогов Г.М. Гидрогеология и геоэкология Кузнецкого угольного бассейна. – Томск: Изд-во Томского архитектурного строительного университета, 2000. – 167с.
3. Шестаков В.М., Поздняков С.П. Геогидрология. – М.: ИКЦ «Академкнига», 2003. – 176 с.

ОРГАНИЗАЦИЯ СТРУКТУРЫ ИНФОРМАЦИОННОГО МАССИВА АРХИТЕКТУРНЫХ ПАМЯТНИКОВ

В.Д. Покровский
Научный руководитель доцент К.И. Кузеванов
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Среди разнообразной застройки старинного студенческого, культурного и промышленного центра Западной Сибири, г. Томска, многие строения являются архитектурными памятниками каменного и деревянного зодчества. Сохранение этого культурного наследия является одной их важнейших задач градостроительной политики. В то же время, для Томска, как и многих других городов мира, характерны опасные геологические и антропогенные процессы, одним из которых является техногенное подтопление, создающее угрозу для зданий и сооружений, в том числе и для архитектурных памятников. Техногенное подтопление – подъем уровня подземных вод, вызванный влиянием жизнедеятельности города: потерями воды из водопроводных и канализационных сетей, подпором подземных вод при строительстве зданий на свайных фундаментах и другими причинами. Подтопление формируется под действием природных и техногенных факторов, среди которых наибольшее значение имеют: геологическое строение территории, интенсивность дополнительного, по сравнению с природными условиями, питания подземных вод и ухудшение условий их стока и испарения.

Целью данной работы являлась оценка возможности техногенного подтопления исторических и архитектурных памятников г. Томска. Для достижения поставленной цели необходимо создание базы данных, включающей информацию не только об архитектурных памятниках, но и о факторах формирования процессов подтопления.

Информационный массив архитектурных памятников структурно можно систематизировать в виде пяти блоков.

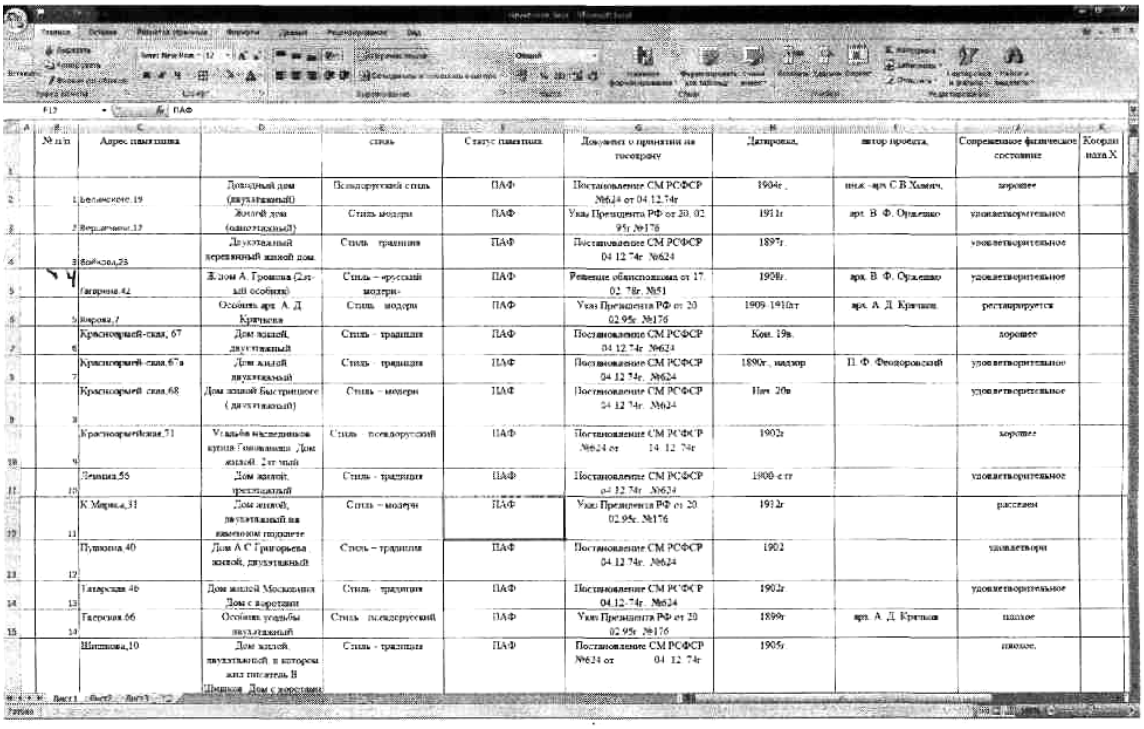
Первый, архитектурный, блок включает: адрес памятника, его наименование, стиль, статус, документ о принятии на государственную охрану, датировка, автор проекта, современное физическое состояние (рис.1).

Второй блок включает координатную привязку памятника архитектуры, выполненную с помощью современных средств навигации.

Третий блок включает атрибутивную геолого-гидрогеологическую информацию слоев электронных карт об уровне и глубинах залегания фунтовых вод, наличии верховодки, типов фильтрационных разрезов, удельном водопотреблении.

Четвертый блок включает современную гидрогеологическую информацию памятника, полученную в результате опросов населения. При проведении маршрутных исследований нами выяснялось: наличие воды на поверхности (бывает, не бывает, если бывает то когда, в какое время года или всегда, после выпадения осадков), вода под землей: наличие воды в подполье, погребах; имеются ли скважины, если имеются, то на какой глубине залегает уровень подземных вод.

Пятый блок включает файлы фотографий архитектурных памятников или отдельных их деталей выполненные автором или томскими фотохудожниками (рис.2, 3.).



№ п/п	Адрес памятника		стиль	Статус памятника	Документ о принятии на госохрану	Датировка,	автор проекта,	Современное физическое состояние	Коорди ната X
1	Белинского,19	Доходный дом (двухэтажный)	Псевдорусский стиль	ПАФ	Постановление СМ РСФСР №624 от 04.12.74г	1904г.	инж.-арх С.В.Хламич,	хорошее	
2	Вершинина,37	Жилой дом (одноэтажный)	Стиль модерн	ПАФ	Указ Президента РФ от 20. 02 95г №176	1911г	арх. В. Ф. Орлеанко	удовлетворительное	
3	Войкова,28	Двухэтажный деревянный жилой дом.	Стиль – традиция	ПАФ	Постановление СМ РСФСР 04.12.74г №624	1897г.		удовлетворительное	
4	Гагарина,42	Ж.дом А. Громова (2эт-ый особняк)	Стиль – русский модерн-	ПАФ	Решение облисполкома от 17. 02. 78г. №51	1908г.	арх. В. Ф. Орлеанко	удовлетворительное	
5	Кирова,7	Особняк арх. А. Д. Крячкова	Стиль – модерн	ПАФ	Указ Президента РФ от 20. 02.95г. №176	1909-1910гг	арх. А. Д. Крячков.	реставрируется	
6	Красноармейская, 67	Дом жилой, двухэтажный	Стиль – традиция	ПАФ	Постановление СМ РСФСР 04.12.74г №624	Кон. 19в.		хорошее	
7	Красноармейская,67а	Дом жилой двухэтажный	Стиль – традиция	ПАФ	Постановление СМ РСФСР 04.12.74г. №624	1890г., надстр	П. Ф. Феодоровский	удовлетворительное	
8	Красноармейская,68	Дом жилой быстрицкого (двухэтажный)	Стиль – модерн	ПАФ	Постановление СМ РСФСР 04.12.74г. №624	Нач. 20в		удовлетворительное	
9	Красноармейская,71	Усадьба наследников купца Гоношилина. Дом жилой 2эт-ный	Стиль – псевдорусский	ПАФ	Постановление СМ РСФСР №624 от 14.12.74г	1902г		хорошее	
10	Ленина,55	Дом жилой, трехэтажный	Стиль – традиция	ПАФ	Постановление СМ РСФСР 04.12.74г. №624	1908-е гг		удовлетворительное	
11	К.Маркса,31	Дом жилой, двухэтажный на каменном гараже	Стиль – модерн	ПАФ	Указ Президента РФ от 20. 02.95г. №176	1912г		расселен	
12	Пушкина,40	Дом А.С.Григорьева жилой, двухэтажный	Стиль – традиция	ПАФ	Постановление СМ РСФСР 04.12.74г. №624	1902		удовлетвори	
13	Татарская,46	Дом жилой Москвина Дом с аркатурой	Стиль – традиция	ПАФ	Постановление СМ РСФСР 04.12.74г. №624	1902г		удовлетворительное	
14	Тверская,66	Особняк усадьбы двухэтажный	Стиль – псевдорусский	ПАФ	Указ Президента РФ от 20. 02.95г. №176	1899г	арх. А. Д. Крячков	плохое	
15	Шишкова,10	Дом жилой, двухэтажный, в котором жил писатель В Шишков. Дом с аркатурой	Стиль – традиция	ПАФ	Постановление СМ РСФСР №624 от 04.12.74г	1905г		плохое.	

Рис.1 Фрагмент структуры базы данных (архитектурный блок)



Рис.2 Примеры файлов изображения памятников деревянной архитектуры (http://www.tomsk.ru)

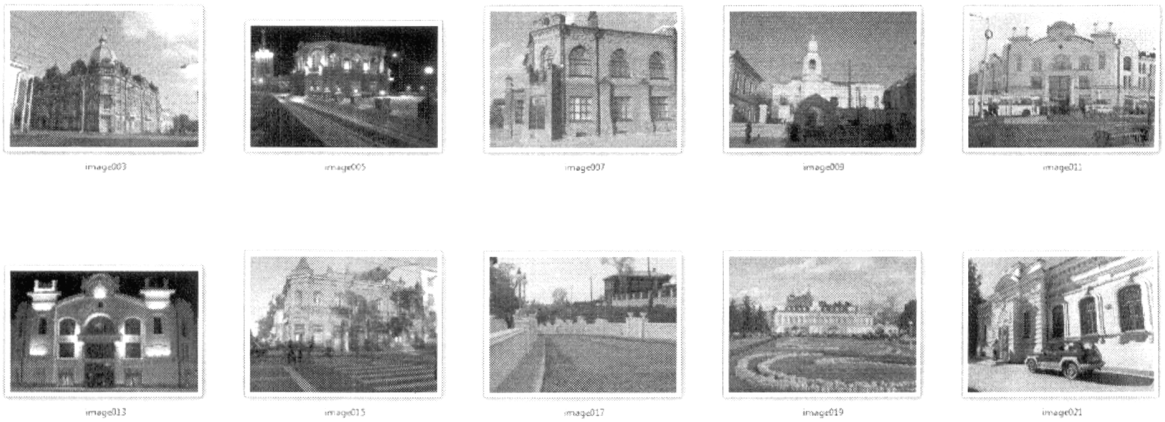


Рис.3 Примеры файлов изображения памятников каменной архитектуры (http://www.tomsk.ru)

В настоящее время автором проводится наполнение информационного массива. Наиболее полно заполнен первый блок – общий объем информации около 500 памятников архитектуры. Второй, третий и пятый блоки имеют порядка 100 строк информации. Четвертый блок находится в начальной стадии заполнения.

Созданный информационный массив данных готов для работы в других программных продуктах.

Создаваемая на его основе информационно-поисковая система позволяет оперативно получить полную информацию о гидрогеологических условиях любой произвольно выбранной точки городской территории, в том числе и участков расположения памятников архитектуры.

С использованием этой системы был выявлен ряд первоочередных объектов для выполнения реставрационных работ, расположенных на территориях существующего либо потенциально возможного техногенного подтопления (районы Белого озера, Московского тракта, Богоявленский собор, отдельные здания ТГУ и др.).

Работа выполнена при поддержке фонда Бортника, гранта РФФИ 07-05-13565.

ОСНОВНЫЕ ГИДРОГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ НА ПЛОЩАДИ РОМАШКИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ОПТИМАЛЬНЫЕ ПУТИ ИХ РАЗРЕШЕНИЯ

А.А. Салихова, А.Р. Ханафеева
Научный руководитель доцент Р.Х. Мусин
Казанский государственный университет, г. Казань, Россия

Ромашкинское месторождение является одним из крупнейших многопластовых месторождений платформенного типа Волго-Уральской провинции. Оно расположено в пределах Южно-Татарского свода, в юго-восточной части Татарстана. Месторождение открыто в 1943 г., а в разработку введено в 1952 г., его площадь составляет около 6000 км^2. В разрезе девонских и каменноугольных отложений месторождения установлена нефтеносность 22 горизонтов, при этом наиболее продуктивными являются пашийский и кыновский терригенные горизонты верхнего девона, на долю которых приходится >80 % разведанных запасов [1]. Пластовые воды девонских отложений являлись преимущественно хлоридными кальциево-натриевыми рассолами с минерализацией 200-300 г/дм^3.

Разработка Ромашкинского месторождения с самых ранних этапов ведется с широким использованием различных методов заводнения продуктивных горизонтов, при этом первоначально оно было разрезано рядами нагнетательных скважин на 22 самостоятельно разрабатываемые площади. Для заводнения использовались воды следующих типов – пресные речные, солоноватые нижнепермских отложений и попутные нефтяные. В последнее время в системах поддержки пластового давления используют, в основном, промысловые сточные воды. Закачка разнотипных вод привела к существенной трансформации пластовых гидрогеохимических условий. Так, минерализация вод пашийско-кыновского гидростратиграфического уровня в пределах одной из площадей в центральной части месторождения в настоящее время варьирует от 3-10 до 280 г/дм^3 при сохранении Cl/Ca-Na состава (здесь и далее составы вод приводятся символьными обозначениями, на последнем месте как в анионной, так и катионной части указан преобладающий компонент), а основной уровень минерализации составляет 140-200 г/дм^3.

Более чем 50 летняя разработка Ромашкинского месторождения привела к нарушению гидрогеоэкологического равновесия и в верхней части разреза, за счет загрязнения, участками экстремального, как поверхностных, так и подземных вод попутными нефтяными водами [2, 4 и др.]. Зона активного водообмена охватывает в пределах месторождения комплекс пермских и плиоцен-четвертичных отложений мощностью до 300-350 м. В ее верхней части до 1970-х годов преимущественным распространением пользовались HCO_3 и SO_4-HCO_3 воды благоприятного питьевого качества, а в нижней части – солоноватые воды SO_4 состава. С указанного времени практически повсеместно проявляется тенденция замещения HCO_3 и SO_4-HCO_3 подземных вод (ПВ) водами с долей Cl иона более 20 %-ммоль, при этом их минерализация может достигать 5-10 г/дм^3, а общая жесткость – 40-70 ммоль/дм^3. Доля загрязненных, с повышенной долей хлоридов, ПВ в составе нижнеказанского сульфатно-карбонатно-терригенного водоносного комплекса, являвшегося в нефтяном регионе Татарстана наиболее продуктивным элементом разреза в отношении вод питьевого качества, сейчас составляет не менее 60-70 %. Загрязнение пресных ПВ происходит за счет внедрения в зону их распространения высокоминерализованных хлоридных вод как “снизу” – заколонные и межпластовые перетоки, так и “сверху” – утечки, часто аварийные, из трубопроводов и емкостей хранения. Данное изменение гидрогеохимических условий обусловило почти катастрофическое положение с качественным питьевым водоснабжением многих населенных пунктов.

Основными путями разрешения данных гидрогеоэкологических проблем являются – уменьшение негативного влияния процессов нефтедобычи на верхнюю часть гидрогеологического разреза и защита крупных питьевых подземных водозаборов. Мероприятия первого пути в последнее десятилетие активно осуществляются ОАО “Татнефть”. Это замена металлических трубопроводов на коррозионно более устойчивые металлопластиковые, тампонаж бездействующих скважин и т.д. Для защиты же водозаборов наиболее оптимальным представляется откачка загрязненных ПВ и параллельная их закачка в нефтепродуктивные горизонты, т.е. использование этих вод в системах поддержки пластового давления. При этом могут проявиться побочные негативные явления в виде солеотложения в нефтяных горизонтах, скважинах и коммуникациях. Вероятность отложения $CaCO_3$ и $CaSO_4$ ($CaSO_4 \cdot 2H_2O$), как основных солей, осложняющих нефтедобычу в Татарстане, определялась расчетным способом по анализу составов ПВ нижнеказанских, верхнедевонских отложений и их смесей в пропорции 1:1 в пределах вышеотмеченной нефтяной площади Ромашкинского месторождения.

Для прогнозной оценки выпадения $CaCO_3$ использован метод Стиффа-Дэйвиса, который основан на сопоставлении реального pH с расчетным (pH_s), а вероятность солеотложения определяется индексом насыщения (IS) и индексом стабильности (ISt); для выявления возможности отложения $CaSO_4$ – методика Б.П. Зверева, по которой основным рассчитываемым параметром является дефицит насыщения воды этим соединением (X_{CaSO4}) [3]. В данном рассмотрении участвовали: воды нижнеказанского комплекса с варьирующими составом (от Cl-HCO_3/Mg-Ca до Cl/Mg-Ca и Cl/Na), минерализацией 0,6-7,3 г/дм^3, общей жесткостью 9,4-61,0 ммоль/дм^3, pH – 7,0-8,1, концентрациями (мг/дм^3) HCO_3^- – 104-513, Ca^{2+}– 113-727, SO_4^{2-} – 14-1329; воды пашийско-кыновского уровня Cl/Ca-Na и Cl/Na состава, с минерализацией 2,6-278 г/дм^3, pH – 3,0-8,3, содержаниями (мг/дм^3) HCO_3^- – 0-366, Ca^{2+}– 177-22985, SO_4^{2-} – 0-1300. В водах нефтеносного горизонта с увеличением минерализации отмечается снижение pH (коэффициент парной корреляции r = -0,66), HCO_3^--иона (r = -0,61) и рост концентраций Ca^{2+}-иона (r = 0,96).

Устойчивость приповерхностных ПВ в отношении солеотложения рассчитывалась для температурного диапазона 5-30^0 С, глубинных ПВ – 30-40^0 С (что соответствует реальным пластовым температурам), а смесей разноглубинных вод – 30^0 С. Значение водородного показателя смесей определялось не как среднеарифметическое, а приближалось к pH глубинных пластовых вод (которые в большинстве случаев ниже pH приповерхностных ПВ), отличаясь от него на 0,2-0,5, реже 0,7-0,9 единиц, в зависимости от разницы конкретных значений pH смешиваемых вод. Этот расчет щелочно-кислотного показателя базировался на экспериментальных данных ОАО "ТатНИПИнефть" (г. Бугульма), где pH смесей отличался от pH глубинных вод не более чем на 0,5 единиц.

В целом, составы разноглубинных ПВ и их смесей не способны отлагать $CaSO_4$ (недонасыщены соответствующими компонентами), за исключением единичных скважинных проб, где концентрации сульфатов в водах пашийско-кыновских образований превышают 1000 мг/дм^3. Ситуация с возможностью отложения $CaCO_3$ несколько сложнее. Составы приповерхностных ПВ в естественных условиях – при температуре 5-10^0 С – устойчивы в отношении солеотложения, но при температуре 30^0 С величина индекса стабильности обычно ниже значения 6,4, что отражает возможность выделения осадка. Устойчивость глубинных ПВ минимальна при уровнях минерализации до 30 и более 225 г/дм^3, а максимальна – при их минерализации 58-113 г/дм^3. Устойчивость смесей определяется, в первую очередь, значениями pH глубинных вод. Большая часть смесей склонна к солеотложению при следующих параметрах вод верхнедевонских отложений – pH > 6,8, а такие значения преимущественно отмечаются при минерализации до 85 г/дм^3, а также при pH > 5,5-6,0 и минерализации более 200 г/дм^3. Смеси являются недонасыщенными $CaCO_3$ при следующих уровнях pH и минерализации глубинных ПВ (при преобладающих в этих условиях содержаниях HCO^- и Ca^{2+} ионов, табл.).

Таблица

Параметры устойчивости смесей разноглубинных ПВ

Характеристики вод девонских отложений	
Минерализация (г/дм^3)	pH
30-85	< 6,6
85-140	< 6,2
140-168	< 5,8
168-195	< 5,7
195-223	< 5,2
>223	< 4,9

В реальных пластовых условиях благоприятное сочетание минерализации и pH отмечается лишь на локальных участках. Табличные величины pH, начиная с уровня 6,2, могут быть увеличены на 0,2-0,4 единицы, если для смешивания не использовать приповерхностные ПВ с pH > 8,0 и содержанием HCO_3^--иона более 400 мг/дм^3, а также воды с pH > 7,1 и концентрацией HCO_3^- -иона более 500 мг/дм^3. В таком случае, минимальна вероятность солеотложения из смесей на основе глубинных вод с минерализацией 140-195 г/дм^3. Участки нефтеносного горизонта с такой минерализацией пластовых вод, которые суммарно занимают половину рассматриваемой площади, и являются наиболее благоприятными (безопасными в отношении солеотложения) для закачки загрязненных ПВ верхней части разреза. Последние в основном характеризуются уровнями pH < 7,8 и концентрациями HCO_3^--иона – 200-400 мг/дм^3. При несоответствии их качества каким-либо пунктам нормативных требований [5] возможно проведение необходимой водоподготовки, а затраты на нее сторицей окупятся улучшением гидрогеоэкологической обстановки в зоне активного водообмена Ромашкинского месторождения.

Литература

1. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России / Под ред. Н.Н. Гавуры. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1996. – Т.2.
2. Государственный доклад о состоянии природных ресурсов и об охране окружающей среды Республики Татарстан в 2005 г. / Под ред. Н.П. Торсуева. – Казань, 2006. – 494 с.
3. Кащавцев В.Е. Предупреждение солеобразования при добыче нефти / В.Е. Кащавцев, Ю.П. Гаттенбергер, С.Ф. Люшин. – М.: Недра, 1985. – 215 с.
4. Мусин Р.Х. Пространственно-временные вариации гидрогеохимического поля в зоне активного водообмена интенсивно освоенных территорий средней полосы Европейской России (на примере Республики Татарстан) / Под. ред. Р.Х. Мусин, Л.Р. Исмагилова, Л.Р. Хазимуратова, А.Р. Хидиятова. – Казань: Изд-во Казан. ун-та, 2007. – Т.2. – С. 213 – 217.
5. ОСТ 39-225-88. Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству. – М.: ВСЕГИНГЕО, 1988. – 8 с.

ЗАГРЯЗНЕНИЕ НЕФТЕПРОДУКТАМИ ПОДЗЕМНЫХ ВОД ЧЕТВЕРТИЧНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ РЕСПУБЛИКИ ХАКАСИЯ

Ю.С. Сыроватко
Научный руководитель профессор Д.С. Покровский
Томский государственный архитектурно-строительный университет, г. Томск, Россия

Проблема техногенного загрязнения подземных вод Республики Хакасия весьма актуальна, в силу того, что основным источником водоснабжения населения республики являются подземные воды четвертичных

аллювиальных отложений. Вместе с тем, именно на площадях распространения этих водоносных горизонтов расположены многочисленные населенные пункты, промышленные и сельскохозяйственные объекты, являющиеся как существующими, так и потенциальными источниками загрязнения. Водоносные толщи аллювиальных отложений крупных рек являются основным источником водоснабжения гг. Абакана, Черногорска, Саяногорска и ряда других населенных пунктов [2]. Особенности геологического строения территории Республики Хакасия предопределяют слабую защищенность подземных вод четвертичных отложений и их легкую доступность антропогенному загрязнению, что создает реальную угрозу деградации и даже потери основного источника водоснабжения.

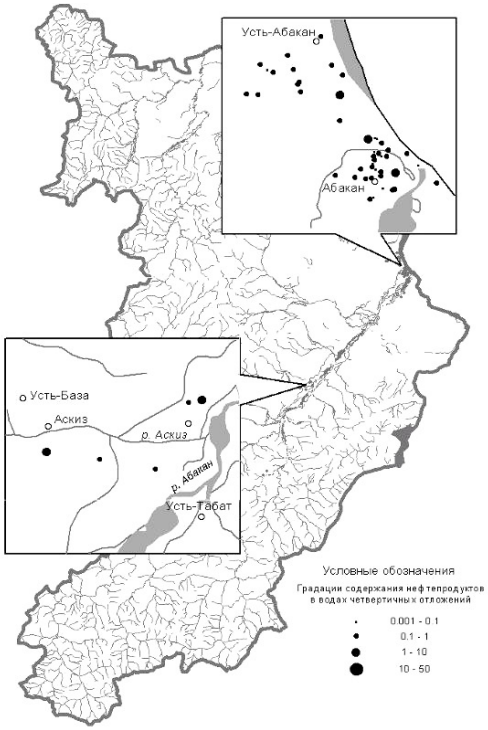


Рис. Содержание нефтепродуктов в подземных водах

Подземные воды Хакасии, как частный пример, привлекали интерес многих организаций и частных лиц в качестве источника хозяйственно-питьевых и гидроминеральных бальнеологических ресурсов. Результаты гидрогеологических и гидрогеохимических исследований, проведенных на территории республики, отражены в многочисленных производственных отчетах, в научных статьях, монографиях и диссертациях. Несмотря на всю привлекательность вод территории, многие вопросы, связанные с ними, остаются недостаточно изученными либо рассмотренными фрагментарно.

Возрастной диапазон стратифицированных образований, выделенных в Хакасии, охватывает период от раннего рифея до голоцена включительно. Повышенной водообильностью обладают песчанистые и карбонатные разности пород. Отложения четвертичного возраста представлены широким спектром генетических типов, фаций и литологических разностей и обладают различной степенью обводненности.

Среди водоносных четвертичных отложений выделены:

1. Водоносный горизонт современных аллювиальных отложений, распространенный в долинах рек Енисей, Абакан, Бол. Абакан и Мал. Абакан, Она, Томь, Балыкса, Чулым, Белый и Черный Июс и их притоков;

2. Слабо водообильный горизонт верхнечетвертичных-современных элювиально-делювиальных отложений, распространенный в широком диапазоне условий, от водоразделов до предгорных шлейфов, и включающий весь спектр склоновых образований – элювиальных, делювиальных, коллювиальных, пролювиальных и их переходных разностей;

3. Водоносный горизонт средне-верхнечетвертичных аллювиальных, аллювиально-пролювиальных, ледниковых и водно-ледниковых отложений, достаточно широко распространенный на отдельных территориях в Южно-Минусинском бассейне и Западном Саяне.

Формирование вод зоны гипергенеза, согласно положениям, развиваемым С.Л. Шварцевым [3], связано с атмогенным, литогенным, биогенным и испарительным этапами. Это полностью относится и к формированию вод рассматриваемых водоносных горизонтов, но, с нашей точки зрения, к этим этапам, учитывая сложность геоэкологической обстановки в условиях Хакасии, следует отнести еще и антропогенный этап. Основным элементом антропогенного этапа формирования подземных вод Хакасии является загрязнение. К первостепенному же загрязняющему компоненту, на данной территории, следует отнести нефтепродукты.

Согласно данным Территориального центра мониторинга подземных вод и состояния недр Республики Хакасия, в ней насчитывается более 230 объектов нефтепродуктового обеспечения и они в той или иной мере оказывают влияние на состояние окружающей среды (рис.). Многочисленные очаги загрязнения нефтепродуктами выявлены в городах Абакане, Черногорске и Саяногорске, районных центрах Шира, Белый Яр, Копьево, Таштып и др. Большая часть объектов загрязнения связана с деятельностью нефтебаз и автотранспортных предприятий, имеющих склады ГСМ. Интенсивность загрязнения разнообразна – от содержаний, составляющих единицы и десятки ПДК, до полного замещения воды нефтепродуктами в приповерхностном слое водоносного горизонта.

Результатами исследований, проведенных в районе Абаканской нефтебазы, где четвертичный водоносный горизонт залегает на глубине 3 - 8 м от поверхности в толще гравийно-галечниковых отложений, перекрытых желтовато-серыми суглинками, установлено, что за более чем шестидесятилетний период эксплуатации нефтебазы локальные утечки при разгрузке, перекачке и хранении нефтепродуктов привели к масштабному загрязнению грунтов зоны аэрации и водоносного горизонта. Здесь на площади около 40 га выявлено три линзы нефтепродуктов, состоящих из смеси бензина (60 - 80 %) и дизельного топлива (20 - 40 %) с небольшой примесью масел. Общее количество заключенных в них нефтепродуктов составляет 2000 - 2500 м^3.

Кроме того, имеются примеры рассредоточенного загрязнения, проявляющегося в пределах водоносных горизонтов, подземные воды которых используются для питьевого водоснабжения. Так, например, в отдельных

скважинах водозаборов, расположенных в черте промышленной зоны г. Саяногорска и испытывающих на себе типичное для городских водозаборов техногенное воздействие, концентрации нефтепродуктов иногда составляют 0,1-0,4 мг/л. В воде ряда скважин, использующихся для водоснабжения районного центра Шира, количество нефтепродуктов составляет 0,45-1,46 мг/л. Не всегда соответствует нормативным требованиям качество подземных вод, подаваемых для питьевого водоснабжения населения из локальных водозаборов в долине р. Абакан. Повышенное содержание нефтепродуктов отмечалось и в групповых водозаборах [1].

В целом содержания нефтепродуктов в подземных водах четвертичных отложений превышают значения ПДК в 55% отобранных проб воды в сети мониторинга подземных вод на территориях нефтепродуктового обеспечения (табл.).

Максимальные концентрации нефтепродуктов выявлены в подземных водах средне-верхнечетвертичных отложений, а в региональном отношении наибольшая загрязненность была выявлена в Усть-Абаканском, Аскизском, Алтайском, Ширинском районах. Максимальные концентрации нефтепродуктов в водах варьируют здесь от 1,63 до 174 мг/дм^3.

Таблица

Нефтепродукты в подземных водах четвертичных отложений на объектах исследований

Водоносный горизонт	Содержание, мг/л			Число значений	Число значений больше ПДК	Встречаемость некондиционных вод, %
	Максим.	Миним.	Среднее			
Современных четвертичных отложений	9,6	0,01	0,68	105	51	49
Средне-верхнечетвер-тичных отложений	174	0,01	1,24	423	241	57
Четвертичных отло-жений в целом	174	0,01	1,13	528	292	55

Из всего вышесказанного следует, что подземные воды четвертичных отложений Хакасии подвержены загрязнению нефтепродуктами. Максимальные их концентрации в водах имеют критические значения, что является показателем катастрофического воздействия человека на окружающую среду, и служит сигналом для быстрого реагирования с целью обеспечения очистки, защиты воды и контроля ее качества. Самыми загрязненными подземными водами по данному параметру являются воды средне-верхнечетвертичных отложений. В региональном плане наиболее загрязненными являются воды районов, на территории которых сосредоточены крупные городские агломерации, оказывающие сильную техногенную нагрузку. Во времени наибольшее содержание нефтепродуктов отмечено в весенний и осенний периоды.

Литература

1. Наливайко Н.Г., Сыроватко Ю.С., Дутова Е.М., Покровский Д.С. Характеристика микробной составляющей состава подземных вод Республики Хакасия в условиях углеводородного загрязнения // Вестник Томского государственного университета. – 2007. – №300(II). – С. 190 – 194.
2. Покровский Д.С., Дутова Е.М., Булатов А.А., Кузеванов К.И. Подземные воды Республики Хакасия и водоснабжение населения. – Томск: Изд-во НТЛ, 2001. – 300 с.
3. Шварцев С.Л. Гидрогеохимия зоны гипергенеза, 2-е изд., исправл. и доп. – М.: Недра, 1998. – 366 с.

ГИСТЕРЕЗИС КАПИЛЛЯРНОЙ КОНДЕНСАЦИИ В ПОРИСТЫХ СРЕДАХ

Н.И. Таппырова
Научный руководитель ведущий научный сотрудник Е.Г. Старостин
Институт физико-технических проблем Севера СО РАН, г. Якутск, Россия

Горные породы являются сложными гетерогенными, пористыми системами. Свойства связанной воды, как составной части этих систем, во многом определяют физико-химические процессы, происходящие в этих средах, теплофизические, механические и другие свойства. Изучение адсорбции в пористых средах может дать ценную информацию как об энергетическом состоянии и фазовом составе адсорбированного вещества, например, связанной воды, так и удельной поверхности и пористой структуре самой пористой среды.

Адсорбция в мезопористых горных породах, коими являются многие виды горных пород имеют ряд характерных особенностей вследствие того, что в них, кроме адсорбции, происходит капиллярная конденсация. Сущность капиллярной конденсации заключается в том, что на вогнутой поверхности адсорбата происходит дополнительное поглощение пара. Изотерма адсорбции в пористых средах, в которых происходит капиллярная конденсация, обычно имеет петлю гистерезиса [1, 2]. Существует ряд моделей, объясняющих гистерезис изотерм адсорбции, но всеобъемлющей модели, описывающей количественно все реальные случаи гистерезиса изотермы адсорбции, не существует [1]. Широко известная модель Коэна, рассматриваемая ниже, основана на том, что конденсация и испарение происходят при разных относительных давлениях.

По этой модели, если цилиндрическая пора открыта с обоих концов, конденсация инициируется пленкой на стенках цилиндра. В этом случае мениск имеет цилиндрическую форму, поэтому его главные радиусы $r_1 = r_m$ и $r_2 = \infty$. Таким образом, конденсация происходит при относительном давлении:

$$P_a / P_0 = exp\left(-\sigma V / RTr_m\right), \quad (1)$$

где P_a / P_0 – относительное давление равновесного с адсорбированным веществом пара на ветви адсорбции петли гистерезиса; σ и V – поверхностное натяжение и мольный объем адсорбата; R – газовая постоянная; T – температура.

Это приводит к полному заполнению поры, причем процесс является спонтанным, так как при его развитии радиус поверхности адсорбат – пар уменьшается, и равновесное давление над ним становится все более низким по сравнению с действительным давлением паров. При данном давлении заполняются все капилляры, радиус которых меньше r_m.

Испарение (десорбция) из полностью заполненной поры происходит с полусферического мениска на обоих концах капилляра, и пора освобождается при относительном давлении:

$$P_d / P_0 = exp\left(-2\sigma V / RTr_m\right), \quad (2)$$

где P_d / P_0 – относительное давление равновесного с адсорбированным веществом пара на ветви десорбции петли гистерезиса.

В этом случае главные радиусы $r_1 = r_2 = r_m$. При данном относительном давлении все капилляры радиус, которых меньше r_m остаются заполненными.

Таким образом, как указывал Коэн, первым предложивший эту модель, конденсация и испарение происходят при разных относительных давлениях, что и приводит к гистерезису. Если учесть это обстоятельство, то оба радиуса r_m, вычисленные из сорбционной и десорбционной ветвей при одинаковом количестве адсорбата, должны быть одинаковы [4], т.е. должно выполняться условие:

$$P_d / P_0 = \left(P_a / P_0\right)^2,$$

получаемое из выражений (1) и (2).

Однако на практике расчет по обеим ветвям петли гистерезиса редко приводит к выполнению этого условия [1].

Предлагаемая в настоящей работе модель, разработанная при сохранении основополагающей идеи модели Коэна, позволяет более точно описать петлю гистерезиса и, в то же время, получить из изотерм адсорбции дополнительную информацию о распределении пор по размерам. Как видно из вышеприведенного описания, в модели Коэна принимается, что длина капилляров бесконечна. Если ввести в модель конечную длину капилляров в качестве одного из параметров, то вполне можно описать случаи, когда ширина петли гистерезиса меньше теоретического значения, получаемого из модели Коэна.

Суть предлагаемой модели заключается в следующем. На концах заполненного адсорбатом капилляра образуются мениски. При уменьшении длины капилляра объем менисков становится сравнимым с объемом самого капилляра и количество адсорбата должна рассчитываться с учетом этого.

При адсорбции объем адсорбата в капилляре конечной длины с радиусом r_c при радиусе мениска $2r_m$ будет равен:

$$V_s\left(r_m, r_c\right) = \pi r_c^{\,2} L - 2\int_{\sqrt{(2r_m)^2 - r_c^2}}^{2r_m} \pi\left[(2r_m)^2 - r_c^2\right] dr_c, \quad (3)$$

где L – длина капилляра.

Интегрируя (3), получим:

$$V_s\left(r_m, r_c\right) = \pi\left(r_c^2 L - \frac{32}{3} r_m^3 - 8r_m^2\left(4r_m^2 - r_c^2\right)^{1/2} + \frac{2}{3}\left(4r_m^2 - r_c^2\right)^{3/2} \right)$$

При десорбции имеем формулу:

$$V_d\left(r_m, r_c\right) = \pi r_c^2 L - 2\int_{\sqrt{r_m^2 - r_c^2}}^{r_m} \pi\left(r_m^2 - r_c^2\right) dr_c,$$

интегрирование, которой дает:

$$V_d\left(r_m, r_c\right) = \pi\left(r_c^2 l - \frac{8}{3} r^3 - 2r_m^2\left(r_m^2 - r_c^2\right)^{1/2} + \frac{2}{3}\left(r_m^2 - r_c^2\right)^{3/2} \right).$$

Введем обозначение:

$$\Delta V\left(r_m, r_c\right) = V_s\left(r_m, r_c\right) - V_d\left(r_m, r_c\right).$$

Возьмем в качестве основы расчетов адсорбционную ветвь петли гистерезиса. Исходя из этой ветви, в области, где наблюдается гистерезис, строим теоретическую кривую десорбции, соответствующую модели Коэна. По разности между этой кривой и экспериментальной ветвью десорбции строим функцию $\Delta m\left(r_m\right)$.

Используя эту функцию и вышеприведенные выкладки об объеме капилляра конечной длины, выведем основное уравнение предлагаемой модели (интегральное уравнение Вольтерра):

$$\int_{r_0}^{r_m} \Delta V(r_m, r_c) \cdot n(r_c) dr_c = \frac{\Delta m(r_m)}{\gamma}, \quad (4)$$

где $n(r_c) = \frac{dN(r_c)}{dr_c}$; $N(r_c)$ – количество капилляров радиуса r_c; $\Delta m(r_m)$ – функция, определяемая разностью между количеством адсорбата, рассчитываемого по модели Коэна, и экспериментальными данными; γ – плотность адсорбата.

Интегральные уравнения подобного типа широко применяются в теории упругости, теории пластичности и других приложениях. Численные методы решения таких интегральных уравнений подробно развиты и приводятся в справочной литературе [3].

Уравнение (4) решено с помощью метода квадратур, используя формулу прямоугольников. Разработана программа, проведены численные расчеты с экспериментальными данными.

Расчеты подтвердили, что модель позволяет из изотермы адсорбции с петлей гистерезиса получить дополнительную информацию о распределении пор по размерам, а именно, рассчитать количество пор определенного радиуса. В обычной модели Коэна выводится распределение объема пор по размерам, т.е. рассчитывается суммарный объем пор определенного радиуса, а количество пор данного радиуса остается неизвестным. Теоретические и экспериментальные исследования структуры порового пространства горных пород диктуются ее влиянием на физические свойства горных пород и пористых материалов, на процессы тепло- и массообмена, происходящие в них. Предлагаемая модель может стать подспорьем в решении многих задач структурного моделирования дисперсных систем, углубленного изучения свойств горных пород.

Работа выполнена при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (проект 06-05-96099).

Литература

1. Грег С., Синг С. Адсорбция, удельная поверхность, пористость. – М.: Мир, 1984. – 121 с.
2. Карнаухов А.П. Адсорбция. Текстура дисперсных и пористых материалов. – Новосибирск: Наука, 1999. – 470 с.
3. Полянин А.Д., Манжиров А.В. Справочник по интегральным уравнениям. – М.: Физматлит, 2003. – 608 с.
4. Neimark A.V., Ravikovitch P.I. Capillary condensation in MMS and pore structure characterization // Microporous and Mesoporous Materials, 2001. – №44–45. – P. 697 – 707.

СТЕПЕНЬ НАСЫЩЕННОСТИ ПОДЗЕМНЫХ ВОД ОТНОСИТЕЛЬНО КАРБОНАТНЫХ МИНЕРАЛОВ НА ПРИМЕРЕ МИНЕРАЛЬНЫХ ВОД КУЗБАССА

О.Г. Токаренко
Научные руководители профессор С.Л. Шварцев, доцент Ю.Г. Копылова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Кемеровская область, как и Сибирский регион в целом, богата минеральными водами. Наиболее распространенным типом минеральных вод на территории Кузбасса являются азотные и метановые воды артезианских бассейнов (Березовоярское и Борисовское месторождения) и углекислые воды (Терсинское месторождение). Изучение вопросов формирования их состава невозможно без рассмотрения состояния равновесия с водовмещающими отложениями.

В этой связи основной целью данной работы является изучение состояния равновесия минеральных вод с карбонатными минералами.

В основу работы положены материалы исследований химического состава Борисовских и Терсинских минеральных вод автором с 2003 по 2006 гг. в составе полевой экспедиции Томского филиала Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, а также сотрудниками проблемной научно-исследовательской лаборатории гидрогеохимии Института геологии и нефтегазового дела Томского политехнического университета. Данные о химическом составе Березовоярских минеральных вод любезно предоставлены ФГУП «Красновоярская ГГП». Объектом исследования являются воды эксплуатационных и наблюдательных скважин: Терсинское месторождение – скв. №№1011, 1142, 1, 366, 410; Борисовское – скв. №№11, 11бис; Березовоярское – скв. №110бис.

Борисовское и Березовоярское месторождения территориально принадлежат Крапивинскому району Кемеровской области. Борисовское месторождение приурочено к своду антиклинальной структуры (Южно-Борисовская антиклиналь), где породы повышенно трещиноваты. Гидрогеологический разрез месторождения слагают достаточно древние терригенные образования, представленные песчано-глинистыми угленосными отложениями верхнепермского возраста (Ерунаковская и Ильинская подсерии). Гидрогеологический разрез Березовоярского месторождения представлен переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов балахонской серии верхнепермского возраста. Терсинское месторождение территориально находится юго-восточнее в области предгорья Кузнецкого Алатау и принадлежит Новокузнецкому району. Месторождение приурочено к Терсинскому антиклинальному поднятию и имеет сложные гидрогеологические условия, обусловленные сильной трещиноватостью пород и тесной гидравлической связью подземных вод всех водоносных комплексов. Водовмещающие породы здесь также как и на Борисовском и Березовоярском месторождениях являются,

большей частью, алюмосиликатными и представлены угленосными пермо-карбоновыми отложениями песчаников, алевролитов, аргиллитов и пластами каменного угля балахонской серии. Проявления минеральных вод данных месторождений отмечены на глубинных интервалах: Березовоярские – 120-200 м, Борисовские – 250-300 м, Терсинские – 200-350 м.

Как показали исследования химического состава Борисовские минеральные воды являются холодными (11°С на устье), слабосолоноватыми (2875 мг/л), гидрокарбонатными натриевыми по составу со слабощелочной реакцией водной среды (pH=8.2). Воды имеют крайне низкие содержания ионов кальция (не более 2 мг/л) и магния (0.6 мг/л), поэтому являются очень мягкими (0.15 мг-экв/л). Отличаются невысоким содержанием хлор-иона (92 мг/л), сульфат-иона (1.3 мг/л) и кремния (до 3.6 мг/л) при несколько повышенных концентрациях фтора (3.5 мг/л) и лития (0.9 мг/л). По данным газового состава минеральная вода является азотно-метановой (15 и 78% соответственно).

При тех же слабощелочных условиях водной среды (pH=8.2) Березовоярская вода несколько отличается по своему составу. Эти воды являются холодными (6-7ºС), солоноватыми (3352 мг/л), относятся к гидрокарбонатно-хлоридному натриевому химическому типу. Воды очень мягкие (0.4 мг-экв/л), содержание кальция и магния в них не превышает 4 и 2.4 мг/л, соответственно. Но вместе с тем, в их составе отмечены повышенные содержания хлор-иона (до 625 мг/л) и сульфат-иона (до 25 мг/л), в несколько раз превышающие их содержания в Борисовских и Терсинских водах, что говорит о более длительном времени взаимодействия вод с горными породами. Также обнаружены высокие концентрации марганца (до 20 мг/л) и фтора (до 6.5 мг/л) при достаточно низких, как и в Борисовских, содержаниях кремния. По газовому составу воды метаново-азотные (15 и 68% соответственно).

Терсинские воды являются также холодными (13ºС), солоноватыми (4806 мг/л), но уже со слабокислой реакцией водной среды (pH=6.6). Понижение pH происходит из-за присутствия высокого содержания растворенной углекислоты (51-82% от общего газового состава). В связи с этим содержания ионов кальция и магния существенно отличаются от их концентраций в вышеупомянутых минеральных водах и достигают 255 и 81 мг/л, соответственно, воды очень жесткие (более 20 мг-экв/л). По химическому типу вода гидрокарбонатная натриево-кальциевая. Это также типичный представитель содовых вод с несколько повышенным содержанием хлор-иона (135 мг/л). Особую ценность вода имеет за счет наличия кремниевой кислоты, содержание которой составляет 85.5 мг/л, тогда как кондицией для минеральных вод является 50 мг/л [ГОСТ 13273-88]. Также высоки концентрации двухвалентного железа (более 10 мг/л), фтора (до 3.5 мг/л) и лития (до 2.0 мг/л).

При наличии достаточно существенных отличий в ионно-солевом составе рассматриваемых минеральных вод, доминирующим среди анионов является гидрокарбонат-ион, что и определяет химический тип вод. Среди катионов доминирует натрий и его содержания в минеральных водах месторождений практически одинаковы: в Борисовских – 862 мг/л, в Березовоярских – 1001 мг/л и в Терсинских – до 1000 мг/л.

Несмотря на то, что в пределах месторождений большей частью распространены алюмосиликатные породы, взаимодействие минеральных вод с карбонатными породами также не исключается: ведь большей частью именно карбонатные породы являются основным источником многих компонентов химического состава вод. Взаимодействие воды с карбонатными породами может проходить по реакции конгруэнтного (полного) растворения – осаждения:

$$MCO_3 + H^+ \leftrightarrow M^{2+} + HCO_3^- \quad (1)$$

или по реакции диссоциации:

$$MCO_3 = M^{2+} + CO_3^{2-}, \quad (2)$$

где М – металлические катионы. При дальнейших расчетах для сравнения будут использованы сразу две модели реакций.

На основе имеющихся данных химического состава вод нами была выполнена оценка равновесия минеральных вод Кузбасса с карбонатными горными породами в стандартных условиях (Т=25°С; Р=1 атм). При расчете учитывались следующие минералы: доломит - $CaMg(CO_3)_2$, витерит - $BaCO_3$, стронцианит - $SrCO_3$, кальцит - $CaCO_3$, родохрозит - $MnCO_3$ и сидерит - $FeCO_3$.

Таблица 1

Свободные энергии образования некоторых веществ при 25ºС, ккал (по Р.М. Гаррелсу)

Формула	$\Delta F^o_{обр.в-ва}$	Формула	$\Delta F^o_{обр.в-ва}$
$CaMg(CO_3)_2$	-520.5	Ca^{2+}	-132.18
$BaCO_3$	-272.2	Mg^{2+}	-108.99
$SrCO_3$	-271.9	Ba^{2+}	-134.0
$CaCO_3$	-269.78	Sr^{2+}	-133.2
$MnCO_3$	-195.7	Mn^{2+}	-54.4
$FeCO_3$	-161.1	Fe^{2+}	-20.3
HCO_3^-	-140.3	CO_3^{2-}	-126.2

Примечание: ΔF^o образования иона H^+ равна 0

Удаленность системы вода-порода от состояния термодинамического равновесия определялась через индекс неравновесности, который выражается как

$$A=\lg(K^o_{реак}/Q) \quad (1.1),$$

где K^o_p - константа равновесия реакции, а Q - квотант реакции. При наличии отрицательного значения А считается, что вода является насыщенной относительно рассматриваемого минерала, нулевое значение характеризует состояние равновесия, а положительное – недонасыщение воды по отношению к данному минералу. Этот показатель позволяет оценить количественно степень удаленности состава изучаемых вод от состояния равновесия, но не отражает количество выпавшего минерала.

Константа равновесия для реакции взаимодействия (1) была рассчитана с учетом свободных энергий образования веществ в стандартных условиях ($\Delta F^o_{обр.в-ва}$), приведенных в работе Р.М. Гаррелса и Ч.Л. Крайста (табл.1), и выражена как

$$\lg K^o реак = \Delta F^o р/-1.364 \quad (1.2)$$

Свободная энергия реакции ΔF^o_p или, как ее еще называют стандартная энергия Гиббса (ΔG^o), определялась как сумма свободных энергий образования продуктов реакции в их стандартном состоянии за вычетом суммы свободных энергий образования исходных реагирующих веществ в их стандартном состоянии

$$\Delta F^o_{реак}=\Delta G^o=\sum\Delta F^\circ_{обр.пр.}-\sum\Delta F^\circ_{обр.реаг} \quad (1.3)$$

Энергия Гиббса характеризует насколько реагенты и продукты реакции далеки от равновесия друг с другом при стандартных условиях.

Квотант реакции (Q) – величина, характеризующая отношение фактических концентраций (активностей) компонентов в исследуемом растворе в условиях неравновесной системы (при конкретной температуре) и определена для реакции (1) и (2) как

$$Q_1=[M^{2+}][HCO_3^-]/[MCO_3][H^+] \quad (1.5)$$

$$Q_2=[M^{2+}][HCO_3^-]/[MCO_3] \quad (1.6)$$

Результаты расчета основных термодинамических параметров для реакции конгруэнтного растворения, рассчитанных исходя из свободных энергий образования веществ (по Р.М. Гаррелсу), приведены в таблице 2.

Таблица 2

Основные термодинамические и геохимические параметры реакции растворения некоторых карбонатных минералов минеральными водами Кузбасса по реакции $MCO_3 + H^+ \leftrightarrow M^{2+} + HCO_3^-$

Минерал	$\Delta F^o_{обр.в-ва}$, ккал	$\Delta F^o_{реак}$, ккал	lgK^o_p	Борисовские		Березовоярские		Терсинские	
				lgQ	A	lgQ	A	lgQ	A
$CaMg(CO_3)_2$	-520.5	-1.29	+0.95	3.81	-2.86	4.46	-3.51	5.16	-4.21
$BaCO_3$	-272.2	-2.11	+1.55	0.56	+0.97	-	-	0.34	+1.21
$SrCO_3$	-271.9	-1.61	+1.18	0.65	+0.53	-	-	0.42	+0.76
$CaCO_3$	-269.9	-2.71	+1.99	2.05	-0.06	2.21	-0.22	2.70	-0.71
$MnCO_3$	-195.7	+0.99	-0.73	0.79	-1.52	2.78	-3.51	0.22	-0.51
$FeCO_3$	-161.1	+0.45	-0.33	0.20	-0.53	0.89	-1.22	1.26	-1.59

Примечание: «-» - нет данных.

Из полученных данных видно, что для реакции растворения первых четырех минералов, представленных в таблице, характерны отрицательные значения $\Delta F^o_{реак}$ и $\Delta F_{реак}$ (то есть $\sum\Delta F^o_{обр.реаг}<\sum\Delta F^o_{обр.пр.}$) и соответственно положительные значения lgK^o_p что свидетельствует о том, что продукты реакции являются более устойчивыми, чем ее реагенты, то есть реакция образования этих минералов может идти самопроизвольно. Применительно к родохрозиту и сидериту наблюдается обратная тенденция: здесь наблюдаются, наоборот, положительные значения $\Delta F^o_{реак}$ ($\sum\Delta F^o_{обр.реаг}>\sum\Delta F^o_{обр.пр.}$) и отрицательные значения $lgK^o_{реак}$, то есть в этом случае уже реагенты представляют из себя более устойчивую фазу по сравнению с продуктами реакции и для того, чтобы реакция протекала «нормально» необходима внешняя дополнительная энергия.

В целом, оценивая полученные значения констант равновесия (табл.) и принимая во внимание известную закономерность, что чем меньше значение константы равновесия реакции образования какого-либо минерала, тем выше степень насыщенности вод по отношению к этому минералу, выстраивается определенная последовательность вторичного минералообразования карбонатных минералов (с учетом числа компонентов жидкой фазы в реакции):

$$MnCO_3 \rightarrow FeCO_3 \rightarrow CaMg(CO_3)_2 \rightarrow SrCO_3 \rightarrow BaCO_3 \rightarrow CaCO_3$$

Переходя к фактическим концентрациям, можно видеть, что наибольшие значения квотантов реакций во всех минеральных водах наблюдаются относительно доломита. Максимальное значение квотанта реакции растворения доломита, кальцита и сидерита отмечается в Терсинских водах, минимальное – в Борисовских, тогда как квотанты реакций растворения стронцианита и витерита в этих водах примерно равны. Березовоярские воды отличаются наиболее высоким значением квотанта реакции растворения родохрозита.

При вычислении степени насыщенности минеральных вод к карбонатным минералам по реакции диссоциации (2) вместо констант равновесия нами взяты общепринятые данные произведения растворимости карбонатов. Произведение растворимости (ПР) – это константа равновесия гетерогенной химической реакции растворения малорастворимой соли в растворе [2], приводящей к полной диссоциации твердого вещества. Далее аналогичным путем, как и в первом случае, были вычислены значения индекса неравновесности с использованием формул 1.1 и 1.6. Полученные результаты приведены в таблице 3.

Таблица 3

Геохимические параметры реакции диссоциации некоторых карбонатных минералов при их растворении минеральными водами Кузбасса по реакции $MCO_3 = M^{2+} + CO_3^{2-}$

Минерал	lgПР*	Борисовские		Березовоярские		Терсинские	
		lgQ	A	lgQ	A	lgQ	A
$CaMg(CO_3)_2$	-17.09	-16.85	-0.24	-16.20	-0.89	-15.50	-1.59
$BaCO_3$	-8.32**	-9.77	+1.45	-	-	-9.99	+1.67
$SrCO_3$	-9.27	-9.68	+0.41	-	-	-9.91	+0.64
$CaCO_3$	-8.48	-8.28	-0.20	-8.12	-0.36	-7.63	-0.85
$MnCO_3$	-10.39	-9.54	-0.85	-7.55	-2.84	-10.55	+0.16
$FeCO_3$	-10.89	-10.13	-0.53	-9.44	-1.45	-9.07	-1.82

*Примечание: * - по данным Шварцева С.Л.; ** - по данным Рыженко Б.Н; «-» - нет данных.*

Для данной реакции взаимодействия последовательность вторичного минералообразования, исходя из значений произведений растворимости, выстраивается несколько иначе (с учетом числа компонентов жидкой фазы в реакции):

$$FeCO_3 \rightarrow MnCO_3 \rightarrow SrCO_3 \rightarrow CaMg(CO_3)_2 \rightarrow CaCO_3 \rightarrow BaCO_3$$

Располагая полученными данными индекса неравновесности А, рассчитанного по двум моделям взаимодействия минеральных вод с карбонатными породами, были построены графики зависимости этого показателя от минерализации вод (рис.).

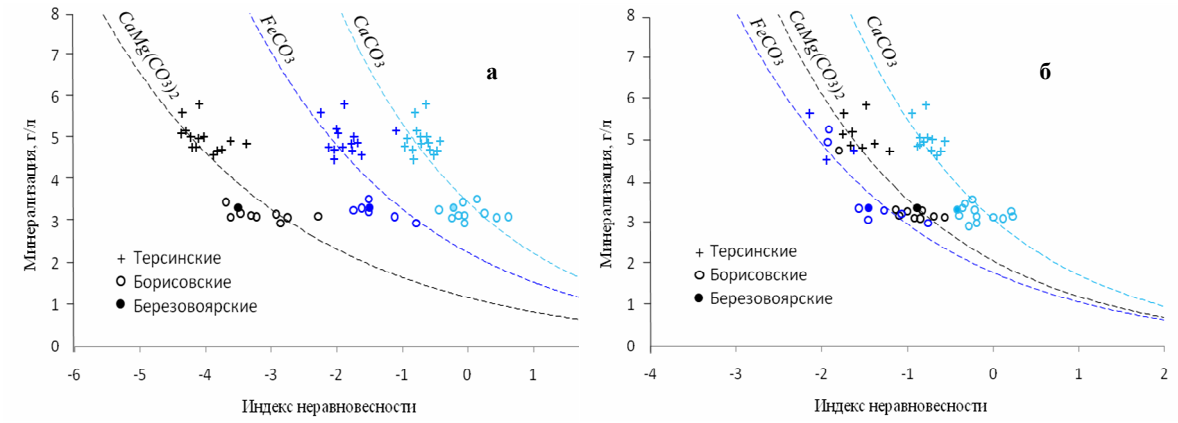


Рис. Диаграммы степени насыщенности минеральных вод Кузбасса к некоторым карбонатным минералам в результате реакции $MCO_3 + H^+ \leftrightarrow M^{2+} + HCO_3^-$ (а) и реакции $MCO_3 = M^{2+} + CO_3^{2-}$ (б)

На графиках четко прослеживается известная закономерность [4] уменьшения индекса неравновесности к карбонатным минералам с ростом минерализации, то есть чем выше содержание солей в воде, тем они более насыщенны относительно карбонатных минералов. По рис.(а) видно, что для минеральных вод региона характерна высокая степень неравновесности к доломиту, который теоретически может формироваться в растворе в первую очередь, так как свободная энергия образования этого минерала, по сравнению с другими карбонатами, является минимальной (-520,5 ккал). Здесь важно отметить, что при наличии пересыщенности в подземных водах одновременно по доломиту и по кальциту, как в нашем случае, возможность образования кальцита намного больше, чем доломита в связи с большим числом соединений в составе последнего [2, 3]. Среди минеральных вод более насыщенными относительно карбонатных пород, несмотря на наличие кислых условий водной среды, являются Терсинские. На этом фоне Борисовские и Березовоярские воды являются чуть менее насыщенными, что полностью сопоставимо с общими представлениями о формировании геохимических типов вод. Дело в том, что наличие щелочных условий в этих водах исключает возможность концентрирования таких компонентов как Ca^{2+}, Mg^{2+}, $Fe_{общ}$ Sr^{2+} и др., которые в пределах водоносного горизонта после того, как переходят из твердой фазы в водорастворенную форму, сразу же высаживаются в виде вторичных карбонатных минералов (кальцита, арагонита, сидерита и др.), чем и объясняются весьма низкие концентрации данных компонентов в этих водах.

Таким образом, минеральные воды территории Кузбасса при наличии существенных различий в химическом составе имеют определенное геохимическое сходство: все минеральные воды в той или иной степени равновесны к доломиту, сидериту, кальциту и родохрозиту, которые при определенных условиях могут здесь формироваться, но в то же время не равновесны к стронцианиту и витериту.

Литература

1. Гаррелс Р.М., Крайст Ч.Л. Растворы, минералы, равновесия. – М.: Мир, 1968. – 292 с.
2. Геологическая эволюция и самоорганизация системы вода-порода. Система вода–порода в условиях зоны гипергенеза / Под.ред. С.Л. Шварцев и др. – Томск: Изд-во СО РАН, 2007. – Т.2. – 389 с.
3. Крайнов С.Р., Рыженко Б.Н., Швец В.М. Геохимия подземных вод. Теоретические, прикладные и экологические аспекты. – М.: Наука, 2004. – 677 с.
4. Шварцев С.Л. Гидрогеохимия зоны гипергенеза. – 2-е изд., исправл. и доп. – М.: Недра, 1998. – 366 с.

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ПОСЛЕДСТВИЯ ЗАХОРОНЕНИЯ ПОДТОВАРНЫХ РАССОЛОВ НА КУЮМБИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Н.С. Трифонов
Научный руководитель профессор М.Б. Букаты
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Фундаментальные свойства биосферы (по В.И. Вернадскому: самоорганизованность, сбалансированность и адаптированность к различным условиям окружающей среды) в последние десятилетия стали во многом нарушаться техногенной деятельностью человека, который, став геологической силой, по масштабам своей деятельности превзошел масштабы природного (естественного) преобразования вещества нашей планеты [2].

Техногенез стал главным геохимическим фактором не только вблизи поверхности Земли, но и на значительных глубинах, например, при захоронении различных отходов, при закачке подтоварных вод в нефтяные пласты для поддержания пластового давления и т.д., а скорости изменения среды при техногенной нагрузке во много раз превышают природные.

Деятельность человека накладывает свой отпечаток и на процессы формирования состава вод. В результате, в подземной гидросфере появляются новые техногенные растворы, минерализация и состав которых формируются в ходе протекания процессов техногенеза. В этой связи представляется необходимым изучить особенности формирования таких растворов и их взаимодействия с вмещающими породами.

Первым шагом, при оценке геохимических последствий возврата подтоварных рассолов в водоносные горизонты Куюмбинского месторождения, стал выбор объектов потенциально пригодных для утилизации.

Наиболее приемлемым выступает традиционный метод «глубинного» подземного захоронения, широко применяемый в нефтегазовой, химической, атомной и других отраслях для захоронения жидких промышленных отходов. Понятие «глубинное», в данном случае, достаточно условно, поскольку обычно речь идет о захоронении стоков в зоны затрудненного и застойного гидродинамического режима на глубинах от 200-300 до 1000-1500 м.

Идентификация таких зон, как правило, осуществляется по гидрогеохимическому признаку – это зона соленых и рассольных вод, не имеющих промышленного или бальнеологического значения. Зона затрудненного водообмена, содержащая сильно соленые и рассольные воды, начинается на Куюмбинском месторождении, обычно, с глубины 100-150 м ниже местного базиса эрозии. Следовательно, для захоронения подтоварных и сточных вод промысла могут использоваться любые водоносные горизонты ниже этого уровня, при условии наличия у них приемлемых фильтрационно-емкостных свойств.

Наиболее перспективный для использования в целях захоронения подтоварных вод высокопроницаемый трещинно-порово-кавернозный водоносный горизонт рассолов выщелачивания ангарско-литвинцевской толщи приурочен к верхней части карбонатно-соленосной толщи нижнего кембрия.

На втором шаге выполнено физико-химическое моделирование взаимодействия подтоварных вод с породами ангарско-литвинцевской толщи.

Для расчета реальный пласт был представлен в виде трехмерной сеточной модели. Наиболее рациональной оказалась модель, состоящая из двадцати двух блоков по оси X, семнадцати блоков по оси Y и восьми блоков по Z. Каждый отдельный блок представляет собой параллелепипед со сторонами 50×50 м - в горизонтальной плоскости и 10 м – в вертикальной (мощность). Таким образом, размеры области фильтрации составляют 1000×750×60 м.

Собственно моделирование состояло в виртуальной закачке добываемых вместе с нефтью вод в нижнекембрийские отложения. Нагнетательная скважина, через которую в пласт производится закачка, расположена в центре блока 8:8:3, дебит закачки составляет 200 м^3/сут.

В качестве начального состава пластовой воды ангарско-литвинцевской толщи был взят анализ одной из проб, отобранных на Куюмбинском ЛУ, имеющийся в базе данных ТФ ИНГГ им. А.А. Трофимука СО РАН.

В соответствии с рабочими материалами ИНГГ, литературными данными и общими представлениями о районе, принят следующий состав породы: кварц – 63,7 %, доломит – 20 %, каолинит – 14 %, гипс – 2 %, сидерит – 0,3 %.

Поведение вод, закачиваемых в пласт, в геохимическом отношении носит очень сложный характер. С одной стороны, в пласте они подвергаются действию довольно значительных изменений давления и температуры, а с другой – получают возможность взаимодействия с минералами породы.

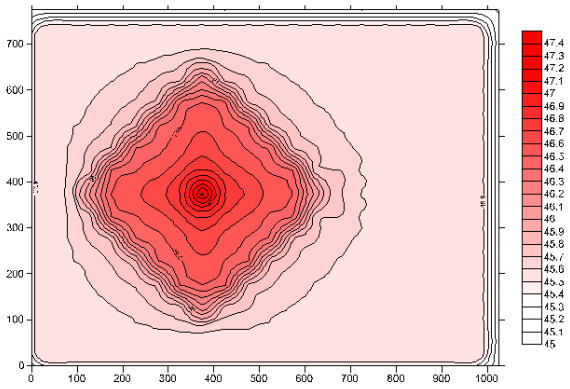


Рис.1 Содержание гипса в породе (кг/м^3 породы) ч/з 5 лет после начала закачки

Кроме того, значительное действие здесь оказывает и смешение нагнетаемых вод с пластовыми. Сочетание всех перечисленных факторов определяет достаточно масштабные преобразования минерального состава породы, заключающиеся в ее техногенном метасоматозе за счет растворения и переотложения вещества. При этом изменения в составе породы накапливаются с течением времени и, следовательно, за длительный срок эксплуатации могут достичь значительной величины. По результатам проведенного на основе программного комплекса HG [1] физико-химического моделирования были построены карты техногенного изменения состава минералов пласта (рис.1– 4), играющим основную роль в преобразовании пород: гипс, доломит, сидерит, хлорит.

Изменение состава пластовых вод показано в таблице.

Таблица

Состав раствора на конец этапов моделирования, г/л

Компонент	нач состав	180 сут	1 год	3 года	5 лет
Na^+	15.072	60.541	60.744	60.784	60.785
K^+	0.268	1.892	1.899	1.900	1.900
Ca^{2+}	0.877	30.686	30.832	30.854	30.795
Mg^{2+}	0.000	5.800	5.826	5.828	5.8300
Fe^{2+}	0.000	0.047	0.048	0.063	0.143
Sr^{2+}	0.085	0.997	0.999	1.000	1.000
Cl^-	20.320	166.707	167.362	167.490	167.493
$(HCO_3)^-$	0.586	0.006	0.006	0.006	0.007
$(SO_4)^{2-}$	6.047	0.003	0.003	0.003	0.003
SiO_2	0.002	$4.770E^{-5}$	$4.689E^{-5}$	$4.207E^{-5}$	$3.998E^{-5}$
$(CO_3)^{2-}$	0.003	$1.356E^{-6}$	$1.355E^{-6}$	$1.528E^{-6}$	$2.043E^{-6}$
М(г/л)	43.675	269.504	270.554	270.766	270.793
Плотн.(кг/м^3)	1055.3	1187.1	1187.8	1187.9	1187.9
t (град.С)	4.2	9.9	9.9	9.9	9.9
P (МПа)	4.500	5.276	5.281	5.282	5.282

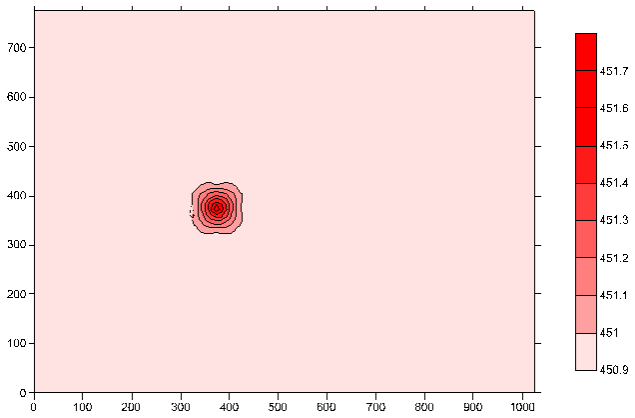


Рис.2 Содержание доломита в породе (кг/м^3 породы) ч/з 5 лет после начала закачки

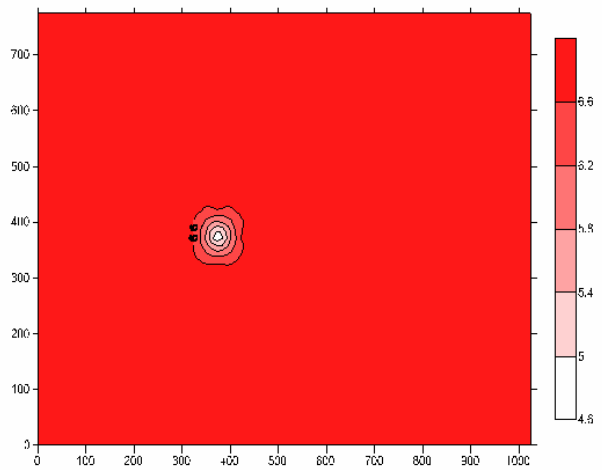


Рис.3 Содержание сидерита в породе (кг/м^3 породы) ч/з 5 лет после начала закачки

Резкий скачок в растворе концентрации кальция в первые месяцы после начала закачки, в последствии компенсируется за счет осаждения содержащих кальций минералов: гипса (рис.1), которого в призабойной зоне высаживается до 2,5 кг в каждом кубическом метре породы, и доломита (рис.2), которого при тех же условиях выпадает до 700 г/м^3.

Некоторое смещение зоны выпадения гипса в породе обусловлено уклоном пласта в направлении оси «X». Поскольку при закачке минерализация раствора увеличивается, а более минерализованные растворы, обладая высокой плотностью, в среде более легких подземных вод, при наличии водопроводимости по вертикали, стремятся занять наиболее низкое гипсометрическое положение.

Растворение пластового сидерита (рис.3) происходит из-за низкого содержания железа в составе закачиваемых вод, в связи с чем они агрессивны по отношению к этому минералу. Растворение сидерита, по-видимому, будет продолжаться, возможно, до полного его выноса из зоны закачки, причем ее диаметр будет с течением времени увеличиваться.

Последнее объясняется постепенным продвижением фронта промыва и его растяжением со временем за счет продольной дисперсии, т.е. постепенной сменой в блоке пластовых, близких к состоянию равновесия флюидов, поступающими со стороны закачиваемой скважины, агрессивными, далекими от равновесия. Данные, полученные по хлориту свидетельствуют, об очень медленной (рис.4), постепенно нарастающей глинизации пласта вторичными продуктами.

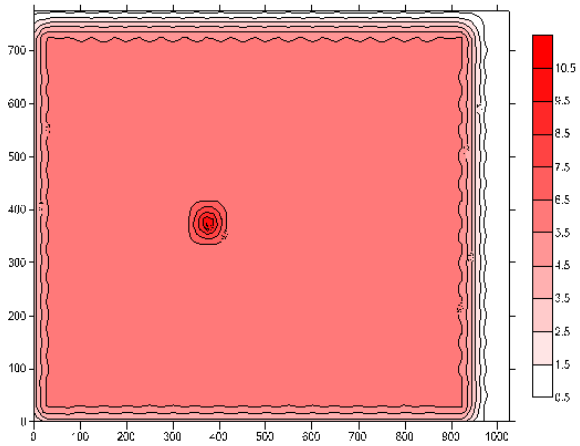


Рис.4 Содержание хлорита в породе (г/м^3 породы) ч/з 5 лет после начала закачки

Все описанные изменения пород носят необратимый характер и, в принципе, не могут быть предотвращены, кроме как прекращением закачки попутно добываемых вод, что, безусловно, нерационально.

Суммарный объемный эффект всех перечисленных процессов проявляется, главным образом, в прогрессирующем уплотнении пород (снижении их пустотности и, видимо, фильтрационных свойств), особенно в призабойной зоне, где коэффициент фильтрации уменьшается на одну десятую процента.

Результаты подобных исследований позволяют прогнозировать техногенный метасоматоз на основе изменения гидрогеологического и гидродинамического “фона” при эксплуатации нефтегазовых месторождений на различных стадиях разработки.

Данные, полученные при моделировании, указывают на очевидную перспективность примененного подхода и могут быть рекомендованы для оптимизации гидрохимических методов контроля разработки нефтегазовых месторождений.

Работа выполнена при поддержке РФФИ и Минпромнауки РФ (гранты 06-05-64166, НШ-9542.2006.5).

Литература

1. Букаты М.Б. Разработка программного обеспечения для решения гидрогеологических задач // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2002. – Т.305. – Вып.6. – С. 348 – 365.
2. Шварцев С.Л. Общая гидрогеология: Учебн. для вузов. – М.: Недра, 1996. – 423 с.

ГИДРОТЕРМАЛЬНЫЕ И НЕФТЯНЫЕ ПОПУТНЫЕ ВОДЫ – СЫРЬЕ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ЙОДА И БРОМА

А.С. Хусанов
Научный руководитель заведующий лабораторией С.А. Бакиев
Институт геологии и геофизики Академии наук Республики Узбекистан, г. Ташкент, Узбекистан

При добыче нефти на поверхность попутно извлекаются соленые воды, в которых растворены различные соли. В связи с этим, попутные воды нефтяных месторождений являются гидроминеральным сырьем, из которого можно извлекать ценные химические элементы. В частности, эти воды используются как источник йода и брома.

В Узбекистане попутные воды нефтяных месторождений закачиваются обратно в пласт для поддержания пластового давления. Между тем, было бы более рационально, если перед закачкой в пласт из этой воды извлекать необходимые химические элементы. В настоящее время попутные воды можно использовать для добычи йода, так как в Узбекистане имеется определенный научный опыт по извлечению йода из рассолов. Так, на месторождении «Хаудаг» Сурхандарьинской области в начале 2000 г. была создана установка для получения йода, а в 2007 г. на нефтяном месторождении Крук Бухарской области [1-5].

Использование попутных вод нефтяных месторождений как сырье для добычи йода и брома позволит несколько снизить себестоимость добычи нефти, а также обеспечить Узбекистан йодом и, возможно, экспортировать йод и йодные препараты в страны СНГ и дальнего зарубежья.

Республика Узбекистан достаточно богата запасами сырья для получения йода, содержащегося в гидротермальных и попутных нефтяных водах. Йодосодержащие подземные воды расположены, в основном, в Ферганском, Бухара–Каршинском артезианских бассейнах и на плато Устюрт Каракалпакстана. Другим ценным химическим элементом, наряду с йодом, является бром, концентрация которого достигает 150 мл/л. Бром применяется в качестве антидетонаторов для моторного топлива, а также в медицине, холодильной технике, производстве пожарозащитных средств, при окуривании зерна и других продуктов сельского хозяйства, в текстильной промышленности, органическом синтезе, в качестве красителей, хлебопекарном деле, фотографии.

Возможные объемы добычи йода зависят от концентрации йода в рассоле и количестве попутных вод. На основании химических анализов содержание йода в сбросных водах месторождения Северный Уртабулак равно 34,4 мг/л. Содержание йода в подземных водах эксплуатируемых нефтегазовых месторождений Бухаро-Хивинской НГО изменяется от 15 до 70 мг/л. Отметим, что объем добычи йода на нефтяных месторождениях будет увеличиваться, так как в процессе эксплуатации нефтяных скважин объем попутных вод увеличивается, а нефти – уменьшается. По истечении определенного времени эти скважины можно использовать для добычи йода и брома. В настоящее время рассолы представляют большой интерес как ценное минеральное сырье для химической промышленности, а также используются населением в качестве минеральных лечебных вод.

Наиболее целесообразна организация комплексной добычи йода и брома, что повысит эффективность использования попутной воды и экономические показатели, тем более, что технологии их получения очень схожи.

Одна из основных задач – поиски, разведка и подготовка к эксплуатации новых месторождений йодо-бромных промышленных вод.

Литература

1. Бакиев С.А., Калабугин Л.А., Умаров Р.Б., Калабугин А.Л., Гафуров Т.А. Добыча йода из попутных сбросных промышленных вод разрабатываемого нефтяного месторождения Крук // Геология и минеральные ресурсы, 2007. – №1. – С. 49 – 51.
2. Бакиев С.А., Калабугин Л.А., Калабугин А.Л., Гафуров Т.А., Умаров Р.Б. Изменение концентрации йода в подземных водах в связи с разработкой нефтяного месторождения Крук // Геология и минеральные ресурсы, 2007. – №3. – С. 54 – 57.
3. Калабугин Л.А., Бакиев С.А., Калабугин А.Л., Гафуров Т.А., Умаров Р.Б. Эксплуатационные запасы попутных промышленных вод разрабатываемого нефтяного месторождения Крук в Бухарской области // Геология и минеральные ресурсы, 2007. – №6. – С. 40 – 43.
4. Потаенко К.Д., Умбаров И.А., Кулматов Р.А., Тураев Н.И., Ишанходжаев С. Технология получения йода из соленых подземных вод воздушно-десорбционным способом // Узб. хим. журн., 1999. – №5-6. – С. 92 – 95.
5. Умбаров И.А. Исследование и усовершенствование технологии получения йода из йодосодержащих подземных вод: Автореф. дисс… канд. техн. наук. – Ташкент, 2002. – 24 с.

СЕЗОННАЯ ДИНАМИКА УРОВНЕЙ ПОДЗЕМНЫХ ВОД ДОЛИНЫ РЕКИ ТУАПСЕ

А.С.Чепрасова
Научный руководитель доцент К.И. Кузеванов
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Особое внимание к детальному изучению гидрогеологических условий долины р. Туапсе вызвано напряженной техногенной нагрузкой в обстановке сложного геологического строения, без исследования особенностей которого затрудняется надежный прогноз возможных изменений природной обстановки под влиянием антропогенного воздействия.

Основными источниками техногенного воздействия на подземные воды являются территория жилой застройки г. Туапсе и его промышленная зона, в которой главное место занимает нефтебаза морского порта, расположенная в устьевой части реки.

Долина реки Туапсе прорезает коренные отложения флиша, которые в центральной части залегают на абсолютных отметках минус 45-40 м. В приустьевой части долины в разрезе аллювиальных отложений выделяются два водоносных слоя, приуроченных к галечникам поймы и верхнего комплекса первой надпойменной террасы и к галечникам нижнего комплекса первой надпойменной террасы. Эти слои разделены толщей водоупорных озерно-лиманных глин мощностью до 50 м в левобережной части и 15-25 м в центральной и правобережной частях долины. Участок исследований долины р. Туапсе можно схематизировать как пласт-полосу трехслойного строения шириной от 700 м до 500 м, в котором верхняя и нижняя часть разреза сложены галечниками, разделенными горизонтом озерно-лиманных глин. В районе ул. Сочинская, пересекающей долину реки Туапсе в 500 м от восточной оконечности правобережной части нефтебазы, происходит выклинивание глин и в этой части долина реки выполнена однослойной гравийно-галечниковой толщей.

Первый от поверхности водоносный горизонт на изучаемой территории сложен гравийно-галечниковыми отложениями с песчаным, песчано-глинистым или глинистым заполнителем и развит до глубин 10-23 м. С поверхности гравийно-галечниковые отложения перекрыты насыпным грунтом (валуны, щебень, галечник, строительный мусор, песок, суглинок), мощность которых достигает 3-4 м. Гравийно-галечниковые отложения подстилаются озерно-лиманными глинами, выполняющими роль водоупора. Уровень подземных вод находится на глубинах порядка 4.5-5 м от поверхности земли.

Гравийно-галечниковые отложения характеризуются плановой и профильной неоднородностью. По мере приближения к береговой зоне возрастает глинистость разреза. В прибрежной части отмечена размытость пойменых отложений: зачастую они замещаются озерно-лиманными осадками. В приустьевой части района – территория нефтебазы (рис.1, 2) современное русло реки является искусственным. При расширении городской черты в двадцатые годы оно было перенесено примерно на двести метров к востоку. В пределах западной оконечности предприятия расположена наиболее углубленная часть долины (до 15-20 м) и самая водообильная зона. Профильная неоднородность водоносного горизонта по данным бурения и гамма-каротажа по некоторым скважинам режимной сети выражается в существовании в верхней части разреза глинистого заполнителя гравийно-галечниковых отложений с коэффициентами фильтрации 1-2 м/сут. Коэффициенты фильтрации гравийно-галечных отложений в основании разреза находятся в пределах 20-60 м/сут. По данным опытных откачек и наливов водопроводимость водовмещающих отложений составляет 620-1000 $м^2$/сут. Пространственное распределение величины водопроводимости во многом определяется мощностью гравийно-галечниковых отложений.

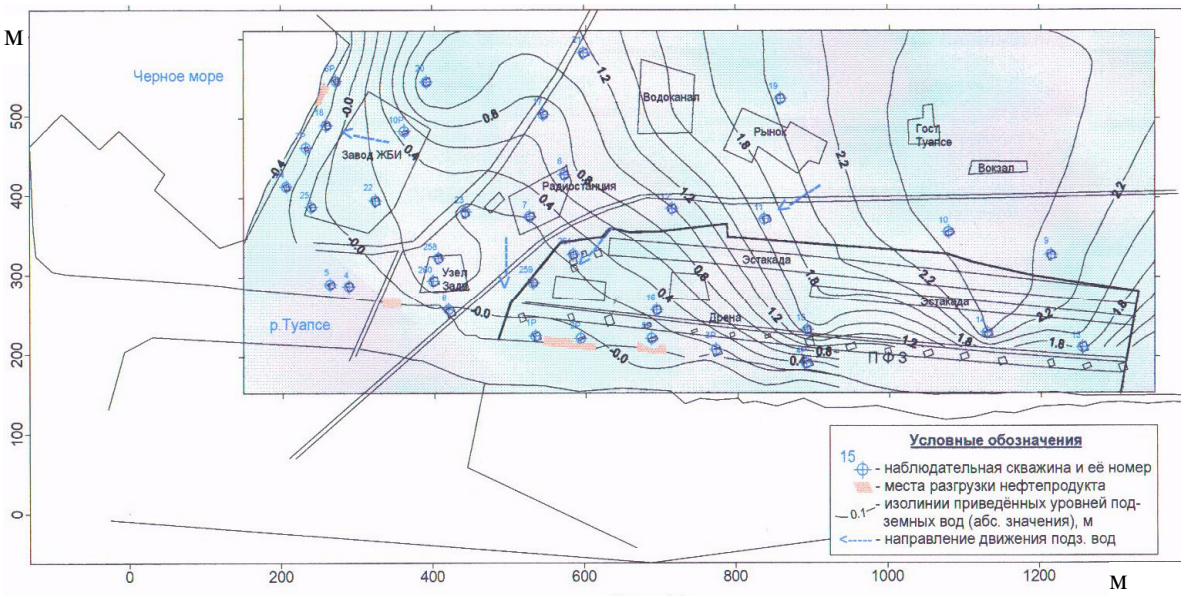


Рис.1 Карта приведенных уровней подземных вод по состоянию на октябрь

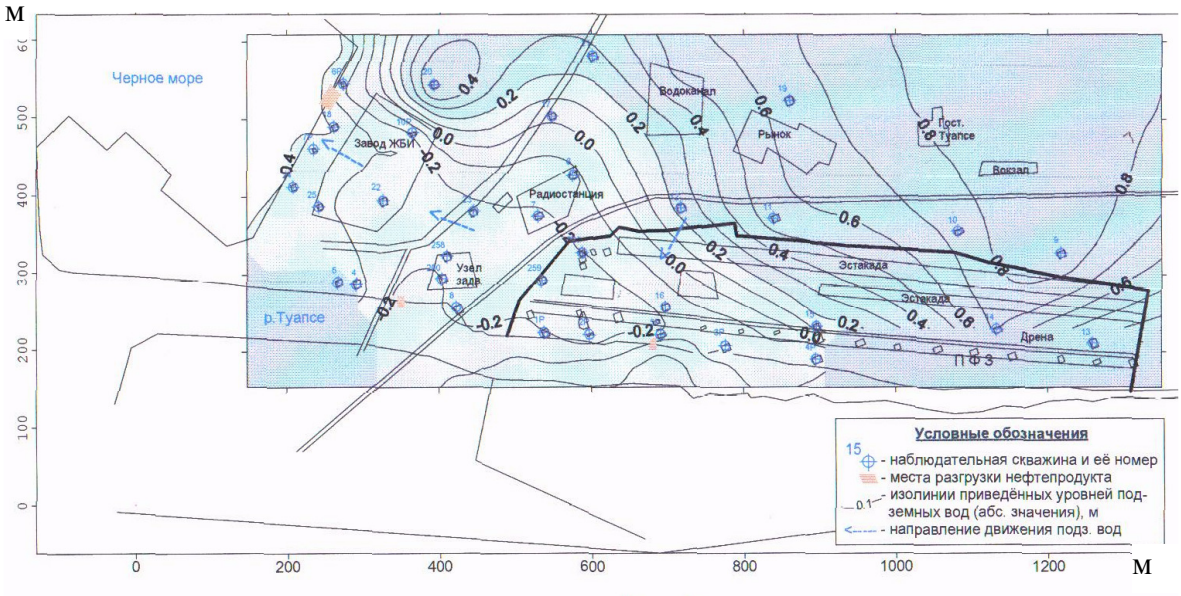


Рис.2 Карта приведенных уровней подземных вод по состоянию на декабрь

Направление фильтрационного потока находится под влиянием опытно-эксплуатационных и эксплуатационных откачек воды, осуществляемых в природоохранных целях, особенно в периоды низкого стояния подземных вод.

Питание основного водоносного горизонта формируется за счет атмосферных осадков, которые на застроенных участках существенно (в несколько раз) усиливаются утечками из водонесущих коммуникаций. На застроенных площадях городской территории утечки носят постоянный характер и связаны с потерями воды, а на территории хранилища нефтепродуктов зафиксировано локальное загрязнение почв и водоносного горизонта. Масштабы утечек нефтепродуктов таковы, что образуют линзы над уровенной поверхностью подземных вод и требуют проведения специальных режимных наблюдений за динамикой линз нефтепродуктов с целью предотвращения площадного загрязнения водоносного горизонта и морской акватории.

Анализ карт приведенных уровней на периоды межени и половодья (рис.1, 2) свидетельствует о различиях в структуре фильтрационного потока на периоды высокого и низкого положения уровней подземных вод. Эти различия, прежде всего, проявляются в уменьшении градиента потока в меженный период, что приводит к сокращению потока, разгружающегося в районе железнодорожного моста практически до нуля, и изменению направления основного потока в сторону моря.

В периоды дождей повышение уровней подземных вод приводит к увеличению градиента потока подземных вод и способствует их фильтрации в сторону реки.

Анализ карт уровней подземных вод свидетельствует о существенном вкладе утечек из подземных коммуникаций города в формировании питания подземных вод. Зафиксировано наличие выраженного купола

растекания подземных вод в районе железнодорожного вокзала и гостиницы «Туапсе», связанного, по всей вероятности, с утечками из водонесущих коммуникаций на территории города.

Выявленные особенности структуры фильтрационного потока используются для оптимизации регламента наблюдений по режимным гидрогеологическим скважинам и оперативного управления системой эксплуатационных скважин, предназначенных для периодической откачки нефтепродуктов и активного противодействия потенциальному загрязнению речной и морской акватории.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта РФФИ № 07-05-13565-офи_ц.

ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ И КАЧЕСТВО ПИТЬЕВЫХ ВОД СЕЛЬСКИХ ПОСЕЛЕНИЙ ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ТОМСКОГО РАЙОНА ТОМКОЙ ОБЛАСТИ

Н.И. Шабанина
Научный руководитель профессор Е.М. Дутова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В современном, динамично развивающемся мире среди используемых природных ресурсов значительную роль играют пресные подземные воды. Во многих странах, в том числе в некоторых регионах России, они являются основным, а зачастую единственным источником хозяйственно-питьевого водоснабжения.

Проблема обеспечения населения питьевой водой нормативного качества [1] стала одной из главных и определяющих, превратившись в общегосударственную.

Юго-восточная часть Томского района включает 11 сельских поселений, объединяющих 42 населенных пункт с численностью населения – 36 тыс. человек. Источником его хозяйственно-питьевого водоснабжения являются подземные воды палеозойских образований.

Оценка качества вод проводилась по результатам сокращенного анализа проб воды отобранных из эксплуатационных скважин в крупных населенных пунктах. Качество подземных вод для питьевых целей определялось в соответствии с СанПиН 2.1.4.1074-01.

Для достижения поставленной цели решались следующие задачи:

- сбор, предварительная обработка материала и составление компьютерного информационного массива по химическому составу природных подземных вод эксплуатационных скважин;
- статистическая и графическая обработка данных с целью выявления характерных особенностей химического состава подземных вод;
- построение графиков и карт с целью визуализации и презентации информации

Информация, включенная в ИМ, характеризует макро- и микрокомпонентный состав и некоторые физико-химические свойства подземных вод, формирующие их органолептические показатели.

Источниками информации служили протоколы анализа воды Центра гигиены и эпидемиологии Управления Роспотребнадзора по Томскому району, взяты из заявочных материалов к оформлению лицензий на право пользования недрами с целью добычи подземных вод для хозяйственно-питьевого водоснабжения населения.

В результате статистических подсчетов, построений графиков и диаграмм получена картина распределения встреченных типов подземных вод по ионно-солевому составу, использующихся для водоснабжения населением.

По полученным данным были построены диаграммы отражающие распределение населения по использованию типов вод для питьевых целей (рис.1, 3).

В результате обработки данных сделан вывод, что 75% население юго-восточной части Томского района, использует для питьевых целей в основном гидрокарбонатную кальциевую, в меньшей степени гидрокарбонатную кальциево-магниевую, кальциево-магниево-натриевую воду.

В большинстве районов ситуация аналогична, исключение составляют Малиновское, Мирненское, Октябрьское и Межениновское поселения, где используют гидрокарбонатную кальциево-магниевую воду.

Концентрации большинства компонентов не превышают предельно допустимых (ПДК).

На диаграммах (рис.2, 4) в процентном отношении показано потребление населением воы с повышенным содержанием компонентов.

Представленные диаграммы свидетельствуют о том, что 90% населения потребляют некондиционную воду по следующим компонентам: железо общее и общая жесткость. Лишь в Воронинском поселении наблюдается повышенная окисляемость (перманганатная).

На основании анализа полученного материала по качеству подземных вод, используемых для хозяйственно-питьевого водоснабжения, с учетом распространения в них компонентов, превышающих нормативные значения, построены покомпонентные карты распространения железа общего, минерализации и жесткости. Карты построены с применением программных продуктов ArcView 3.2. (рис.5, 6).

Таким образом, изучение особенностей состава вод юго-восточной части Томского района позволяет сделать вывод: по ГОСТ 2761-84 воды относятся ко второму классу (качество воды имеет отклонения по железу общему (0,3-10) и требуют соответствующей подготовки – устранение аэрированием и фильтрованием) перед подачей их потребителю.

Личный вклад автора состоял в сборе, систематизации, обработке и обобщении фактического материала, составлении компьютерной базы данных (в среде Microsoft Excel), построении графических моделей в среде ArsView Gis 3.2., CorelDRAW 12.0, и их компьютерная реализация, формировании и постановке проблемы.

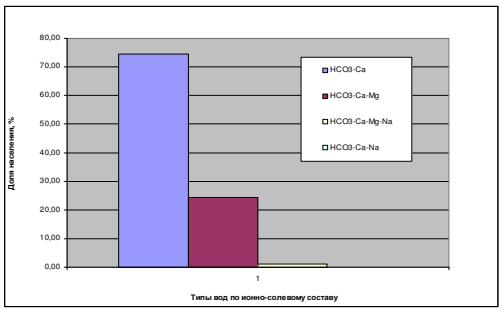


Рис.1 Типы вод, используемые для водоснабжения населения (район в целом)

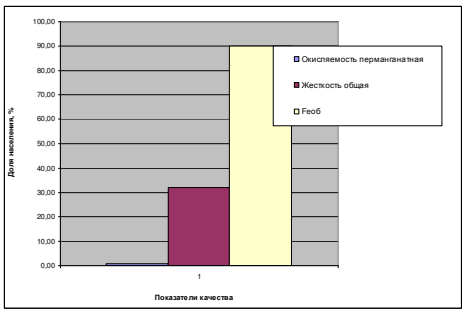


Рис.2 Население, использующее некачественную воду для питьевых целей (район в целом)

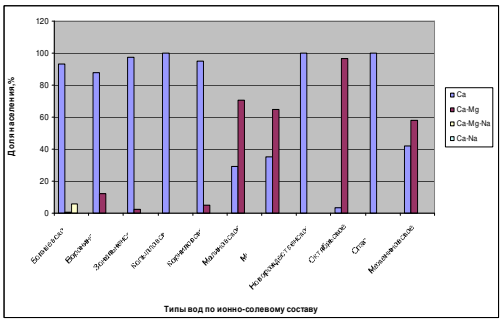


Рис.3 Типы вод используемые населением для питьевых целей (отдельные поселения)

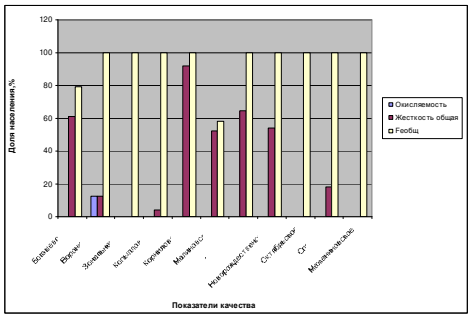


Рис.4 Население, использующее некачественную воду для питьевых целей (отдельные поселения)

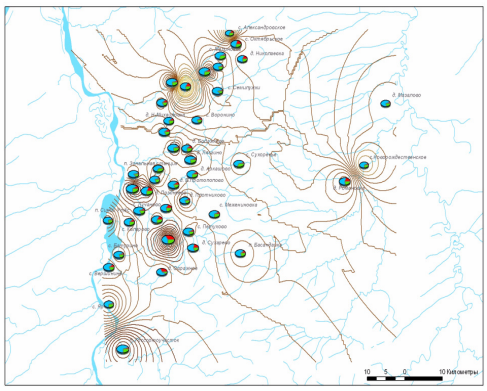


Рис.5 Окно ArcView с построением изолиний минерализации

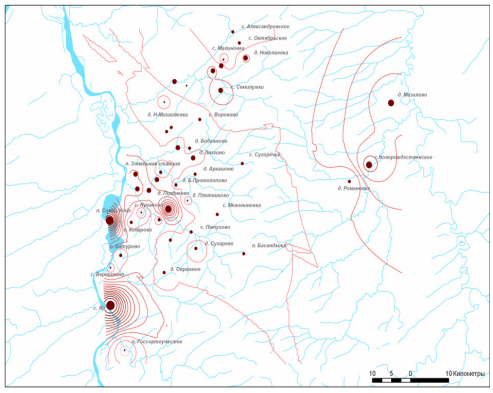


Рис.6 Окно ArcView с построением изолиний общей жесткости

Научная новизна работы заключается в первичном обобщении и графическом представлении такого материала.

Практическая значимость работы заключается в возможности использования результатов при решении любых задач, связанных с гидрогеохимией верхней части земной коры, в том числе с решением вопросов водоснабжения, поисков МПИ, экологических проблем недр и их подвижной части – подземной гидросферы, в сфере управления водными ресурсами, в том числе при разработке схем и программ комплексного использования и охраны водных ресурсов и водохозяйственных балансов территорий и предприятий. Материалы, включенные в ИМ, могут и должны использоваться, в первую очередь, при создании математических и графических моделей принятых гидрогеологических таксонов и исследуемых районов, что позволит оперативно принимать решения о выборе источников водоснабжения, постановке поисково-разведочных работ и охране подземных вод и многое другое.

Работа выполнена при поддержке гранта РФФИ 07-05-13565 офи_ц.

Литература

1. СанПиН 2.1.4.1074-01. Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества. – М.: Госкомсанэпиднадзор России, 2001. – 111 с.
2. Шварцев С.Л. Гидрогеохимия зоны гипергенеза. – 2-е изд. исправл. и доп. – М.: Недра, 1998. – 366 с.
3. Шварцев С.Л. Общая гидрогеология: Учебн. для вузов. – М.: Недра, 1996. – 423 с.

Секция 6

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

НЕФТЕГЕОЛОГИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРИ ПРОГНОЗИРОВАНИИ И ПОИСКАХ. НЕКОТОРЫЕ НОВЫЕ ПРЕДЛОЖЕНИЯ И НОВЫЕ МЕТОДЫ

В.И. Исаев, профессор

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ниже рассматриваются актуальные задачи нефтяной геологии Западно-Сибирской плиты, методы их решения на основе геофизических и геохимических данных, а также примеры решения задач прогнозирования и поисков. Рассматриваются методы, разрабатываемые на кафедре геофизики Института геологии и нефтегазового дела ТПУ в сотрудничестве с геологами, геофизиками и математиками СО РАН, сибирских университетов, организаций МПР и Института геофизики НАН Украины. Рассматриваются только те методы, в разработке которых участвует автор этого сообщения.

Прогнозирование зон нефтегазонакопления в доплитном комплексе

Задача. Центральная часть Западной Сибири принадлежит интенсивно эксплуатируемой Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, для которой резервуары нижних этажей чехла и доплитного комплекса – основные резервы восполнения ресурсной базы УВ.

Зоны разуплотнения доплитного комплекса отождествляются с продуктивными слабометаморфизованными терригенными и карбонатными образованиями. Зоны разуплотнения фундамента могут быть обусловлены интрузивными телами кислого состава, подвергнутыми термоусадочным процессам. В этом случае УВ проникают в разреженное пространство интрузива из перекрывающих и примыкающих к нему осадочных пород. Зоны разуплотнения «основания» осадочного чехла рассматриваются и в качестве гидродинамических систем миграции глубинных теплоносителей, стимулирующих генерацию УВ в осадочном чехле. И, наконец, зоны разуплотнения фундамента отождествляются с промежуточными резервуарами или подводящими каналами УВ эндогенного генезиса [10].

Зоны уплотнения фундамента отождествляем с эффузивами и интрузиями основного и ультраосновного состава. Магматические тела создают в осадочном чехле аномальные температурные эффекты, которые оказывают дополнительное влияние на нефтегазообразование и нефтегазонакопление.

Таким образом, сведения о разуплотнениях и уплотнениях фундамента становятся важным прогнозно-поисковым признаком зон нефтегазонакопления как в нижних этажах осадочного чехла, так и в самом фундаменте. Результаты теоретических исследований [1] и имитационного моделирования показывают, что задача прогнозирования охарактеризованных зон на глубинах до 5 – 10 км решается методикой геоплотностного моделирования в гравитационном поле [4].

Метод решения. Для выполнения геоплотностного моделирования используется программный комплекс «Решение прямой и обратной линейной задачи гравиметрии блоково-слоистых сред». Моделирование параметров плотности для аппроксимирующих тел осуществляется посредством решения обратной линейной задачи гравиметрии:

$$\|Ax-b\|+\alpha\|x-x_0\|^2=\min, \quad (1)$$

$$x^{(н)} \le x \le x^{(в)}, \quad (2)$$

где A-матрица n*m (определяется решением прямой задачи гравиметрии для аппроксимирующего тела в виде трапеции); x – параметр плотности для каждого аппроксимирующего тела; b – вектор наблюдений; α – параметр регуляризации; m – количество аппроксимирующих тел; n – количество наблюдений гравитационного поля; x_0, $x^{(н)}$, $x^{(в)}$ – начальное приближение, нижние и верхние ограничения на неизвестные.

Для решения задачи (1) – (2) принят алгоритм квадратичного программирования [13]. Здесь метод подбора, в силу применения математического программирования, позволяет в количественной форме использовать многочисленные априорные данные, в т.ч. данные сейсморазведки. По сути, геоплотностная модель – это средство комплексной интерпретации всей совокупности геолого-геофизических данных о разрезе.

Пример решения задачи. Моделируемый геотраверс Красноленинский свод – Ляпинский прогиб следует вдоль западной части регионального сейсмопрофиля XIII, пересекающего Западно-Сибирскую плиту с востока на запад на широте 62^0. Общая протяженность геотраверса составляет 350 км (рис.1).

В результате геоплотностного моделирования был построен разрез, гравитационный эффект которого оптимально соответствует наблюденному полю. Прогнозное плотностное картирование кровли доюрских отложений выполнено с дискретностью 5 - 10 км. Освещена плотностная структура доюрских отложений до глубины 7 км, с шагом дискретизации по глубине 0.7 - 1.0 км. Прогнозное плотностное картирование доюрских отложений на глубинах 4 - 7 км выполнено с дискретностью по латерали 15 - 30 км. Разуплотнения и уплотнения в разрезе выделены по отношению к априорным значениям плотности.

На траверсе профиля разуплотнения кровли доюрских отложений выявлены на участках Рогожниковского вала, центральной и восточной части Висимского мегавала. Характерную структуру имеют две крупные обособленные зоны разуплотнения доюрского комплекса до глубины 7 км: северо-восточная часть Красноленинского свода, центральная и восточная части Висимского мегавала.

Восточная часть Березовской моноклинали, Шеркалинский мегапрогиб и западная часть Сергинского куполовидного поднятия на глубине более 4 км представлена крупными, вероятно, магматическими образованиями основного состава. Плотные магматические образования фиксируются непосредственно под юрскими отложениями в области сочленения Висимского мегавала и Ляпинского мегапрогиба. Здесь на глубине 4 км и более выявлено аномальное по плотности тело вероятно габбро-пироксенитового состава.

Масштабная зона разуплотнения доюрского комплекса на участке Рогожниковского вала представляется сосредоточением резервуаров и генерирующих толщ (подводящих каналов?) в слабометаморфизованных палеозойских терригенно-карбонатных породах (D-C) или в трещиновато-кавернозных магматических породах. Здесь резерв расширения ресурсной базы Красноленинского нефтегазоносного района (НГР) с нефтяными, газоконденсатными и газовыми залежами в доюрском разрезе на глубинах 2.5 – 4.5 км.

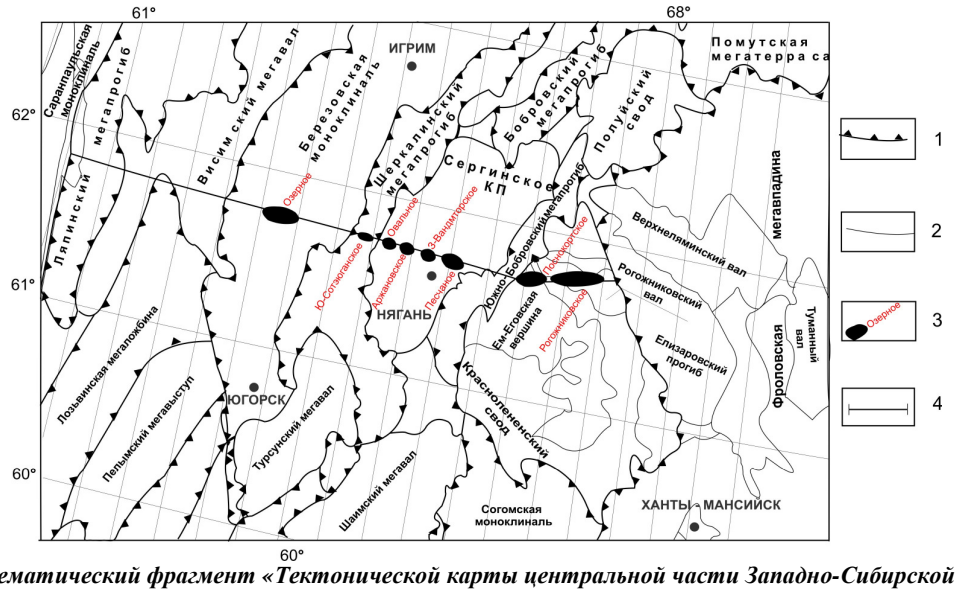


Рис.1 Схематический фрагмент «Тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты» (под ред. В. И. Шпильмана и др., 1998): 1) границы тектонических элементов I порядка; 2) границы внутреннего районирования тектонических элементов I порядка; 3) месторождения УВ и их названия; 4) линия моделируемого геотраверса Красноленинский свод – Ляпинский прогиб

Центральная и западная часть Висимского мегавала представлена «сквозной» зоной разуплотнения. Здесь месторождения еще не выявлены. Вероятным источником нефти и газа здесь могут быть углеродистые породы каменноугольных и девонских отложений. Юрские отложения отсутствуют, а послеюрская толща, в силу сравнительно небольшой мощности, вряд ли может быть генератором УВ. Если зона контакта представляет собой эрозионный экран, то сосредоточение продуктивных резервуаров – это доюрские отложения. Здесь резерв расширения ресурсной базы Восточно-Уральского НГР с газовыми, нефтяными, газоконденсатными залежами в доюрском разрезе на глубинах до 4 км.

Выполненное сопоставление тектоники, месторождений, нефтегазоносных комплексов с установленной плотностной структурой фундамента и плитного комплекса по траверсу Красноленинский свод – Ляпинский прогиб показало согласованность плотностной структуры с положением известных зон нефтегазонакопления и крупных месторождений, с их вероятным генезисом. В итоге выполнен прогноз новых зон нефтегазонакопления в доюрском разрезе северо-восточной части Красноленинского свода и в доюрском разрезе центральной и восточной части Висимского мегавала [9]. Промышленные перспективы доплитного комплекса Красноленинского свода находят практические подтверждения в результатах бурения и испытания скважин на Рогожниковском лицензионном участке.

Выделенные методом геоплотностного моделирования зоны разуплотнения и уплотнения мы отождествляем с резервуарами, каналами миграции, материнскими толщами, флюидоупорами и аномальными источниками тепла. Геоплотностное моделироваиние в сочетании с нефтегеологическим анализом мы называем нефтегеологическим моделированием.

Локализация прогнозных ресурсов

Задача. Новые лицензионные участки распределенного и нераспределенного фонда недр Сибири и Дальнего Востока практически не содержат выявленных запасов нефти и газа и подготовленных к бурению площадей. Так нераспределенный слабоизученный фонд недр Томской области, составляющий до 80% всех нефтяных земель области, включает менее 13% всех выявленных запасов и перспективных ресурсов. Нераспределенный фонд недр охарактеризован, в основном, нелокализованными ресурсами. Для повышения инвестиционной привлекательности новых лицензионных участков необходима интенсификация регионально-зональных исследований, локализующих прогнозные ресурсы и повышающих обоснованность планирования последующих поисковых работ.

Ведущая роль среди признаков регионально-зональной нефтегазоносности принадлежит присутствию в разрезе нефтематеринских толщ и времени генерации УВ. До недавнего прошлого прогнозирование (картирование) нефтематеринских толщ осуществлялось по прямым признакам степени катагенеза органического вещества (ОВ) – отражательной способности витринита (ОСВ) и данным пиролитических исследований керна скважин.

В последние годы для изучения термического режима осадочных комплексов и оценки степени катагенеза потенциально нефтематеринских пород получили широкое распространение методы палеотемпературного моделирования. Применяемое математическое моделирование, учитывающее изменение во времени многочисленных параметров геотермополя, позволяет достаточно достоверно и точно рассчитывать температуры на любой момент геологического времени в любой точке разреза [3]. Ниже будет рассмотрен метод палеотемпературного моделирования для прогноза материнских пород, наиболее полно учитывающий изменение во времени параметров геотермополя, в том числе влияния палеоклимата на интенсивность генерации УВ глубокопогруженными нефтепроизводящими осадочными комплексами [8].

Метод решения. В нашей модели процесс распространения тепла в слоистой осадочной толще описывается начально-краевой задачей для уравнения:

$$\frac{\lambda}{a}\cdot\frac{\partial U}{\partial t}-\frac{\partial}{\partial Z}\left(\lambda\frac{\partial U}{\partial Z}\right)=f\ , \tag{3}$$

где λ – теплопроводность; a – температуропроводность; f – плотность внутренних источников тепла; U – температура; Z – расстояние от основания; t – время; с краевыми условиями:

$$U\big|_{Z=\varepsilon}=U(t), \tag{4}$$

$$-\lambda\frac{\partial U}{\partial Z}\bigg|_{Z=0}=q(t)\ , \tag{5}$$

где $\varepsilon=\varepsilon(t)$ – верхняя граница осадочной толщи; q – тепловой поток.

Осадочная толща описывается мощностями стратиграфических комплексов h_i, для каждого из которых заданы теплопроводность λ_i, температуропроводность a_i, плотность радиоактивных источников f_i и скорость осадконакопления v_i. Скорость осадконакопления может быть отрицательной. Для решения одномерной начально-краевой задачи (3)–(5) с разрывными коэффициентами применен метод конечных элементов [5].

В случае стационарности глубинного теплового потока q, решение обратной задачи определяется из условия:

$$\sum_{i=1}^{k_i}\left(U\left(Z_i,t,q\right)-T_i\right)^2\xrightarrow[q]{}\min \tag{6}$$

Решение обратной задачи строится с учётом того, что функция $U(Z,t,q)$, являющаяся решением прямой задачи (3) с краевыми условиями (4) и (5), в этом случае линейно зависит от q.

Краевое условие (4) определяет температуру «нейтрального» слоя и может задаваться в виде кусочно-линейной функции $U(t)$ векового хода температур поверхности земли. А краевое условие (5) может задаваться в виде кусочно-линейной функции $q(t)$ изменения значения глубинного теплового потока. T_i – измеренное распределение температур. «Измеренное» распределение температур может задаваться и по определениям ОСВ, пересчитанным в градусы Цельсия, с указанием времени срабатывания «максимального палеотермометра».

Схема расчета палеотемператур состоит из двух этапов. На первом этапе по распределению температур T_i в скважине рассчитывается тепловой поток q через поверхность подстилающего основания, т.е. решается обратная задача геотермии. На втором этапе с известным значением q решается прямая задача геотермии – непосредственно рассчитываются температуры U в заданных точках осадочной толщи Z в заданные моменты геологического времени t.

Рассчитанные палеотемпературы в каждом стратиграфическом комплексе и температурная градация зон катагенеза интенсивной генерации и эмиграции УВ позволяют прогнозировать присутствие в разрезе материнских пород: газа первой генерации – 50-90^{0}С ($МК_1^1$); нефти – 90-130^{0}С ($МК_1^2$); газа второй генерации и газоконденсата – 130-190^{0}С ($МК_2$-$МК_3$); более 190^{0}С – разрушительные для УВ температуры. При этом прогнозе мы опираемся на известную шкала катагенеза и температурной зональности процессов нефтегазообразования [2].

Пример решения задачи. Участок исследований расположен в южной части Нюрольской мегавпадины и считается перспективным для расширения базы углеводородного сырья Томской области. Известно, что тогурская пачка повсеместно распространена в южной части Нюрольской впадины. Характеристики рассеянного ОВ баженовской свиты и тогурской пачки свидетельствуют о высоком нефтематеринском потенциале этих отложений.

Палеотемпературное моделирование выполнено для разреза 19 поисково-разведочных скважин на участке исследований. По результатам моделирования построена схематическая карта положения очага генерации нефтей баженовского типа. На карте приведено распределение максимальных палеотемператур в баженовской свите, полученное интерполяцией расчетных (модельных) температур в скважинах. Учитывая тип ОВ баженовской свиты – морские сапропели – контур очага генерации нефти проводим по изотерме 85^{0}С.

Контур очага генерации нефти в плане совпадает с локальными складками Таловой, Игольской, Карайской и локальными поднятиями Карайско-Айсазского прогиба, северо-западной части Айсазского вала.

На рисунке 2 представлена карта положения очага генерации нефтей тогурского типа. На карте показаны изотермы максимальных палеотемператур в тюменской свите. Исходя из типа ОВ тогурской пачки – неморские биопродуценты, границу очага проводим по изотерме 95^0С. Очаг генерации нефти тогурского типа по плановому местоположению в меньшей степени касается Талового и Игольского локальных поднятий, а в большей степени – Карайской складки и локальных поднятий Карайско-Айсазского прогиба. В своей работе [6] мы обратили внимание на эту корреляцию и сделали вывод: нефти Западно-Карайского и Карайского месторождений, скорее всего, являются нефтями тогурского типа. Новейшие результаты исследований генетического типа нефтей карайских месторождений подтверждают этот вывод.

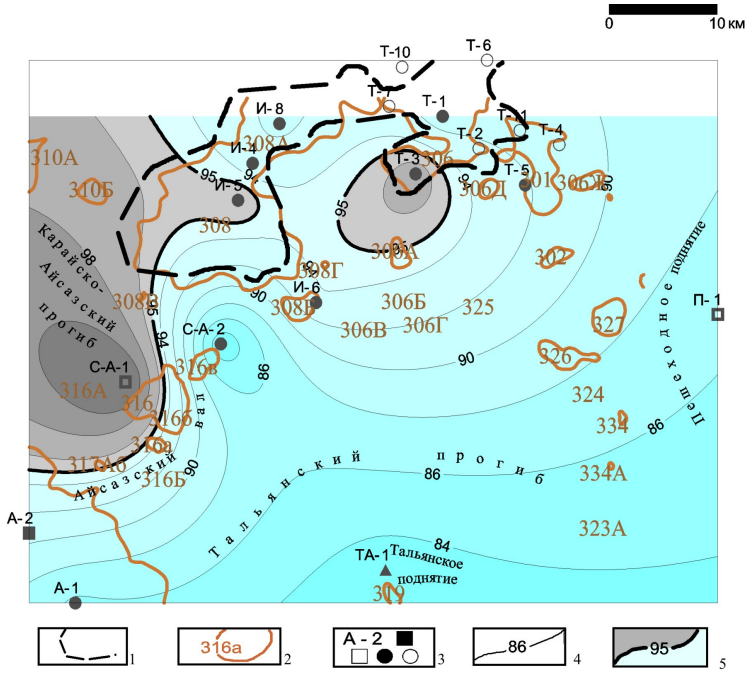


Рис.2 Схематическая карта современного положения очага генерации нефтей тогурского типа: 1) контур нефтеносности Игольско-Талового месторождения; 2) контуры локальных поднятий (подошва баженовской свиты); 3) глубокие поисково-разведочные скважины и их обозначение; 4) изолинии максимальных палеотемператур в тюменской свите; 5) контур очага генерации нефтей

Полученные результаты позволяют выполнить на участке исследований локализацию прогнозных ресурсов и, как следствие, повысить обоснованность планирования поисковых работ. Здесь применен метод объемно-площадного прогнозирования очагов нефтегазообразования, их катагенетической зональности и «трассировки» очагов в геологическом времени по комплексу геолого-геофизических данных.

Оценка продуктивности ловушек по прямым признакам нефтегазоносности

Задача. Геологическая и экономическая эффективность (сейчас: оптимизация рисков) нефтепоисковых работ всегда зависела от обоснованности размещения поисково-разведочных скважин на уже выявленных геофизическими методами вероятных ловушках УВ и от обоснованности очередности их разбуривания. Ясно, что скважины нужно размещать на ловушках, имеющих признаки продуктиности, а очередность (ранжирование) разбуривания ловушек будет зависеть от степени перспективности по критерию продуктивности.

На сегодняшний день достаточно общепризнанным является тот факт, что ни один метод полевой геофизики не позволяет более-менее однозначно решить задачу диагностирования ловушки на наличие залежи УВ. Даже на имитационных моделях не удается показать однозначность проявления залежи УВ в измеряемых или расчетных геофизических параметрах [11]. В такой ситуации может существенно помочь нефтепоисковая геохимия – изучение пространственной изменчивости концентраций УВ в приповерхностном слое осадочного разреза, в основе которого лежит представление о фильтрационно-диффузионном массопереносе УВ из залежей в перекрывающие породы [12].

Метод решения. Для нефтегеологического анализа геохимической зональности концентраций УВ в приповерхностных отложениях принята теоретическая физико-химическая модель залежи [12]. Согласно этой модели, пространственная локализация аномалий мигрирующих жидких УВ в приповерхностном слое происходит над водонефтяным контактом (рис.3). Эти аномалии, в случае залежи, вмещаемой замкнутым локальным поднятием, имеют зонально-кольцевую форму и трассируют внешний контур ВНК.

В качестве информативных параметров приняты суммарные концентрации ароматических УВ групп моно-, би-, три- и полиароматических молекул с 4…5 конденсированными ароматическими кольцами. Выбор ароматических УВ в качестве поисковых геохимических признаков определялся тем, что на них практически не

оказывает маскирующее влияния современная растительность. Эти вещества способны к адсорбционному накоплению на глинистых минералах и в тоже время сохраняют подвижность в геологических средах. Кроме того, ароматические УВ устойчивы к биоразложению и достаточно легко и однозначно определяются методом хромато-масс-спектрометрии. Таким образом решение задач выполняется на основе анализа аномалий мигрирующих жидких УВ, а, не как обычно, по аномалиям углеводородных газов. Анализируются пробы грунтов, поднятых из взрывных скважин сейсморазведки с глубин 7-10 м.

Пример решения задачи. Цель исследований заключалась в определении перспектив нефтегазоносности Восточно-Панлорской поисковой площади (Верхнеляминский вал, осложняющий Югорский свод центральной части Западно-Сибирской плиты).

На построенной нами схематической карте перспектив нефтегазоносности наиболее очевидную положительную корреляцию с замкнутыми локальными поднятиями имеют аномальные зоны концентраций фенантреновых УВ. Контрастная и достаточно четкая «кольцевая» аномалия трассирует водонефтяной контакт вероятных залежей, приуроченных к восточной и центральной части Ненсъюганской структуры.

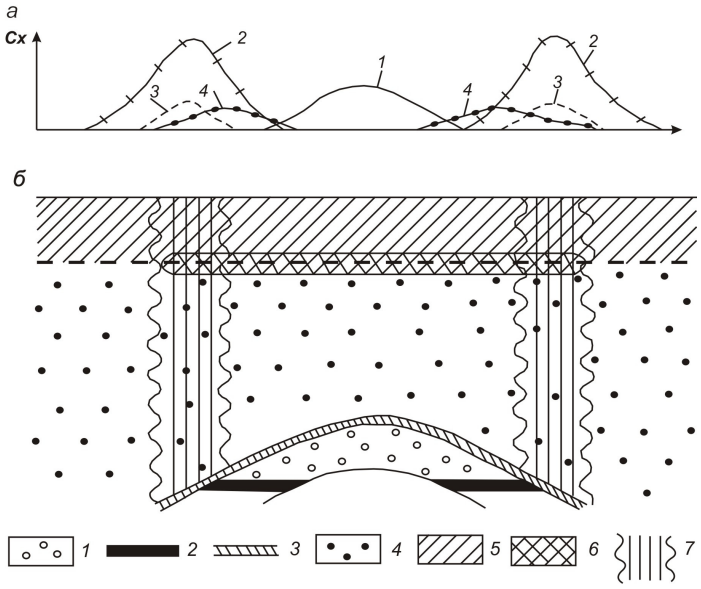


Рис.3 Физико-химическая модель залежи углеводородов, по [12].
а – формы пространственной локализации геохимических аномалий: 1) апикальная аномалия углеводородных газов; 2) фильтрационные аномалии углеводородных газов; 3) аномалии фильтрующихся жидких углеводородных флюидов; 4) аномалии газов биохимического происхождения.
б – обобщенный геолого-геохимический разрез: 1) залежь; 2) зона водонефтяного контакта; 3) покрышка; 4)-6) комплекс надпродуктивных отложений; 7) зоны миграции углеводородных флюидов

Аномальные зоны, полученные для концентраций алкилбензолов, соединений с нафталиновым ядром, полициклических углеводородов с разной степенью повторяют-дополняют картину «кольцевых» аномалий концентраций соединений с фенантреновым ядром. Зоны аномальных концентраций ароматических УВ в латеральном плане приуроченны к выявленным сейсморазведкой локальным ловушкам юры и неокома. По степени перспективности ловушки ранжируются в следующем порядке: Ненсъюганская структура, юго-восточная часть; Ненсъюганская структура, северная часть; Ненсъюганская структура, центральная часть; структура Унлорская 2, северная часть; структура Унлорская 2, центральная часть; структура Унлорская 1. Панлорскую структуру поставить в ряд ранжирования нельзя, т.к. геохимически опробована только ее южная часть.

Результаты геохимических исследований усилили обоснование размещения поисково-разведочных скважин, рекомендованных ранее ОАО «Хантымансийскгеофизика». По результатам геохимического опробования в качестве первоочередной мы рекомендуем скважину 1 на Ненсъюганской структуре [7].

Литература

1. Алексидзе М.А. Приближенные методы решения прямых и обратных задач гравиметрии. – М.: Наука, 1987. – 336 с.
2. Бурштейн Л.М., Жидкова Л.В., Конторович А.Э. Модель катагенеза органического вещества (на примере баженовской свиты) // Геология и геофизика. – М., 1997. – Т.38. – №6. – С. 1070 – 1078.
3. Ерофеев Л.Я., Исаев В.И. Условия генерации углеводородов в восточной части Нижневартовского свода (палеотектонический и палеотемпературный анализ) // Вестник Томского государственного университета, 2003. – Приложение №3(2). – С. 146 – 149.
4. Исаев В.И. Прогноз материнских толщ и зон нефтегазонакопления по результатам геоплотностного и палеотемпературного моделирования // Геофизический журнал, 2002. – Т.24. – №2. – С. 60 – 70.

5. Исаев В.И., Гуленок Р.Ю., Веселов О.В., Бычков А.В., Соловейчик Ю.Г. Компьютерная технология комплексной оценки нефтегазового потенциала осадочных бассейнов // Геология нефти и газа. – М., 2002. – №6. – С. 48–54.
6. Исаев В.И., Фомин А.Н. Очаги генерации нефтей баженовского и тогурского типов в южной части Нюрольской мегавпадины // Геология и геофизика. – М., 2006. – Т.47. – №6. – С. 734 – 745.
7. Исаев В.И., Коржов Ю.В., Романова Т.И., Бочкарева Н.М. Оценка продуктивности локальных ловушек по составу тяжелых углеводородов в приповерхностных отложениях центральной части Западно-Сибирской плиты // Геофизический журнал. – М., 2006. – Т.28. – №6. – С. 58 – 74.
8. Исаев В.И., Лобова Г.А., Мочалкина Л.Н., Попов С.А., Литвинова О.Г. Факторы термической истории и нефтегенерации баженовской свиты Верхнеляминского вала (Югорский свод) // Вестник Югорского государственного университета, 2008. – №1(8). – С. 34 – 42.
9. Исаев В.И., Лобова Г.А. Корреляция плотностной структуры доюрских отложений и зон нефтегазонакопления вдоль регионального сейсмопрофиля XIII (центральная часть Западно-Сибирской плиты) // Геофизический журнал. – М., 2008. – Т.30. – №1. – С. 3 – 27.
10. Кобелев В.П. Дегазация Земли: геофлюиды, нефть и газ, парагенезисы в системе горючих ископаемых // Геофизический журнал. – М., 2006. – Т.28. – №6. – С. 150 – 160.
11. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. – 253 с.
12. Справочник по геохимии нефти и газа / Под ред. С.Г. Неручева. – СПб.: Недра, 1998. – 576 с.
13. Старостенко В.И. Устойчивые численные методы в задачах гравиметрии. – Киев: Наук. думка, 1978. – 228 с.

ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ СВОЙСТВА КАМЕННЫХ УГЛЕЙ ДОНЕЦКОГО БАССЕЙНА

Ю.М. Баранова, Н.В. Тонкова
Научный руководитель заведующая лабораторией М.З. Серебряная
Днепропетровский национальный университет, г. Днепропетровск, Украина

Свойства каменных углей зависят от генезиса месторождения, пласта залегания и определяют возможность его использования в качестве энергетического субстрата или в производстве кокса. Во всех случаях наличие сульфидов в каменном угле ухудшает его эксплутационные качества. Контроль за содержанием серы в угле обычно осуществляется химическимим методами, что требует больших затрат рабочего времени, реактивов и длится долго (до двух суток). В ряде случаев необходимо быстро оценить изменение содержания серы или ее отдельных компонентов. Практически отсутствуют экспресс-методы определения общей серы или ее фракций. Мы попытались оценить возможность определения содержания сульфидной серы в угле, опираясь на измерение его электромагнитных свойств.

Наличие в каменном угле, не имеющем свойств электропроводника, сульфидов (обычно это пирит), изменяет электромагнитные свойства угля. Каменный уголь может быть представлен как двухфазная система, состоящая из электроинертного угля и реагирующих на внешние электромагнитные поля сульфидов. При таком подходе к проблеме можно предположить, что при наложении внешнего электромагнитного поля регистрируемая реакция будет целиком зависеть от наличия в угле пирита. Это позволяет предложить новый принцип определения включений пирита (соответственно и пиритной серы) в угле.

Для подтверждения высказанных предположений нами изучена электропроводимость проб угля с разным содержанием общей, сульфатной и сульфидной серы. Измерение электромагнитных свойств угля проводили во фторопластовой ячейке диаметром 40 мм с металлическим дном. На слой измельченного угля накладывали излучатель вихревых токов и определяли электропроводимость в условных единицах.

В таблице приведены данные изменения показателя электропроводимости проб углей при различном содержании в них сульфидов (сульфидной серы) и сульфатной серы.

Таблица

Электропроводимость каменных углей с различным содержанием сульфидов

№ пробы	Содержание, %			Показатели электропроводимости, условные единицы
	сульфидов	сульфидной серы	сульфатной серы	
1	**5,64**	**3,00**	**0,12**	**8510**
2	**6,97**	**3,71**	**0,18**	**8980**
3	**8,30**	**4,42**	**0,20**	**9460**
4	**9,63**	**5,30**	**0,20**	**10050**
5	**10,96**	**5,84**	**0,24**	**10627**

Практически отсутствует зависимость между наличием сульфатной серы в образцах и их электромагнитными свойствами. Установлено возрастание показателя электропроводимости при увеличении содержания сульфидов.

Связь между наличием сульфидной серы в образцах и их электропроводимостью имеет практически линейную зависимость. Следовательно, изменение показателя электропроводимости образца зависит от содержания сульфидной серы. При наличии в угле незначительного количества сульфатной серы (в нашем случае соотношение сульфатной серы к сульфидной составляет менее 1:10 – 1:20) можно считать, что измерение электропроводимости отражает, в основном, наличие в нем сульфидов в угле.

Представленные материалы показали, что определение электропроводимости каменных углей может стать достаточно надежным экспресс-методом определения сернистости углей и может быть применено при контроле за эффективностью протекания процессов десульфидизации каменных углей Донецкого бассейна, в том числе и осуществляемых биотехнологическим способом.

МЕТОДИКА КОМПЛЕКСНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ АТРИБУТОВ СЕЙСМИЧЕСКОГО ВОЛНОВОГО ПОЛЯ ОБУЧАЕМЫМИ НЕЙРОННЫМИ СЕТЯМИ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ БАЙКИТСКОЙ НГО

Д.О. Гафуров[1], А.А. Антоненко[2]
Научные руководители профессор А.Ф. Коробейников[1], профессор В.М. Киселев[2]
[1]Томский политехнический университет, г. Томск. Россия
[2]Сибирский Федеральный университет, г. Красноярск. Россия

Территория исследуемых месторождений охватывает юго-западную часть Сибирской платформы. Продуктивные пласты месторождений приурочены в основном к отложениям рифея, сложенного карбонатными и терригенно-карбонатными породами, а также венда, сложенного терригенными, карбонатно-терригенными и карбонатными породами. Коллектора всех пластов рифея и венда имеют сложное строение каверново-трещинного, реже каверново-порово-трещинного типа. Изучение и разработка залежей с коллекторами подобного типа затруднены наличием высокопроводимых направленных трещин, способствующих перетокам флюида. В связи с этим основные проблемы, с которыми сталкиваются при разработке месторождений с трещинно-кавернозным строением коллекторов – получение сухих или низкодебитных скважин в непосредственной близости от высокодебитных, а также ранний прорыв воды в скважину. Такого рода проблемы в первую очередь говорят о необходимости улучшения качества геологических моделей, позволяющих учитывать фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов в межскважинном пространстве, опираясь на данные испытаний скважин и 3D сейсморазведки.

Методика комплексной интерпретации атрибутов сейсмического волнового поля обучаемыми нейронными сетями разработана ООО ”ИнформГеоСервис” совместно с ЗАО “Красноярскгеофизика” на основе математического аппарата нейронных сетей и реализована в виде пакета прикладных программ в интеллектуальной геоинформационной системе (ИГС) “НейроИнформГео”[2].

Основное назначение комплексной интерпретации атрибутов сейсмического волнового поля состоит в построении новых объектов – зон, ранее не существовавших на карте, т.е. участков территорий, однородных в смысле некоторого критерия или группы критериев [5]. Перед нами стояла задача прогноза зон высокой проницаемости пород, вызванных трещиноватым строением коллекторов. Объектами исследований с применением обучаемых нейронных сетей являлись рифейские продуктивные горизонты. Сейсмические атрибуты рассчитывались в окне измерения 32 мс. вдоль отслеженного сейсмического горизонта, характеризующего рифейские отложения (всего 6 атрибутов). Вертикальная разрешенность атрибутов составляет 100 м, интервал охватывает все продуктивные пласты, при учете существования вертикальных зон разуплотнения пород (геосолитонов) диапазон расчета позволяет избежать ошибок, возникающих при пересчете глубин во время и, как следствие, влияние на прогноз привязки интервалов испытания к амплитудному разрезу. При классификации скважин по исследуемому параметру использовались результаты гидродинамических испытаний, позволяющие рассчитать общую проницаемость матрицы породы с учетом трещиноватости [1].

В конечном итоге задача сводилась к выделению такого интервала временного разреза, в котором изменение сейсмических параметров и их вторичных характеристик наиболее тесно связано с изменчивостью свойств, включая и коллекторские свойства исследуемого горизонта. В этом смысле задача сводится к проблеме классификации. Реализация решения в системе “НейроИнформГео” выглядит следующим образом [3, 4, 6]:

1. На вход из базы данных вызываются в едином масштабе с общей начальной точкой сетки различных геофизических параметров по площади или в плоскости разреза.

2. Для формирования эталона используются скважины, в которых проведены испытания и выполнен комплекс ГИС. Для площадной интерпретации используются все скважины, попадающие в данную площадь или заранее заданные для исследования по разрезу скважины, находящиеся в непосредственной близости от профиля или в полосе доверительной вероятности от профиля.

3. Рассчитывается множество точек $D_i\{x, y\}$, лежащих в круге радиуса R_i, зависящего от геологических условий и параметров околоскважинного пространства. Для интерпретации по разрезу используется полоса шириной $U_i = R_i$ в случае сейсморазведки 2D, и цилиндр с радиусом $R_i = D_i$ и высотой H_i в случае 3D сейсморазведки.

4. Точки внутри круга, полосы или цилиндра используются для оформления образа или классов. Используя множество рассчитанных координат возле скважин $D_i\{x, y\}$, мы формируем из сеток геофизических параметров векторы с координатами $\{x, y\} \in D_i$ и значениями геофизических, геохимических и других параметров, рассчитанных на предыдущих этапах $V_i^{'} = \left(V_{1i}, ...V_{ni}\right)$. Образуется множество векторов $U\left(x_i, y_i, v_i^{'}\right)$.

5. Все скважины по своей принадлежности разбиваются на классы, причем в простейшем случае могут использоваться два класса (I – продуктивные скважины, II – “пустые”), а в более сложных задачах число классов может быть увеличено по любому признаку. Для каждого класса формируется эталон, считая, что все точки, попавшие в данное пространство возле скважины, несут одинаковую информационную нагрузку. Формирование эталона происходит на основе различных математических методов. Общим является получение эталона в виде вектора с усредненными значениями геофизических параметров и весами, обеспечивающими оценку информативного вклада каждого параметра.

6. Программа разбивает всё многомерное признаковое пространство на классы принадлежности или подобия тому или другому эталону и формирует на выходе карту эталонов для площадной интерпретации или формирует разрез с выделением комплексов (классов) на временную или глубинную модель.

7. По каждому из применяемых методов оценивается достоверность полученных результатов и формируется в виде карты или разреза.

Обучение нейронной сети производилось усовершенствованным методом обратного распространения ошибки. В результате интерпретации была получена прогнозная карта проницаемости рифейских отложений. Для проверки результатов прогноза выделенные зоны сопоставлялись со скважинами, которые не использовались при обучении. Прогноз подтвердился тестовыми скважинами с коэффициентом корреляции 0.707. Используя номограмму оценки вероятности корреляционной связи, рассчитанной по формуле А.М. Шурыгина, была произведена оценка характера статистической взаимосвязи прогноза классов и значений классов в тестовых скважинах. В результате определен истинный коэффициент корреляции, который оказался равен R = 0.68. Он находится в пределах поля допустимой вероятности, а это означает, что прогноз удовлетворяет критерию достоверности.

Наиболее значимыми для прогноза оказались амплитудные характеристики (изменение амплитуд, средняя энергия, средняя интенсивность отражения). Данные атрибуты по раздельности применяются для определения изменений последовательности амплитуд, связанных с изменением состава горных пород и выделения амплитудных аномалий, связанных с заполнением пор пород флюидом и с несогласным залеганием пород. В трещиноватом коллекторе интенсивность отражения импульса резко снижается за счет разуплотнения пород. В случае, если проницаемость коллектора вызвана трещиноватостью, то энергия распространения сейсмической волны будет уменьшаться, при этом изменение амплитуды может быть значительным. Таким образом, применение атрибутов в комплексе, с использованием нелинейных преобразований математическим аппаратом нейронных сетей позволило учесть влияние каждого сейсмического параметра, и как результат, спрогнозировать распределение зон трещиноватости в межскважинном пространстве.

Литература

1. Гафуров Д.О. Опыт обработки и интерпретации данных геофизических исследований скважин интеллектуальной геоинформационной системой “ИнформГео”, на примере Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения // Нейроинформатика и ее приложения: Материалы XII Всероссийского семинара. – Красноярск, 2004. – С. 45 – 48.
2. Гафуров Д.О., Ефимов А.С., Конторович А.А., Красильникова Н.Б., Гафуров О.М., Пономаренко З.Ф. Построение литолого-фациальной модели Талаканского месторождения на основе комплексирования данных ГИС и сейсморазведки обучаемыми нейронными сетями // Возможности и проблемы обработки и интерпретации результатов сейсморазведочных работ. – Тюмень, 2006. – С. 113 – 119.
3. Гафуров О.М., Гафуров Д.О. Инновационные методы и технологии нефтегазопоисковых работ, нейросетевая парадигма // Возможности и проблемы обработки и интерпретации результатов сейсморазведочных работ. – Тюмень, 2006. – С. 131 – 137.
4. Гафуров Д.О. Геологическая интерпретация с применением обучаемых нейронных сетей в "НейроИнформГео" данных ГИС Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2006. – №3. – С. 32 – 37.
5. Гафуров О.М., Городников М.А., Гафуров Д.О., Беккерман А.И. Инновационные методы и технологии нефтегазопоисковых работ, нейросетевая парадигма // Инновационные технологии, нейросетевая парадигма геологоразведочных работ на нефть, газ и золото. – Томск, 2007. – С. 114 – 120.

ИЗУЧЕНИЕ ГЕОТЕРМИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА В ТОМСКОМ РАЙОНЕ

Т.Ю. Заведий
Научный руководитель профессор Л.Я. Ерофеев
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Изучаемая площадь расположена в 20 км северо-западнее г. Томска. Здесь за период 1997–2007 г.г. выполнен большой объем работ из более, чем 200 глубоких (до 500 м) скважин методом скважинной термометрии, с применением цифровых средств измерения, обладающих высокой стабильностью своих метрологических характеристик. В процессе интерпретации результатов метода скважинной термометрии выявлено четкое искажение линейности («излом») у подавляющего большинства термограмм изучаемой площади, стратиграфически приуроченное к подошве атлымского горизонта ($P_{2-3}at$) в интервале глубин от 135 до 180 м. Результаты интерпретации этого явления послужили основой для расчленения геотермического разреза изучаемой площади на принципиально различные зоны (см. таблицу). При анализе рассматривались несколько возможных причин, обуславливающих наличие излома термограмм:

- климатический фактор – положительная температурная волна с поверхности, от новейших климатических изменений, дает заметное понижение градиента в верхней части разреза, но в настоящее время только до глубин 40–60 м;
- гидрогеологический фактор – искажение термограммы за счет горизонтального или вертикального конвективного переноса тепла;
- литологический фактор – существенная разница в теплопроводности пород зон активного и замедленного водообмена;
- ландшафтно-антропогенный фактор – пашни, промплощадки, городские территории и т.д. [1], создающие в подстилающей толще пород положительную температурную волну.

Таблица

Основные зоны геотермического разреза и их характеристики

№	*Зона*	*Ср. интервал глубин*	*Вертикальный градиент Г, °С/м*	*Особенности интервала*
1	ЗОНА А	0–15 м (зона аэрации)	Различен, сильное влияние годовых колебаний	Низкий коэффициент теплопроводности, зона сильно влияет на температурный режим всей нижележащей толщи пород
2	ЗОНА 0	15 – 60 м	От 0.0225 и менее	Волна от влияния новейших климатических изменений в Северном полушарии
3	ЗОНА 1	60–150 м	0.0225	Зона активного водообмена
4	ЗОНА 2	150 м и ниже	0.0321	Зона замедленного водообмена

Однако время проникновения температурного возмущения путем кондуктивного теплопереноса от этих измененных участков с земной поверхности на глубину 150 м составляет не менее 950 лет, что значительно превышает время с начала освоения территории Томского района (начало 17 века).

Дальнейшие исследования дали подтверждение гипотезы о влиянии на форму термограмм преимущественно гидрогеологического фактора.

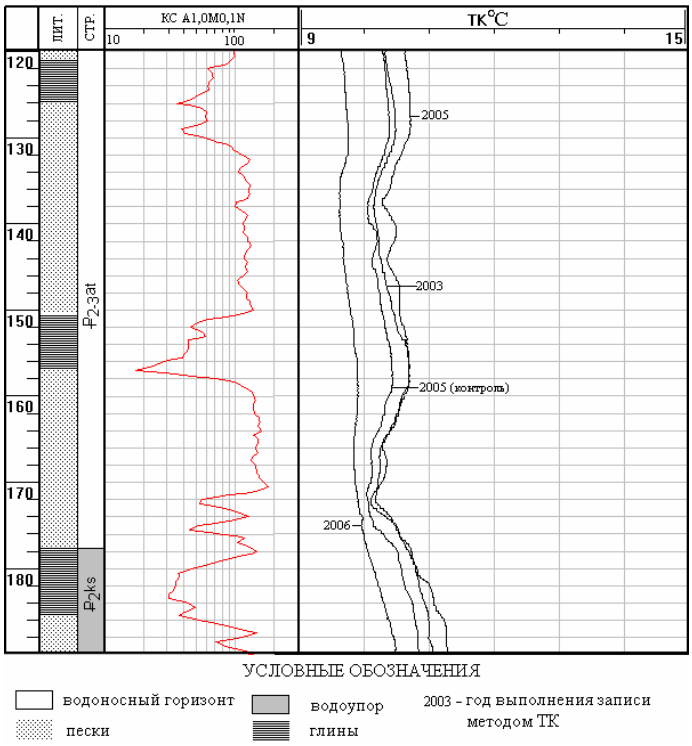


Рис.1 Ежегодные исследования в скважинах с искусственно нарушенным температурным полем

При выполнении исследований методом термометрии в скважинах с искусственно нарушенным (положительные аномальные значения) температурным полем обратил на себя внимание факт ускоренной динамики восстановления температуры до естественных значений в интервале разреза, соответствующем подошве атлымского горизонта ($P_{2\text{-}3}at$). Такое быстрое восстановление скважинной температуры может быть объяснено только наличием горизонтального конвективного потока в околоскважинном пространстве. Гипотеза об остывании за счет чисто кондуктивного теплового потока не находит подтверждения, так как в интервалах чистых песков кусковской свиты (P_2ks) с наибольшей теплопроводностью такого быстрого восстановления температуры не зафиксировано, как и в более глубоких частях разреза. Результаты исследований по одной из скважин приведены на рис.1. По каротажу методом КС в данном интервале подошвы атлымского горизонта максимальные значения кажущегося УЭС пород лежат в пределах 100–200 Ом·м, и особо не отличаются от УЭС песков остальной части разреза. Но искажение линейности термограммы в верхней части разреза за счет влияния гидрогеологического фактора может быть результатом двух принципиально различных процессов: квазигоризонтальный перенос [2] тепла (холода) в подошве атлымского горизонта или очаговая вертикальная фильтрация через возможные литологические «окна» водоупора новомихайловских глин (P_3nm) [1]. Определить, какой из этих процессов имеет место в действительности, можно путем корреляционного анализа двух геотермических параметров изучаемой территории: температуры кровли глин кусковской (P_2ks) свиты (или подошвы атлымского горизонта), а также вертикальный температурный градиент в зоне 1 (рис.2). При наличии процесса, показанного рис.2а), должна быть сильная корреляция между t_F и Γ_1, а в случае рис.2б) ее не должно быть.

Из рис.2 действительно заметно, что форма и излом термограмм в двух различных ситуациях а) и б) могут быть неотличимы друг от друга, вплоть до очень небольших глубин, однако причины, создавшие это нарушение прямолинейности температурной кривой, совершенно различны. Средний коэффициент корреляции, полученный по измерениям в 171 скважине исследуемой площади оказался равен +0.35, причем на наиболее показательном участке по 110 скважинам он в среднем равен +0.46. Этот факт свидетельствует в пользу варианта на рис. 2а).

После выявления причины искажения линейности термограмм на исследуемой площади, было выполнено картирование естественного температурного поля по различным отметкам глубины и по стратиграфической поверхности – кровле водоупора глин кусковской свиты (P_2ks).

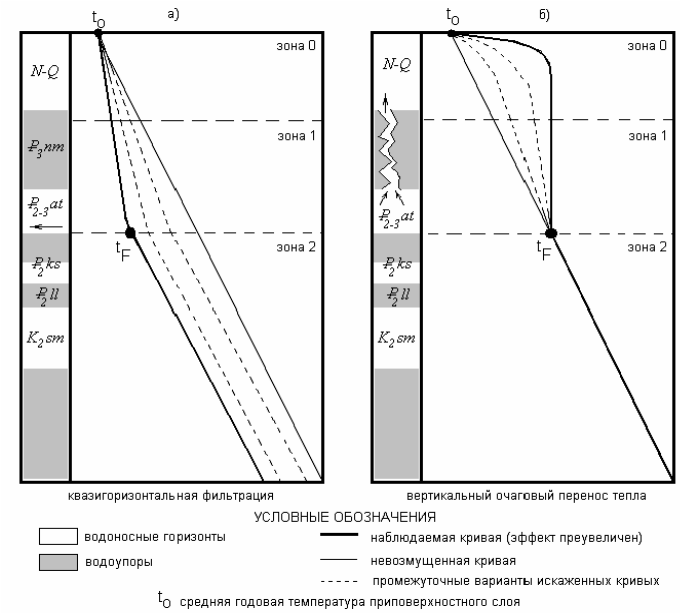


Рис.2 Схема корреляции геотермических параметров

По данным геотермических измерений в скважинах построены карты интегральных геотермических параметров: вертикальных температурных градиентов Γ_1 (в зоне 1) и Γ_2 (в зоне 2), а также их безразмерного отношения Γ_2/Γ_1.

Результаты по поверхностям картирования в целом одинаковы, на северо-востоке исследуемой территории (Томь-Яйский водораздел) уверенно выделяется область пониженных температур, что однозначно связано с выявленной здесь областью питания для атлымского водоносного горизонта. В направлении на юго-запад, к месту разгрузки этого горизонта (р. Томь), наблюдается постепенное увеличение значений температурного поля. Каких-либо затруднений интерпретация температурных полей на выделенных отметках глубины не вызвала, но интерпретация интегральных значений градиентов Γ_1 и Γ_2, осложнена целым комплексом явлений климатического, литолого-теплофизического и гидрогеологического характера. Наиболее интересными и в то же время самыми сложными в вопросе интерпретации являются результаты картирования параметра Γ_2 / Γ_1. Полученные значения варьируют от 1 (абсолютно ненарушенная термограмма) до 2.25. Значение отношения градиентов Γ_2 / Γ_1 является параметром, сложным образом зависящим в первую очередь от скорости фильтрации и фильтрационной неоднородности в подошве атлымского водоносного горизонта, рельефа этой подошвы, который сильно меняется особенно на северо-востоке территории, другими словами – всей тепловой истории частицы, движущейся вдоль линии тока, проходящей через исследуемую точку в плане.

Таким образом, на основании вышеизложенного можно сделать следующие выводы:

1) По скважинам с искусственно нарушенным температурным полем в комплексе с другими методами ГИС также может быть получена важная геолого-геофизическая информация.

2) Методом скважинной термометрии выявляется нижняя граница зоны активного водообмена.

3) Одним из интегральных показателей, характеризующим степень искажения температурного поля на исследуемой площади, а вместе с этим и фильтрационную неоднородность на нижней границе зоны активного водообмена является безразмерное отношение Γ_2 / Γ_1 вертикальных температурных градиентов зоны замедленного водообмена Γ_2 и зоны активного водообмена Γ_1.

Литература

1. Фролов Н.М. Гидрогеотермия. – Москва: Недра, 1968. – 307 с.
2. Череменский Г.А. Геотермия. – Ленинград: Недра, 1972. – 271 с.

ПОСТРОЕНИЕ СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ И ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КЕЛЛОВЕЙ-ВОЛЖСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЛАВРОВСКОГО НАКЛОННОГО МЕЗОВАЛА

А.Ю. Калинин
Научный руководитель профессор В.А. Конторович
Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

В юго-восточных районах Западной Сибири большая часть месторождений нефти и газа сконцентрирована в верхнеюрских антиклинальных ловушках. При проведении поисковых работ на нефть и газ одной из основных задач, стоящих перед сейсморазведкой, является выделение перспективных структур.

Настоящая работа, выполненная на базе комплексной интерпретации материалов сейсморазведки протяженностью 2390 км, и данных глубокого бурения по 50 скважинам, посвящена анализу влияния тектонических процессов на формирование Лавровского наклонного мезовала и прогнозу нефтегазоносности.

Район исследований расположен в Парабельском районе Томской области и входит в состав Межовского нефтегазоносного района Васюганской нефтегазоносной области.

В процессе работы был создан сейсмогеологический проект в интерпретационном пакете W-Seis, откоррелированы отражающие горизонты, контролирующие основные осадочные сейсмогеологические комплексы.

В рамках проведенных исследований было осуществлено построение следующих структурных карт: Ф2 – подошва осадочного чехла, IIа – кровля юрского комплекса (подошва баженовской свиты), III – кошайская пачка алымской свиты (нижний мел, апт), IV – кузнецовская свита (верхний мел, турон).

Структурная характеристика. В рельефе подошвы баженовской свиты (II^a) Лавровский наклонный мезовал контролируется изогипсой, проведенной на отметке -2520 метров, и осложнен рядом локальных поднятий и перегибов. Наиболее крупной структурой является Еллей-Игайское поднятие. В рельефе кровли юры поднятие оконтурено изогипсой -2480 метров и осложнено тремя куполами. Амплитуда структуры не превышает 20 метров.

На том же гипсометрическом уровне к северу от Еллей-Игайской структуры находится Еллейское локальное поднятие. В структурном плане горизонта IIа Еллейская структура представлена двумя куполами и имеет амплитуду 15 метров.

К юго-востоку и юго-западу от Еллей-Игайской структуры находятся два небольших по размерам локальных поднятия – Водораздельное и Лосинское. В рельефе баженовской свиты эти структуры контролируются изогипсами -2490 метров и имеют амплитуды 15 метров. Рассмотренные выше структуры осложняют северо-западную и центральную части Лавровского наклонного мезовала и в рельефе подошвы баженовской свиты по изогипсе -2495 метров объединены в единый тектонический элемент III порядка – Северо-Лавровский вал.

К югу от Северо-Лавровского вала расположены Верхневасюганская и Смоляная структуры, имеющие амплитуду 15 метров. В рельефе баженовской свиты Смоляное поднятие контролируется изогипсой -2510 метров, Верхневасюганское – изогипсой -2500 метров.

К северо-востоку от Северо-Лавровского вала расположена контрастная линейная депрессионная зона, вытянутая в северо-западном направлении и представленная серией локальных впадин. На севере депрессия раскрывается в Нюрольскую мегавпадину.

К северо-востоку от рассмотренного объекта выделяется еще одна вытянутая параллельно Лавровскому валу приподнятая зона, в северной части которой расположена положительная структура IV порядка – Чагвинское локальное поднятие, имеющее амплитуду 35 метров. Здесь же расположены Южно-Чагвинская и Южно-Урманская структуры с амплитудой 15 метров.

К северу от Лавровского наклонного мезовала расположено Нюльгинское локальное поднятие. По отражающему горизонту IIа Нюльгинская структура, слегка вытянутая в северо-восточном направлении, оконтурена изогипсой -2670 метров и осложнена двумя куполами изометричной формы. Амплитуда поднятия составляет 35 метров.

К юго-западу от Нюльгинской площади расположены Урманское и Арчинское месторождения, приуроченные к одноименным локальным поднятиям. Урманское локальное поднятие в рельефе баженовской свиты осложнено двумя куполами. Структура оконтурена изогипсой -2510 метров и имеет амплитуду 35 метров. Небольшой прогиб к югу от Урманской структуры отделяет ее от Арчинского локального поднятия. По горизонту IIа Арчинское локальное поднятие в плане изометрично, оконтурено изогипсой -2520 метров и имеет амплитуду 35 метров.

Структурные планы вышележащих горизонтов в целом аналогичны друг другу, что, кажется, позволяет сделать предположение об унаследованности развития территории на протяжении мезозоя и кайнозоя. Реально это не совсем так.

История тектонического развития. Восстановление истории тектонического развития исследуемой территории основано на анализе изменения толщин мегакомплексов по площади [1].

В работе рассмотрены карты изопахит 4 основных мегакомплексов: юрского, волжско-аптского, апт-туронского и посттуронского, характеризующих изменение толщин сейсмогеологических комплексов по площади и палеоразрезы структурного плана баженовской свиты.

Характер распределения толщин юрских отложений позволяет сделать вывод о том, что на юрском этапе активный рост испытывала положительная замкнутая структура – Лавровский наклонный мезовал. Активно развивались и все локальные структуры, осложняющие Лавровский мезовал. Эпицентр прогибания территории в это время располагался на севере и северо-западе, в зонах, отвечающих современным прогнутым частям Нюрольской мегавпадины.

Этап тектонического покоя, который пришелся на волжский век, в берриасе вновь сменился тектонической активизацией. Анализ карты изопахит волжско-аптских отложений свидетельствует о том, что на этом этапе развития существовавшие в юрское время Лавровский мезовал и осложняющие его локальные поднятия вновь начинают унаследованно развиваться и испытывать тенденцию к росту.

В альб-туронское время тектонические процессы протекали вяло и не оказали существенного влияния на современное строение рассматриваемой территории – как тектонический элемент Лавровский вал продолжал оставаться замкнутой структурой.

В посттуронское время направленность тектонических движений сменилась. На этом этапе развития происходило региональное воздымание юго-восточного обрамления Западно-Сибирского бассейна относительно осевой части мегасинеклизы, которое привело к тому, что на исследуемой территории Лавровский мезовал вследствие воздымания юго-восточной части относительно северо-западной разомкнулся и превратился в полузамкнутый тектонический элемент – наклонный мезовал.

Подводя итог выполненного анализа, отметим, что наибольшее влияние на современное строения Лавровского наклонного мезовала в структурном плане баженовской свиты оказали берриас-аптский и посттуронский этапы развития. На первом доминировали вертикальные движения, предопределившие формирование крупной положительной структуры, на втором, благодаря региональным тектоническим движениям, эта структура перестала существовать в качестве замкнутого тектонического элемента.

Прогноз нефтегазоносности. На юге Западной Сибири келловей-волжские отложения характеризуются литологической неоднородностью, фациальной изменчивостью, а связанные с ними залежи углеводородов, как правило, являются структурно-литологическими и контролируются как структурным планом, так и различного рода литологическими экранами.

На следующем этапе работы была проведена комплексная интерпретация материалов ГИС по 50 скважинам.

На основании интерпретации было сделано следующее:

- построены литологические колонки по скважинам;
- построены корреляционные схемы келловей-волжских отложений для зоны сочленения Лавровского наклонного мезовала и Нюрольской мегавпадины;
- создан банк стратиграфических разбивок для горизонта Ю1.

На исследуемой территории разрез келловей-волжских отложений представлен баженовской и васюганской свитами. Последняя, в свою очередь, разделена на нижнюю и верхнюю подсвиты. Верхневасюганская подсвита представлена песчаным горизонтом Ю1, разделенным региональным угольным пластом У1 на подугольную и надугольную пачки. Анализ результатов структурных и палеоструктурных построений с привлечением статистического анализа, выполненного по данным ГИС и глубокого бурения, позволил осуществить построение структурных карт по кровлям тюменской свиты, нижневасюганской подсвиты, подугольной и надугольной пачек, а также карт толщин данных комплексов.

Проведенный анализ петрофизических исследований кернового материала и данных ГИС и найденные зависимости “керн-керн” и ”керн-ГИС” позволили построить карты эффективных толщин надугольной и подугольной пачек, что, в свою очередь, позволило выполнить количественную оценку коллекторских свойств песчаных резервуаров горизонта Ю1.

На завершающей стадии анализа геологического строения и оценки перспектив нефтегазоносности келловей-волжских отложений на базе структурных карт, карт качества коллекторов и результатов испытаний были построены прогнозные карты распределения залежей углеводородов и нефтегазоперспективных объектов в песчаных пластах горизонта Ю1.

Литература

1. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск.: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2002. – 253 с.

РАЗРАБОТКА И СОЗДАНИЕ ПРОГРАММНЫХ СРЕДСТВ ЭКСПРЕСС-ОБРАБОТКИ ДАННЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ, ПОЛУЧЕННЫХ МЕТОДОМ ПРЕЛОМЛЕННЫХ ВОЛН

Е.В. Каташов, В.Е. Голофаст
Научный руководитель профессор В.И. Гуленко
Кубанский государственный университет, г. Краснодар, Россия

Целью настоящей работы является разработка и создание современных программных средств обработки данных сейсморазведки методом преломленных волн (МПВ), а также корреляционным методом преломленных волн (КМПВ), получаемых при инженерных изысканиях на объектах промышленного и гражданского строительства. Достижение этой цели предполагает решение следующих задач:

1. Выбор и отработка алгоритмов обработки данных сейсморазведки методом преломленных волн.
2. Разработка блок-схемы и составление программных модулей, реализующих обработку прямых и встречных годографов методом обработки КМПВ, t_0 и методом Чибисова.
3. Составление и отладка программы.
4. Подготовка тестовых материалов и отладка программы с их использованием.
5. Опробование и отладка программы на реальных данных и создание контекстной справки.
6. Создание отдельной версии программы для обработки данных морской сейсморазведки.

Идея алгоритма первого метода обработки состоит в аппроксимации реальных годографов первых вступлений прямой и головных волн прямыми линиями. Зная коэффициенты, задающие углы наклона прямых, и координаты их пересечения с осью времен на плоскости (x, t), можно перейти к приближенной физико-геометрической модели среды, адекватной реальной. Полученная модель отражает положение преломляющих горизонтов изучаемой среды, граничные и кажущиеся скорости. В общем виде основная задача сводится к расчету глубины подошвы слоя по данному годографу по следующей формуле:

$$H_n = 2t_0V_n - H_{n-1}$$

где t_0 – координата пересечения продолжения следующей аппроксимирующей линии годографа с осью времени t; V_n – граничная скорость, определяемая текущей аппроксимирующей прямой; H_{n-1} – значение глубины подошвы предыдущего слоя.

Обработка данных методом t_0 сводится к расчету суммарного и разностного годографов волн первых вступлений для каждой границы по формулам, приведенным ниже:

$$S(x) = t_1(x) + t_2(x) - T$$

$$\Theta(x) = t_1(x) - t_2(x) + T$$

где $t_1(x)$ – прямой годограф, $t_2(x)$ – встречный годограф, T – взаимное время.

Эхо-глубина до преломляющей границы записывается в виде:

$$h(x) = k \cdot S(x),$$

где $k = \dfrac{V_{ср} \cdot V_{гр}}{2 \cdot \sqrt{V_{ср}^2 - V_{гр}^2}}$,

$V_{ср}$ – средняя скорость в покрывающей толще, $V_{гр}$ – граничная скорость, определяемая по наклону разностного годографа.

Суть метода обработки данных МПВ способом Чибисова заключается в определении глубины залегания точки, в которой скорость вычислена по годографу рефрагированной волны. Кажущаяся скорость, определяемая по такому годографу в данной точке дневной поверхности x_n, равна скорости ее прохождения в точке максимального проникновения луча в среду. Скорость в точке на глубине H_n:

$$H_n = \frac{1}{\pi} \int_0^{x_n} arch \frac{V_k(x_n)}{V_k(x)} dx$$

будет равна $V_k(x_n)$ – кажущейся скорости в точке x_n

Результатами этой работы являются программа FKP (Fast KMPV Processing), позволяющая получить достаточно надежные сведения о геометрии и скоростных свойствах слоев, слагающих верхнюю часть изучаемого разреза (см. рис.) и программа FKP2, предназначенная для автоматизированной обработки годографов первых вступлений на морских сейсмограммах ОГТ 2D.

К настоящему времени выполнен основной и наиболее трудоемкий этап разработки:

- отработаны и программно реализованы алгоритмы;
- разработан интерфейс программы, основные программные модули, включая модули ввода информации от некоторых инженерных сейсмостанций («Диоген», «Лакколит»), чтение сейсмограмм формата SEG-Y, их визуализация, фильтрация, регулировка усиления, построение годографов волн, визуализация данных, полученных по методу Чибисова;
- выполнено тестирование программы на модельных материалах, составлен файл контекстной справочной информации.

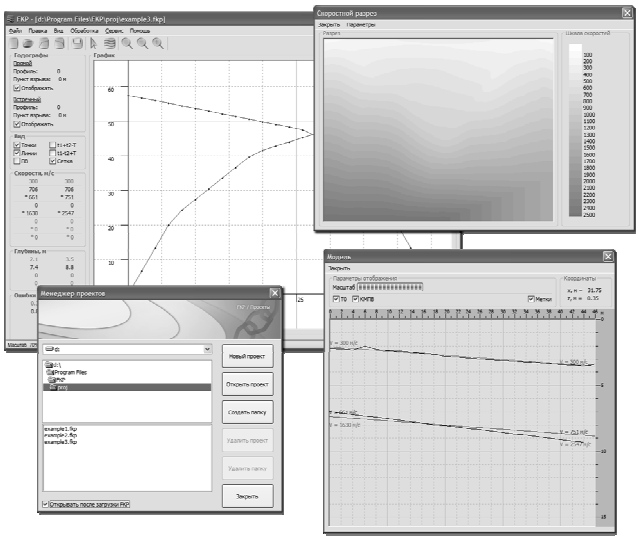


Рис. Рабочие окна программы FKP

Опробование программ на тестах и реальных полевых материалах, полученных авторами в ходе производственной практики, подтверждает их высокую эффективность.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ПЛОТНОСТИ И ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ГЛИНИСТЫХ МИНЕРАЛОВ НА РЕЗУЛЬТАТЫ НЕЙТРОННОГО КАРОТАЖА ПРИ ИЗУЧЕНИИ НЕОГЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ КАРПАТСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

Я.Н. Коваль, С.Д. Федоришин

Научный руководитель профессор Д.Д. Федоришин

Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа, г. Ивано-Франковск, Украина

С целью повышения эффективности скважинных геофизических исследований нами разрабатывались пути оптимизации комплекса ядерно-геофизических методов исследования скважин. Исходя из физических основ нейтронных методов (НГК; ННК-Т; ННК-НТ), их результаты наиболее объективно отображают

физические и петрофизические параметры пласта-коллектора. В основе наших экспериментальных исследований был вопрос об установлении причин искажения результатов нейтронных методов при исследовании неогеновых отложений Бильче-Волицкой зоны Карпатской нефтегазоносной провинции. Учитывая, что породы-коллекторы этих отложений сильно заглинизированы, мы изучали распределение в них глинистого материала в зависимости от размещения породы в пределах структуры. Скелет матрицы неогеновых отложений данного региона в основном представлен зернами таких минералов, как кварц, полевые шпаты, циркон, турмалин, глауконит, лейкоксен, биотит, рутил, лимонит, ставролит и др. Цементирующая часть горных пород данного региона представлена гидрослюдами, кальцитом, монтмориллонитом, каолинитом, хлоритом и др. [1].

Нами отмечено, что породы-коллекторы (60-70 %), приуроченные к своду структуры и представленные среднезернистыми песчаниками и алевролитами, обладают более низкими коллекторскими свойствами по сравнению с теми, которые размещены на периферии структуры. Например, в скважине 21-Летнянська, расположенной в присводовой части структуры, коллекторские свойства характеризуются параметрами $Q_г$=18.1 тыс. м^3/сут, $К_п$=17.4 %, $К_в$=50 %, $С_{гл}$=21 %, а в скважине 22-Летнянська, расположенной на периклинали структуры – соответственно $Q_г$=53.2 тыс.м^3/сут, $К_п$=18.5 %, $К_в$=40 %, $С_{гл}$=13.8 %. Однако такая закономерность справедлива не для всех месторождений и скважин.

Результаты проведенных исследований показывают, что основным фактором, который влияет на фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов, является глинистость, которая увеличивается с приближением к своду структуры в процессе ее образования.

В работах ряда исследователей [2, 3, 5] детально рассматриваются способы внесения поправок в результаты нейтронных методов за влияние глинистости. Однако все эти способы значительно бы упростились, если бы химический состав глинистых частиц цемента был близок к составу скелета породы. В естественных условиях формирования и залегания пород-коллекторов химический состав и плотность цементирующей части породы существенно отличаются от ее скелета.

Известно, что нейтронные параметры (L_s – длина замедления и D – коэффициент диффузии) для разных минералов существенно разные: так, например L_s для монтмориллонита равна – 9.8 см, кальцита – 26.2 см, каолинита – 7.9 см и хлорита – 23.8 см [5]. Кроме этого, увеличение плотности (δ) породы при неизменном химическом составе матрицы породы приводит к уменьшению длины замедления, а соответственно и пути миграции нейтронов S_n.

Для примера можно привести нейтронные характеристики двух идентичных по химическому составу минералов: альбит ($Na(AlSi_3O_8)$) – δ = 2.61 г/см^3, а L_s = 28.1 см; нефелин ($Na(AlSiO_4)$) – δ = 2.56 г/см^3, а L_s=30.6 см. Произведение величин $\delta \cdot L_s$ для перечисленных минералов, которые входят в состав цемента миоценовых отложений Предкарпатского прогиба, составляет: для монтмориллонита – 20.56 г/см^2, кальцита – 70.74 г/см^2, каолинита – 20.54 г/см^2 а хлорита – 83.3 г/см^2. Отсюда следует, что такое различие в произведении $\delta \cdot L_s$ обусловлено главным образом химическим составом данных минералов.

Поскольку основной целью данной работы является оценка влияния на показания нейтронных методов как химического состава цемента породы, так и его плотности, то для выяснения влияния первого фактора мы сравнили значения $\delta \cdot L_s$ в кварце (SiO_2) и корунде (Al_2O_3), которые равны соответственно 81,09 г/см^2 и 86 г/см^2. Эти параметры отличаются незначительно, из чего следует, что для всех минералов типа $aSiO_2bAl_2O_3cH_2O$ (где *a, b*, *c* – коэффициенты) величины $\delta \cdot L_s$ практически одинаковы. В нашем случае к таким минералам следует отнести каолинит, монтмориллонит и хлорит. В последних двух типах минералов, кроме кремния и алюминия присутствует определенное количество магния, железа, кальцита и натрия. Содержание последних небольшое (CaO до 3.6 %, Na_2O до 3.3 %), а их влияние на величину $\delta \cdot L_s$ взаимно противоположное.

При сравнении произведения величин $\delta \cdot L_s$ для нефелина ($Na(AlSiO_4)$, $\delta \cdot L_s$=78.33г/см^2), анортита ($Ca[Al_2SiO_2O_8]$, $\delta \cdot L_s$= 88.5 г/см^2) и кварца (SiO_2, $\delta \cdot L_s$ = 81.09 г/см^2) видно, что основное влияние на различие величин $\delta \cdot L_s$ оказывает окись натрия и окись кальция, поскольку замена SiO_2 на Al_2O_3 изменяет $\delta \cdot L_s$ не более чем на 2-4 %. Отсюда следует, что отличие в значениях $\delta \cdot L_s$ для монтмориллонита, хлорита и кварца обусловлено только наличием в первых железа и магния. Расчетные значения $\delta \cdot L_s$ для магнетита (Fe_3O_4 – 113,62 г/см^2) показывают, что наличие железа может привести к заметному завышению этой величины (на 35 % при 100 % содержании). Однако в естественных условиях при концентрации железа в глинистых минералах 30-35 % влияние наличия железа на величину $\delta \cdot L_s$ не превышает 10 %, но частично влияние железа компенсируется действием магния.

Для оценки влияния плотности глинистых минералов на показания нейтронных методов (пласты с нулевой пористостью, 100 % содержанием глинистых минералов и наличием только кристаллизационной воды) нами были рассчитаны некоторые петрофизические характеристики таких минералов (см. табл.) по методике, изложенной в работе [5]. В той же таблице приведено значение фиктивной плотности скелета породы $\delta_ф$ глинистых минералов, которая связана с $\omega_{гл}$ и $\delta_{гл}$ следующим выражением:

$$\delta_{гл} = \omega_{гл} + \delta_ф \cdot (1 - \omega_{гл})$$

Приведенное выражение показывает, что $\delta_ф$ – плотность скелета такой фиктивной породы без химически связанной воды, которая при водородосодержании $\omega_{гл}$ имеет плотность $\delta_{гл}$. Анализ расчетов показывает, что $\delta_ф$ значительно превышает минералогическую плотность глинистых минералов $\delta_{гл}$, а это в свою очередь негативно влияет на результаты нейтронных методов.

Таблица

Геофизические характеристики некоторых глинистых минералов

Глинистый минерал	Минералогическая плотность $\delta_{гл}$, г/см^3	Фиктивная плотность скелета породы $\delta_{ф}$, г/см^3	Водородосодержание		
			Массовое $\omega_{гл.мас}$, г/г	Объемное $\omega_{гл}$, г/см^3	Эффективное $\omega_{эф}$, %
Монтмориллонит	2.2	3.8	0.26	0.57	84
Кальцит	2.7	3.15	0.08	0.21	30
Каолинит	2.6	3.58	0.15	0.37	72
Хлорит	2.7	3.69	0.14	0.34	66

При интерпретации данных нейтронного каротажа целесообразно построить специальные палетки, которые давали бы возможность вносить поправки за влияние глинистости с учетом плотности и химического состава минералов, входящих в состав глинистой фракции.

Следовательно, на основе выше проанализированного материала можно сделать следующие выводы:

- на показание нейтронных методов влияет содержание глинистых минералов в породе, связанной воды, плотности и в меньшей степени – химический состав;
- с увеличением плотности глинистых минералов показания нейтронных методов уменьшаются, а с увеличением количества связанной воды становятся неадекватными пластовым условиям.

Литература

1. Булатов А.В., Резванов Р.А. Учет глинистости при определении пористости пород нейтронными методами // Разведочная геофизика. – М.: Недра, 1982. – Вып.95. – С. 140 – 144.
2. Вишняков И.Б., Палий А.М., Федорович Г.П. и др. Схема корреляции и унифицированная синонимика газоносных горизонтов сармата Бильче-Волицкой зоны // Нефтяная и газовая промышленность. – М., 1979. – №3. – С. 6 – 9.
3. Каргова Н.Ф., Миколаевский Э.Ю., Таратын Э.А. Аналитическое описание зависимости показаний нейтронного гамма-каротажа от пористости // Прикладная геофизика. – М.: Недра, 1981. – Вып.101. – С. 194 – 198.
4. Кожевников Д.А. Нейтронные характеристики горных пород и их использование в нефтегазовой геологии. – М.: Недра, 1974. – 184 с.
5. Резванов Р.А., Луговая Л.В. Учет влияния глинистости на показания нейтронных методов // Разведочная геофизика. – М.: Недра, 1977. – Вып.98. – С. 132 – 138.

ПЕТРОФИЗИКА РЕГИОНАЛЬНЫХ ПОКРЫШЕК И ПРОДУКТИВНОСТЬ ПЛАСТОВ: СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ

И.С. Кондратьев
Научный руководитель доцент Г.Г. Номоконова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Излагаются результаты исследований, выполненных с целью изучения литофациальных и петрофизических свойств региональных покрышек на месторождениях нефти и газа Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП): Мыльджинском, Крапивинском, Первомайском, Ай-Пимском, Самотлорском, Мессояхском. Фактической основой для исследований послужили данные геофизических исследований скважин (ГИС), петрофизические и литологические материалы по месторождениям. Исследование заключалось в анализе, систематизации и сравнении исходной геолого-геофизической информации.

Мессояхское месторождение располагается в пределах Ямало-Тазовской мегасинеклизы, являющейся крупнейшей и наиболее прогнутой частью Западно-Сибирской плиты с преимущественно газовыми месторождениями. Мессояхское месторождение с промышленными запасами газа в меловых отложениях находится на стадии разведки.

Наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) и результатами испытаний на Месссояхском месторождении являются пласты ПК1-3 альб-сеноманского нефтегазового комплекса (НГК), которые располагаются в верхней части газоносной покурской свиты. Из диаграмм ГИС видно, что комплекс обладает сложным строением, многопластовостью. Судя по амплитуде потенциалов собственной поляризации (ПС), заметно увеличение глинистости коллекторов вверх по разрезу. Удерживает этот комплекс региональная покрышка, представленная битуминозными глинами кузнецовской свиты. Отложения этой свиты отличаются аномальной акустической жесткостью и на временных сейсмических разрезах выделяются наиболее интенсивными отражениями.

В южных, преимущественно нефтеносных, районах Западно-Сибирьской НГП близкую сейсмическую характеристику имеют битуминозные аргиллиты баженовской свиты, отличающиеся, кроме того, аномально высокими электрическими сопротивлениями и радиоактивностью. Баженовская свита перекрывает высоко продуктивный верхнеюрский НГК (пласты Ю1) на месторождениях Мыльджинском, Крапивинском, Первомайском. На Мессояхском месторождении в кровле верхнеюрских отложений, где обычно залегает баженовская свита, битуминозных аргиллитов и какой-нибудь геофизической аномальности не выявлено, а пласты Ю1 являются водоносными. На месторождениях, продуктивность которых связана с более чем одним

НГК (Самотлорское, Мессояхское), наиболее продуктивным оказывается тот комплекс, который залегает под покрышкой, отличающейся наибольшей битуминозностью и геофизической аномальностью.

Таким образом, сравнительное сопоставление литолого-физических свойств пород-покрышек по данным ГИС и временным сейсмическим разрезам с продуктивностью нижерасположенных пластов-коллекторов, выполненное как для различных месторождений, так и для различных НГК на отдельных месторождениях, позволяет сделать важный вывод: битуминозность пород и соответствующее отражение ее в геофизических параметрах является основным признаком региональной покрышки и локализации под ней наиболее продуктивных пластов.

Наиболее ярким представителем региональных покрышек такого рода являются битуминозные аргиллиты баженовской свиты, которые считаются также нефтематеринскими образованиями.

Пространственное распределение параметров баженовской свиты в границах Томской области [2] показывает, что радиоактивность, удельное электрическое сопротивление, мощность свиты и содержание в ней органического вещества взаимосвязаны и для них характерны следующие особенности:

- максимальные значения параметров зафиксированы в крупных депрессионных зонах, например в Уренгойско-Колтогорском прогибе;
- в направлении крупных положительных структур Александровского, Нижневартовского, и др. значения радиоактивности и кажущегося удельного электрического сопротивления уменьшаются. Минимальные значения этих параметров фиксируются в пределах наиболее контрастных куполовидных поднятий.

Анализ представленных в работе [2] карт показывает, что аномальность свойств битуминозных аргиллитов баженовской свиты связана с нефтеносностью по двум позициям.

Во-первых, она проявлена исключительно в границах нефтеносной территории. За пределами развития месторождений углеводородов физические свойства пород свиты практически не отличаются от свойств обычных глинистых образований.

Во-вторых, в скважинах, где отмечены признаки нефти, свита характеризуется наиболее высокими значениями радиоактивности и электрического сопротивления, то есть типоморфные свойства покрышки здесь наиболее проявлены.

Петрофизические свойства пород баженовской свиты (естественная радиоактивность, электрическое сопротивление, ПС, водородосодержание) детально изучены в разрезах Мыльджинского газонефтяного месторождения с продуктивным верхнеюрским НГК [1]. По всем изученным параметрам баженовская свита более неоднородна в сравнении с другими глинистыми образованиями разреза, что проявилось больше всего в значениях стандартного отклонения и средних значений (табл.), а также в эксцессе и ассиметрии. Наиболее существенно различаются баженовская свита и вмещающие породы по корреляционным зависимостям между исследованными петрофизическими параметрами. Во всех случаях для баженовских аргиллитов характерны параболические зависимости между параметрами, в то время как для других глинистых образований разреза типичны зависимости, близкие к линейным.

Таблица

Числовые характеристики распределения значений физических параметров пород Мыльджинского газонефтяного месторождения

Геологическое образование **Числовые характеристики**	**ПС, мВ**	**БК, Ом.м**	**ГК, мкР/час**	**W, %**
Аргиллиты баженовской свиты **Среднее значение**	**14,74**	**21,94**	**44,20**	**49,79**
Стандартное отклонение	**9,18**	**12,78**	**13,80**	**4,26**
Вмещающие глинистые породы **Среднее значение**	**28,34**	**5,20**	**16,47**	**43,97**
Стандартное отклонение	**4,41**	**1,81**	**2,44**	**3,58**

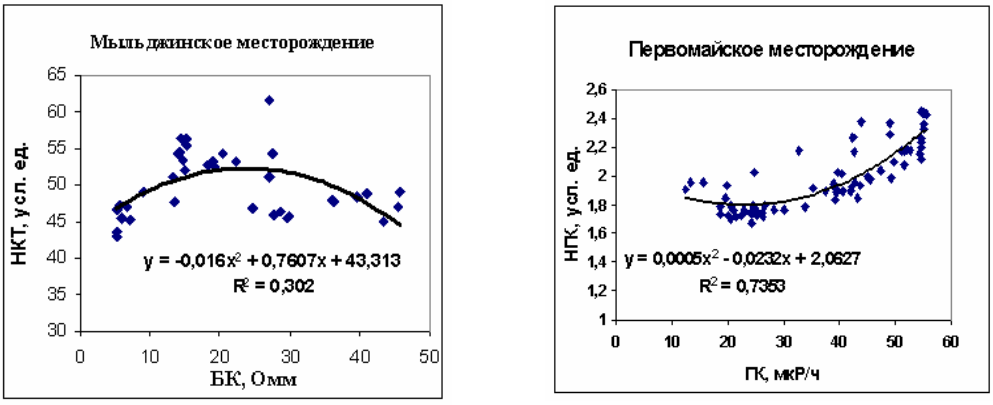


Рис. Параболические зависимости между петрофизическими параметрами баженовской свиты на месторождениях юго-востока Западно-Сибирской НГП. Использованы показания нейтронного (НКТ), бокового (БК) и гамма (ГК) каротажа

Исследования аргиллитов баженовской свиты на Крапивинском и Первомайском нефтяных месторождениях Каймысовского нефтегазоносного района (НГР) подтвердили, что параболические зависимости между петрофизическими параметрами действительно являются уникальным свойством баженовской свиты (рис.). Это свойство исчезает, когда она сама становится нефтесодержащим коллектором (Ай-Пимское месторождение, Сургутский НГР). В этом случае для нее характерны более простые экспоненциальные и логарифмические зависимости. Кроме того, в случае ее нефтеносности баженовская свита становится еще более радиоактивна (до 200 мкР/ч) и высокоомна (до 800 Ом·м).

Результаты проведенных исследований кратко сводятся к следующему:

- интенсивность битуминизации пород региональной покрышки и продуктивность перекрываемых пластов прямо взаимосвязаны. Этот факт требует генетических объяснений и может быть использован при оперативной интерпретации данных ГИС;
- битуминозные аргиллиты баженовской свиты обладают уникальной петрофизической характеристикой и отличается от литологических аналогов, как статистически (высокие радиоактивность и электрическое сопротивление), так и типом корреляционных зависимостей между петрофизическими параметрами;
- свойство баженовской свиты вмещать в себе нефть легко определяется по искажению выше названных корреляционных зависимостей;
- в стратиграфическом разрезе мезозойско-кайнозойских отложений Западно-Сибирской плиты нет полных петрофизических аналогов баженовской свиты.

Литература

1. Кондратьев И.С. Петрофизические особенности пород баженовской свиты // Проблемы геологии и освоения недр: Труды X Международного симпозиума студ., аспир. и молодых ученых. – Томск, 2006. – С. 261 – 262.
2. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2002. – 253 с.

МОДЕЛИРОВАНИЕ СЕЙСМИЧЕСКИХ ОТРАЖАЮЩИХ ГРАНИЦ СЕРИЯМИ ДИФРАГИРУЮЩИХ ОБЪЕКТОВ

И.А. Курашов
Научный руководитель доцент С.М. Крылатков
Уральский государственный горный университет, г. Екатеринбург, Россия

Работа выполнена в рамках исследований, проводимых в Уральском государственном горном университете под руководством проф. В.И. Бондарева. Эти исследования ставят своей целью получение нового типа временных сейсмических разрезов – разрезов направленного видения. Эти разрезы могут быть получены на основе новых принципов сборки сейсмограмм в методе общей средней точки – принципов асимметричного формирования сейсмограмм, когда источники и приемники колебаний располагаются произвольно и несимметрично [2].

Основная задача работы заключается в том, чтобы оценить необходимую для моделирования детальность расположения дифракторов в модели взрывающихся границ при наличии в разрезе наклонных плоских границ. Важным вопросом исследования является установление связи между достаточной детальностью волнового поля и геометрическими параметрами границ, а также динамическими характеристиками сейсмического импульса. При кинематическом моделировании на основе традиционной модели сейсмической записи используются теоретические импульсы различной формы и учитываются факторы поглощения и геометрического расхождения волны. Моделирование выполняется как для получения классических временных разрезов ОСТ и равного удаления, так и временных разрезов, соответствующих несимметричной сборке сейсмограмм по методике общей средней точки. В качестве аппарата моделирования применяется система Matlab.

В результате выполненной работы автором разработаны программы на языке системы Matlab для моделирования сейсмических волновых полей, подготовлены многочисленные математические модели среды и для них получены временные разрезы различных типов. На основе анализа полученных результатов оцениваются оптимальные параметры моделирования наклонных плоских отражающих границ в геологическом разрезе.

Важную роль в сейсморазведке играет понятие горизонтальной разрешающей способности. Хорошо известна ее оценка величиной половины радиуса первой зоны Френеля, которая рассчитывается по формуле [1]:

$$R_0 = \sqrt{\frac{\lambda}{2} \cdot \frac{rl}{r+l}}, \qquad (1)$$

где r - расстояние от источника до рассматриваемой границы; l - расстояние от границы до точки наблюдения; λ - преобладающая длина волны. К сожалению, этой формулой нельзя пользоваться при наклонных отражающих границах.

Поэтому целью нашего исследования является получение оценки горизонтальной разрешающей способности для плоских наклонных отражающих границ путем моделирования границ серией дифракторов.

В процессе исследования требовалось решить вопросы моделирования волновых полей дифракторов. Когда конфигурация границ проста (как в нашем случае), широкое применение находит технология построения синтетических временных разрезов. Расчеты основаны на определении времен пробега волн вдоль траекторий

лучей, учете влияния геометрического расхождения и поглощения на амплитуды колебаний и суммирования волновых полей от отдельных дифракторов. Несмотря на некоторые недостатки и ограничения, такой метод является часто единственным эффективным средством изучения горизонтально-неоднородных моделей сред. Благодаря физической ясности результатов он имеет ведущее значение при расчетах волн, когда размеры неоднородностей среды больше радиуса зоны Френеля.

В работе [2] выдвинута концепция произвольного расположения источников, приемников и точки отнесения сейсмической записи на плоскости наблюдений в технологии метода многократных перекрытий в сейсморазведке и полученные результаты относятся к общей расчетной точке (ОРТ).

Вообще говоря, интенсивность излучения каждого дифрактора определяется величиной коэффициента отражения, который сложным образом зависит от акустического контраста сред по разные стороны границ и угла падения волн на границы. В нашем исследовании такими явлениями мы пренебрегли.

Итак, будем считать, что в среде присутствует одна отражающая наклонная плоская граница. Поле отдельного дифрактора на границе описывается с позиций кинематики временем отображения дифрактора на временном разрезе:

$$t(l)=\sqrt{\frac{t_e^2}{4}+\frac{l^2}{V^2\cdot(a+1)^2}+\frac{2\cdot l\cdot x_D}{V^2\cdot(a+1)}}+\sqrt{\frac{t_e^2}{4}+\frac{a^2\cdot l^2}{V^2\cdot(a+1)^2}+\frac{2\cdot a\cdot l\cdot x_D}{V^2\cdot(a+1)}}, \qquad (2)$$

где: $t_e=\frac{2}{V}\cdot\sqrt{x_D^2+z_D^2}$ - время пробега сейсмической волны из ОРТ до точки дифракции и обратно, x_D, z_D - координаты точки дифрактора; $l=l_1+l_2$ - удаление источник-приемник; $a=l_2/l_1$ - принятый коэффициент асимметрии.

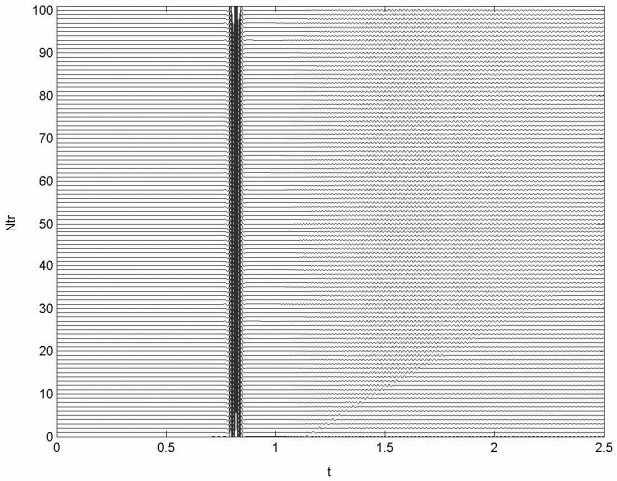


Рис.1 Пример расчета временного разреза равного удаления, полученный на базе 500 м для горизонтальной границы

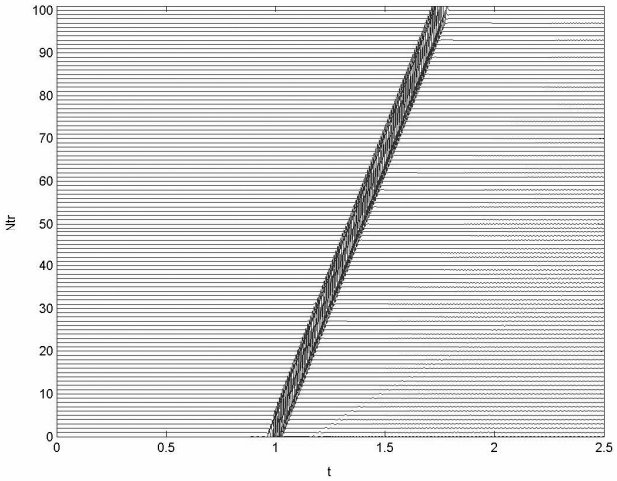


Рис.2 Пример расчета временного разреза равного удаления, полученный на базе 1000 м для наклонной границы

Моделировалось волновое поле на основе свертки коэффициентов отражения, которые были приняты одинаковыми в каждой точке границы и сейсмического теоретического импульса заданной формы. На начальных этапах для моделирования использовался импульс Риккера, но он дает упрощенные представления, вследствие чего для получения окончательных результатов был использован импульс Пузырева:

$$S(t) = a_0 \cdot \exp\left(-\beta^2 t^2\right) \cdot \sin\left(\omega_0 t + \frac{\pi}{2}\right), \quad (3)$$

где a_0, ω_0 - амплитуда сигнала и центральная частота его спектра, β - коэффициент затухания, $\pi/2$ - фазовый сдвиг.

На основе этих формул нами построен алгоритм численного решения задачи моделирования временного разреза ОРТ и формирования сейсмограмм равного удаления от серии дифракторов, расположенных на границе. На рисунках 1, 2 приводятся результаты моделирования при шаге между трассами – 50 м и наличии двух дифракторов на единицу длины волны.

Проведенные исследования показали, что с помощью описанной технологии моделирования сейсмических волновых полей могут быть сравнительно просто получены количественные оценки горизонтальной разрешающей способности сейсморазведки для конкретных объектов в геологическом разрезе, разработаны количественные параметры оценки представления отражающей границы дифрагирующими объектами, выполнен анализ зависимости, необходимой для точного отображения границы плотности дифракторов в зависимости от величины зоны Френеля и частоты.

Литература

1. Бондарев В.И. Сейсморазведка. – Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2007. – 690 с.
2. Бондарев В.И., Крылатков С.М. Новые технологии анализа данных сейсморазведки. – Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2006. – 126 с.
3. Бондарев В.И., Крылатков С.М. Исследование эффективности интерференционных систем приема в сейсморазведке. – Екатеринбург: Изд-во УГГГА, 1998. – 116 с.
4. Сейсморазведка: Справочник геофизика. В двух книгах / Под ред. В.П. Номоконова. Книга первая. – М.: Недра,1990. – 336 с.

ОЧАГИ ГЕНЕРАЦИИ НЕФТИ В БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЕ ВЕРХНЕЛЯМИНСКОГО ВАЛА (ЦЕНТРАЛЬНАЯ ЧАСТЬ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ)

О.Г. Литвинова
Научный руководитель профессор В.И. Исаев
Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск, Россия

Согласно тектоническому районированию территории Ханты-Мансийского автономного округа [1] Верхнеляминский вал приурочен к центральной приподнятой части Фроловского геоблока, который является крупнейшей шовной зоной. На западе, через Елизаровский прогиб, блок граничит с Красноленинским сводом Зауральского геоблока, на востоке – с Сургутским сводом Среднеобского центрального геоблока (рис.1). В эту же шовную зону входит серия мегавпадин, впадин, котловин (Западно-Ярудейская, Вынглорская, Тундринская, Хантымансийская). Верхнеляминский вал в стратиграфическом отношении сложен породами домезозойского фундамента, промежуточного этажа и мезо-кайнозойского орточехла.

Данное исследование направлено на получение данных по локализации очагов нефтеобразования в баженовской свите. Картирование очагов и оценка времени генерации углеводородов (УВ) осуществлялись на основании палеотектонических реконструкций и палеотемпературного моделирования [2]. В качестве исходного материала для исследования были взяты данные по 37 скважинам (рис.1).

В результате моделирования, проведенного на первой стадии исследований, было установлено, что расчетные максимальные палеотемпературы в пластах не соответствуют значениям температур по отражательной способности витринита. Поэтому мы пришли к выводу, что на протяжении неогена происходил частичный размыв олигоценовой толщи, при этом полная мощность палеогена (олигоцен, эоцен и талицкая свита) в районе исследований составляла 1208 м, то есть в модели современную мощность олигоцена необходимо увеличить на величину размыва.

На следующем этапе рассчитан тепловой поток через поверхность подстилающего основания **q** (обратная задача геотермии). Затем с известным значением **q** решалась прямая задача геотермии – непосредственно рассчитывались палеотемпературы **U** в заданных точках **Z** осадочной толщи в заданные моменты геологического времени **t**.

Рассчитанные палеотемпературы в каждом стратиграфическом комплексе и температурная градация зон катагенеза интенсивной генерации и эмиграции УВ позволяют прогнозировать присутствие в разрезе нефтематеринских пород: 90-130^{0}С (МК$_1^2$) – «нефтяное окно».

Для идентификации материнских пород принята известная шкала катагенеза и температурной зональности процессов нефтегазообразования. По классификации керогена рассеянное органическое вещество (РОВ) баженовской свиты относится к сапропелиевому (аквагенному) типу [3]. Учитывая тип РОВ баженовской свиты – морские сапропели – контур очага генерации необходимо проводить по изотерме 85^{0}С [4].

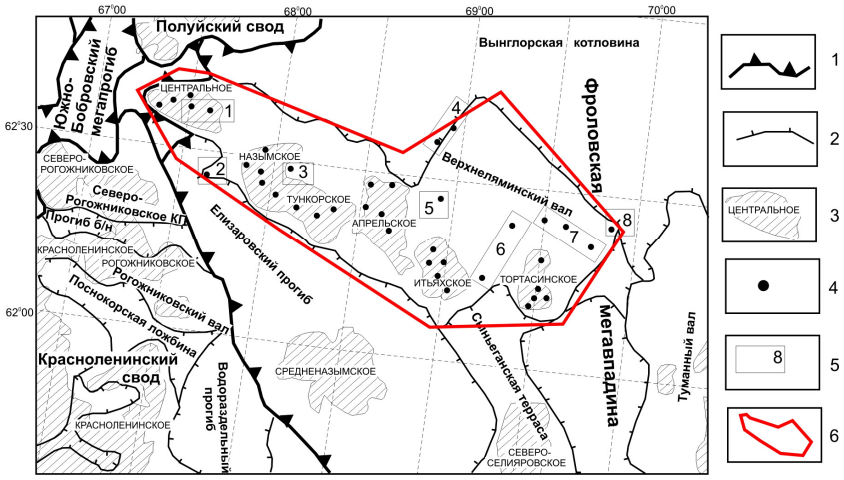


Рис.1 Схематический фрагмент «Тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты» (под ред. В.И. Шпильмана и др., 1998):
1 – границы тектонических элементов I порядка; 2 – границы внутреннего районирования; 3 – месторождения и его название; 4 – скважины; 5 – площади бурения:
1 – Выерхненазымская, 2 – Восточно-Рогожниковская, 3 – Татьеганская, 4 – Панлорская, 5 – Северо-Апрельская, 6 – Западно-Унлорская, 7 – Унлорская, 8 – Северо-Санлорская; 6 – контур участка исследований

Интервал времени для расчета палеотемператур охватывает 142,2 млн. лет (конец формирования баженовской свиты - наше время). Картирование произведено на следующие ключевые моменты геологической истории: 120.2; 37.6; 33; 29; 24; 18; 12,9; 1.64; 0 млн. лет.

Основываясь на данных картирования очагов генерации нефти на исследуемой территории, можно сделать следующие выводы относительно динамики их развития во времени.

На конец формирования толщи эоценовых пород распределение температур не соответствовало температурам зоны «нефтяного окна», вследствие чего не происходит генерация нефти в баженовской свите данного района. Максимальные температуры не превышают 830 и наблюдаются в районе Центральной площади.

К середине позднего палеогена (33 млн. лет) зона нефтеобразования охватывает Унлорскую (за исключением небольшого участка), Северо-Санлорскую, Апрельскую площади, а также Тортасинскую, Северо-Апрельскую, западную часть Назымской, Восточно-Рогожниковской, Верхненазымской и Центральной площадей. Наиболее высокой степени катагенетического преобразования подвергались отложения баженовской свиты Верхненазымской и Центральной площадей, где температуры превышали 910.

На времена 29, 24, 18 и 12 млн. лет отмечалось повсеместное формирование нефтяных очагов, контуры которых выходят за пределы исследуемого района. Максимальные температуры варьировали от 970 до 1080, значения температур не опускались ниже отметки 86-960 С.

Девять млн. лет назад отмечается «сжатие» очагов нефтеобразования. Контуры очагов прослеживаются в юго-западной части участка исследований. На конец неогена происходит максимальное «сжатие» очагов, интенсивность которых слабо выражена.

В наше время повышается термический режим нефтематеринской свиты в связи с накоплением четвертичных отложений. Максимальное распространение очагов генерации нефти приходится на конец палеогена (рис.2).

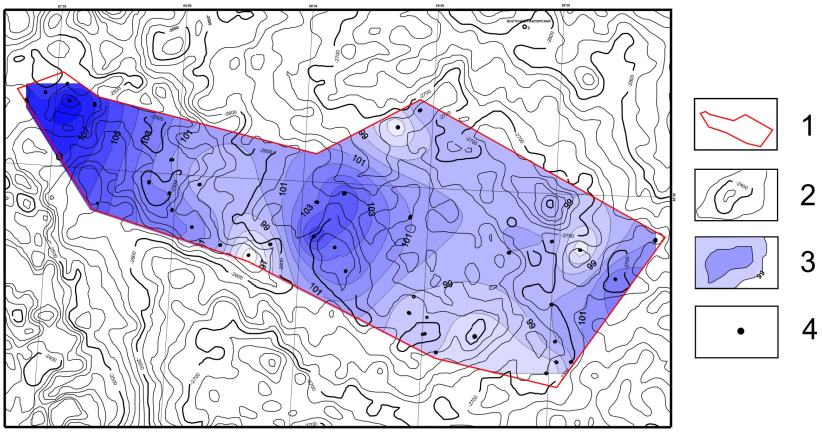


Рис.2 Распределение температур в баженовской свиты на 24 млн. лет:
1 – район работ; 2 – сейсмоизогипсы горизонта Б; 3 – изотермы баженовской свиты; 4 – скважины

Контур очага генерации нефти в плане приурочен к Центральному, Апрельскому и частично к Унлорскрому участкам, где наблюдались максимальные температуры и относительно постоянная генерация нефти на протяжении всей работы очага.

Литература

1. Атлас «Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа» / Ред. Ахпателов Э.А., Волков В.А., Гончарова В.Н., Елисеев В.Г., Карасев В.И., Мухер А.Г., Мясникова Г.П., Тепляков Е.А., Хафизов Ф.З., Шпильман А.В., Южакова В.М. – Екатеринбург: Изд-во «ИздатНаукаСервис», 2004. – 148 с.
2. Исаев В.И., Фомин А.Н. Очаги генерации нефтей баженовского и тогурского типов в южной части Нюрольской мегавпадины // Геология и геофизика. – М., 2006, – Т.47. – №6. – С. 734 – 745.
3. Конторович В.А. Тектоника и нефтегаззоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Из-во СО РАН, 2002. – 253 с.
4. Фомин А.Н. Углепетрографические исследования в нефтяной геологии. АН СССР, Сиб. Отд-ние, Ин-т геологии и геофизики. – Новосибирск, 1987. – 166 с.

МОДЕЛЬ ПОМЕХ ПОТЕНЦИАЛЬНОГО ПОЛЯ

С.А. Мартюгин
Научный руководитель доцент В.Б. Виноградов
Уральский государственный горный университет, г. Екатеринбург, Россия

Цель работы – создание модели помех в измеренном поле силы тяжести. В.Н. Страхов в своих работах неоднократно указывал на то, что в теории интерпретации потенциальных полей практически не уделяется внимание изучению свойств помех [2]. Чаще всего принимается гипотеза о случайной некоррелируемой помехе с нулевым математическим ожиданием. Актуальность этой проблемы подтверждается статьей Ю.И. Блоха о возможности учета фрактальных свойств помех при решении обратных задач гравиразведки и магниторазведки [1]. Немногочисленные попытки изучения помех свелись к поискам алгоритмов их выделения и подавления. Экспериментальные работы в этом направлении автору неизвестны.

Принято считать наблюдаемое поле суммой трех полей:

$$\Delta g_{\text{набл}} = \Delta g_{\text{рег}} + \Delta g_{\text{лок}} + \Delta g_{\text{помехи}}$$

Последнее слагаемое является объектом изучения данной работы. Оно представляет собой сумму двух компонент – ошибки аппаратуры и методики съемки, и аномалиями небольшой интенсивности и размеров, обусловленных геологическими объектами.

Изучение ошибок аппаратуры и методики съемки можно провести по результатам многократных измерений поля одной и той же территории. При проведении учебной практики в п. В. Сысерть неоднократно проводились измерения силы тяжести одного и того же полигона на закрепленных на местности пунктах наблюдения. Съемка проведена по профилям, расстояния между которыми 125 м, расстояние между пунктами наблюдений 20–50 м.

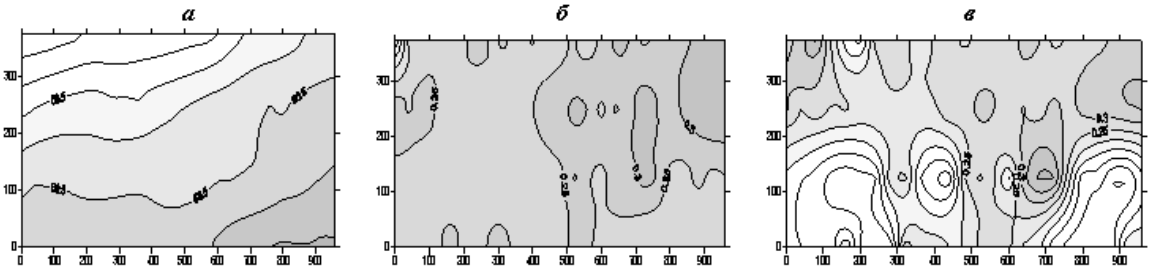


Рис.1 Планы изоаномал силы тяжести: а – наблюденного поля Δg; б – ошибок методики; в – от помех геологического происхождения

При обработке в рассмотрение были приняты 30 карт поля силы тяжести. Каждая карта рассматривалась как реализация пространственной случайной функции. Были вычислены для каждого пункта математическое ожидание M(Δg) и дисперсия S(Δg) двухмерной случайной функции, построены соответствующие карты. Результаты расчетов M(Δg) и S(Δg) приведены на рис. 1а и 1б. Карта математического ожидания M(Δg) практически совпадает с картой, построенной по результатам съемки повышенной точности. Как и следовало ожидать, погрешность измерения поля увеличивается с удалением от пунктов опорной сети. Кроме того, наблюдается резкое увеличение погрешности измерений вблизи оврагов, что можно объяснить смещением гравиметра на склоне и изменением плотности глин после выпадения осадков.

Для изучения свойств помех геологического происхождения в том же районе были использованы материалы магнитной съемки масштаба 1:500. Этой съемкой были выделены многочисленные геологические тела изометричной формы, разного состава с поперечником 40 – 60 м, а также три гранитные дайки мощностью 10 – 20 м. Одна из гранитных даек имеет размеры по простиранию более 150 м. В соответствии с имеющимися данными о плотности вновь выявленных объектов решена прямая задача гравиразведки и построена карта изоаномал силы тяжести от помех геологического происхождения (рис.1в).

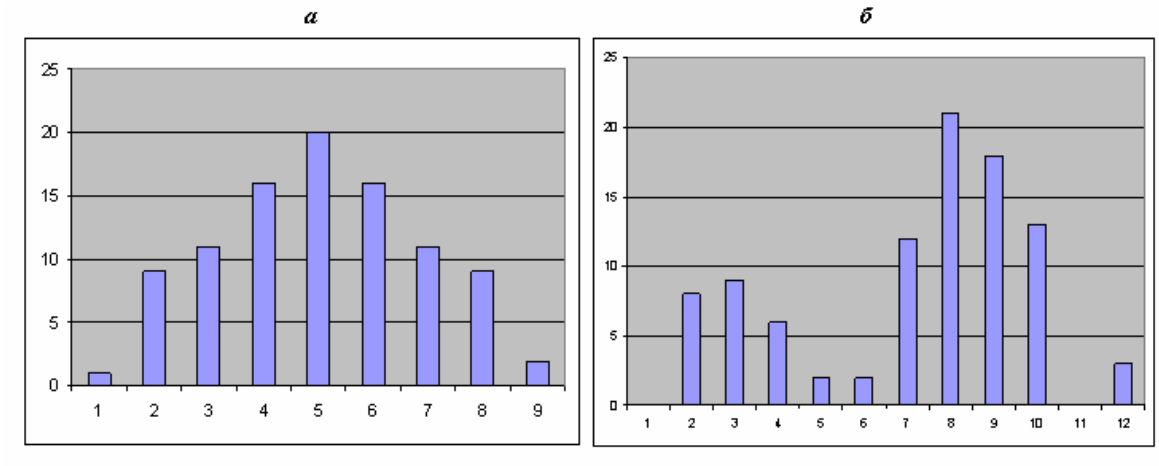


Рис.2 Гистограммы распределения: а – ошибок методики; б – геологических помех

Для оценки закона распределения помехи построены гистограммы (рис.2). Помеха обусловлена методикой съемки и распределена по закону, близкому к нормальному. Однако суммарная помеха имеет многомодальное распределение, сильно отличающееся от нормального. Таким образом, алгоритмы, построенные для случая некоррелируемой помехи с нулевым математическим ожиданием, не применимы для обработки наблюдаемых полей. Они не адекватны реальной геологической ситуации. Аналогичные исследования на сопредельной площади для высокоточных детальных магниторазведочных работ масштаба 1:500 приводят к тому же выводу.

Литература

1. Блох Ю.И. Возможности учета фрактальных свойств помех при решении обратных задач гравиразведки и магниторазведки // Геофизика. – Москва, 2007. – №5. – С. 50 – 54.
2. Страхов В.Н. Общая схема и основные итоги развития теории и практики интерпретации потенциальных полей в XX веке // Развитие гравиметрии и магнитометрии в XX веке. – М.: Изд. ОИФЗ РАН, 1997. – С. 98 – 120.

КАРТИРОВАНИЕ КРУТОПАДАЮЩИХ РУДНЫХ ТЕЛ ПО АНОМАЛЬНОМУ ПОЛЮ МЕТОДОМ ЗАРЯДА НА ПРИМЕРЕ РУДОПРОЯВЛЕНИЯ НА ПРИПОЛЯРНОМ УРАЛЕ

К.С. Молчанова
Научный руководитель профессор В.М. Сапожников
Уральский государственный горный университет, г. Екатеринбург, Россия

В геологическом строении рудопроявления «Западное» принимают участие породы так называемого инъекционного комплекса, который представляет собой чередование (в виде полос, линз, жил, даек) различных по текстуре, структуре и составу, местами скарнированных амфибол-плагиоклазовых пород, иногда с ортопироксеном, клинопироксеном, биотитом и с переменными содержаниями магнетита, сульфидов, апатита и сфена.

Задачей геофизических исследований являлось определение пространственного положения вскрытого одной скважиной (№128А) медно-колчеданного оруденения и поиск рудных тел.

Съемка выполнена на планшете размером 4.1 км^2. Заряд произведен в скважину 128А в рудное пересечение на глубине 35 м. Измерения проводились с шагом 50 м по системе из 11 субширотных профилей и 3-х магистралей, субнормальных к профилям. Измерялась разность потенциалов (ΔU) приемной установкой размером 50 м при стабилизированном токе 1.5 А с использованием измерительной аппаратуры ГЭР-2 ЭИН-209. Удаленный токовый электрод отнесен на 7.5 км на восток от зарядной скважины. Автор принимал непосредственное участие в обработке и интерпретации полученных материалов.

В задачу обработки измерений входило вычисление потенциала поля путем алгебраического суммирования значений разности потенциалов. Для создания опорной сети поля вначале вычислялись потенциалы по контуру планшета. Выявленные невязки в мВ по профилям разбрасывались с обратным знаком, пропорционально измеренным значениям разности потенциалов. Исправленные значения потенциала выносились на планшет съемки.

Данные измерений представлены в виде плана изолиний потенциала (рис.1).

С целью определения нормальной составляющей потенциала измеренное поле было преобразовано статистическим способом. В результате определены аномальный потенциал и его градиент, построены изолинии аномального потенциала, отражающие наличие на планшете геоэлектрических неоднородностей, а также графики градиента аномального потенциала по профилям (рис.2).

Интерпретация по аномальным полям осложняется тем, что знак и интенсивность знакопеременных аномалий зависит от положения источника поля (точечного или заряженного тела) относительно объектов-проводников. Аномалия отрицательна в области натекания тока на проводник и положительна – в области стекания с него тока. Еще более сложный вид имеют графики градиента аномального потенциала.

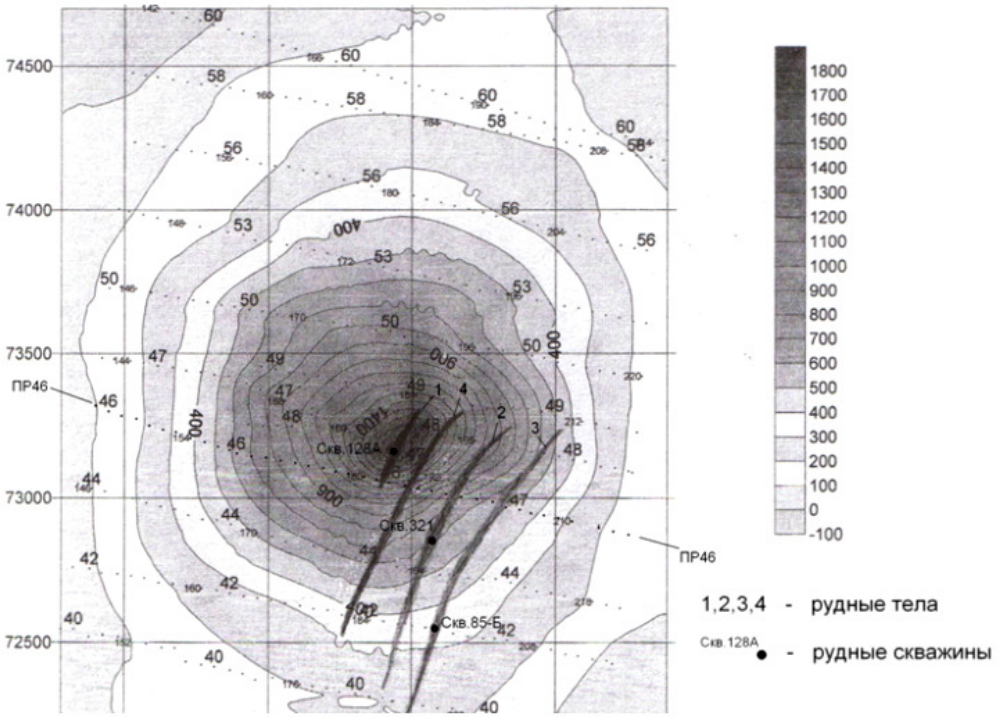


Рис.1 План изолиний потенциала в мВ

По итогам предварительной интерпретации аномального поля были определены в плане контуры заряженного тела и еще трех предполагаемых тел, имеющих признаки крутопадающих плоских залежей.

В помощь интерпретации, проводившейся по схематическим типичным картинам аномального поля одиночных объектов, выполнено физическое моделирование аномальных полей для предполагаемого разреза с комплексом рудных тел (рис.3).

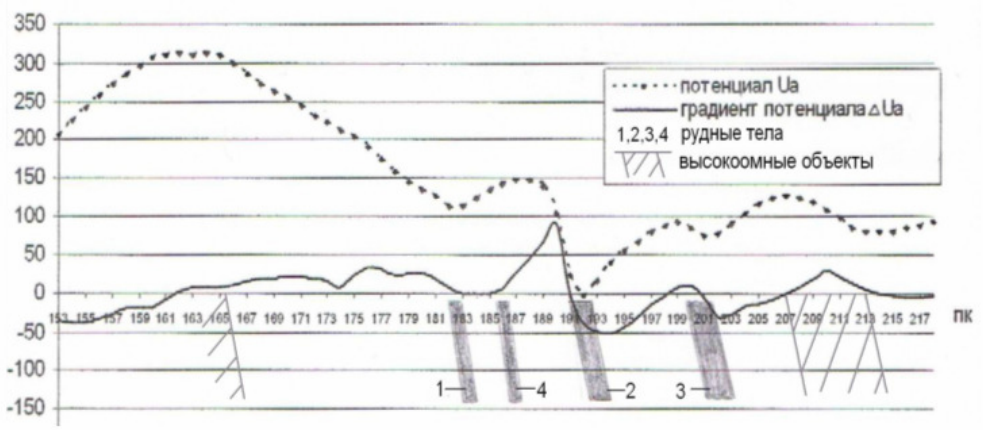


Рис.2 Графики потенциала и градиента потенциала аномального поля в мВ (профиль 46)

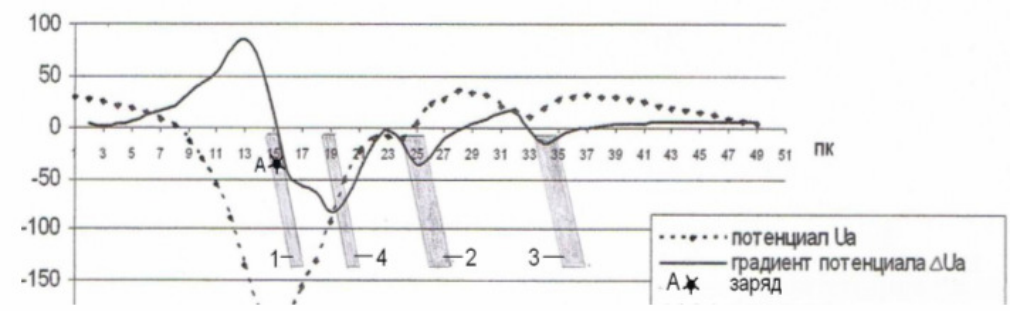


Рис.3 Результаты моделирования. Графики потенциала и градиента потенциала в мВ

Данные моделирования послужили обоснованием для построения результирующего плана с контурами четырех тел. Установлено, что имевшаяся скважина № 321 пересекла тело № 2, пробуренная после съемки скважина № 85-Б подтвердила существование тела № 3, предсказанного по аномальному полю.

Помимо контуров рудных тел, определены границы неизмененных пород с метасоматитами и малой субинтрузии, характеризующиеся пониженной электропроводностью. Эти объекты картируются по экстремумам аномального потенциала.

Результаты моделирования иллюстрируют целесообразность построения и интерпретации графиков градиента аномального потенциала в случае картирования заряженных и незаряженных относительно маломощных крутопадающих рудных залежей.

НОВЫЕ ДАННЫЕ О РАЗРЫВНЫХ НАРУШЕНИЯХ ДОЮРСКИХ ОБРАЗОВАНИЙ В СЕВЕРО-ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ БУХАРСКОЙ СТУПЕНИ (ПО ГЕОФИЗИЧЕСКИМ ДАННЫМ)

Д.О. Мордвинцев
Научный руководитель профессор О.П. Мордвинцев
Национальный университет Узбекистана имени Мирзо Улугбека, г. Ташкент, Узбекистан

Относительно недавно, ещё лет 10-15 назад, наличие разрывных нарушений большинством исследователей считалось неблагоприятным фактором при поисках месторождений углеводородного сырья. Однако с увеличением объема геолого-геофизической информации, роста наших знаний о глубинном строении стали прослеживаться определенные корреляционные зависимости между положением разрывных нарушений и месторождениями нефти и газа [2].

Эти новые веяния не обошли стороной и Узбекистан, где имеется несколько крупных нефтегазоносных областей. Большинство объектов с промышленным содержанием углеводородов выявлено в Бухаро-Хивинском регионе, имеющим сложное, многоступенчатое геолого-тектоническое строение. Основными нефтегазоносными толщами считаются карбонатные образования верхне- и среднеюрского возраста. При этом промышленная нефтегазоносность установлена также в меловых и нижне- среднеюрских отложениях, а нефтегазопроявления зафиксированы и в доюрских образованиях [1]. В настоящее время нефтегазоносный потенциал региона существенно истощен (для карбонатов – почти на 80%). Поэтому для поддержания функционирования топливно-энергетического комплекса Республики Узбекистан на должном уровне мы заинтересованы в интенсификации усилий по поискам новых месторождений нефти и газа.



Рис. Структурная карта поверхности доюрских образований Газлийского поднятия и Тузкойского прогиба (О.П. Мордвинцев, Д.О. Мордвинцев, с использованием материалов ОАО «Узбекгеофизика», 2008 г.) Условные обозначения: 1 – разрывные нарушения, выделяемые неуверенно; 2 – уверенно выделяемые разрывные нарушения; 3 – изогипсы доюрской поверхности; 4 – Учбаш-Каршинская флексурно-разрывная зона; 5 – скважины глубокого бурения, в числителе – номер скважины, в знаменателе – абсолютная отметка залегания палеозойских образований; 6 – названия структур

Одним из направлений такой интенсификации является вовлечение в сферу интересов геологов-нефтяников новых, нетрадиционных объектов и стратиграфических комплексов. Для территории Бухаро-Хивинского региона таковыми являются, в первую очередь, доюрские образования (или промежуточный структурный этаж, квазиплатформенный чехол), включающий, по оценкам разных исследователей, возрастной интервал от пермо-триаса до докембрия [1, 4]. Но изучение доюрских комплексов значительно отличается от методики изучения осадочного чехла. Это связано, прежде всего, со сложным внутренним геолого-тектоническим строением данных образований – наличием магматогенных объектов, отдельных проявлений складчатости, метаморфизмом (зеленосланцевая стадия).

Наиболее информативным является комплексный подход к исследованиям, основанный на использовании результатов сейсмо-, грави- и магниторазведки, а также материалов глубокого бурения. Данные гравиразведки и магниторазведки необходимы при дифференцировании вещественного состава, а сейсморазведки – изучении структурной поверхности доюрских комплексов, а также при выявлении и трассировании разрывных нарушений, рассмотрению которых и посвящена работа.

В ходе исследований нами были проанализированы временные разрезы МОГТ 2D, отработанные в пределах изучаемой территории за последние 10-12 лет. Основной задачей являлось выявление тектонических нарушений в отражающих горизонтах, соответствующих доюрским образованиям. Разломы выделялись по традиционным признакам [3]:

- изменение волновой картины поля,
- наличие во временном разрезе точек дифракции,
- нарушение корреляции опорных отражающих сейсмических горизонтов.

В результате выполненной интерпретации закартирована сложная сеть разрывных нарушений различного ранга (см. рис.), которые на более ранних картах либо не выделялись, либо выделялись фрагментарно, за исключением крупных региональных.

Как видно из приведенных данных, разломы имеют преимущественно северо-восточное простирание, однако имеются отдельные непротяженные нарушения субширотного простирания. С юга и юго-запада исследуемую территорию ограничивает Учбаш-Каршинская флексурно-разрывная зона – глубинный разлом, ступенчато погружающийся в южном направлении.

В центральной части района исследований прослеживается крупный региональный разлом северо-северо-восточного простирания, пересекающий всю площадь практически по прямой. Центральные области характеризуются достаточно разреженной сетью разрывных нарушений, однако это связано, в первую очередь, с отсутствием сейсмических материалов. На юго-востоке преобладают разломы небольшой протяженности и имеют они в основном юго-восточное и субширотное простирание. Север-северо-запад района исследований покрыт хорошо разветвленной сетью разрывных нарушений, протягивающихся в северо-восточном направлении.

Таким образом, итогом проделанной работы является карта, характеризующая распространение дизъюнктивов на доюрской поверхности в пределах Газлийского поднятия и Тузкойского прогиба. Закартированная сеть разломов свидетельствует об интенсивной тектонической деятельности данного региона в доюрское время. Отдельные разрывные нарушения прослеживаются и в образованиях осадочного чехла, что указывает на активизацию тектонических процессов и в более поздние эпохи. Учитывая современные взгляды на формирование и размещение месторождений углеводородного сырья, полученные данные необходимо использовать при определении первоочередных направлений геолого-поисковых работ на нефть и газ.

Литература

1. Бабаджанов Т.Л., Кунин Н.Я., Лук-Зильберман В.И. Строение и нефтегазоносность глубокопогруженных комплексов Средней Азии по геофизическим данным. – Ташкент: Фан, 1986. – 150 с.
2. Багдасарова М.В. Разломы земной коры – основные структурные элементы для миграции глубинных флюидных систем // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – Москва, 2002. – №5. – С. 27 – 32.
3. Боганик Г.Н., Гурвич И.И. Сейсмическая разведка. – М.: Недра, 1980. – 551 с.
4. Мордвинцев О.П. Геологическое строение доюрских образований Бухаро-Хивинского региона по материалам комплексных геолого-геофизических исследований // Узбекский журнал нефти и газа. – Ташкент, 2004. – №2. – С. 10 – 14.

АНАЛИЗ ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ УСТЬ-ТЫМСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ И ПРИЛЕГАЮЩИХ ТЕРРИТОРИЙ

А.А. Мусагалиев
Научный руководитель профессор В.А. Конторович
Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

Долгое время территория Усть-Тымской мегавпадины оставалась малоизученной, и материалов сейсморазведки было получено крайне мало. Однако в последние годы этот район представляет повышенный интерес для проведения поисковых работ на нефть и газ.

Данная работа посвящена анализу геологического строения и тектонического развития Усть-Тымской мегавпадины и прилегающих территорий. В основу исследований был положен анализ сейсмических временных разрезов МОГТ и данных глубокого бурения по 56 скважинам. Сейсморазведочные работы на исследуемой территории проводились с 1977 по 1999 год. Интерпретация геолого-геофизических материалов выполнена с

использованием основных принципов сейсмостратиграфического, палеоструктурного и палеотектонического анализов.

Район исследований расположен в Томской области и входит в состав Усть-Тымского нефтегазоносного района Пайдугинской нефтегазоносной области. В тектоническом отношении исследуемая территория приурочена к Усть-Тымской мегавпадине и прилегающим структурам.

Методика исследований и характеристика отражающих горизонтов. В рамках данной работы был создан сейсмогеологический проект в интерпретационном пакете W-Seis, откоррелированы отражающие горизонты, контролирующие основные осадочные сейсмогеологические комплексы.

В процессе проведенных исследований было осуществлено построение следующих структурных карт: $Ф_2$ – подошва осадочного чехла, $II^а$ – кровля юрского комплекса (подошва баженовской свиты), III – кошайская пачка алымской свиты (нижний мел, апт), IV – кузнецовская свита (верхний мел, турон); а также карт изопахит основных сейсмогеологических мегакомплексов.

Горизонт $Ф_2$ наиболее сложен для картирования. Связано это с неоднородностью литологического состава пород, слагающих доюрское основание и перекрывающих его толщ, а также обилием разрывных нарушений, проникающих в базальные горизонты осадочного чехла. В рамках настоящих исследований корреляция горизонта была выполнена в полуавтоматическом и ручном режимах.

Горизонт $II^а$ – подошва баженовской свиты – формируется на пачке глинисто-кремнисто-известковистых пород баженовской свиты и является наиболее надежным сейсмогеологическим репером в Западной Сибири. Горизонт обладает высоким энергетическим уровнем и надежно картируется по временным сейсмическим разрезам, благодаря аномальности акустических свойств, выдержанности по мощности и широкому распространению свиты на значительных территориях.

Горизонт III – кошайская пачка алымской свиты – является наименее устойчивым среди мезозойско-кайнозойских реперных горизонтов – его энергетическая выраженность существенно меняется по площади, при этом происходит перераспределение энергии между различными фазами волнового пакета.

Горизонт IV – кузнецовская свита – обладает высоким энергетическим уровнем и легко поддается корреляции по сейсмическим материалам.

Анализ полученных материалов позволил проследить структурный план горизонтов и восстановить историю тектонического развития территории.

Структурная характеристика. В структурном плане подошвы осадочного чехла ($Ф_2$) рельеф Усть-Тымской депрессионной зоны сильно расчленен и осложнен разрывными нарушениями. В пределах этой площади присутствует крупная отрицательная структура, выделяется серия небольших по размерам самостоятельных впадин, имеющих амплитуду 40-120 м и оконтуренных на отметке -3120 м. Структура, находящаяся в центре района, является самой большой по площади и имеет самую большую амплитуду - 160 м. К юго-востоку от Усть-Тымской впадины находится Пыжинский мезопрогиб и Зайкинская мезоседловина. Первая структура оконтурена изогипсой -2920 и имеет амплитуду 80 м. На севере расположены также положительные структуры, оконтуренные изогипсой -3040, которые представляют собой сдвоенные куполовидные поднятия с амплитудой 120 м.

В рельефе подошвы баженовской свиты ($II^а$), все выделенные депрессии в рельефе доюрского основания входят в состав единой крупной Усть-Тымской мегавпадины, оконтуренной изогипсой -2500 м и имеющей амплитуду 200 м. Пыжинский мезопрогиб объединен с этой крупной структурой и оконтурен той же изогипсой. К югу и юго-востоку можно выделить две положительные структуры, оконтуренные изогипсами -2460 м, с амплитудами 100 м и 140 м.

В рельефе кошайской пачки алымской свиты (III) структура сильно расчленена, и осложнена локальными куполами и депрессиями. При этом положительная структура, ограниченная на отметке -1570 м и имеющая амплитуду 40 м, расположена в центре Усть-Тымской депрессионной зоны. К северо-востоку от нее находится более мелкое поднятие с амплитудой 15 м.

В структурном плане кровли кузнецовской свиты (IV) Усть-Тымская мегавпадина имеет схожее строение, однако на юго-востоке и в центре наблюдаются более высокоамплитудные поднятия. В самом центре района выделяется крупное куполовидное поднятие амплитудой 120 м, оконтуренное изогипсой -630 м. Структура, судя по всему, является унаследованной с кошайской пачкой алымской свиты.

История тектонического развития. Для восстановления истории тектонического развития исследуемой территории были построены и изучены карты изопахит 4 основных мегакомплексов: юрского, берриас-аптского, апт-туронского и посттуронского, характеризующих изменение толщин сейсмогеологических комплексов по площади. Данные исследования основаны на анализе изменения толщин мегакомплексов по площади [1].

Изучение карты изопахит юрских отложений позволяет сделать вывод о том, что палеорельеф доюрского основания на время формирования баженовской свиты был в значительной мере аналогичен современному структурно-тектоническому строению района исследований. В волжском палеорельефе доюрского основания можно проследить все относительно контрастные структуры, выделенные в современном структурном плане подошвы осадочного чехла, что указывает на унаследованное развитие территории. Исходя из этого, можно предположить, что на данном этапе развития шло активное формирование главных тектонических структур и, в частности, Усть-Тымской депрессионной зоны.

Анализ карты изопахит отложений, залегающих между отражающими горизонтами $II^а$ и III, свидетельствует о том, что в берриас-аптское время происходило активное формирование Усть-Тымской мегавпадины и размеры палеодепрессии существенно превышали современные. Образовывавшаяся на этом этапе развития депрессионная зона имела аморфные формы, в ее составе отчетливо не просматривались два рукава северо-западного и северо-восточного простирания. Эпицентр прогибания территории в это время был

расположен в районе наиболее глубокой современной депрессии Неготской впадины. Представляется интересным, что в берриас-аптское время Александровский свод и Пыль-Караминский мегавал, которые представляли собой практически единую приподнятую зону в то время, развивались существенно более активно, нежели расположенные на юге рассматриваемой территории Парабельский и Пайдугинский мегавалы.

В альб-туронское время в качестве единой приподнятой зоны, вытянутой в северо-западном направлении, начинает формироваться Куржинская гряда, в составе которой выделены Пыль-Караминский и Пайдугинский мегавалы, и формируется прогиб и седловина, отделяющая Куржинскую гряду от Александровского свода. На этом этапе развития по-прежнему существенно менее активно, нежели Александровский свод, формируется Парабельский мегавал. Центральная наиболее погруженная часть Усть-Тымской депрессии на этом этапе развития не испытывала тенденции к погружению, однако именно в это время наиболее активно формируются отрицательные структуры восточного рукава, в первую очередь, Пыжинская впадина.

Посттуронский этап ознаменовал смену направленности тектонических движений – в это время тенденцию к росту испытывают южные районы рассматриваемой территории относительно северных и наиболее активно формируется Парабельский мегавал. Именно этот посттуронский активный рост Парабельского мегавала привел к тому, что в современном рельефе баженовской свиты он расположен на одном гипсометрическом уровне с Александровским сводом. Западный рукав Усть-Тымской мегавпадины опускался наиболее активно, при этом эпицентр прогибания был расположен севернее современной депрессии в зоне сочленения Александровского свода и Пыль-Караминского мегавала. Северная часть последнего также на этом этапе погружалась относительно южной. Этот процесс наряду с противоположным процессом, имевшим место в неокомское время, когда южная часть структуры опускалась относительно северной, привели к формированию замкнутой положительной структуры I порядка Пыль-Караминского мегавала.

Подводя итог анализа тектонических процессов, имевших место на рассматриваемой территории в меловой период и кайнозойскую эру, можно отметить:

- на всех пост юрских этапах существовала некоторая унаследованность развития крупных тектонических элементов: положительные структуры – Александровский свод, Пыль-Караминский, Пайдугинский, Парабельский мегавалы, наследующие юрские положительные палеоструктуры, испытывали тенденцию к росту относительно Усть-Тымской депрессионной зоны;
- интенсивность формирования положительных структур, а также отдельных частей Усть-Тымской мегавпадины на разных этапах развития были далеко не одинаковы и их близкое современное гипсометрическое положение в значительной мере связано с противоположной направленностью региональных тектонических движений, имевших место в неокомское и кайнозойское время.

Литература

1. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск.: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2002. – 253 с.

ОЧАГИ ГЕНЕРАЦИИ НЕФТИ В ШЕРКАЛИНСКОЙ СВИТЕ ВЕРХНЕЛЯМИНСКОГО ВАЛА (ЦЕНТРАЛЬНАЯ ЧАСТЬ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ)

С.А. Попов
Научный руководитель профессор В.И. Исаев
Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск, Россия

Согласно тектоническому районированию Западно-Сибирской плиты (Шпильман и др., 1998 г.) Верхнеляминский вал приурочен к центральной приподнятой части Фроловского геоблока. Вал в стратиграфическом отношении сложен породами домезозойского фундамента, промежуточного этажа и мезо-кайнозойского орточехла. Большая часть исследуемого района (Центральная, Назымская, Тункорская, Апрельская и Верхне-Назымская площади) административно находится в северной части Ханты-Мансийского района на широте между $62^0$10’ и $62^0$40’ с.ш. Лишь восточная часть (площади Тортасинская, Панлорская, Северо-Санлорская) относится к Сургутскому району. Шеркалинская свита (в некоторых источниках [4] она упоминается как пачка, слагающая низы тюменской свиты) залегает на сложнодислоцированных доюрских образованиях, местами перекрывая их отложениями мощностью более 190 м. Она крайне невыдержана по площади и местами исчезает из разреза. Возраст свиты (пачки) по споро-пыльцевым данным датирован как геттанг-синемюрский.

Цель исследования заключена в локализации очагов нефтеобразования в шеркалинской свите, а также прослеживании и оценке динамичности их работы во времени. Для достижения цели перед нами был поставлен ряд задач: поиск оптимальной модели геолого-геофизического разреза, отвечающего распределению температур, определенных по отражательной способности витринита (ОСВ); картирование нефтематеринских пород шеркалинской свиты и привязка схематической карты очага к структурной карте по кровле отражающего горизонта; определение времени интенсивной генерации УВ. Картирование материнских пород и оценка времени генерации осуществлялись на основе палеотектонических реконструкций и палеотемпературного моделирования [2]. Исходным материалом служили данные по керну 37 скважин, а также карты и схемы их расположения.

В результате экспериментов со стационарным тепловым потоком на стадии подготовки расчетных данных было установлено, что максимальные палеотемпературы в пластах не соответствуют значениям по ОСВ.

Предполагая, что на протяжении всего неогена происходил частичный размыв олигоценовой толщи, мы пришли к следующим параметрам модели разреза (рис.1): а) в районе Верхнелямминского вала полная мощность палеогена (олигоцен, эоцен и талицкая свита) к концу его формирования составляла 1208 м (расчетная величина); б) так как разница между расчетным и современным значением суммарной мощности вышеуказанных толщ есть величина размыва, поэтому в модели современная мощность олигоцена увеличена на величину размыва, что позволило получить максимальные температуры разреза, соответствующие температурам по ОСВ. На следующем этапе рассчитан тепловой поток через поверхность подстилающего основания **q** (обратная задача геотермии). Затем с известным значением **q** решалась прямая задача геотермии – непосредственно рассчитывались палеотемпературы **U** в заданных точках **Z** осадочной толщи в заданные моменты геологического времени **t**.



Толщина слоя, м (левая)	Толщина слоя, м (правая)	Теплопроводность, ватт/м*град	Температуропроводность, м^2/сек	Плотность р. источника, ватт/м^3	Время накопления, млн. лет	Параметр плотности слоя B1	Параметр плотности слоя B2	Параметр плотности слоя B3	Стратиграфия (свита)
193	193	1.64						0	J1sh
310	310	1.64						0	J2tm
32	32	1.62						0	J3-2ab
15	15	1.62						0	K1-J3tt
695	695	1.62						0	K1fr
72	72	1.6						0	K1al
349	349	1.6						0	K1vk
253	253	1.6						0	K1hm
264	264	1.49						0	K2uv
95	95	1.43						0	K2kz
193	193	1.4						0	K2b
70	70	1.37						0	Pg1-K2gn
123	123	1.35						0	Pg1tl
447	447	1.35	7e-007	1.2e-006	17.2	2.09	0	0	Pg2
638	638	1.35	7e-007	1.2e-006	13.6	2.09	0	0	Pg3
-481	-481	1.35	7e-007	1.2e-006	22.36	2.09	0	0	-Pg3
65	65	1.27	6.5e-007	1.1e-006	1.64	2.02	0	0	Q

№	Глубина измерения, м	Температура, град
1	2785	78.6
2	2830	81.6
3	3333	99.6

Рис.1 Компьютерная модель разреза скважины

Рассчитанные палеотемпературы в каждом стратиграфическом комплексе и температурная градация зон катагенеза интенсивной генерации и эмиграции УВ позволяют прогнозировать присутствие в разрезе материнских пород: газа первой генерации – 50-90^{0}С ($МК_1^1$); нефти – 90-130^{0}С ($МК_1^2$) – «нефтяное окно»; газа второй генерации и газоконденсата – 130-190^{0}С ($МК_2$-$МК_3$). Температуры более 190^{0}С являются для УВ разрушительными [3]. По классификации керогена рассеянное органическое вещество (РОВ) шеркалинской свиты относится к смешанному типу [1], хотя в западной части района исследований предполагается наличие и террагенного типа. Согласно составу материнских отложений, границу очага необходимо проводить по изотерме 95º. Интервал времени для расчета палеотемператур охватывает 142,2 млн. лет (конец формирования баженовской свиты – наше время).

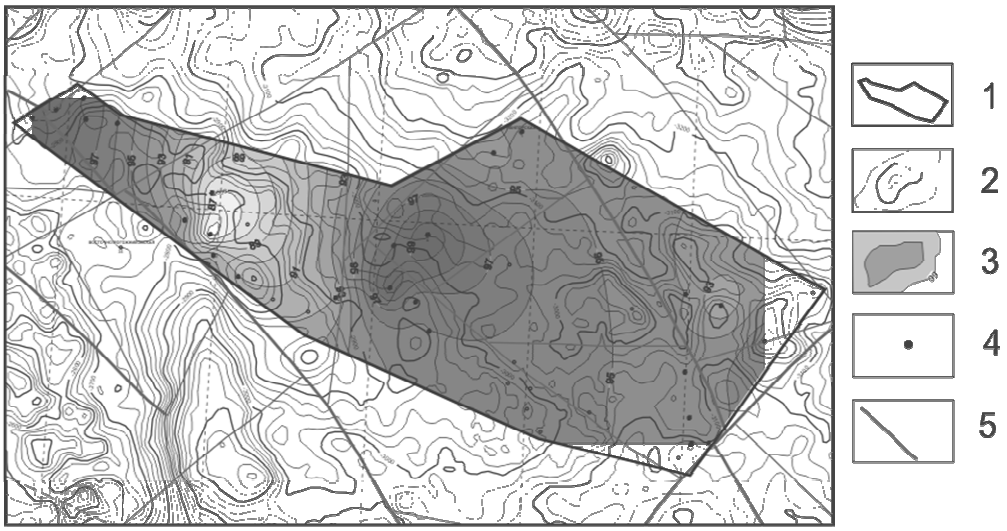


Рис.2 Очаги генерации нефти в шеркалинской свите (современный разрез)
1 – контур участка; 2 – горизонтали по кровле горизонта А; 3 – изотермы; 4 – скважина; 5 – разломы

Картирование произведено на следующие ключевые моменты геологической истории: 120.2, 37.6, 33, 29, 24, 18, 12, 9, 1.64, 0 млн. лет. Путем анализа данных картирования выделено пять основных этапов термической истории шеркалинской свиты Верхнеляминского вала.

На первом этапе формируются породы свиты и происходит развитие покровных отложений, выступающих в роли регионального резервуара (тюменская свита) и покрышки (абалакская свита в совокупности с баженовской образуют зону уплотнения пород). К моменту заложения алымской свиты (120,2 млн. лет назад) локальные структуры осадочного чехла (ловушки УВ пластово-купольного, литологического и возможно тектонического типа) уже существовали. Температуры в нефтематеринской свите 120,2 млн. лет едва ли превышали 30^0.

Второй этап – вхождение шеркалинской свиты в зону «нефтяного окна» и зарождение очагов нефтеобразования. Подходящий температурный режим в шеркалинской свите складывается в интервале времени 37,6 - 33 млн. лет. Распределение температур поначалу имело недостаточно высокий эффект катагенетического преобразования пород. Максимальные температуры к концу эоцена (37,6 млн. лет) наблюдались в пределах 93^0 (в районе Центральной площади). Но уже к началу олигоцена (33 млн. лет) зона нефтеобразования охватывает Апрельскую, северо-восточную часть Панлорской, Северо–Апрельскую, Восточно–Рогожниковскую, Верхненазымскую и Центральную площади. Значения температур на тот момент достигали 100^0 и более, но в некоторых районах они были ниже критических.

Третий этап характеризуется широкомасштабным развитием очагов генерации нефти вследствие мощного осадконакопления в позднем палеогене. Оно выражалось в высокой интенсивности воздействия пластовых температур на РОВ и расширения площади нефтегазосбора. Данная обстановка актуальна для временного интервала, охватывающего средний олигоцен – средний миоцен (29 – 12 млн. лет). На этой стадии отмечается повсеместное формирование нефтяных очагов, постепенно сливавшихся в единый массив нефтегенерационного поля, контуры которого выходили далеко за пределы исследуемого участка. Максимальные температуры варьировали от 108^0 до 116^0, а минимальные значения не опускались ниже 97^0-105^0.

Четвертый этап (миоцен-плиоценовый) – уменьшение суммарной мощности осадочного разреза вследствие размыва и, как следствие, «сжатие» нефтяных очагов. Контуры слабо выраженных очагов прослеживались в ЮЗ части, ограничивая зону относительно «низких» температур. В настоящее время (**пятый этап**) возрастает интенсивность нефтегенерации материнской свиты (рис.2) в связи с накоплением четвертичных отложений.

Литература

1. Богородская Л.И., Конторович А.Э., Ларичев А.И. Кероген. Методы изучения, геохимическая интерпретация. – Новосибирск: Из-во СО РАН, филиал «Гео», 2005.
2. Исаев В.И., Гуленок Р.Ю., Веселов О.В., Бычков А.В., Соловейчик Ю.Г. Компьютерная технология комплексной оценки нефтегазового потенциала осадочных бассейнов // Геология нефти и газа. – М., 2002. – №6. – С. 48 – 54.
3. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г. Геология нефти и газа Западной Сибири. – М.: Недра, 1975, – 680 с.
4. Нестеров И.И. Новые направления и методы геологоразведочных работ Западно-Сибирского экономического района. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1984. – Вып.195. – С. 38 – 42, С. 97 – 100.

ВОЗМОЖНОСТИ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ ПРИ ПРОГНОЗЕ КОЛЛЕКТОРОВ В НИЖНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

В.В. Серов
Научный руководитель доцент Г.И. Резяпов
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Поиски месторождений нефти и газа в континентальных отложениях Западной Сибири имеют длительную историю. Еще в 50-60 годы исследователями обращалось внимание на высокий генерационный потенциал этих отложений. Высокий нефтегазовый потенциал нижнеюрского НГК был доказан открытием уникального Талинского нефтяного месторождения (1976 г.).

Открытие новых месторождений (в частности, в бассейне Нюрольской впадины) в нижнеюрских горизонтах и сокращение фонда неразведанных традиционных ловушек свидетельствуют об актуальности поиска залежей углеводородов в базальных горизонтах осадочного чехла. Сейсморазведка, являющаяся ведущим поисковым геофизическим методом, по-видимому, должна вносить основной вклад и в поиски таких объектов. Однако отсутствие (либо практически отсутствие) удачных примеров выделения перспективных объектов по данным сейсморазведки вызывает некоторые вопросы.

Подошвой рассматриваемого геттанг-раннетоарского комплекса служит доюрское основание, в кровле его залегает пачка аргиллитов тогурской свиты. Литологически комплекс пород представлен переслаивающимися пачками песчаников и аргиллитов, суммарная толщина которых колеблется от 0 до 200 м.

При прогнозировании зон развития нижнеюрских коллекторов можно выделить несколько направлений:

- прогноз по составу доюрского основания;
- палеогеоморфологический метод;
- качественная интерпретация динамических характеристик;
- количественная интерпретация динамических характеристик.

1. По мнению многих исследователей наилучшими емкостными свойствами обладают кварцевые песчаники, формирование которых связано с разрушением массивов гранитоидов, кремнистых пород и эффузивов кислого состава. Такой вывод может говорить о большей перспективности областей развития гранитных массивов.

Мнение, приведенное в работе [2], не позволяет выделять области отсутствия гранитов как менее перспективные: «Преимущественно кварцевые песчаники ранней юры обязаны своим происхождением не разрушению гранитных выступов или метаморфических пород, а интенсивности процессов химического выветривания на обширных водосборных пространствах, где кварц-каолинитовые ассоциации могли формироваться за счет практически любых пород. Поэтому связывать перспективы обнаружения нижнеюрских песчаных резервуаров с гранитными массивами, как считает ряд исследователей, не следует».

2. Палеогеоморфологический метод – восстановление рельефа бассейна седиментации, определяющего закономерности размещения осадочных тел.

Тогурская свита – выдержанная по толщине глинистая пачка, которая формировалась в условиях озерного водоема, т.е. она может быть принята за поверхность выравнивания. Следовательно, характер распределения толщин геттанг-ааленских отложений будет нести информацию о палеорельефе доюрского основания [1].

Приведенные в [1] данные свидетельствуют, что формирование пород горизонта Ю17 с улучшенными коллекторскими свойствами происходило в пределах узких линейных депрессий - каньонов и зон типа врезов, либо в пределах бортовых частей локальных изометричных депрессий - палеоводоемов, где происходила основная разгрузка палеопотоков. По горизонту Ю16 сделан аналогичный вывод. Восстановив палеорельеф, можно выделить наиболее перспективные для образования нижнеюрских коллекторов области согласно принятой модели осадконакопления.

3. Одним из приемов качественной интерпретации является типизация волновых полей. Изначально процедура сейсмофациального анализа выполнялась вручную. Сегодня появился такой мощный инструмент, как ЭВМ и программное обеспечение, позволяющее по набору признаков волнового поля (частота, амплитуда, а, в конечном счете – по форме колебания) в некотором интервале от горизонта разделить временной разрез на сейсмофации. Такая помощь снимает некоторые требования относительно воображения интерпретатора, но в то же время накладывает другие, поскольку машина только формализованно разделяет волновое поле и без знания седиментологии получить корректный результат будет проблематично.

4. Количественная интерпретация динамических характеристик. Одним из методов является инверсия – это группа процедур, осуществляющая по разным алгоритмам обратное динамическое преобразование данных из сейсмотрассы в геологический разрез – процедуру, обратную свертке. Теоретически (математически) данная задача решается однозначно: при наличии сейсмотрассы (в которой имеются только однократные отражения) и формы падающего импульса на выходе можно получить модель, заполненную коэффициентами отражения с шагом, равным шагу дискретизации.

В действительности суммотрасса ОГТ может быть представлена в виде:

$$Тогт = \Sigma(IMPi*KPRi*MKWi*KRWi)+mtw,$$

где IMP – форма падающей волны, KPR – оператор учета коэффициентов прохождения на всех границах покрывающей толщи, MKW – оператор учета многократных отражений внутри пачки слоев, KRW – функция, представляющая собой временной ряд коэффициентов отражения на границах тонкослоистой среды.

Теоретически же предполагалось, что операторы KPRi, MKWi и аддитивная помеха, связанная с перекрывающими отложениями mtw отсутствуют. Кроме этого получить форму падающей волны затруднительно даже в точках, проходящих через скважины. А если учесть факт изменения формы импульса как в пространстве, так и во времени, то можно представить сложности, которые приходится преодолевать, решая обратную динамическую задачу. Однако способы инверсии (псевдоакустического каротажа) разработаны и достаточно широко применяются в практике интерпретации.

Ряд публикаций, описывающих применение данной процедуры на базальных горизонтах Талинского месторождения, делает инверсию полезным инструментом при поиске (ограничения на наличие скважин на поисковом этапе), в том числе и нижнеюрских отложений.

Не нужно забывать, что как бы хорошо ни был разработан математический аппарат обработки и интерпретации, какой бы ни была квалификация у интерпретатора, породы, обладающие повышенными коллекторскими свойствами, можно будет выделить только в случае их отличия от пород-неколлекторов по акустическим свойствам.

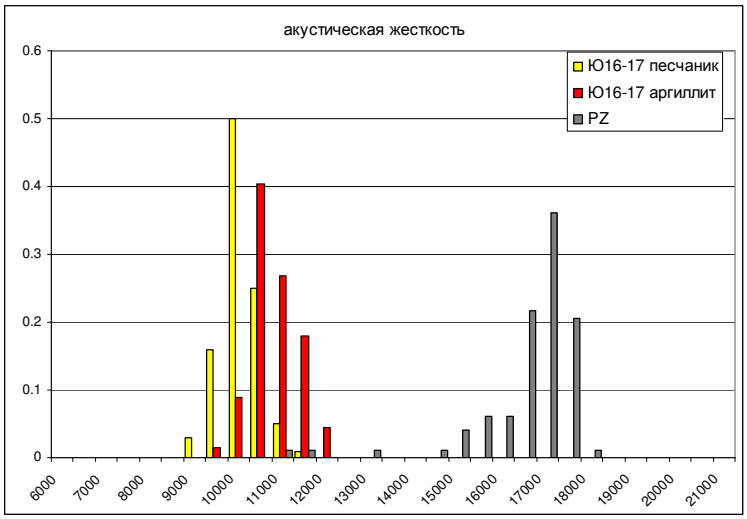
Авторами (занимавшимися вопросами литологической интерпретации данных сейсморазведки) сделаны выводы о том, что уверенной интерпретации подлежат угли и углефицированные разности горных пород, отличающиеся резко пониженными пластовыми скоростями, и карбонатизированные разности, характеризующиеся их повышенными значениями. Литологическая интерпретация аргиллитов, алевролитов, песчаников и их разностей более затруднительна ввиду близости характеризующих их значений пластовых скоростей. По плотностной характеристике в отложениях нижней юры песчанистые разности практически не отличаются от аргиллитов [3].

Для рассмотрения вопроса отличия нижнеюрских пород по акустическим свойствам было проведено небольшое исследование (рассматривались данные каротажа более 10 скважин, в большинстве из которых нижнеюрские горизонты являются продуктивными), результат которого показал:

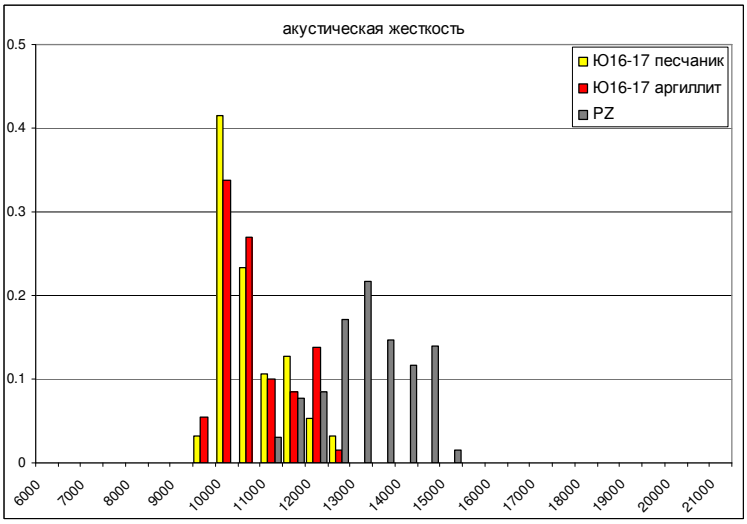
- из девяти скважин с данными акустического каротажа в трех песчаники характеризуются меньшими средними скоростями, в одной большими и в пяти примерно одинаковыми с аргиллитами;

- в восьми скважинах с данными плотностного каротажа везде песчаники имеют меньшую плотность по отношению к аргиллитам;

- по акустической жесткости песчаники либо не отличаются от аргиллитов (рис.б), либо обладают меньшей акустической жесткостью (рис.а).



а



б

Рис. Распределение акустических жесткостей в скважинах разных площадей: а – скважина 1, б – скважина 2

В работе [3] также указан факт наличия песчаников с меньшими, по сравнению с аргиллитами, акустическими жесткостями в верхах тюменской свиты, поэтому полученные результаты не стоит сразу относить к ошибочным.

Глины тогурской свиты характеризуются несколько меньшими акустическими параметрами, а также иногда практически не отличающимися от параметров глин, выделенных в пластах Ю16 и Ю17.

Породы фундамента обладают повышенными по отношению к осадочному чехлу скоростями и плотностями во всех рассмотренных скважинах.

Анализ всех скважин вместе не приведет к положительным результатам, поскольку распределение параметров практически в каждой скважине по отдельности является одномодальным, сами же моды (и средние значения) от скважины к скважине различаются. Поэтому выборка, характеризующая все скважины, имеет полимодальное распределение и отражает только сложность строения нижнеюрских отложений. По полученным данным невыдержанным строением характеризуются как песчаные, так и глинистые разности. В то же время, в пределах отдельно взятой площади породы характеризуются сходными распределениями акустических параметров, что предполагает возможность выявления закономерностей в этих свойствах и их количественную оценку на перспективных объектах.

Таким образом, по рассмотренным данным можно сделать вывод о теоретической возможности (наличие петрофизических предпосылок) выделения участков развития коллекторов в нижнеюрских базальных горизонтах по данным сейсморазведки. Но для проведения такого рода интерпретации необходимо проведение

предварительных исследований в пределах конкретных площадей с обоснованием возможностей и выявлением местных закономерностей в распределении акустических свойств различных литологических разностей.

Литература

1. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск.: Изд-во СО РАН, филиал “ГЕО”, 2002. – 253 с.
2. Нежданов А.А. Сейсмогеологический анализ нефтегазоносных отложений Западной Сибири для целей прогноза и картирования неантиклинальных ловушек и залежей УВ. Дисс. … докт. геол.-минер. Наук. – Тюмень, 2004. – 453 с.
3. Разин А.В. Методика детального определения акустических и коллекторских свойств горных пород по данным сейсморазведки. Дисс. … канд. геол.-минер. наук – Томск, 1999. – 169 с.

ПРИРОДА ГЕОФИЗИЧЕСКИХ АНОМАЛИЙ ЗОЛОТОРУДНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ «ЧЕРТОВО КОРЫТО» (БАЙКАЛО-ПАТОМСКОЕ НАГОРЬЕ)

С.В. Соколов
Научный руководитель доцент Ю.В. Колмаков
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ленский золоторудный район расположен на северной окраине Байкальской горной области в пределах Байкало-Патомского нагорья и на протяжении более чем ста лет занимает лидирующие позиции по добыче золота в нашей стране. Однако в современной практике геологоразведочных работ прослеживается тенденция снижения поисковой отдачи и Ленский золоторудный район здесь не исключение. В связи с этим необходимость более глубокого геолого-геофизического изучения уже известных золоторудных месторождений представляется весьма актуальной с поисковой точки зрения.

Месторождение Чёртово Корыто расположено в северной части Ленского золоторудного района в пределах Тонодского поднятия в составе Кевактинского рудного узла. Контроль рудного узла со стороны пликативной тектоники осуществляется Михайловской синклиналью, в южном крыле которой и локализуется месторождение, представляющее собой пологозалегающее (угол падения ≈ 15º) пластообразное тело. Руды и сопутствующие им метасоматиты березитового профиля развивались по осадочно-терригенным породам первой (PR1 mh1) и второй (PR1 mh2) пачек верхней подсвиты михайловской свиты, метаморфизованных в условиях серицит-хлоритовой субфации фации зелёных сланцев.

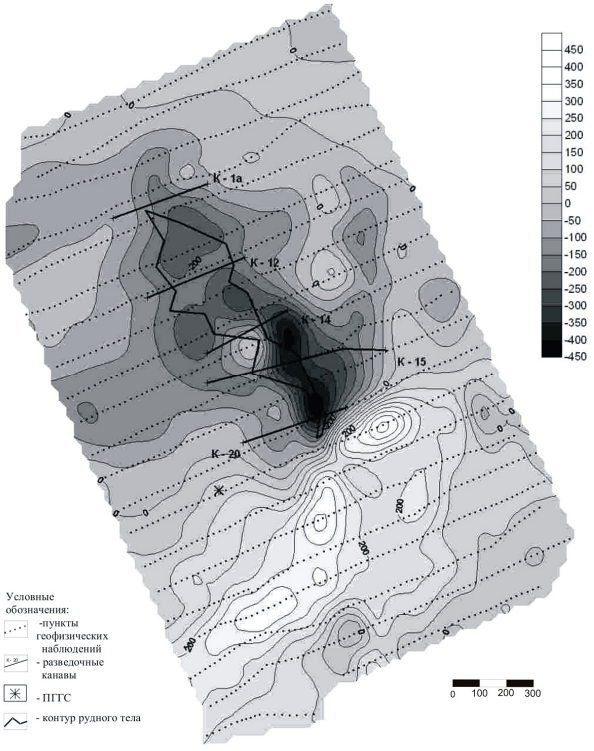


Рис.1 План изодинам магнитного поля (ΔT)

На месторождении проведены полевые геофизические работы, включающие магниторазведку, гамма-спектрометрию, электроразведку методом естественного электрического поля (ЕП) в площадном и профильном вариантах. Петрофизические исследования заключались в измерении магнитной восприимчивости (æ) пород и руд, а также электродных потенциалов сульфидов и углеродистого вещества на керне разведочных скважин.

Совместное рассмотрение аномалий различных геофизических полей (рис.1-3), сопряженное с петрофизическими исследованиями, позволяет выявить закономерности выражения продуктивных участков в геофизических полях.

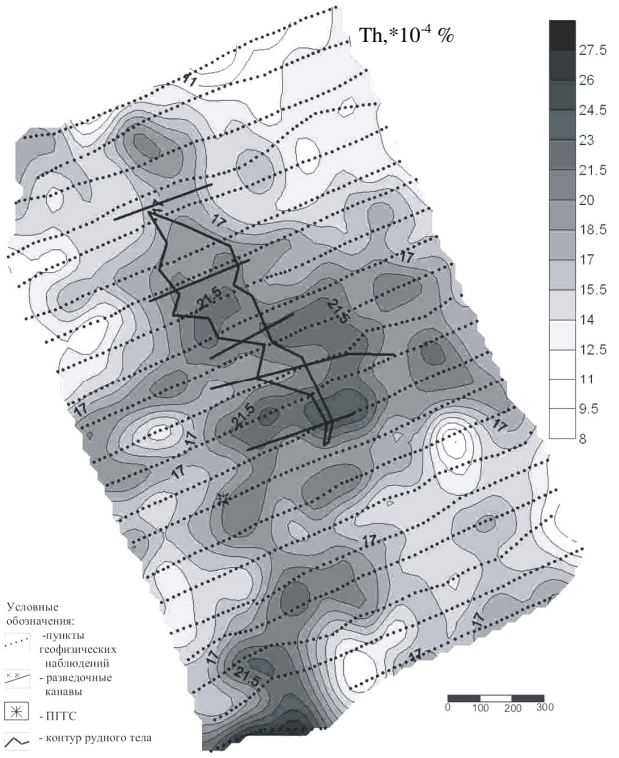


Рис.2 План изоконцентрат тория (2006 г.)

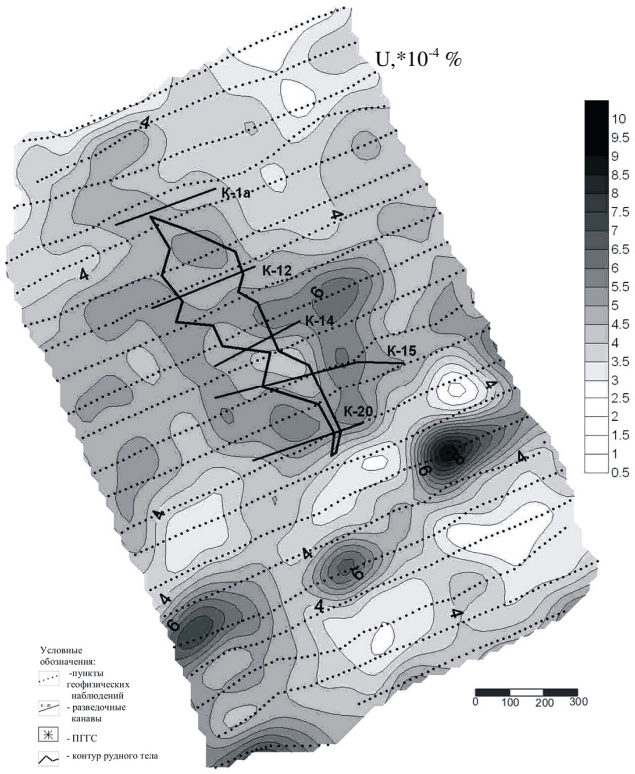


Рис.3 План изоконцентрат урана (2006 г.)

Результаты минералогического исследования позволяют однозначно утверждать, что аномальные магнитные свойства пород и руд связаны только с ферромагнитным пирротином. Построенные по буровым

профилям петромагнитные разрезы позволили выявить пространственное разделение золоторудной минерализации с наиболее магнитными образованиями. Дипольный характер магнитной аномалии (рис.1), вероятно, обусловлен горизонтальным намагничением по простиранию рудного тела.

Радиогеохимические аномалии тория (рис.2) и калия пространственно совпадают, что подтверждается их высокой коррелируемостью (коэффициент корреляции по площади более 0,7) тогда как урановые ореолы (рис.3) имеют иную конфигурацию. Распределение ореолов накопления радиоактивных элементов в рудной части месторождения связано с отчётливо проявленными метасоматическими преобразованиями березитового профиля. Причём накопление тория и калия происходит в рудном теле, а ореолы урана обрамляют его, развиваясь в надрудной и подрудной частях.

Область наибольшей сульфидизации, пространственно совпадающая с рудным телом, практически не выражается в аномалиях ЕП, что говорит о несульфидной природе аномалий. Известно, что в породах месторождения присутствует несколько процентов углеродистого вещества (УВ), с которым и связаны аномалии ЕП. Измерение электродных потенциалов на керне бурового профиля №30 вскрывающего породы, создающие аномалии ЕП, разделило углеродистое вещество на поляризующееся и неполяризующееся, тем самым объяснив тот факт, что в центральной части участка углеродистое вещество присутствует, но не создаёт аномалий ЕП.

Образцы с неполяризующимся УВ имеют æ 150-600*10^{-5}ед. СИ, тогда как æ поляризующихся образцов изменяется в пределах 5-30*10^{-5}ед. СИ. Установлено, что рудная, в частности, пирротиновая минерализация происходила на завершении кварц-карбонат-слюдистого метасоматоза и, видимо, способность поляризоваться утратили те углеродистые образования, которые подверглись метасоматозу, то есть произошла деструктуризация минеральных зёрен и, как следствие этого, утратилась способность углеродистого вещества проводить ток [2, 3].

Рассмотренные данные позволяют сделать следующие выводы:

1. Минерализованная зона месторождения Чёртово Корыто отчётливо выделяется в магнитных (дипольная аномалия), радиогеохимических, естественных электрических аномалиях, создавая характерную зональность в геофизических полях.

2. На месторождении Чёртово Корыто аномалии магнитного поля связаны с одним из главных рудных минералов – пирротином, радиогеохимические аномалии отвечают породам, подвергшимся метасоматозу березитового профиля, а интенсивные аномалии ЕП создаются поляризующейся частью углеродсодержащих образований.

3. Породы, создающие на месторождении геофизические аномалии, возможно разделить на классы по физическим свойствам, создав петрофизическую модель, которая послужит основой для построения физико-геологической модели (ФГМ). ФГМ месторождения Чёртово Корыто позволит сформировать представления о возможностях геофизических методов в пределах Кевактинского рудного узла.

Литература

1. Баженов М.М., Давыденко Н.Ю., Скотников В.Н., Ивашевская Т.И. Отчет по поисковым работам Хайвергинской партии в пределах Кевактинского рудного узла (рудное золото) за 1978-80 г.г. В 2-х томах. – Иркутск: Фонды ПГО “Иркутскгеология”, 1981. – № гос. регистрации 14-78-31/63.
2. Свешников Г.Б. Электрохимические процессы на сульфидных месторождениях. – Л.: ЛОЛГУ им. А.А. Жданова, 1967. – 159 с.
3. Семёнов А.С. Электроразведка методом естественного электрического поля. – Л.: Недра, 1968. – 380 с.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДИКИ НОРМАЛИЗАЦИИ ДАННЫХ ИНДУКЦИОННОГО КАРОТАЖА И ВИКИЗ ДЛЯ ВЫДЕЛЕНИЯ ОБВОДНЕННЫХ ИНТЕРВАЛОВ НА ПРИМЕРЕ ОДНОГО ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ

Н.С. Стрелкова, Р.А. Шишкин
Научный руководитель заведующий отделом В.Ж. Абдульменов
ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК», г. Томск, Россия

В настоящее время существует множество методик для определения текущей насыщенности коллекторов и выделения обводненных интервалов: временные замеры БКЗ, БК, ИК, ВИКИЗ, нейтронного метода (НКТ); методика нормализации данных и т.д.

На скважинах одного из месторождений Тюменской области при сопоставлении результатов интерпретации пилотного (основного) и бокового (уплотняющего) стволов в пластах-коллекторах обнаружилось несоответствие расчетных значений удельного электрического сопротивления. При испытании скважин был получен высокий процент обводненности пластов, что и послужило причиной их детального изучения с использованием методики нормализации данных индукционного каротажа (ИК) и высокочастотного индукционного каротажного изопараметрического зондирования (ВИКИЗ). В данном случае, методика нормализации используется совместно с методом временных измерений удельных сопротивлений.

Исследование изменений удельных электрических сопротивлений терригенных пород во времени в благоприятных условиях обеспечивает выделение в разрезе коллекторов, оценку характера их насыщения и позволяют контролировать обводненность работающих пластов. В проницаемых пропластках, насыщенных водой, при повторном каротаже наблюдается увеличение проводимости, а следовательно, уменьшение удельного электрического сопротивления пласта. В нефтенасыщенных пластах расхождения данных между первичным и повторным каротажом практически нет. Следовательно, по временным замерам можно определить характер текущего насыщения коллектора. Наиболее важным моментом в проведении временных исследований является своевременность выполнения первого замера. Наилучшие результаты могут быть получены, когда первый замер

произведен в минимально возможное время после вскрытия коллектора при начальной фазе проникновения фильтрата глинистого раствора в пласт.

Методика нормализации данных основана на предположении о постоянстве распределения удельного электрического сопротивления в скважине для интервалов разреза (рис.1а). При соблюдении этого условия очевидно, что и распределение показаний ИК в изучаемой толще также должно быть неизменным. Представленные на рисунке результаты измерений комплексом ИК и ВИКИЗ (двухметровый зонд) получены в одной скважине и в одно время. Отнормированные кривые показывают хорошую сходимость, как в интервалах продуктивных пластов, так и в интервалах перекрывающих пород. Следовательно, имеется возможность нормализации и сопоставления кривых ВИКИЗ по ИК, проведенных в разных стволах скважины и в разное время для определения характера текущего насыщения коллекторов и выделения промытых (обводненных) интервалов.

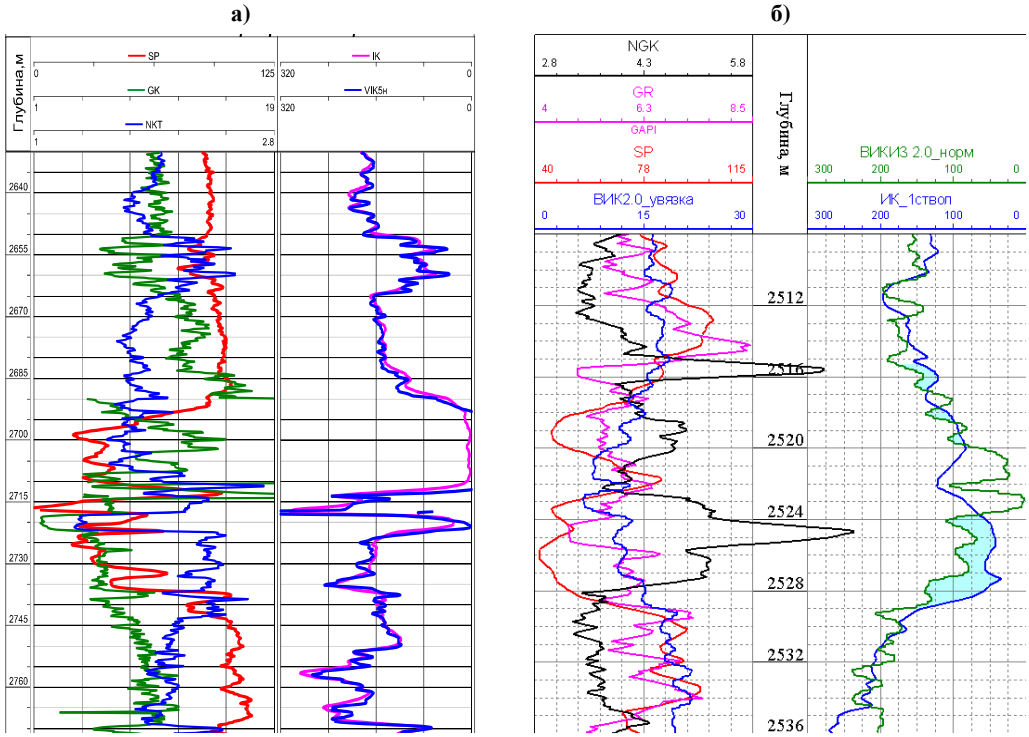


Рис.1 Сопоставление кривой ИК и отнормированной кривой 2.0 зонда ВИКИЗ: а) в одной скважине; б) в пилотном и боковом стволе скважины месторождения Тюменской области

Для опробования данной методики произведена выборка скважин с пилотными и боковыми (пробуренными по уплотняющей сетке) стволами. Прежде чем проводить нормирование, кривые ИК и ВИКИЗ обязательно должны быть пересчитаны в абсолютные глубины и увязаны между собой.

Нормирование кривой производилось статистическим способом. Задача нормирования заключается в линейном преобразовании распределения, которое производится путем расчета среднеквадратического отклонения и дисперсии для каждой кривой в отдельности. В качестве эталонной выбрана кривая ИК основного ствола. По линейному закону определяется сдвиг и сжатие кривой двухметрового зонда ВИКИЗ, записанной в боковом стволе скважины.

Один из результатов, полученных при нормализации кривых скважины, приведен на рисунке 1б. Отрицательные приращения ИК и ВИКИЗ (проводимость по ИК основного ствола меньше, чем ВИКИЗ бокового) свидетельствуют об обводнении продуктивных пластов.

Результаты испытаний скважин в целом подтверждают опробованную методику нормализации, однако имеются скважины, которые ее опровергают. На рисунке 2а приведен комплекс ГИС с использованием ИК и БКЗ, записанный в пилотном и боковом стволе скважины. При увязке кривых ИК обоих стволов видно, что скважина полностью обводнилась, но при нормировании кривых прослеживаются интервалы с остаточным нефтенасыщением. Дополнительно интерпретация произведена по данным БКЗ (рис. 2б). Рассчитанное удельное электрическое сопротивление одного из интервалов пласта бокового ствола, охарактеризованного как «обводненный» по данным нормализации, превышает критическое значение УЭС, равное 7 Ом·м (нефтяная зона). Согласно проведенному испытанию, после ГРП пласт работает с обводнением 30%, что частично не соответствует проведенной нормализации. Следует отметить необходимость проведения в боковых стволах (после ГРП) комплекса ПГИ по определению размеров трещин, работающих интервалов, и состава притока.

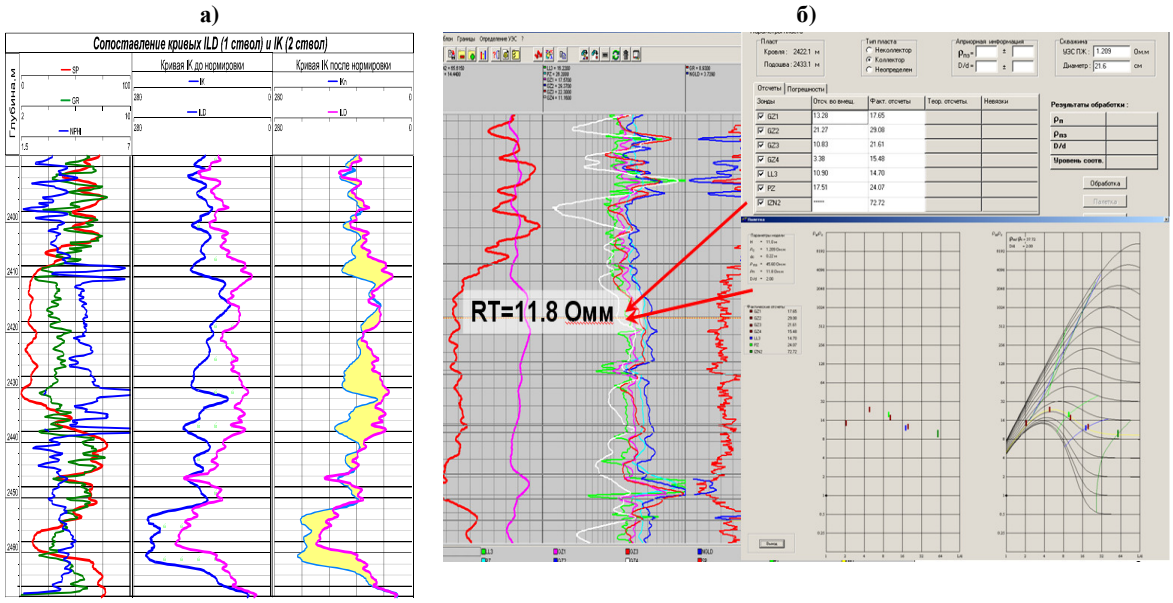


Рис.2 Сопоставление кривой ИК в пилотном и боковом стволе скважины (а) и интерпретация данных БКЗ (б)

Проведенные исследования позволяют сделать вывод о том, что методика нормализации данных ВИКИЗ боковых стволов по данным ИК основных стволов может являться качественным критерием для определения характера текущего насыщения пластов, но необходимо постоянно учитывать дополнительные параметры по опробованию пласта, проведенному комплексу ПГИ при выводе на режим и другие данные.

Литература

1. Дахнов В.Н., Долина Л.П. Геофизические методы изучения нефтегазоносных коллекторов. – М.: Гостоптехиздат, 1959. – 273 с.
2. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика (физика горных пород). – М.: Нефть и газ, 2004. – 371 с.
3. Итенберг С.С., Шнурман Г.А. Интерпретация результатов каротажа сложных коллекторов. – М.: Недра, 1984. – 259 с.

ЛИТОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ОТЛИЧИЯ НИЗКООМНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ (НА ПРИМЕРЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КАЙМЫСОВСКОГО СВОДА)

А.С. Худякова
Научный руководитель доцент Г.Г. Номоконова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В условиях терригенного разреза Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП) оценку характера насыщения коллекторов делают по результатам геофизических исследований скважин (ГИС) методами сопротивления. «Низкоомными» называют коллекторы некоторых месторождений (разрезов), для которых даже в условиях высокой нефтенасыщенности удельное электрическое сопротивление (УЭС) пластов остается низким, что приводит к ложным прогнозам – принятию нефтенасыщенных коллекторов за водонасыщенные. Таким образом, проблема низкоомных коллекторов – это проблема достоверности прогноза и эффективности методов ГИС.

В настоящей работе приводятся результаты исследования этой проблемы на примере пласта Ю1 Онтонигайского месторождения, для которого характерна «низкоомность», и других месторождений Каймысовского свода (Первомайское; Нижне-Первомайское; Лотынь-Яхское; Катыльгинское; Западно-Катыльгинское), взятых для сравнения.

Для выявления литолого-петрофизических отличий низкооомных коллекторов исследовались гранулометрический состав, структура порового пространства, фазовые проницаемости, а также параметры пористости (Рп), насыщения (Рн), относительная амплитуда поля потенциалов собственной поляризации (Апс), естественная радиоактивность, коэффициенты проницаемости и пористости (Кп), диффузионно-адсорбционная активность, остаточная водонасыщенность (Кво). Рассчитывались числовые характеристики распределений (табл.), выявлялись корреляционные зависимости между параметрами.

Таблица

Средние значения параметров пласта Ю1 нефтяных месторождений Каймысовского свода

№ п/п	Исследуемый параметр	Онтонигайское месторождения	Остальные исследованные месторождения
1	Содержание пирита	1,3%	1,3%
2	Коэффициент пористости	14,3%	14,1%
3	Коэффициент остаточной водонасыщенности	45%	46%
4	Параметр пористости	48,7	21
5	Параметр насыщения	6,1	14,8
6	Открытая пористость глин	4,66%	(8,7-11,0)%
7	Минерализация пластовой воды	40 г/л	(32-36) г/л
8	УЭС пласта	(3-10) Ом·м	(3-17) Ом·м

Исследователи проблемы низкоомных коллекторов, как правило, отмечают три возможные причины низких УЭС нефтенасыщенных пластов – наличие в породах пирита и других электроннопроводящих минералов, повышенная глинизация коллектора, а также высокая минерализация (низкое сопротивление) пластовых вод. Проведенные нами исследования (см. табл.) показывают, что, по крайней мере, первое заключение неверно. Содержание пирита в пласте Ю1 действительно высокое, но оно не различается у сравниваемых месторождений и, следовательно, не может быть причиной низкоомности этого пласта на Онтонигайском месторождении. Не различаются сравниваемые месторождения и по остаточной водонасыщенности, значение которой определяется глинистостью, так что повышенная глинистость коллектора как причина их низкоомности нашими исследованиями не подтверждена. Безусловное подтверждение в качестве причины низких УЭС нефтенасыщенных коллекторов получила высокая минерализация (низкое сопротивление) пластовой воды.

Различаются сравниваемые месторождения по открытой пористости глин, определенной по уравнениям связи «Кп-Апс» как свободный член уравнения. На большинстве месторождений юго-востока Западно-Сибирской НГП определенная таким способом пористость глин составляет в среднем 11%, а на Онтонигайском месторождении – всего 4,66%. Онтонигайское месторождение отличается от других месторождений Каймысовского свода качественным составом глин. В пласте Ю1 этого месторождения меньше гидрослюды и глауконита и больше – каолинита. Корреляционные зависимости электрического параметра пористости от содержания этих глин для сравниваемых месторождений значимо различаются. Анализ капилляриметрических измерений показывает, что пласт Ю1 Онтонигайского месторождения отличается меньшей долей крупных пор в структуре порового пространства и меньшей относительной фазовой проницаемостью по нефти.

Обращает на себя внимание тот факт, что те петрофизические параметры, по которым определяется нефтенасыщенность коллектора (Рп и Рн), существенно различаются у сравниваемых месторождений (табл., рис.1). Пласт Ю1 Онтонигайского месторождения отличается заметно более высокими значениями параметра пористости и меньшими – параметра насыщения, что при оценке нефтенасыщенности по электрическим методам каротажа должно привести к занижению коэффициента нефтенасыщенности коллектора и к ложным прогнозам. Выявленные причины аномального поведения электрических параметров Рп и Рн – высокая минерализация пластовых вод, особенности состава глин и структуры порового пространства низкоомных коллекторов.

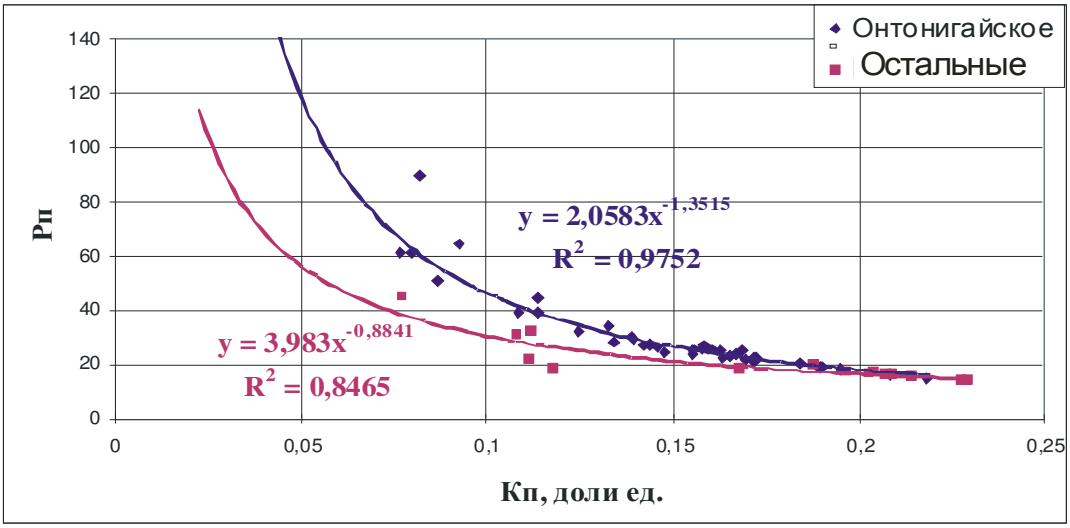


Рис.1 Зависимости параметра пористости Рп от коэффициента пористости Кп пласта Ю1 Онтонигайского месторождения и других месторождений Каймысовского свода

Из рис.1 видно, что эталонные зависимости (петрофизические модели) пласта Ю1 с низкоомным коллектором характеризуются высокой достоверностью аппроксимации и само их использование для оценки

нефтенасыщенности не приводит к ошибкам прогноза. Ошибаемся мы тогда, когда принимаем низкоомный (аномальный) коллектор за нормальный и используем несвойственное ему уравнение. Таким образом, важно заранее знать (лучше по данным ГИС), с каким типом коллектора мы имеем дело.

Для выявления геофизических признаков низкоомных коллекторов были проанализированы данные ГИС четырех разрезов разной продуктивности Онтонигайского и Лонтынь-Яхского месторождений. Анализировался разрез в целом, отдельно аргиллиты баженовской свиты, характеризующиеся аномальными электрическими и радиоактивными свойствами, и пласты Ю1.

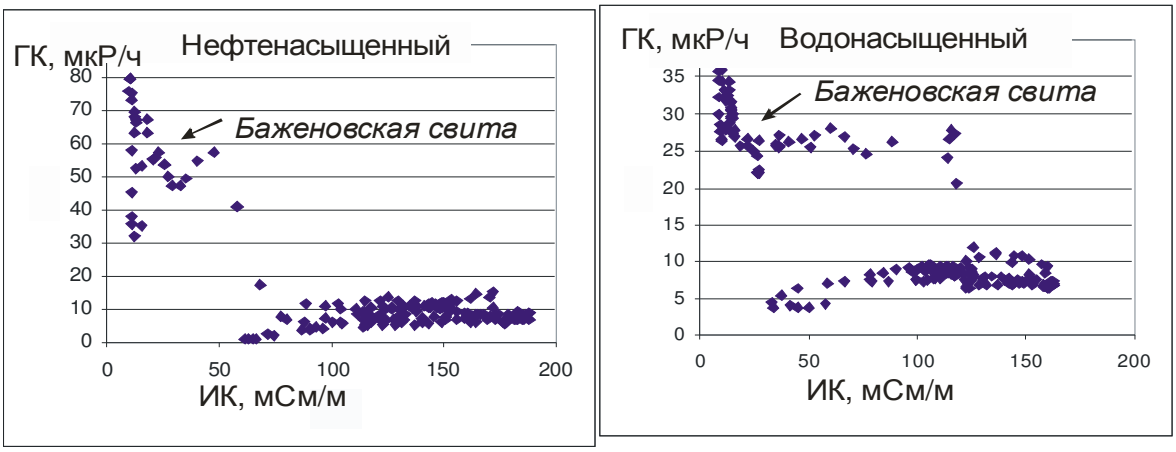


Рис.2 Зависимости показаний гамма-каротажа (ГК) и индукционного каротажа (ИК) для разрезов, включающих нефтенасыщенные и водонасыщенные пласты Онтонигайского месторождения

Выявлены следующие геофизические признаки аномальности разреза – разреза, вмещающего низкоомный коллектор:

- несоответствие между показаниями методов сопротивления – индукционного и бокового каротажа. Если разрез в целом фиксируется по данным индукционного каротажа (ИК) как более высокоомный, то по данным бокового каротажа – как низкоомный;
- несоответствие УЭС разреза в целом характеру насыщения пласта Ю1 по данным ИК. Разрез с водоносным коллектором фиксируется как более высоомный и наоборот (рис.2);
- высокая радиоактивность пород разреза в целом и особенно аргиллитов баженовской свиты (рис.2) нефтеносного разреза при общем низком водородосодержании.

Использование этих геофизических признаков разрезов с низкоомными коллекторами позволит избежать грубых ошибок при оценке характера их насыщения по данным ГИС.

ПРИМЕНЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО И АКУСТИЧЕСКОГО КАРОТАЖА ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ФЛЮИДОУПОРНЫХ СВОЙСТВ ГЛИНИСТЫХ ПОКРЫШЕК

А.В. Чашков
Научный руководитель профессор В.М. Киселев
Сибирский Федеральный университет, г. Красноярск, Россия

Целью настоящей работы является исследование флюидоупорных свойств глинистых покрышек с использованием данных электрического и акустического каротажа. В качестве основного физического параметра для оценки флюидоупорных свойств используется пористость, но ввиду скупости лабораторных исследований керна, вместо пористости для оценки качества глинистых покрышек использовалось электрическое сопротивление глин – $\rho_{гл}$. Коэффициент аномального уплотнения горной породы, определенный по методу сопротивлений, контролировался данными, полученными при обработке акустического каротажа.

Глины являются наиболее сжимаемыми по сравнению с другими осадочными породами. Уплотнение глинистых пород с глубиной происходит по экспоненциальному закону [1]. При увеличении глубины погружения уменьшаются пористость, пластичность, набухаемость и размокаемость в воде, возрастют плотность и способность к растрескиванию и, как следствие, изменяются такие физические параметры глин как удельное электрическое сопротивление, интервальное время пробега акустических волн, первичное и вторичное гамма-излучение, относительная амплитуда потенциала самопроизвольной поляризации. В тех случаях, когда уплотнение глин не соответствует нормальному закону уплотнения на данных глубинах, нужно говорить об участках аномально высокого или аномально низкого уплотнения глинистых пород. Участки аномально низкого уплотнения (недоуплотнения) горной породы характеризуются улучшением качества покрышек, участки аномально высокого уплотнения (переуплотнения) характеризуются ухудшением экранирующих свойств.

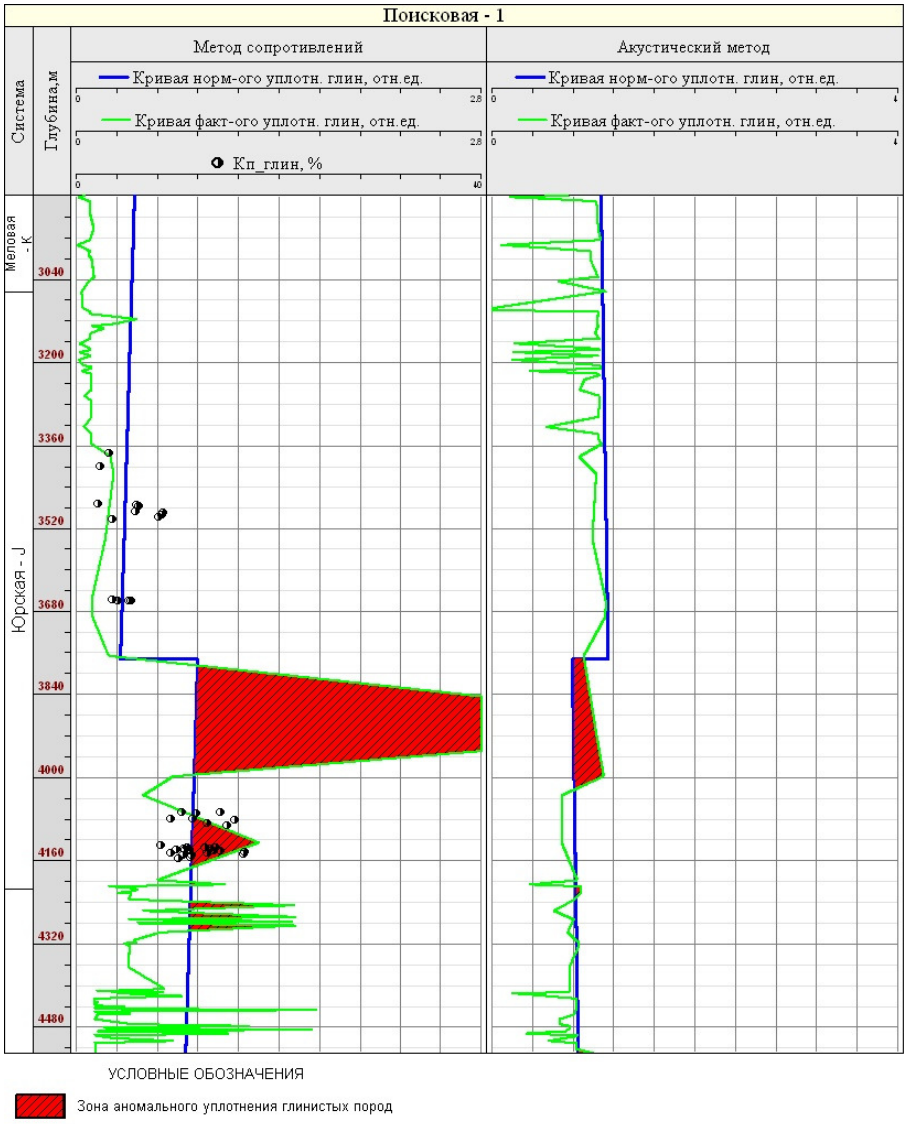


Рис. Изменение фактического уплотнения глин с глубиной скважины Поисковая - 1, определенное по методу сопротивлений и акустическому методу. Кп_глин – коэффициент пористости глин по керну, %

Исследования показывают, что величина порового давления глинистой покрышки отражает величину пластового давления в залежи. Результаты исследований свидетельствуют о том, что удельное электрическое сопротивление глин значительно более чувствительно к изменению порового давления, чем другие физические характеристики [1].

Точность определения аномалий порового давления обеспечивается, прежде всего, правильным определением интервалов глинистых пород. Для этого во вскрытой части разреза выделяются интервалы глинистых пород без заметных примесей песчано-алеврито-карбонатного материала. Для получения достоверной выборки необходимо выделять и обрабатывать максимально возможное число интервалов глин в данном разрезе.

Для получения $\rho_{гл}$ использовались кривые бокового каротажного зондирования, индукционного, бокового каротажа и показания потенциал-зонда. Обработка велась в программе «GeoOffice Solver», по изорезистивной методике с учётом влияния скважинных условий. Полученные истинные значения $\rho_{гл}$ корректировались по палеткам за влияние изменения температуры, давления и минерализации с глубиной.

В зависимости от физического параметра, выступающего в качестве оценки флюидоупорных свойств глинистых покрышек, расчет коэффициента аномального уплотнения глин $К_А$ вычислялся как отношение нормального значения физического параметра к его фактическому значению, либо как обратная величина. Это обусловлено тем, что при улучшении флюидоупорных свойств некоторые физические параметры глин уменьшаются (например, электрическое сопротивление), а другие увеличиваются (например, скорость пробега упругой волны).

Исходная кривая нормального уплотнения глин строилась как аппроксимирующая функция вида $H = a\exp(P_n)$, где H – глубина, P_n – значение физического параметра в нормальноуплотненных глинах, a – некоторая эмпирическая константа.

В качестве примера на рисунке представлены кривые фактического и нормального уплотнения глин, определенные по методу сопротивлений и по акустическому методу, с соответствующими по глубине значениями пористости глин керна скважины Поисковая-1. Области распространения хороших покрышек соответствуют положительным приращениям кривой фактического уплотнения над кривой нормального уплотнения глин (на рисунке это закрашенные зоны). Из сопоставления данных пористости по керну с результатами интерпретации по электрическому каротажу видно, что для глин с хорошими флюидоупорными свойствами (в интервале 4070–4172 м), наблюдаются высокие значения пористости глин, а для плохих покрышек характерна низкая пористость глин (в интервалах 3463–3511 м и 3646–3663 м). Данный факт подтверждается теоретическими исследованиями [2]. Важно отметить, что согласно обработанным данным, в интервале 3786–3990 м, который не охвачен данными фильтрационно-емкостных испытаний по керну, выделяется мощная глинистая пачка с хорошими флюидоупорными свойствами.

Поскольку данные необходимо экстраполировать в зону аномальных уплотнений, ограничением методики является требование линейности кривых нормально уплотнённых глинистых пород. Кроме того, в ряде случаев бывает затруднено построение достоверной линии нормального уплотнения глин, что может быть связано с существованием зон аномального уплотнения уже на малых глубинах или в районах со сложным геологическим строением (прерывистыми циклами осадконакопления, тектоническими нарушениями и т.п.). В этом случае описанная методика не позволяет осуществлять успешное прогнозирование зон аномалий уплотнения.

Необходимо также отметить, что достоверность интерпретации данных электрического каротажа на предмет выявления покрышек с хорошими флюидоупорными свойствами зависит от точности определения истинного удельного сопротивления. Проблема заключается в том, что для определения $\rho_{гл}$ в рассмотренной методике используются данные электрического каротажа, осуществляемого различными методами и на разных частотах. Согласование результатов различных методов электрического каротажа представляется далеко нетривиальной задачей.

Литература

1. Рояк Р.С., Ершов Н.А., Кузнецова В.Н. и др. Литология и условия формирования коллекторов и экранов в верхнепалеозойских и мезозойских отложениях Сибирской платформы. – Новосибирск, 1980. – 1 кн.
2. Фертль У.Х. Аномальные пластовые давления. – М.:Недра,1980. – 398 с.

Секция 7

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

МОРСКАЯ НЕФТЬ – НОВАЯ ВЕХА ЧЕЛОВЕЧЕСТВА

Н.П. Запивалов, профессор
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

1 История и тенденции изучения перспективных морских акваторий

Месторождения, разрабатываемые в море, стали в наши дни важнейшей частью нефтегазового комплекса мира. К настоящему времени в мире известно более 1 000 морских месторождений нефти и газа. Интенсивная добыча нефти и газа ведется в акваториях 35 стран, примерно на 700 морских месторождениях, в том числе 160 из них находятся в Северном море, 150 – на шельфе Западной Африки, 115 – в Юго-Восточной Азии. Объемы добываемой морской нефти составляют 40 % всей мировой добычи, а газа – 30 %. С акваторией Мирового океана связаны основные перспективы дальнейшего развития добычи углеводородов и других полезных ископаемых (см. карту).

Именно на акваториях в последние десятилетия отмечается наибольший прирост запасов и открываются крупные и уникальные месторождения (шельфы Бразилии, Анголы, Нигерии, Вьетнама, Индии и других стран, в России – шельфы морей Баренцева, Карского, о-в Сахалин). При этом важнейшей мировой тенденцией последних лет является смещение поисковых работ и добычи нефти в глубоководные области морей и океанов на континентальный склон. В Бразилии около 70 % общей добычи нефти обеспечивается глубоководными (400 – 2 000 м) морскими месторождениями Марлин, Ронкадор и другими с суммарными запасами более 1 млрд. тонн Объектами поисковых работ становятся районы с глубинами моря до 3 000 м. За счет высоких дебитов и качества нефти себестоимость добычи на глубоководных месторождениях составляет около 6–8 долларов / баррель.

Общие потенциальные ресурсы нефти и газа в Мировом океане оцениваются в 1,8–2,1 трлн. тонн условного топлива, что намного превышает разведанные запасы углеводородного сырья на суше.

Напомним, что впервые добыча морской нефти началась в России около 180 лет назад, когда в 20–30 м. от берега, в Бакинской бухте использовались специально вырытые колодцы. В 20-х гг. XX в. также впервые в мире морская добыча нефти в России велась в Биби-Эйбатской бухте Каспийского моря с использованием намывных оснований и специальных сооружений – эстакад, отстоящих далеко от берега.

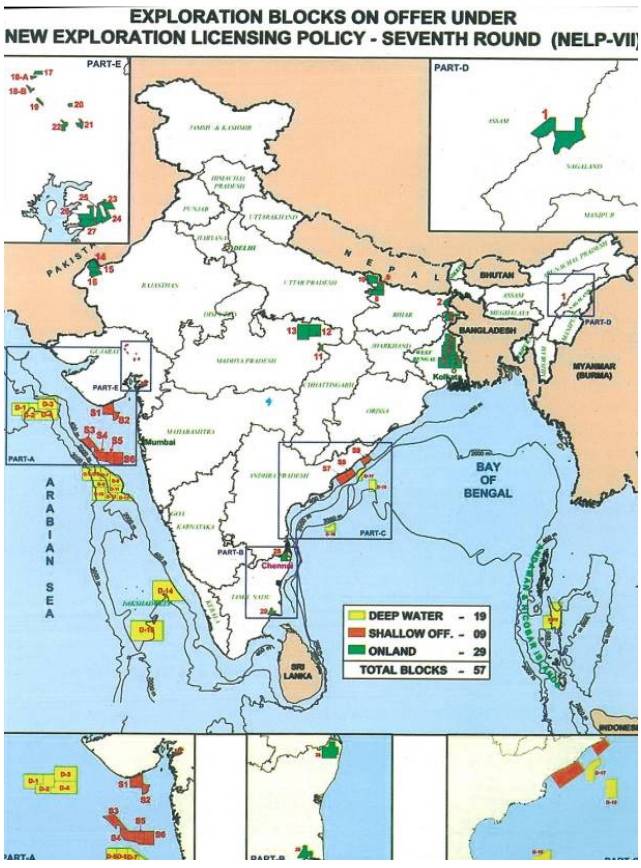


Рис.1 Разведочные лицензионные блоки в Индии, раунд-2008

В настоящее время исследования и инженерные работы интенсивно ведутся в разных странах и регионах. Освоение глубоководных месторождений сопровождается быстрыми изменениями в технике и технологии бурения и нефтепромысловых работ.

Хотелось бы особо отметить морские успехи Индии. Как известно, нефтегазовая промышленность в этой стране получила развитие только после завоевания независимости в 1947 году и связана с непосредственным участием Советского Союза.

В 1955 году началось активное советско-индийское сотрудничество по нефти и газу, по своей результативности не имеющее аналогов в международной практике. Большая нефть в Индии была найдена благодаря бескорыстной помощи Советского Союза, которая охватывала весь спектр проблем: финансовых, технических и кадровых. В кратчайшие сроки Индия была поставлена на нефтяную карту мира. Это было сделано вопреки заключениям и мнениям авторитетных иностранных экспертов, которые отвергали возможность открытия большой нефти в Индии [1].

Особое место в этом сотрудничестве имели морские геофизические работы в

Аравийском море западнее г. Бомбея. В 1956–1957 гг. на специально-оборудованном судне «Академик Архангельский» в сложных морских условиях были проведены сейсмические работы, которые позволили выявить и подготовить под глубокое бурение гигантскую структуру, которую советские специалисты назвали «Бомбей-Хай». Это было первое крупное месторождение на шельфе Индии. В последующие годы в этом районе были открыты несколько десятков месторождений, которые обеспечивают основной объем добычи нефти и газа в Индии. Так в 2005 году из 27 млн. тонн индийской нефти, в море было добыто 18 млн. тонн. Примерно такое же соотношение и по газу. Масштабы и объемы морских работ весьма впечатляющие: более 150 буровых и промысловых платформ, 50 судов разного назначения, протяженность морской трубопроводной сети составляет 3,500 км.

В 2003 году Индия объявила о начале долгосрочной программы по разведке и освоению глубоководных перспективных объектов в акваториях Аравийского моря и Бенгальского залива. Программа предусматривает масштабные инвестиции в проведение глубоководного бурения.

В ближайшие пять лет планируется вложить 10 млрд. долларов. Предполагается увеличить разведанную ресурсную базу углеводородного сырья на 4 млрд. тонн.

В соответствии с «Новой разведочной лицензионной политикой» (NELP), осуществляемой в Индии с 1993 года, практически каждые два года проводится очередной лицензионный Раунд. Показательным является седьмой по счету Раунд, проводимый в 2008 году (рис.1). Предлагается 57 перспективных лицензионных участков (объектов) по всей Индии, из них 28 на море и 29 на суше, причем из морских – 19 глубоководные (рис. 2).

Как правило, в этих лицензионных торгах реализуется более 80 % предлагаемых участков (блоков). В последние годы разведочный успех сопутствует недропользователям именно на морских объектах.

Впечатляющие открытия были сделаны в прибрежных районах Кришна Годавари, где на одном из глубоководных блоков (Дирубаи-1) в 2002 году были получены мощные притоки газа с предварительной оценкой запасов в объеме более 4,0 млрд. кубических метров. В последние годы в этом районе Бенгальского залива появились новые открытия. Поэтому возрос интерес к морским глубоководным участкам всех морских акваторий вокруг Индии.

2 География освоения нефтегазоносных шельфов

Известно, что основная часть мировых морских запасов углеводородов сосредоточена на Ближнем и Среднем Востоке в гигантских месторождениях Персидского залива (66 % нефти и 64,7 % газа). На втором месте – Латинская Америка, где запасы содержатся в акваториальных месторождениях Бразилии, Мексики и Венесуэлы. Далее следуют Африка (преимущественно Гвинейский залив), Южная и Юго-Восточная Азия и Западная Европа (Северное и Норвежское моря).

По запасам газа после Ближне-Средневосточного региона, благодаря открытиям крупных газовых месторождений в Южно-Китайском море, следует Южная и Юго-Восточная Азия. В находящейся на третьем месте Западной Европе основные запасы газа связаны с месторождениями Северного моря. В Африке они приурочены к Гвинейскому заливу и Средиземному морю. В результате открытия газовых месторождений к северу и северо-западу от побережья Австралии резко возросли запасы газа этого региона.

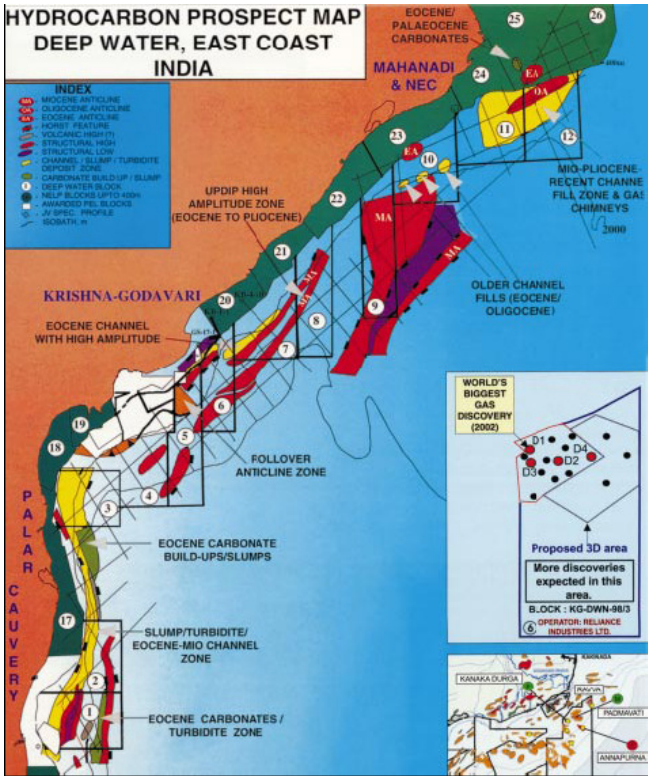


Рис.2 Глубоководные перспективные объекты на восточном побережье Индии (Бенгальский залив)

География морской добычи несколько иная. По нефти на первое место вышел западноевропейский регион (26 %), на второе – Латинская Америка (21 %), на третье – Ближний и Средний Восток (19%). Значительно выросла доля Африки за счет Гвинейского залива (13 %), а также Южной и Юго-Восточной Азии (9 %). Северная Америка (США) дает лишь 7,5 % мировой добычи морской нефти. В зарубежных странах в настоящее время в эксплуатации числятся уже более 1000 различных скоплений нефти и газа. Среди них имеется значительное количество крупнейших и гигантских.

В акваториях уже добыто более 30 млрд. тонн нефти и около 20 трлн. м³ газа. Россия только начинает освоение своего шельфа, хотя основные направления этой столь важной для экономики работы были сформулированы еще в 1980-х гг.

Площадь всех осадочных бассейнов Мирового океана достигает 26 млн. км². Почти четвертью этой площади располагает Россия. Считается, что 75 % площади шельфа

являются перспективными. Создание сырьевой базы в акваториях России планируется в основном за счет Арктического бассейна, прилегающего к таким крупным регионам нефтегазодобычи, как Тимано-Печорский и Западно-Сибирский. В бывшем СССР морская добыча нефти и газа велась только в южных морях (Каспийском, Черном и Азовском). В настоящее время Россия ведет добычу углеводородов в море пока в небольших объемах, но вскоре будут усилены работы по освоению перспективных территорий в сложных природно-климатических условиях арктических и дальневосточных морей.

В последние годы в мире особое внимание уделяется **морским газогидратам**.

Газовые гидраты – это кристаллические, льдоподобные соединения, образующиеся при сравнительно низких (но не обязательно отрицательных по шкале Цельсия) температурах из воды и газа. Гидраты относятся к нестехиометрическим соединениям и описываются общей формулой MH_2O, где М – молекула газа-гидратообразователя. Один кубометр природного метан-гидрата в твердом состоянии содержит около 164 $м^3$ метана в газовой фазе и 0,87 $м^3$ воды.

Все субмаринные районы, где наблюдались гидраты метана, и районы с их признаками располагаются на континентальных и островных склонах, подножиях и в глубоководье внутренних и окраинных морей в пределах бассейнов, имеющих быстро формирующийся осадочный чехол сравнительно большой мощности. В донных осадках пресноводного озера Байкал зафиксировано большое количество газогидратных образований. Уже много лет там проводятся комплексные исследования.

Гидраты могут образовываться в разных системах и условиях – от закрытых систем и квазистатических условий (охлаждение и/или сжатие газа и воды без поступления и оттока вещества) до открытых систем с подвижными флюидами (при поступлении газа и/или воды в зону реакции и уходе из нее «отработавшего» флюида). Рассматривая возможные варианты систем и условий применительно к осадочным толщам, можно различать геологические модели газогидратообразования: криогенетическую, трансгрессионую, сбросовую, аутигенно-диагенетическую, седиментационную и ряд фильтрационных моделей – элизионную, геотермальную и газоструйную. Как правило, модели получили названия от того геологического процесса, который непосредственно отвечает за образование гидратов.

В Советском Союзе еще в 1969 году было зарегистрировано научное открытие В.Г. Васильевым, Ю.Ф. Макогоном, Ф.А. Требиным и А.А. Трофимуком «Свойство природных газов находиться в земной коре в твердом состоянии и образовывать газогидратные залежи».

В ряде стран, таких как США, Япония, Индия разработаны национальные программы исследования природных газовых гидратов. Так, например, индийская национальная программа нацелена на широкомасштабное исследование месторождений природных газовых гидратов, находящихся в пределах континентального склона вокруг полуострова Индостан. Индийское правительство выделило значительные средства для реализации этой программы. В соответствии с ней к 2010 году Индия намеревается начать промышленную добычу природного газа из газовых гидратов (рис.3).

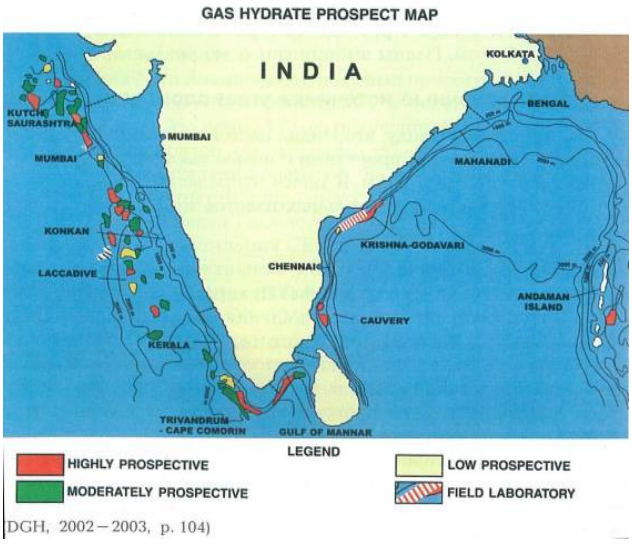


Рис.3 Перспективные газогидратные территории в акваториях Индии

В феврале 2008 года в Индии состоялась Международная конференция по газогидратам. Министр нефти и природного газа Индии Мурли Деора заявил, что в Бенгальском заливе вблизи побережья Кришна Годавари открыт один из самых лучших резервуаров газовых гидратов. Он отметил, что национальные индийские нефтяные компании (ONGC, GAIL, OIL) активно занимаются разведкой газовых гидратов на шельфах Индии. Он также выразил надежду, что в скором времени международным научным и профессиональным сообществом будут решены технологические проблемы разработки газогидратных залежей и получения газа в промышленных количествах.

Общие прогнозные ресурсы газа с учетом газогидратов на индийских шельфах оцениваются в 120 трлн. $м^3$. Особенно перспективными считаются Андаманские острова.

Газовые гидраты являются единственным не разрабатываемым источником природного газа на Земле, который может составить реальную конкуренцию традиционным месторождениям. Значительные потенциальные ресурсы газа в гидратных залежах надолго обеспечат человечество высококачественным энергетическим сырьем. Но освоение газогидратных месторождений требует разработки новых, действительно инновационных технологий разведки, добычи, транспортировки и хранения газа. Особое значение придается экологическим проблемам.

Известны сейсморазведочные признаки присутствия гидратов. Из них наибольшее значение имеет специфический отражающий горизонт BSR (bottom simulating reflector-имитирующий дно), отождествляемый с подошвой газогидратоносных отложений.

Многие научно-технологические проблемы разведки и освоения газогидратных залежей пока еще не решены.

3 Некоторые общие закономерности распространения нефтегазоносных бассейнов и размещения месторождений

Геологи-нефтяники уже более 100 лет пытаются понять закономерности пространственного распределения и формирования месторождений углеводородов на основе изучения их скоплений на континентах. Однако в последние десятилетия специалисты изучают и морские месторождения, что позволило иначе представить себе многие процессы и закономерности их образования. Средние запасы нефти в морских месторождениях в два раза превышают средние запасы месторождений континентов. Морские месторождения высокодебитные (в среднем 500 т/сут), что делает их разработку рентабельной даже при существующих высоких затратах на их освоение. На одну морскую скважину прирост запасов выше, чем на суше по нефти в 25 раз, по газу – в 17 раз. Все это заставляет детально проанализировать закономерности размещения морских месторождений углеводородов в целях выявления новых подходов к проблеме образования нефти и газа и прогнозирования нефтегазоносности недр.

Исследования последних двух-трех десятилетий позволяют наметить основные особенности в размещении морских залежей нефти и газа как в пространстве, так и по разрезу: 1) связь залежей с **рифтами;** 2) приуроченность большинства месторождений к **пассивным и активным окраинам** континентов; 3) **концентрация** основных ресурсов нефти в отложениях верхней юры и нижнего мела, а газа – в породах пермского возраста.

Скопления нефти и газа обнаружены в различных породах осадочного, эффузивного и магматического происхождения.

3.1 Приуроченность морских залежей к рифтовым системам

В пределах Мирового океана системы рифтов имеют различный характер. Рифтовые долины срединно-океанических хребтов и сопряженные с ними трансформные разломы являются современными швами нашей планеты. Рифтовые системы шельфовых зон континентальных окраин заполнены мощной толщей осадков и характеризуются хорошей прогретостью недр. Они отличаются, как правило, высокой концентрацией запасов углеводородов. К ним, прежде всего, относятся рифты Северного моря. Аналогичная ситуация сложилась в рифтах Западной Сибири, и хотя в настоящее время это континент, но в период формирования залежей нефти и газа (конец мезозоя - начало кайнозоя) она была подводной окраиной материка.

Как известно, под рифтом (по Е.Е Милановскому) [2] понимают линейно вытянутую полосовидную область особого термического режима земных недр, в которой происходят подъем нагретого мантийного материала, его растекание в стороны в подошве литосферы и частичное проникновение в кору. Процессу возникновения рифта предшествует разогрев, «возбуждение», верхней мантии. Это находит отражение и в современном строении рифтов: утонение континентальной коры до 30 км (под рифтовыми долинами океанов до 5 км); подъем астеносферы; резкое возрастание над рифтом теплового потока; молодой вулканизм; источники термальных вод; сейсмичность. Все это характеризует рифты как чрезвычайно активные структуры литосферы. В сравнительно небольшом объеме осадочных образований (до 6 % всего осадочного слоя коры) в рифтах концентрируется до 15 % выявленных запасов углеводородов.

Одной из основных причин повышенной нефтегазоносности рифтовых систем является высокая прогретость недр. Определяющее влияние температурного фактора на процессы преобразования органического вещества в углеводороды неоднократно подчеркивалось ведущими геологами-нефтяниками нашей страны Н.Б. Вассоевичем [3], А.А. Бакировым [4], А.А. Геодекяном [5], А.А. Трофимуком [6] и др. М.К. Калинко [7] считал, что процесс преобразования органики контролируется «...не только и не столько температурой, сколько тепловым режимом – количеством тепла, поступающего в единицу времени. В условиях недр это и есть плотность теплового потока, которая, следовательно, и должна контролировать процессы преобразования ОВ». По данным этого ученого, трансформация органики в углеводороды становится еще более энергоемкой, если она протекает не в рыхлом осадке на дне водоема, а в уплотненной литифицированной породе. В последнем случае при недостаточности теплового воздействия материнская порода будет характеризоваться лишь «точечной битуминозностью».

По мнению М.К. Калинко [7], наиболее благоприятная ситуация для нефтегазообразования возникает, когда уже на ранних стадиях диагенеза осадки с рассеянным органическим веществом попадают в зону температур, достаточных для развития явлений его деструкции. В такой ситуации процессы нефтегазообразования развиваются быстро и сравнительно полно. При этом за относительно короткий промежуток геологического времени (несколько миллионов лет) могут сформироваться крупные залежи нефти и газа, как это имеет место в рифтовых структурах земной коры.

На примере Красного моря, являющегося типичным современным рифтом, имелась возможность проследить степень созревания органики в зависимости от величины геотермического градиента. Учеными Института океанологии им. П.П. Ширшова проведены исследования содержания углеводородных газов в придонном слое воды в трех впадинах морского дна: Атлантис-2, Дискавери и Сагар, которые отличаются своими геотермическими режимами. Во впадине Атлантис-2, где температура придонной воды составляла 62°С, в придонном рассоле обнаружены углеводородные газы на уровне, максимальном для морских условий. Во впадине Дискавери также были выявлены углеводородные газы, но в значительно меньшем количестве. Впадина Сагар характеризуется температурой придонных вод 22°С, соответственно уменьшается и концентрация углеводородов. Приведенные факты свидетельствуют о тесной зависимости степени созревания органики и миграции из нее углеводородных соединений от изменения температурного режима земных недр.

Аномально высокий прогрев осадочных толщ с рассеянной органикой, заполняющей рифтовые прогибы земной коры, происходит, по мнению В.А. Левченко [8] и других исследователей, в результате двух причин. Первая выражается в активизации тектонических движений, возникающих в результате растяжения коры, вторая – в поднимающихся из мантии и нижних частей осадочных толщ сильно нагретых потоков. Эти потоки с температурой в несколько сотен градусов прогревает осадочные породы, способствуя более быстрому и полному «созреванию» органического вещества.

В современной структуре земной коры нефтегазоносными регионами рифтогенного типа, оставшимися внутри континента, являются Западная Сибирь и Северное море. Недаром эти регионы называют «несостоявшимися океанами». Здесь образовались системы рифтов с начальными явлениями спрединга, которые в дальнейшем переродились в крупные надрифтовые платформенные депрессии - синеклизы. Это определило формирование в данных регионах значительных по запасам и обширных по площади нефтегазоносных провинций.

3.2 Приуроченность морских залежей к пассивным и активным окраинам

К пассивным окраинам континентов приурочено 7/8 всех выявленных запасов нефти и газа и только 1/8 этих запасов приходится на долю активных континентальных окраин.

Необходимо пояснить, почему пассивные окраины континентов благоприятны в отношении генезиса углеводородов и формирования залежей и почему активные окраины континентов менее перспективны в нефтегазоносном отношении. Каков же механизм образования и накопления нефти и газа в том и в другом случаях? При этом следует помнить, что речь идет о современных активных и пассивных окраинах.

Сами пассивные окраины формировались в результате деструкции континентальной коры под влиянием восходящих мантийных потоков. Вначале происходил раскол коры с образованием системы внутриконтинентальных рифтов, которые в процессе образования океана расширялись за счет раздвижения литосферных плит. Последующая эволюция пассивных окраин сопровождается опусканием их фундамента и дополнительным осадконакоплением. Из этого следует, что пассивные окраины имеют примерно тот же механизм нефтеобразования, что и рифты.

Иная ситуация складывалась и существует на многих активных окраинах, включая Тихий океан. Здесь происходит поддвигание литосферных плит под континенты (Южная и Северная Америка) или под островные дуги (Азиатское побережье). Следовательно, осадки с рассеянным органическим веществом попадают в условия субдукционных зон, где они либо проскальзывают в зазор между литосферными плитами и попадают в мантию либо формируют аккреционные призмы. Некоторые исследователи полагают, что малый объем пелагических осадков, попавших в зону субдукции, не может иметь существенного значения для нефтегазообразования.

Однако, ориентировочный подсчет объема только одной аккреционной призмы Малых Антильских островов показывает, что он не менее 3 тыс. км^3. Отсюда следует, что с учетом времени функционирования зон поглощения через них проходит довольно большой объем пелагических осадков. Прежде чем попасть в зону субдукции, эти осадки еще в условиях первичного залегания, на дне, проходят стадию диагенеза в результате чего происходит преобразование и созревание органики в микронефть. В зоне субдукции осадки с органическим веществом попадают в условия повышенного температурного режима. По расчетам О.Г. Сорохтина [9] трение между литосферными плитами приводит к выделению 2–3*10' Дж на каждый грамм породы. За счет этого океаническая кора в зоне субдукции может разогреваться примерно до 1 000°С. Однако во внешней части, непосредственно перед литосферным выступом, разогрев коры еще сравнительно невелик. Поэтому должен существовать участок, где создается весьма благоприятный температурный режим для термолиза и возгонки биогенных веществ, рассеянных в осадках пододвигаемой плиты. В зоне такого режима (с температурами 100–400°С), осадки могут находиться около 1–2 млн. лет. Создаются природные условия, сопоставимые с лабораторными, когда за короткий отрезок времени, но при сильном температурном воздействии, из растительных и животных остатков получается нефть. Другими словами, в зонах субдукции возникают своеобразные природные перегонные кубы, где в течение сравнительно короткого геологического времени за счет жесткого температурного режима происходит преобразование рассеянного органического вещества в нефть.

В рассмотренном механизме формирования месторождений нефти и газа мобилизация и миграция рассеянных углеводородов происходят за счет активной «промывки» осадочных слоев термальными флюидами. По расчетам О.Г. Сорохтина [9], за геологическую историю Земли через зоны субдукции профильтровалось 16 млрд. км^3 воды, что в 7 раз больше ее содержания в гидро- и литосфере вместе взятых. Полагают, что именно этот, постоянно действующий фильтрующий механизм вымывал и выносил в растворенном состоянии углеводороды и формировал скопления нефти и газа.

Если механизм формирования зон нефтегазонакопления на участках субдукции литосферных плит такой мощный, как это представляется некоторым ученым, то чем же объяснить сравнительно малые запасы углеводородов в пределах современных активных окраин Тихого океана? Считается, что здесь процессы нефте- и газообразования еще не закончились, в отличие от пассивных окраин, поэтому судить о конечном нефтегазовом потенциале активных окраин в настоящее время преждевременно. Видимо, в силу незавершенности субдукционных процессов по тихоокеанским окраинам еще не возникли благоприятные условия для накопления и консервации углеводородов в залежи. В этом отношении показательна высокая насыщенность вод углеводородными газами, например в Японских островных дугах. Даже небольшой градиент давления приводит к выделению из вод углеводородных газов, которые можно улавливать и использовать в практических целях.

Следует различать два основных механизма поддвига, приводящих к генерации углеводородов. Первый выражен поддвигом океанической плиты под островные дуги или под континенты (субдукция), второй – надвигом островной дуги или края континента на пассивную окраину другого континента (обдукция). Второй механизм более «нефтеобильный», чем первый. Известно, что пассивная окраина континента всегда имеет в

своем основании мощную линзу осадочных пород (до 10–15 км), расположенную у подножия континентального склона. Если учесть, что континентальные склоны и материковые подножия характеризуются максимальным содержанием органического углерода, то становится понятным источник углеводородов в процессе обдукции. Под тяжестью литосферного выступа наползающей плиты углеводороды будут активно выжиматься из осадочной линзы и мигрировать в сторону окраины поддвигаемых континентальных платформ. Этим эффектом «горячего утюга» и объясняется формирование зон нефтегазонакопления Персидского залива, лагуны Маракайбо и других регионов земного шара.

Таковы гипотезы некоторых исследователей.

Автор данной статьи полагает, что необходимо разработать новую геофлюидодинамическую концепцию.

3.3 Особенности размещения морских залежей в стратиграфическом разрезе

Статистический анализ показал, что основные, выявленные на сегодня ресурсы углеводородов сосредоточены в относительно узких стратиграфических интервалах. Максимальная концентрация нефтяных скоплений приурочена к верхнеюрским (преимущественно оксфорд-киммеридж) и нижнемеловым (апт-альб) отложениям.

В первых заключено почти 20 %, а во вторых – более 25 % всех нефтяных ресурсов, открытых в акваториях. В основном они связаны с пассивными окраинами континентов. Ресурсы углеводородного газа распределены несколько иначе: почти половина запасов связана с пермскими отложениями (14,4 млрд. $м^3$), значительные скопления отмечены в нижнеюрских (1,4 млрд. $м^3$), апт-альбских (2 млрд. $м^3$), олигоцен-нижнемиоценовых (2,6 млрд. $м^3$) и миоценовых (3,6 млрд. $м^3$) породах. Таким образом, максимумы по нефти и газу совпадают только в отношении апта-альба.

На современных активных окраинах материков большая часть запасов углеводородов приурочена к молодым неоген-палеогеновым отложениям, тогда как в мезозойских породах открыто сравнительно мало месторождений.

По-видимому, избирательная концентрация запасов морских углеводородов в определенных стратиграфических горизонтах является следствием глобального процесса распада суперконтинентов в мезо-кайнозойскую эпоху дрейфа материков. Образование пассивных окраин современных континентов происходило, начиная с позднеюрского времени, и наиболее активно протекало в раннем мелу.

Активные окраины тихоокеанского типа свое развитие получили наиболее явно в кайнозойскую эру, что также нашло отражение в распределении запасов углеводородов в их пределах. Таким образом, устанавливается интересная закономерность: формирование основных залежей углеводородов совпадает во времени с развитием рифтогенных процессов на пассивных окраинах материков или с развитием субдукционных процессов на активных окраинах.

Автор полагает, что указанные выше закономерности со временем будут уточнены и стратиграфический диапазон нефтегазоносности будет существенно расширен.

Общие закономерности:

1. Большинство (87–95 %) выявленных запасов углеводородов приурочено к пассивным окраинам континентов. На долю активных окраин приходится всего от 5 до 13 % запасов УВ (по разным оценкам). При этом, несомненно, устанавливается тесная связь морских залежей углеводородов с рифтовыми системами.

2. Установлены закономерности в распределении морских залежей углеводородов по разрезу. Основные ресурсы нефти приурочены к отложениям верхней юры и нижнего мела, в то время как наибольшие концентрации газа связаны с породами пермского возраста. Этот факт отражает лишь современный уровень изученности.

3. Еще раз подчеркнем литологическое разнообразие нефтегазоносных резервуаров (включая граниты).

4. Безусловно перспективным является освоение газогидратных залежей.

Заключение

Даже простое прочтение или ознакомление с материалами, изложенными в этой статье, позволяет получить новые знания о нефтегазовых проблемах XXI в. Для удовлетворения ресурсных потребностей в углеводородном сырье Человек «шагнул» под воду, на дно морей и океанов. Уверено осваивая нефтегазоносные акватории мира, многие страны достигли больших результатов.

Появились новые направления в науке и практике. В частности, специалисты по нефтегазовой геологии и геофизике вынуждены учитывать «морские» факты для разработки новых научных гипотез, методов и технологий изучения и освоения перспективных территорий. Нефтяное морское дело стало предметным объектом образовательных программ для разных уровней подготовки специалистов.

Автор хотел бы в заключение выразить несколько своих соображений:

1. России необходимо активизировать морские работы на нефть и газ, особенно в Карском море. По существу это северное продолжение крупнейшего в мире Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна. Мощная инфраструктура севера и Ямала способна обеспечить быстрое развитие морского сектора газо- и нефтедобычи.

2. В инновационном плане для успешного освоения арктических морей надо уходить «под лед». Все конструкции, сооружения и транспорт должны быть подледными. Именно этот путь позволит России шагать «впереди планеты всей» и создать энергетическую стабильность для многих стран мира на долгие годы.

3. Используя морские успехи, Человеку давно пора заглянуть в глубины Земли. Мы уже летаем на другие планеты, а собственную матушку Землю не изучили глубже 12 км. Надо создавать «подземные корабли». Сегодня это под силу цивилизованному миру. Образно говоря, тот, кто проникнет в центр Земли, будет владеть фундаментальными геологическими законами о многих процессах изменения вещества и энергии нашей планеты в ее очень динамичном развитии, а самое главное – научится управлять этими процессами.

Автор считает, что нет недостатка в ресурсах нефти и газа, есть недостаток в знаниях о них.

Литература

1. Запивалов Н.П., Павлов Ф.В. Индия – путь к большой нефти, 1955. – 2005. – Новосибирск: Гео, 2005. – 208 с.
2. Милановский Е.Е. Рифтогенез и его роль в развитии Земли. – СОЖ, 1999. – №8.
3. Вассоевич Н.Б. Происхождение нефти // Вести МГУ: Серия Геология. – М., 1975. – №6.
4. Бакиров А.А. Геология и геохимия нефти и газа, 1982.
5. Геодекян А.А., Забанбарк А. Геология и размещение нефтегазовых ресурсов в Мировом океане. – М., 1985.
6. Трофимук А.А. Новые варианты объемно-генетического метода оценки прогнозных запасов нефти и газа // Геология нефти и газа. – М., 1972. – №5.
7. Калинко М.К. Тайны образования нефти и горючих газов, 1981.
8. Левченко В.А. Некоторые закономерности распределения ресурсов нефти и газа в недрах Мирового океана – Нефтегазоносность Мирового океана. – М., 1984.
9. Сорохтин О.Г., Ушаков С.А. Развитие Земли. – М.: Изд-во МГУ, 2002.
10. Тектоника акваторий восточных Арктических морей в связи с нефтегазоносностью // Некоторые аспекты геологии, нефтегазоносности и разработки нефтяных и газовых месторождений арктических морей: Известия высших учебных заведений, 1985.

ГЕОФЛЮИДОДИНАМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ТИПИЗАЦИИ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ

Р.Б. Бадардинов
Научный руководитель доцент А.Т. Корольков
Иркутский государственный университет, г. Иркутск, Россия

Проблема механизма нефтегазообразования является ключевой в нефтегазовой геологии и требует детализации. Общность состава органического вещества (ОВ) осадочных пород и углеводородов (УВ) является важным свидетельством в пользу биосферного источника нефти и газа. Вопрос об органическом или неорганическом происхождении углерода, составляющего основу нефти и газа, до сих пор остается без однозначного ответа. А традиционный механизм его круговорота в природе ставится под сомнение. Альтернативный вариант сводится к тому, что углерод и водород, составляющие основу нефти и газа, при своем круговороте проходят не только через атмосферу, биосферу, гидросферу и литосферу, но и через околоземное космическое пространство и мантию Земли.

Думается, что в известной мере этот подход может примирить "органиков" и "неоргаников". Касаясь вопроса о генезисе нефти, подчеркнем, что с геодинамических позиций он теряет смысл, ибо углерод, как и другие "нефтяные" составляющие, присутствовал в разное время и в космосе, и в живых организмах, и в мантии Земли. В отложениях древних геологических эпох, когда органическая жизнь в видовом и количественном отношении была ограничена, а на планете не существовало биосферы в ее современном понимании, углерод при своем обращении не образовывал углеводородных соединений. Они стали появляться уже в те времена, когда на Земле возникла биосфера. Причем по мере расцвета органической жизни увеличивается и "производство" нефти [1].

Большое значение имеет тепловая энергия (прогрев) для получения жидких и газовых УВ из твердого исходного вещества. Эти обстоятельства являются фундаментом концепции об очагах генерации УВ и главных фазах газо- и нефтеобразования.

Сущность подхода: 1) существует закон вертикальной тектоно-петрологической расслоенности литосферы и верхней мантии, выражающийся в чередовании зон уплотнения и разуплотнения; 2) разуплотненные зоны представляют собой вместилища природных породных растворов и расплавов (ППРР); 3) флюиды, насыщающие зоны разуплотнения, при нагреве значительно повышают внутреннее давление и за счет этого расширяются.

Общепризнанной теории возникновения зон разуплотнения в земной коре и верхней мантии пока не существует. Наиболее популярна концепция дефлюидизации. При погружении и нарастании температуры происходит трансформация минералов и горных пород. При этом происходит потеря летучих компонентов, которые включают в себя, прежде всего, воду, а также углекислоту, нафтеновые кислоты, углеводороды, различные газы. Гипотезы о флюидной мобилизации и концентрации давно уже существуют и в рудной геологии для объяснения перегруппировки рассеянных металлов и формирования из них «металломатеринских» пород [3].

Из вышесказанного вытекают важные следствия. Первое – нефть и газ, объединяемые понятием углеводородного раствора (УВР), есть ни что иное, как тривиальный вариант сравнительно низкотемпературной дефлюидизации осадочных пород, обогащенных ОВ. Второе – саморазвитие осадочного бассейна, испытывающего интенсивное погружение, приводит к созданию мощной системы восходящих тепловых потоков, активизирующих процессы нефтегазообразования во всем бассейне. Чем интенсивнее прогибание, тем выше уровень реализации нефтегазоматеринского потенциала, накопленного данным бассейном.

Стоит отметить, что демонстрируемый механизм не является догматическим. Например, основная нефтематеринская свита юго-восточной части Надымской впадины (баженовская) представлена

немигрировавшими флюидами. Свита, имеющая верхний титон – берриасовый возраст, сложена кремнисто-глинистыми породами, кремнистый материал представлен агрегатами кварца-халцедона. Предполагается, что нефтенакопление произошло в результате образования трещин усыхания в слагающих породах, то есть формирования пород-коллекторов из части нефтематеринских пород [2].

Здесь имеет место взаимодействие двух разнонаправленных вещественно-энергетических потоков. Один из них связан с погружением и катагенетическим преобразованием пород и содержащегося в них ОВ – продуктов жизнедеятельности бактериосферы, а другой – с подъемом конвективного теплового потока, осуществляющего тепломассоперенос из нижних частей бассейна к его поверхности.

Углеводородные потоки, поднимаясь по трещинам и порам вверх по разрезу, пересекают коллекторские горизонты, где температура и давление ниже соответствующих показателей очагов генерации. Это приводит к насыщению этих горизонтов нефтью и газом. Причем в нижних горизонтах состав нефти и газа будет приблизительно отвечать составу ОВ, сопряженного с очагами генерации. В более высокорасположенных скоплениях нефти и газа их химический состав будет иметь смешанный характер за счет смешения углеводородов, мигрировавших из различных ниже расположенных очагов.

Из сказанного вытекает важное следствие, названное принципом встречного движения (ПВД): чем энергичнее и длительнее погружение осадочного бассейна, тем более высокую температуру будет иметь восходящий тепловой поток, интенсивнее будет протекать процесс нефтегазообразования. ПВД следует рассматривать как важный механизм размещения и формирования химического состава углеводородных залежей в осадочном бассейне с мощностью разреза более 3–5 км.

Собственно формирование залежей осуществляется в два этапа. Вначале при вертикальной миграции УВ, обоснованной прорывом нефти и газа в более высокие горизонты, за счет избыточного давления флюидов со всей площади очага генерации. Затем при латеральной миграции, выражающейся концентрацией УВ в проницаемых пластах под флюидоупорами, по мере уменьшения энергии вертикального движения.

Плотность вертикального потока углеводородов с поверхности очага генерации по различным причинам неодинакова: над более плотными частями потока под воздействием поднимающихся флюидов осадочные слои будут испытывать подъем, что будет оказывать содействие в появлении, в первую очередь, более крупных скоплений УВ. Этим обстоятельством объясняется повсеместное и неравномерное по запасам распространение углеводородов в контуре нефтегазоносного бассейна, что хорошо видно на примере таких бассейнов, как Западно-Уральский, Североморский, многие бассейны США.

Статистика размещения известных месторождений нефти и газа по глубине в бассейнах мира однозначно свидетельствует о наличии оптимального глобального уровня в 1–3 км, на который приходится до 90 % всех запасов нефти и газа. В бассейнах СНГ на глубинах до 3-х км сосредоточено 95 % запасов нефти и 88 % запасов газа.

Для глубинного положения очагов генерации, которым отвечают зоны с температурой около 100ºС, характерен большой разброс в интервале от 2 до 10 км и более.

Из сказанного следует, что характер прогрева, зависящий от флюидодинамических особенностей осадочного бассейна, является важным критерием оценки их нефтегазоносности.

По этому критерию бассейны можно разделить на три типа: полигенный, моногенный и криптогенный [5].

Полигенные (гетерогенные) – бассейны с мощным восходящим потоком высоконагретых флюидов, высокой степенью реализации углеводородного потенциала, смешанным химическим составом нефтей. Для бассейнов характерно наличие нескольких уровней распространения очагов генерации и многоэтажная нефтегазоносность. Бассейны рассматриваемого типа обычно отличаются наличием крупных углеводородных скоплений, приуроченных к ловушкам самого различного генезиса: инверсионные валы и поднятия, соляные купола, грязевые вулканы и глиняные диапиры, антиклинальные зоны. К полигенному типу относятся все бассейны-гиганты: Персидского залива, Мексиканского залива, Западно-Сибирский, Северо-Каспийский, Южно-Каспийский, Тимано-Печорский, Северного моря и многие другие.

Моногенные (гомогенные) – бассейны, где источник тепловой энергии находится в их фундаменте. На эту роль претендуют, в первую очередь, мантийные диапиры. Бассейны моногенного типа тяготеют к небольшим по размерам прогибам рифтогенного генезиса. В них – одна генерационная толща в нижней части разреза. Нефти залежей по своему химическому составу достаточно четко коррелируются с геохимическим типом исходного органического вещества нефтематеринских толщ. Ловушки – блоковые, приразломные, антиклинальных поднятий. По особенностям формирования можно наметить два подтипа: гидротермальный и ординарный. К первому с долей условности можно отнести рифтовые впадины современных срединно-океанских хребтов, где в настоящее время идет процесс нефтеобразования совместно с интенсивной гидротермальной деятельностью (Красное море, Калифорнийский залив). Параллельное действие двух процессов по мнению большинства ученых объясняет образование нефти возраста порядка 4240 лет [2]. Ординарные имеют очаги генерации в низах бассейна. Примерами могут служить рифтогенные бассейны Суэцкого залива, Жанны д'Арк, Припятский.

Криптогенные, или подфундаментные – бассейны, где наиболее погруженная часть скрыта надвинутыми на него пластинами фундамента платформы. Очаги генерации углеводородов расположены на большой глубине под надвигами и формируются как за счет эволюции флюидов осадочной толщи самого бассейна, так и за счет поступления глубинных флюидов по зонам разломов. Свидетельством интенсивного образования УВ служат небольшие нефтегазовые залежи, располагающиеся в кровле аллохтонных пластин фундамента под маломощным осадочным чехлом. Предположительно такие криптогенного типа бассейны находятся под Непским и Татарским сводами, под кряжами Карпинского, Тиманским и Добруджинским.

Таким образом, не взирая даже на веские аргументы в пользу биотического происхождения нефти, нельзя не принимать во внимание фактов ее образования в условиях отсутствия ОВ. Приведенная выше

типизация осадочных бассейнов, в свою очередь, может восприниматься как точка соприкосновения двух диаметрально противоположных гипотез указывать на возможное смешанное происхождение УВ.

Литература

1. Гаврилов В.П. Геодинамическая модель нефтегазообразования в литосфере и ее следствия // Геология нефти и газа. – М., 1998. – №6. – С. 2 – 12.
2. Казаков А.М., Серебренникова О.В., Девятов В.П., Смирнов Л.В., Красноярова Н.А. Фациально-генетические и геохимические предпосылки нефтегазоносности нижнеюрских отложений юго-востока Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений, 1997. – №10. – С. 11 – 20.
3. Поспелов Г.Л. Элементы геологического подобия нефтяных и флюидогенных месторождений // Геология и геофизика, 1967 – №4. – С. 3 – 21.
4. Саймонейт Б. Самая молодая нефть // Природа, 1991. – №12. – 110 с.
5. Соколов Б.А., Хаин В.Е. Геофлюидодинамическая модель нефтегазообразования в осадочных бассейнах // Геодинамическая эволюция и нефтегазоносность осадочных бассейнов. – М.: Наука, 1997. – С. 5 – 9.

СТРУКТУРНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И ЭТАПЫ ФОРМИРОВАНИЯ КРАПИВИНСКОГО КУПОЛОВИДНОГО ПОДНЯТИЯ

М.В. Булгаков
Научный руководитель доцент М.В. Соловьев
Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

Настоящая работа посвящена уточнению геологической модели Крапивинского куполовидного поднятия на базе комплексирования данных сейсморазведки, ГИС и глубокого бурения. В рамках работы было осуществлено построение набора структурных, карт изопахит сейсмогеологических мегакомплексов с целью восстановления истории тектонического развития исследуемого района.

Район исследований в административном отношении расположен в Каргасокском районе Томской области. Район находится на территории с достаточно хорошо развитой инфраструктурой и входит в состав Каймысовского нефтегазоносного района Каймысовской нефтегазоносной области [1, 2].

Поднятие выявлено и подготовлено под глубокое бурение сейсморазведочными работами МОВ (подошва баженовской свиты) в 1966 г. В тектоническом отношении месторождение приурочено к одноименному локальному поднятию.

По отражающему горизонту $П^{а}$ (подошва баженовской свиты) Крапивинское поднятие представляет собой вытянутую в северо-восточном направлении брахиантиклинальную складку с пологим восточным крылом.

Залежи нефти выявлены в песчаных пластах $Ю_1^2$и $Ю_1^3$ горизонта $Ю_1$ васюганской свиты.

В основу исследований были положены сейсмические временные разрезы МОГТ в объеме более 1100 км, а также данные глубокого бурения по 45 скважинам.

Задачи исследования были условно разделены на две части. Первая включала в себя задачи обучающего характера, а вторая – геологического. В обучающие задачи входили: освоение пакетов программ “Word”, ”Excel”, “Corel Draw”, “W-Seis”, “Grid Master”. А также создание сейсмогеологического проекта в интерпретационно-обрабатывающем комплексе “W-Seis”, освоение методических приемов интерпретации сейсмогеологических материалов.

К геологическим задачам относятся: создание базы данных сейсмогеологических материалов (сейсмические материалы, каротаж, испытания, петрофизические свойства); систематизация материалов по стратиграфии, тектоническому и нефтегазоносному районированию; корреляция отражающих горизонтов сейсмогеологических мегакомплексов; построение набора карт изохрон сейсмогеологических мегакомплексов по отражающим горизонтам; построение набора структурных карт по отражающим горизонтам; построение карт изопахит сейсмогеологических мегакомплексов; интерпретация сейсмогеологических данных.

Геологический разрез келловей-верхнеюрских отложений исследуемого района представлен васюганским, георгиевским и баженовским горизонтами. Формирование келловей-волжских отложений Крапивинской площади происходило преимущественно в прибрежно-, мелководно- и глубоководно-морских условиях. Васюганский горизонт в пределах исследуемой территории представлен васюганской свитой. Васюганская свита по литологическому составу разделена на нижнюю и верхнюю подсвиты.

Нижневасюганская подсвита представлена преимущественно глинами и аргиллитами, с редкими немногочисленными прослойками алевролитов, мощность подсвиты уменьшается с запада на восток вплоть до полного выклинивания.

В составе верхневасюганской подсвиты выделяют три пачки – подугольную, надугольную и межугольную.

Разрез подугольной пачки представлен регрессивными песчаными пластами $Ю_1^4$, $Ю_1^3$. В изучаемом районе пачка развита повсеместно.

Межугольная пачка сложена переслаиванием маломощных аргиллитов, алевролитов и песчаников. Характерной особенностью этих отложений является высокая углистость этих пород, проявляющаяся в виде линз, прослоев углей или углистых аргиллитов. В период максимума региональной регрессии, приходящегося на начало формирования межугольной пачки, преобладали континентальные условия. Пачка хорошо выделяется по комплексу стандартного, радиоактивного и акустического каротажа и разделяет горизонт $Ю_1$ на под- и надугольную пачки.

Надугольная пачка, слагающая продуктивную часть горизонта $Ю_1$, залегает между угольным пластом У1 (межугольной пачкой) и подошвой георгиевской свиты или, в случае отсутствия последней, подошвой баженовской свиты. Сформировавшиеся в преимущественно морских условиях пласты $Ю_1^2$, $Ю_1^1$ представлены песчаными осадками мелководных зон сублиторали и пляжей.

Георгиевская свита сложена аргиллитоподобными глинами, иногда слабобитуминозными, содержащими различное количество алевритового материала и редкие зерна глауконита. Мощность свиты сильно варьирует в диапазоне от 0 до 10 метров. На исследуемой территории свита развита фрагментарно.

Баженовская свита, представленная черными и буровато-черными карбонатно-кремнисто-глинистыми породами с высоким содержанием (до 20 %) органического вещества, является основным генератором нефти в осадочном чехле Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. На большей части Западной Сибири баженовская свита находится в главной зоне нефтеобразования. Толщина свиты составляет 10–30 м.

Наличие в разрезе келловей-волжских отложений песчаных пластов горизонта $Ю_1$, способных концентрировать значительные залежи углеводородов, и перекрывающих их пород баженовской свиты, которые являются в Западной Сибири одновременно региональным флюидоупором, создает благоприятные предпосылки для формирования месторождений нефти и газа.

На начальном этапе работы был создан сейсмогеологический проект в интерпретационном пакете “Wseis” и проведена корреляция следующих отражающих горизонтов: II^a – кровля юрского комплекса (подошва баженовской свиты), III – кошайская пачка алымской свиты (нижний мел, апт), IV – кузнецовская свита (верхний мел, турон), а также V – талицкая свита (палеоцен) и построены структурные карты отражающим горизонтам и карты изопахит следующих четырех основных сейсмогеологических комплексов: волжско-аптский, альб-туронский, коньяк-раннепалеоценовый и позднепалеоцен-четвертичный.

Горизонт II^a, формирующийся на пачке глинисто-кремнисто-известковистых пород баженовской свиты, является наиболее надежным сейсмогеологическим репером в Западной Сибири. Благодаря аномальности акустических свойств, выдержанности по толщине и широкому распространению свиты на значительных территориях, горизонт обладает высоким энергетическим уровнем и надежно картируется по временным сейсмическим разрезам.

Горизонт III является наименее устойчивым среди мезозойско-кайнозойских реперных горизонтов – его энергетическая выраженность существенно меняется по площади, при этом происходит перераспределение энергии между различными фазами волнового пакета.

Горизонт IV обладает высоким энергетическим уровнем и легко поддается корреляции по сейсмическим материалам.

Горизонт V также легко поддается сейсмической корреляции в силу своего высокого энергетического уровня.

После корреляции отражающих горизонтов с временных разрезов были сняты значения t0 по каждому горизонту. С помощью программного пакета Surfer значения t0 были трансформированы в карты изохрон, сеточные модели которых имеют шаг 100×100 м.

Из анализа структурных карт видно, что Крапивинское куполовидное поднятие отображается на всех структурных картах, кроме структурной карты по кровле талицкой свиты. Четко просматривается тенденция уменьшения амплитуды и увеличения площади снизу вверх по разрезу.

Восстановление истории тектонического развития исследуемой территории основано на анализе изменения толщин мегакомплексов и площади распространения куполовидных поднятий. В этом случае зоны увеличенных толщин будут отвечать участкам, испытывающим тенденцию к относительному погружению (палеодепрессиям) во время формирования отложений комплексов, и наоборот. Таким образом, характер изменения толщин мегакомплексов по площади позволит оценить области относительного прогибания и воздымания на каждом из этапов развития территории.

На карте толщин волжско-аптских отложений в рельефе баженовской свиты на момент формирования кошайской пачки видны палеоподнятия в основном в северной, северо-восточной и центральной части территории, но наблюдается также локальное поднятие в юго-западной части.

На карте толщин альб-туронских отложений наблюдается противоположная ситуация относительно той что наблюдается на карте толщин волжско-аптских отложений. Если в первом случае прослеживается общая тенденция к воздыманию толщ, то в случае альб-туронских отложений наблюдается тенденция к прогибанию в северо-восточной, северо-западной, а также восточной и северной частях исследуемой территории.

В коньяк-раннепалеоценовое время имеет место обратная ситуация: указанные выше палеодепрессии сменяются на палеоподнятия. Что касается северо-восточной части, то там наоборот, палеоподнятие сменяется палеодепрессией.

В позднепалеоцен-четвертичное время, что отражает структурная карта построенная по кровле талицкой свиты, ситуация вновь изменяется: тенденция погибания сменяется на тенденцию к воздыманию в южной и северо-восточной частях района исследования.

Эти периодичные перемены эпицентров роста и прогибания структур свидетельствует о вариациях тектонических режимов и режимов осадконакопления. Этот факт, в свою очередь, говорит об активности тектонических процессов на территории исследования. Процессы продолжались вплоть до раннепалеоценового времени.

Анализ карт позволил дать структурную характеристику района, восстановить историю его тектонического развития на разных этапах формирования месторождения, а так же сделать вывод о том, что начиная с волжского времени на площади района исследования происходили активные тектонические процессы, которые привели к формированию Крапивинско-Моисеевского поднятия в волжско-аптское время. Дальнейшее

поднятие структуры в альб-туронское и в коньяк-раннепалеоценовое время привели к формированию и обособлению Крапивинского куполовидного поднятия.

Литература

1. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Гео, 2002. – 253 с.
2. Шурыгин Б.Н., Никитенко Б.Л., Девятов В.П. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система. – Новосибирск: Гео, 2000. – 480 с.

ЛИТОЛОГИЧЕСКАЯ И ФАЦИАЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА $БВ_8^{1А}$ КУРРАГАНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАССЕЙНА

Р.Д. Валеева
Научный руководитель ассистент Р.Ф. Вафин
Казанский государственный университет имени В.И. Ульянова–Ленина, г. Казань, Россия

Курраганское месторождение нефти расположено в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.

В тектоническом отношении месторождение расположено на сочленении двух структур первого порядка – северном погружении Нижневартовского свода и южной части Северо-Вартовской моноклинали.

Геологический разрез представлен отложениями юрской, меловой, палеогеновой систем, перекрытых четвертичными отложениями.

Пласт $БВ_8^{1А}$ залегает в верхней части мегионской свиты. Он сложен частым переслаиванием мелкозернистых полимиктовых песчаников и песчанистых крупнозернистых алевритов с глинистым разно- и мелкозернистыми алевролитами, представлен довольно типичными отложениями прибрежно-мелководных фаций трансгрессивного цикла. Верхняя часть пласта сложена преимущественно переслаиванием песчаных и алевритовых прослоев, нижняя часть представлена более глинистыми и алевритистыми разностями, изредка перемежающимися прослоями маломощных песчаников.

Общая толщина пласта изменяется от 6,4 м до 26,5 м, эффективная – от 3,2 м до 18,6 м.

Доля коллекторов в разрезе составляет 59,2 %.

По макроописанию керна разрез пласта представлен песчаниками с подчиненными прослоями алевролитов и аргиллитов.

Песчаники средне- и мелкозернистые, кварцевые, слюдистые, крепко- и среднесцементированные карбонатно-глинистым цементом с редкими прослойками алевролитов и аргиллитов, с остатками растительного детрита. Слоистость линзовидно-волнистая. Алевролит средне- и мелкозернистый, глинистый, с тонкими редкими линзами песчаника мелкозернистого. Слоистость волнистая. Аргиллит плотный, массивный, с тонкими редкими прослоями песчаника толщиной от 0,5 до 2,5 см.

В среднем чуть больше 8 % зерен по своим размерам относятся к пелитовой фракции. Пелитовый материал в коллекторах является рассеянным.

В песчаниках обломочный материал составляет 75–85 %, средней степени отсортированности ($So \approx 3$), преобладают полукруглые обломки, плохо и средне окатанные. Основной размер зерен песчаников составляет 0,05–0,25 мм (69 %), алевролитов – 0,05–0,01 мм (23 %).

В целом гранулометрический состав пород пласта $БВ_8^{1А}$ близок между собой, разница между средними характеристиками отдельных пластов существенно меньше, чем разница между отдельными образцами в пределах одного пласта. Кумулятивные кривые грансостава рассматриваемого пласта, отражающие по В.В. Веберу условия формирования соответствующих отложений, характеризуются преобладанием наклонных часто пересекающихся симметричных форм и свидетельствуют о накоплении песчано-алевритового материала в условиях активной волновой деятельности мелководного морского бассейна.

По описанию шлифов песчаник мелкозернистый, алевритовый, аркозовый, слюдистый с кварцево-хлоритовым цементом. Структура алевро-псаммитовая, текстура слоистая, ориентированная. Содержание обломочного материала 75–85 %, размер обломков колеблется от 0,01 до 0,04 мм, среднее значение – 0,013 мм. Степень отсортировки обломков средняя, форма полуокатанная, окатанная.

В состав породообразующих минералов входят: кварц 35–40 %, полевой шпат; 40–55 %, обломки пород 7–11 %, слюда до 1,5–2,5 %.

Зерна кварца прозрачные, пелитовой размерности. Полевые шпаты представлены калиевыми разностями и плагиоклазами. Обломки пород эффузивные, осадочные. Слюда – биотит.

Акцессорные минералы представлены эпидотом, цирконом, апатитом, гранатом, лейкоксеном, пиритом, аутигенные – кальцитом.

Содержание цемента в среднем 7 %, тип цемента порово-пленочный, конформно-регенерационный, состав кварцево-хлоритовый. Из глинистых минералов преобладает хлорит – 63,3 %, далее гидрослюда – 27 %, каолинит – 5 %, смешаннослойные образования – 4,7 %.

Из постседиментационных процессов отмечается гидротизация, сидеритизация и хлоритизация биотита.

Среднее значение коэффициента песчанистости ($К_{песч}$) пласта составляет 0,39, коэффициента расчлененности ($К_{расч}$) – 4,7.

Карта песчанистости пласта $БВ_8^{1А}$, показывает, что на исследуемой территории коллекторы пласта имеют повсеместное распространение. Значение $К_{песч}$ изменяется от 0,15 до 0,64. Зона наилучшего развития коллекторов с $К_{песч}$>0,5 отмечается в западной части месторождения. На остальной территории значение $К_{песч}$ составляет 0,2–0,4.

Отложения пласта $БВ_8^{1А}$ соответствует покровному характеру седиментации в условиях прибрежно-морской обстановки с повышенной динамикой водной среды. Увеличение эффективных толщин пласта в северо-восточном направлении указывает на шельфовые условия осадконакопления.

По результатам проведенных автором исследований можно сделать следующие выводы:

– пласт $БВ_8^{1А}$ представлен отложениями прибрежно-мелководных фаций трансгрессивного цикла, верхняя часть пласта сложена переслаиванием песчаников и алевролитов; нижняя – более глинистыми и алевритистыми разностями;

– песчаники на 75–85 % сложен обломочным материалом средней отсортированности, основной размер зерен составляет 0,05–0,25 мм (69 %);

– цемент по типу можно охарактеризовать как порово-пленочный, конформно-регенерационный, по составу – кварцево-хлоритовый. Преобладающими глинистым минералами являются хлорит (63,3 %) и гидрослюда (27 %);

– коллекторы, слагающие продуктивный пласт $БВ_8^{1А}$ подвержены следующим постседиментационными: гидротизация, сидеритизация и хлоритизация биотита;

– коллекторы имеют повсеместное распространение по площади месторождения, причем в западной части отмечается наилучшее развитие коллекторов.

ОБОСНОВАНИЕ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НИЖНЕ-СРЕДНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗОНЫ СОЧЛЕНЕНИЯ СЕВЕРНОГО СКЛОНА ПАРАБЕЛЬСКОГО МЕГАВАЛА И УСТЬ-ТЫМСКОЙ ВПАДИНЫ

Е.П. Васильева, Е.Л. Мещерякова, С.В. Онучин
Научный руководитель доцент Т.А. Гайдукова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время в связи с достаточно высокой степенью освоенности и выработанности крупных месторождений верхнеюрского нефтегазоносного комплекса в Томской области стала актуальной проблема изучения нижне-среднеюрских отложений и осуществления поисков залежей углеводородов в их толщах.

Потенциал нефтегазоносности нижне-среднеюрского этажа мезозоя Западной Сибири, предполагающий дальнейший прирост разведанных запасов углеводородов, до сих пор во многом не ясен, хотя в этой толще обнаружены крупные месторождения нефти на Красноленинском своде. Здесь известно свыше 140 углеводородных залежей, приуроченных к литологическим ловушкам неантиклинального типа [5, 6].

Непосредственно в Томской области залежи нефти, газа и газоконденсата в нижне-среднеюрском комплексе выявлены на тридцати площадях. Однако открытие практически всех этих залежей осуществлялось попутно при целенаправленном изучении доюрского фундамента. Не уделялось должного внимания отбору керна, шлама, ГИС, опробованию КИИ в связи с низкими емкостно-фильтрационными свойствами.

Тем не менее большинство исследователей все равно оставались едины во мнении о высокой оценке нижне-среднеюрских отложений и настаивали на проведении целенаправленных поисково-разведочных работ. Так, последнее очень важное открытие для Томской области сделала компания ООО «Томскбурнефтегаз» [3]. В октябре 2007 года в зоне сочленения северного склона Парабельского мегавала и Усть-Тымской впадины в пределах Пыжинской котловины в параметрической скважине Южно-Пыжинская №1 выявлены признаки природного газа. А затем при испытании в эксплуатационной колонне интервала 2968–2980 метров песчаного пласта $Ю_{12}$ получен приток нефти плотностью 0,715 г/см^3. В дальнейшем планируется, что результаты бурения этой параметрической скважины позволят продолжить поисково-разведочные работы и открыть новые месторождения на востоке Томской области.

Парабельский мегавал расположен в пределах среднего Приобья юго-восточной части Западно-Сибирской плиты – молодой платформы со складчатым основанием, в разрезе которой выделяются три яруса: геосинклинальный, параплатформенный и платформенный.

Верхний структурный ярус – осадочный чехол плиты – представлен слабодислоцированными осадочными породами, формирование которых происходило в типичных платформенных условиях. Средний структурный ярус сложен образованиями, сформированными в условиях, переходных от геосинклинальных к платформенным. Они не имеют повсеместного распространения. Образования нижнего структурного яруса представлены интенсивно метаморфизованными и дислоцированными породами палеозоя и докембрия, прорванными интрузивными образованиями.

В геологическом строении отложений фундамента Парабельского мегавала широко развиты формации геосинклинального (глинистые, аспидно-флишоидно-углистые, карбонатно-глинистые, глинисто-кремнистые, кремнисто-слюдистые сланцы), «промежуточного» (терригенные, вулканогенно-осадочные кислого и основного составов породы) и интрузивного комплексов [4].

Согласно нефтегазоносному районированию Парабельский мегавал является Парабельским нефтегазоносным районом и входит в состав Васюганской нефтегазоносной области юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Северный и северо-восточный склоны Парабельского мегавала могут представлять интерес для поисков неантиклинальных ловушек в связи с близостью Сенькинского гранитного выступа фундамента, откуда

сносились продукты разрушения гранитов. Развитие гранитоидов на Парабельском мегавале создает предпосылки формирования высокоемких коллекторов (преимущественно кварцевые песчаники).

Предполагается, что главным источником углеводородов для исследуемой части разреза, в связи с наличием сети дизъюнктивных дислокаций и связанных с ними зонами трещиноватости, могут быть суббитуминозные отложения тогурской свиты, обрамляющие с запада и северо-запада погруженную область Парабельского мегавала. Миграция углеводородов из тогурских отложений в резервуары кровли палеозойских образований может происходить по достаточно плотной и разветвленной сети дизъюнктивных дислокаций. Сохранность залежей углеводородов может обеспечиваться наличием трех региональных юрских флюидоупоров и флюидоупора в верхней части коры выветривания (зона гидролиза). На этих соображениях основывается вывод о необходимости сосредоточения детальных поисковых работ в прибортовых частях Усть-Тымской впадины (одновременно они являются глубокопогруженными склонами Парабельского мегавала), т.е. на участках заливообразной формы, врезающихся к центру структуры [2].

Северный и северо-восточный склоны Парабельского мегавала сочленяются с Усть-Тымской впадиной, где нижне-среднеюрский комплекс имеет значительную толщину и представлен песчаными пластами группы $Ю_2$ – $Ю_{17}$.

Усть-Тымская впадина является благоприятным объектом для дальнейших поисков залежей углеводородов в нижне-среднеюрских отложениях, так как условия осадконакопления и катагенез пород, выполняющих ее, не противоречат предположениям о возможности их обнаружения. Значимым фактором здесь является наличие нефтематеринской толщи тогурских суббитуминозных аргиллитов, которые заполняют впадину, достигая мощности до 40 метров в наиболее погруженных участках. Их нефтегенерирующий потенциал достаточен для формирования промышленных скоплений углеводородов (УВ).

Установлено, что нижне-среднеюрские отложения Усть-Тымской впадины имеют мощные пачки глинистых пород, обогащенные рассеянным органическим веществом и способные генерировать в больших количествах жидкие и газообразные углеводороды. Эти же пачки часто являются хорошими экранами, а песчаные и алевролито-песчаные пласты коллекторы способны аккумулировать мигрирующие УВ из нефтематеринских пород. Так, нефтеносность нижнеюрских отложений установлена на Толпаровской площади, расположенной в юго-западной части Усть-Тымской впадины. В скважине №1 получен полупромышленный приток нефти из пласта $Ю_{17}$ (урманской свиты) и пласта $Ю_{14}$ (тюменской свиты), с дебитами 4,2 $м^3$/сут и 0,5 $м^3$/сут соответственно. Пласты сложены серыми, средне-крупнозернистыми песчаниками, участками заглинизированными, с запахом и выпотами нефти. Признаки нефти установлены в пластах $Ю_{13}$, $Ю_{13\text{-}14}$, $Ю_{16}$ в скважинах №2 и №3 этой же площади, также нефтепризнаки отмечены на других площадях: Головной, Тунгольской, Чкаловской, Двойной, Соболиной. Отложения тюменской свиты средней юры продуктивны на Вартовском месторождении в северной части Усть-Тымской впадины. Здесь в скважине №330 из пласта $Ю_6$ (интервал перфорации 2556–2574 м) получен приток нефти плотностью 0,826 г/$см^3$ и дебитом 103 $м^3$/сут.

Выше рассмотренные литолого-стратиграфические, геохимические, тектонические и гидрогеологические критерии, а также результаты бурения глубоких скважин указывают нам на высокие перспективы зоны сочленения северного склона Парабельского мегавала и Усть-Тымской впадины [1]. Несмотря на то, что на данном участке было пробурено очень мало скважин и практически все из них пробурены в не оптимальных условиях, все равно полученные результаты позволяют продолжить поисково-оценочные работы на нефть и газ. Дополнительным примером является Приколтогорский врез, который изучен сейсморазведочными работами и глубоким бурением. Он стал первым объектом, давшим приток нефти из нижнее-среднеюрских отложений Томской области.

Литература

1. Бочкарев А.В., Делия С.В., Карпов П.А. и др. Опыт предлицензионной оценки перспектив нефтегазоносности // Геология нефти и газа. – М., 2001. – №2. – С. 7 – 12.
2. Гусейнов А.А., Сурцуков Г.В. и др. Методика прогнозирования и поисков литологических, стратиграфических и комбинированных ловушек нефти и газа. – М.: Недра, 1988.
3. Конторович А.Э., Иванов И.А., Конторович В.А. и др. История поиска нефтегазоперспективных обьектов в базальных горизонтах чехла Томской области. Надеждинская, Новонадеждинская зоны, 1997.
4. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – Москва, 1986.
5. Сурков В.С., Гурари Ф.Г., Девятов В.П. и др. Залежи углеводородов в нижней-средней юре Обь-Иртышской нефтегазоносной области Западной Сибири // Геология и геофизика. – М., 1995. – Т.36. – №6.
6. Стратиграфические и литологические залежи нефти и газа / Под ред. Р.Е. Кинга – М.: Недра, 1975.

ПРИРОДНЫЕ БИТУМЫ ПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН – ИСТОЧНИК АЛЬТЕРНАТИВНОГО УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ (НА ПРИМЕРЕ ГЛИНИСТО-ПЕСЧАНОЙ ТОЛЩИ ШЕШМИНСКОЙ СВИТЫ БОЛЬШЕ-КАМЕНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

Р.Ф. Вафин, Р.Д. Валеева

Научный руководитель ассистент Р.Ф. Вафин

Казанский государственный университет имени В.И. Ульянова–Ленина, г. Казань, Россия

Высокие темпы роста потребления нефти, неуклонное истощение нефтяных ресурсов определяют возросший интерес к новым, так называемым альтернативным источникам углеводородного сырья – природным

битумам (ПБ). Битумы пермских отложений Республики Татарстан (РТ) представляют собой в разной степени окисленные высоковязкие нефти жидкой, полужидкой и твердой консистенции (вязкость от 600 до 440 тыс. мПа·с) с высоким содержанием кроме углеводородной основы, серы (3,7–7 %), масел от 5,8 до 88 %, смол – от 8,7–57 %, асфальтенов – от 3,3 до 61 % [2, 3].

Татарстан занимает ведущее место в России по степени изученности и количеству запасов ПБ. Так, по мнению ряда исследователей, общие запасы и ресурсы ПБ в РТ составляют от 2–7 млрд. т до 21 млрд. т. На сегодняшний день в РТ выявлено более 450 скоплений ПБ. Все они связаны с продуктивными отложениями пермского возраста, залегающими на глубинах до 300–400 м и представленными терригенными и карбонатными отложениями – это породы-коллекторы казанского, уфимского ярусов верхней перми и сакмарского яруса нижней перми.

Пермские ПБ на территории РТ залегают в виде локальных скоплений, что обусловлено неоднородностью и замещением коллекторов непроницаемыми породами. Битуминозность пермских отложений обеспечивалась за счет вертикальной миграции нефти из каменноугольных пород, основным источником поступления углеводородов в верхние горизонты разреза служили регионально нефтеносные толщи каменноугольного возраста, что подтверждается совпадением в плане пермских битуминозных ареалов с зонами концентрации залежей нефти в карбоне [1].

Больше-Каменское месторождение ПБ имеет неправильную, вытянутую в северо-западном направлении форму, промышленные запасы ПБ приурочены к глинисто-песчаной толще шешминской свиты верхней перми, где битумный продуктивный пласт образует два линзовидных тела пластово-сводового типа (рисунок). Эффективная мощность битумного пласта колеблется от 3 м до 21,3 м, составляя в среднем 14,6 м. Эффективные мощности находятся в обратной корреляционной зависимости от глубины залегания кровли глинисто-песчаной толщи, т.е. увеличиваются с уменьшением глубины залегания. Продуктивные залежи месторождения разделены перемычкой, в которой суммарная мощность битумоносных пород не превышает 0,8 м.

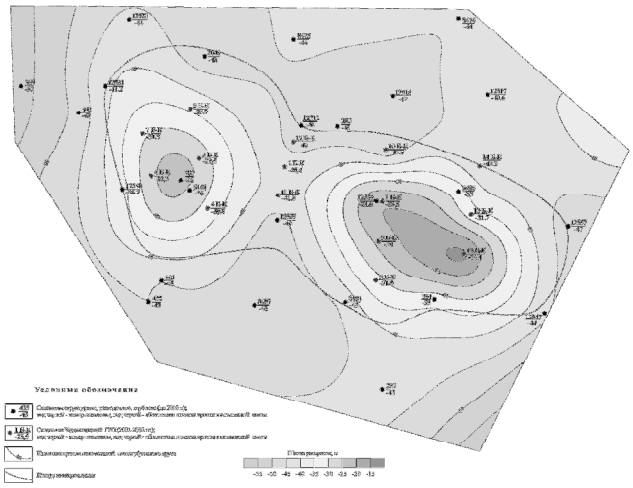


Рис. Структурная карта кровли шешминской свиты уфимского яруса Больше-Каменского месторождения ПБ [1]

Разрез глинисто-песчаной толщи сложен песчаниками с редкими маломощными прослоями и линзами алевролитов и глин. Песчаники известковистые, реже глинистые, серые, буровато- и темно-серые, темно-коричневые, зеленовато-черные, черные мелко- и тонкозернистые косо- и волнисто-слоистые в различной степени битумонасыщенные. Отдельные разности включают иногда обугленные растительные остатки. Песчаники сложены преимущественно обломками кремнистых и эффузивных пород, в заметных количествах встречаются кварц и полевой шпат, присутствуют магнетит, пирит, пироксен, амфибол, сфен. Преобладают рыхлые породы, значительно реже отмечаются крепко сцементированные разности.

В гранулометрическом составе песчаников доминирует фракция 0,25–0,1 мм: содержание ее в породе колеблется в пределах 57,5–80,7 %, только в отдельных случаях понижаясь до 44 %.

Коллекторские свойства пород глинисто-песчаной толщи изменяются в широких пределах: пористость пород от 2,4 до 44,5 % (в среднем 31,5 %), карбонатность от 0,6 до 30,1 % (в среднем 6,7 %), плотность минералогическая от 2,3 до 3,3 % (в среднем 2,7 %), битумонасыщенность от 0,1 до 14,9 % (в среднем 7,8 % масс. или 45,5 % объема. В продуктивном пласте значения свойств улучшаются: средняя пористость составляет 36,2 %, средняя карбонатность – 3,6 %, средняя плотность – 2,7 %, средняя битумонасыщенность – 9,4 %. Коллекторские свойства пород глинисто-песчаной толщи корреляционно связаны между собой. Связи между свойствами устанавливались в логарифмических значениях, исходя из логнормального распределения параметров. Так, существует хорошая прямая корреляционная зависимость (коэффициент корреляции 0,5352) между пористостью и проницаемостью по газу (параллельной), а также четкая обратная зависимость между карбонатностью и пористостью (r = –0,7659). Наиболее тесная положительная корреляционная связь устанавливается в паре пористость–битумонасыщенность массовая (коэффициент корреляции 0,75087), что в лишний раз подтверждает приуроченность концентраций битумов к высоко пористым и проницаемым породам. По степени битумонасыщенности выделяются песчаники сильно битумонасыщенные с содержанием битума более 7 вес. %, средне битумонасыщенные – 3–7 % и слабо битумонасыщенные – менее 3 %. В целом на Больше-Каменском месторождении породы с содержанием битумов более 4,5% составляют значительную часть (76%) разреза глинисто-песчаной толщи. Сильно битумонасыщенные песчаники занимают в разрезе 60 %, средние – 17 %, слабо битумонасыщенные – 23 %.

Вертикальный разрез продуктивного пласта характеризуется ясно выраженной закономерностью. В верхней части развиты слабо и средне сцементированные пористые (35–42 %) породы. Средняя часть пласта представлена уплотненными (пористость 12–24 %) известковистыми песчаниками. Нижние его части обычно

сложены крепко и средне сцементированными слабо пористыми (5–12 %) песчаниками с прослоями глин и алевролитов. К подошве продуктивность и пористость пород, как правило, значительно снижаются, а карбонатность возрастает.

Корреляционноый анализ с использованием набора статистически значимых параметров открытой пористости, битумонасыщенности массовой и карбонатности позволил определить кондиции продуктивных пород. Результаты представлены в таблице. Высокопродуктивными коллекторами являются породы III класса с пористостью более 19,95 %, битумонасыщенностью массовой более 2,63 % и карбонатностью менее 10,47 %. Породы II класса являются средне продуктивными, I класса – низко продуктивными. Разработанные кондиции дают возможность выделять зоны коллекторов различной продуктивности как по разрезу, так и по площади, а также могут быть использованы для подсчета запасов природных битумов (таблица).

Таблица

Кондиции битумонасыщенных песчаников Больше-Каменского месторождения ПБ

Классы	Коллекторские свойства, %		
	пористость	битумонасыщенность	карбонатность
I	5,01–7,08	0,56–0,75	38,02–26,30
II	7,08–19,95	0,75–2,63	26,30–10,47
III	> 19,95	> 2,63	< 10,47

Литература

1. Вафин Р.Ф., Кальчева А.В., Шакирова Д.З. Перспективы битумоносности верхнепермских отложений Республики Татарстан в пределах Черемуховско-Кадеевской и Енорускино-Кутушской структурных зон // Проблемы геологии и освоения недр: Труды IX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. – Томск, 2005. – С. 146 – 148.
2. Вафин Р.Ф. Кальчева А.В., Шакирова Д.З. Перспективы битумоносности территорий Черемуховско-Кадеевской и Енорускино-Кутушской структурных зон Республики Татарстан (отложения верхнепермского возраста) // Геология и геоэкология: исследования молодых: Материалы XVI конференции молодых ученых, посвященной памяти члена-корреспондента АН СССР профессора К.О. Кратца. – Апатиты, 2005. – С. 255 – 258.
3. Муслимов Р.Х. Возрастающая роль нетрадиционных залежей нефти в стратегии развития нефтегазового комплекса Республики Татарстан до 2020 г. // Нетрадиционные коллекторы нефти, газа и природных битумов. Проблемы их освоения: Материалы научной конференции. – Казань: Изд-во Казанск. ун-та, 2005. – С. 3 – 9.

ВЛИЯНИЕ РАЗМЕРОВ ПУСТОТНО-ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА НА КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ПОРОД ПЛАСТА $Ю_1^4$ СКВАЖИНЫ 26 СРЕДНЕ-НЮРОЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Т.И. Витвицкая[1], И.Е. Сорокоумова[1]
Научный руководитель доцент Н.М. Недоливко[2]
[1]МОУ лицей при Томском политехническом университете, г. Томск, Россия
[2]Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Емкостно-фильтрационные свойства пород зависят от целого ряда причин и, прежде всего, от размеров и объема сообщающихся между собой пор. Результаты экспериментальных определений значений пористости и проницаемости, полученные в лаборатории физики пласта, требуют дополнительных микроскопических исследований порового пространства в шлифах, приготовленных для этих целей специальным способом с применением предварительной пропитки образца породы под давлением окрашенной смолой.

В результате проведенных исследований установлены не только качественные характеристики порового пространства – распределение пор в породе, их морфология и степень сообщаемости между собой, но и проведены количественные измерения параметров пор и каналов, что позволило с помощью методов математической статистики оценить влияние особенностей порового пространства пород на формирование их коллекторских свойств [1].

Средненюрольское месторождение в административном отношении расположено в Каргасокском районе Томской области; в нефтегазоносном плане приурочено к Васюганскому нефтегазоносному району.

Пласт $Ю_1^{3-4}$ является базальным пластом продуктивного горизонта $Ю_1$ основного объекта разработки в Томской области. Изученные отложения имеют верхнеюрский возраст, относятся к верхневасюганской подсвите и вскрыты на интервале глубин 2490–2516,5 м. Пласт представлен песчаниками мелко-среднезернистыми и среднезернистыми до крупно-среднезернистых. Состав песчаников: полевошпато-кварцевый с подчиненным количеством обломков пород преимущественно кремнистого состава; состав цемента – полиминеральный: хлорит-гидрослюдисто-калинитовый.

Установлено, что формирование пустотно-порового пространства в песчаном коллекторе пласта $Ю_1^4$, вскрытом скважиной 26 Средне-Нюрольского месторождения, обусловлено как режимом осадконакопления, так и последующими процессами преобразования осадка–породы. Вследствие этого, пустоты в песчаниках представлены остаточными межзерновыми порами, внутризерновыми порами растворения и микропорами в каолинитовом цементе. Распределение пор в породах неравномерное, степень их сообщаемости изменяется от хорошей до слабой, морфология пор различная, преобладают неправильные поры с сильно извилистыми

стенками. Поперечное сечение пор колеблется в широких пределах и равно 0,01–0,65 мм, преобладают поры с сечением 0,1–0,25 мм. По особенностям пустотно-порового пространства коллектор относится к поровому типу.

Изученные породы относятся к коллекторам IV и V классов по классификации А.А. Ханина. Емкостно-фильтрационные характеристики пород меняются в пределах: пористость – 11–16,6 %; проницаемость – 1,92–35,84•10^{-3} мкм^2. Сверху вниз по разрезу объем свободных пор в породах, их пористость, проницаемость изменяются незакономерно.

Корреляционная зависимость между глубиной, максимальным размером пор, процентом пор, измеренным по шлифам, пористостью и проницаемостью показала что с увеличением глубины увеличивается максимальный размер пор (R=0,48) и увеличивается проницаемость пород (R=0,14).

Статистический анализ выявил не очень высокую положительную тесноту связей между пористостью пород и их проницаемостью, значение коэффициента парной корреляции (R) этих параметров составляет 0,45. Это объяснено неравномерным распределением пор, сложностью их морфологии и подчиненным развитием крупных пор. В связи с этим общая пористость пород, обусловленная объемом всех пор (R=0,37), слабо зависит от редко встречающихся в породе крупных пор (R=0,04). Напротив, повышенная проницаемость пород связана как с объемом всех пор (R=0,46), так и с наиболее крупными порами (R=0,41), способствующими фильтрации флюидов.

Литература

1. Недоливко Н.М. Исследование керна нефтегазовых скважин. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – С. 127 – 131.

ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НИЖНЕПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ТЕРРИТОРИИ КОЛВО-ВИШЕРСКОГО МЕЖДУРЕЧЬЯ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА ВАЛАЙСКОЙ И ПАТРАКОВСКОЙ ПЛОЩАДЯХ

И.П. Воронцов, С.Н. Кривощеков
Научный руководитель доцент В.И. Дурникин
Пермский государственный технический университет, г. Пермь, Россия

Поиски новых перспективных на нефть и газ земель является весьма актуальной задачей для Пермского края. Проводимые здесь в последние десятилетия геолого-разведочные работы (ГРР) продвинулись далеко на восток и достигли территории Передовых складок Урала (ПСУ).

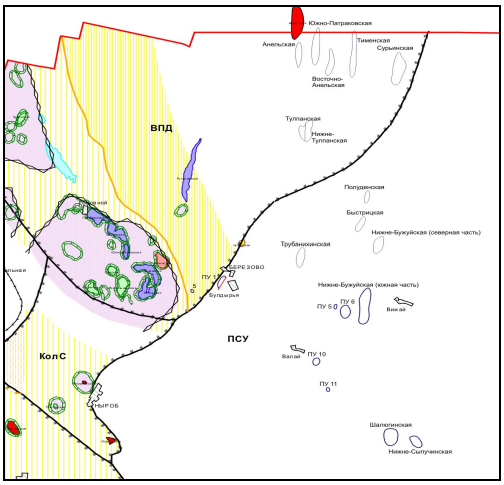


Рис. Схема расположения структур [2]

На сегодняшний день ПСУ являются слабо изученным и спорным в оценке перспектив нефтегазоносности регионом. В данной работе речь пойдет о ее северной части – Колво-Вишерском междуречье. Степень изученности данной территории с точки зрения нефтеносности крайне низка. Достаточно посмотреть на схему расположения месторождений и перспективных структур Пермского края, чтобы убедиться, что пока это практически «белое пятно» (см. рис.). В то же время мировой опыт ГРР, свидетельствует о том, что зоны передовых складок предгорных прогибов являются перспективными в нефтегазоносном отношении. На это указывает открытие многих месторождений, в том числе крупных, в Предкарпатье, Предкавказье, краевых прогибах Атлантического и Тихоокеанского складчатых поясов и других геоструктурных элементов.

Сегодня рассматриваемая территория находится на стадии региональных геолого-разведочных исследований. С целью обнаружения и локализации нефтегазоперспективных объектов на Валайской и Патраковской площадях были проведены зонально-региональные сейсмические работы в комплексе с гравиметрической и геохимической съемками. Однако отсутствие геологических аналогов, малая разбуренность делают любую оценку территории достаточно спорной. Патраковская площадь включает в себя как территорию Передовых складок Урала, так и территорию Верхнепечорской депрессии, впрочем, граница между этими тектоническими элементами проводится достаточно условно.

Исследуемая площадь характеризуется очень сложным тектоническим строением, наличием большого числа пликативных и дизъюнктивных дислокаций, что обусловлено историей формирования данной территории [1–3]. Территория ПСУ в девонском и каменноугольном периодах была окраиной Восточно-Европейской платформы и развивалась в условиях относительно глубоководного шельфа, переходящего на востоке в море. Именно в это время в условиях некомпенсированного осадконакопления развивались впадины Камско-Кинельской системы, а также сложнопостроенные карбонатные рифогенные массивы. Дальнейшая судьба этих карбонатных массивов на восточной окраине Русской плиты и в Предуральском прогибе, с одной стороны, и на территории Западного Урала – с другой, оказалась существенно различной. В пределах ПСУ структурная перестройка на заключительных этапах герцинского тектогенеза была значительно масштабнее.

Ведущая роль в тектоническом строении принадлежит надвигам с большой величиной горизонтального смещения блоков иногда со значительной (4–10 км) сдвиговой составляющей. Территория представляет собой дислоцированную область, разделенную тектоническими нарушениями на отдельные антиклинальные и синклинальные зоны. В складки зачастую смяты породы различного возраста и разной фациальной принадлежности. В условиях высокоамплитудного складкообразования и тангенциального сжатия, сопровождавших герцинский тектогенез, верхнедевонско-турнейские карбонатные массивы в значительной степени утратили свое структуроформирующее значение. Поэтому фактором, контролирующим наличие ловушек УВ, будет уже не структурный, а тектонический и палеотектонический фактор.

Поскольку значительные объемы рифейско-вендских пород находятся в зоне газообразования (погружение фундамента составляет от 7,0–8,5 км на западе до 9,5–11,0 км и более на востоке), то в целом территория расположена в зоне формирования преимущественно газовых и в некоторых случаях, возможно, конденсатных скоплений. Проведенными ранее исследованиями были описаны предположительно продуктивные нефтегазоносные отложения: ордовикские и силурийские; средне-верхнедевонские и турнейские; визейско-серпуховские; средне- и верхнекаменноугольные.

Помимо перечисленных комплексов, возможно, значительными перспективами на наш взгляд обладает нижнепермский карбонатный комплекс. Ассельские отложения комплекса представлены органогенными, чистыми, кораллово-брахиоподовыми и фузулинидовыми известняками и доломитами (кырнышская свита) мощностью от 150 до 300 м. Сакмарский ярус сложен серыми, слоистыми, криноидно-мшанковыми известняками с прослоями кремней. Мощность отложений достигает 450–500 м. Артинские карбонатные отложения представлены слоистыми известняками, реже доломитами, с разнообразными остатками морской фауны. Мощность карбонатной части достигает 90–120 м.

Промышленная нефтегазоносность нижнепермских отложений установлена на месторождениях Соликамской депрессии: Бельском (залежь в артинских отложениях), Гагаринском (залежь в сакмарских отложениях), Гежском (залежь в сакмарских отложениях), Озерном (залежь в сакмарских отложениях). Нефтепроявления отмечены также на Ескинском, Жилинском, Кисловском, Крутовском, Логовском и других месторождениях Соликамской депрессии, а также на Томиловском месторождении в Колвинской седловине. На Волимской площади (Верхнепечорская депрессия) при бурении скважин 1784 и 5822 отмечены выбросы нефти из нижнепермских отложений. На территории Республики Коми в Верхнепечорской депрессии открыты залежи газа в нижнепермских отложениях на Анельской, Рассохинской и Пачгинской структурах. В передовых складках Урала выявлены залежи нефти в нижнепермских отложениях на Сурсайском и Ветосском месторождениях. В Предтиманском прогибе на Кубаринском месторождении в скважине 9282 также отмечены выбросы нефти.

Глубина залегания отложений позволяет нам говорить о том, что они вошли в главную зону нефтеобразования (стадия катагенеза $МК_2$). Благодаря тектонической трещинноватости также возможна миграция УВ из нижележащих отложений. С трещинноватостью, по-видимому, также будут связаны основные емкостные свойства коллектора, что необходимо учитывать при проведении опробований пластов.

Проведенные исследования на Валайской и Патраковской площадях выявили ряд структур, перспективных на поиски УВ (рисунок).

Для решения задач нефтегазоносности на территории Колво-Вишерского междуречья крайне необходимо параметрическое бурение со вскрытием всего осадочного чехла, поскольку плотность глубокого бурения в данном районе составляет лишь 0,0009 скв/км^2. Однако стоимость такого бурения весьма значительна, а существующие риски высоки. Значительная доля ресурсов приурочена к нижнепермскому комплексу. Доказав его продуктивность бурением структурных скважин, можно будет весьма снизить экономические риски при бурении глубоких скважин. Залежи в нижнепермских отложениях можно спрогнозировать на 12 структурах. Глубина залегания кровли карбонатных отложений колеблется от 300 до 2400 м. В таблице 1 приведены значения расчетных ресурсов категории $D_{1л}$ и затрат на бурение одной структурной скважины до кровли нижнепермских отложений. Затраты на структурное бурение рассчитывались, исходя из средней стоимости 1 м структурного бурения для территории южных земель Республики Коми в ценах 2001 г., затем пересчитывались в текущие цены с учетом индекса удорожания.

Таблица

Характеристики выявленных структур

Структура	Площадь	Ресурсы газа, млн. м^3	Стоимость структурной скважины, тыс. руб.
Анельская	Патраковская	6251,4	20199,8
Быстрицкая	Патраковская	1732,0	20781,9
Нижне-Бужуйская сев. поднятие	Валайская	818,3	13799,8
Нижне-Бужуйская юж. поднятие	Валайская	1705,2	15670,6
Нижне-Сыпучинская	Валайская	518,2	16102,6
Нижне-Тулпанская	Патраковская	1213,7	21752,0
Полуденская	Патраковская	763,7	22475,3
Сурьинская	Патраковская	2149,3	31247,4
Тименская	Патраковская	2607,5	7609,7
Тулпанская	Патраковская	777,3	15579,7
Шалюгинская	Валайская	1036,5	15256,0
Ю-Патраковская	Патраковская	3523,9	3731,7

При положительном результате бурения будет по факту подтверждена нефтегазоносность нижнепермских отложений на данных площадях, собраны скоростные характеристики верхней части разреза для детальной площадной сейсморазведки. В качестве первоочередных объектов для данных работ можно выделить Тименскую, Южно-Патраковскую и Нижнее-Бужуйскую (северное и южное поднятия) структуры.

Таким образом, перед нами территория с крайне малой степенью изученности, но со значительными неразведанными ресурсами УВ. Перспективность нижнепермских отложений повышает ресурсную базу УВ территории Колво-Вишерского междуречья. Помимо буровых работ также необходимо проведение детальных специальных исследований, направленных на изучение вопросов формирования и переформирования залежей нефти, конденсата и газа.

Литература

1. Сиротенко О.И., Дурникин В.И. и др. Новая стратегия поисков углеводородов в Западно-Уральской зоне складчатости // Новые науки о Земле: Материалы VII Международной конференции. – М., 2005.
2. Сиротенко О.И., Сиротенко Л.В., Дурникин В.И., Воеводкин В.Л. Передовые складки Урала – новый нефтегазоносный перспективный объект // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М., 2005. – №3. – С. 22 – 34.
3. Сиротенко О.И. и др. Перспективы поисков углеводородов в Передовых складках Урала. Природные ресурсы // Вестник недропользователя Пермской области. – Пермь, 2004. – №2(13).

ВЕЩЕСТВЕННЫЙ СОСТАВ И СТРУКТУРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ БОБРИКОВСКИХ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПИОНЕРСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.В. Гафурова
Научный руководитель доцент Н.Г. Нургалиева
Казанский государственный университет имени В.И. Ульянова–Ленина, г. Казань, Россия

Пионерское месторождение нефти расположено на восточном борту Мелекесской впадины (Татарстан). Основными объектами разработки являются залежи в верейских, тульских, бобриковских и турнейских отложениях [1]. Эффективность разработки этих продуктивных горизонтов зависит от учета литолого-минералогических особенностей пород, слагающих эти горизонты.

В настоящей работе исследуется вещественный состав и структура порового пространства пород-коллекторов бобриковских отложений.

Известно, что бобриковский горизонт кожимского надгоризонта визейского яруса нижнего карбона на территории Татарстана, в том числе, на территории Западного Закамья (Мелекесская впадина) в основном представлен песчаниками, глинами и алевролитами с прослоями углей и углистых сланцев. Для него характерна частая смена фациального состава на коротких расстояниях. По характеру распространения бобриковские отложения представляют собой типично трансгрессивную серию осадков, которые распространяются из южных и юго-восточных районов Урало-Поволжья. Характерной особенностью ее является локальное развитие мелководно-морских и более широкое – прибрежно-морских фаций. Бассейн осадконакопления был представлен зонами мелководий с сильными течениями и волнениями, с частым перемещением береговой линии, где образовывались песчаники, алевролиты, глины, линзы углей. К бобриковскому времени Камско-Кинельская система прогибов была в основном полностью компенсирована осадками и в ее пределах образовались лагуны, болота, речные долины, давшие начало накоплению песчаников и каолинитовых глин с растительными остатками [1].

Для характеристики минерального состава, описания межзернового пространства были изготовлены петрографические шлифы, проведены исследования на гранулометрический состав. Получены коэффициенты пористости, битумонасыщенности, карбонатности.

В результате изучения шлифов были изучены основные минералы, слагающие породы, а также их процентное соотношение. Были выявлены типы и особенности цементации пород и структура пустотно-порового пространства коллекторов, а так же следы древнего водонефтяного контакта [3, 5]. Установлено, что емкостью для углеводородов служит поровое пространство различного типа. Изучен характер диагенетических и катагенетических преобразований породы: развитие конформных контактов, разрастание зерен, пиритизация.

Нефтеносные горизонты бобриковских отложений представлены мелко-тонкозернистыми слабо алевритистыми кварцевыми песчаниками. В пределах нефтяной залежи часть зерен кварца несет следы коррозии, часть – регенерации.

На основании оптико-микроскопических исследований можно выявить два фактора, определяющие структуру пустотного пространства: фактор укладки зерен в процессе седиментации и фактор регенерации и тесного срастания зерен в процессах катагенеза и диагенеза. Выделяются два типа пустот. Первый тип пустот имеет полигональную или неправильную форму, при этом межзерновое пространство часто осложняется коррозией кварцевых зерен. Второй тип пустот характеризуется большой извилистостью очертаний и повышенной связностью поровых каналов. Каналы оконтуривают участки матрицы коллектора, в которой зерна вследствие катагенеза плотно срослись. В основном срастанию подвергаются кварцевые зерна. Такие особенности эпигенетического преобразования осадка сказываются на фильтрационных свойствах пород и существенно меняют структуру поровых каналов [4]. Сохранившиеся в сростках кварцевых зерен реликты пор от неполной перекристаллизации формируют неизвлекаемые запасы. Наиболее перспективными являются межкластерные каналы, которые, несмотря на высокую извилистость, характеризуются повышенной связностью.

Проницаемость таких песчаников составляет от 100 до 400 миллидарси, что обеспечивает хорошие притоки даже вязкой нефти.

Важнейшей частью залежи резервуара является не только коллектор, но и флюидоупор. В бобриковско-радаевских отложениях флюидоупоры являются промежуточными, прослои коллекторов переслаиваются прослоями глин. По составу глины гидрослюдистые и каолинитовые. Глины являются песчанистыми и содержат до 15–20 % зерен кварца. Прослеживается микрослоистость. Поры являются каппилярными, через которые проходят углеводороды только легкой фракции, чем и объясняется высокая вязкость бобриковских нефтей.

Важной особенностью пород, существенно меняющая их фильтрационно-емкостные свойства, является их трещиноватость, вследствие которой может происходить утечка углеводородов из залежи. Трещиноватость изученных пород является очень мелкой, раскрытость трещин составляет от 0,01 до 0,05 мм. Вероятно, это трещинки декомпрессии, возникающие при снятии литостатического давления. Эти трещинки иногда открытые, в таком случае содержат битумоиды, иногда закристаллизованы частично кальцитом, частично глинистым материалом, частично кварцем. Это свидетельствует о том, что формирование трещинок осуществлялось в течение нескольких этапов. Возможно, что их формирование связано с декомпрессией, протекавшей вследствие геодинамических процессов ритмичного поднятия и опускания территории в посттурнейское время и до наших дней. Наличие трещинок ухудшает флюидоупорные свойства покрышек, но улучшает фильтрационно-емкостные свойства коллектора.

В турнейский век на фоне опускания изучаемой территории продолжалось интенсивное развитие органогенных построек по периферии Камско-Кинельского рифта, зародившихся еще во франско-фаменское время. На рубеже турнейского и визейского времени началось общее воздымание территории, которое сопровождалось площадной эрозией и сокращением размеров Камско-Кинельского рифта. Потоки, стекая с Татарского свода, образовывали промоины или врезы, которые в последующем были заполнены терригенным материалом бобриковского возраста [2].

В строении бобриковско – радаевского комплекса наблюдается определенная цикличность, отражаемая в разрезах скважин, которая заключается в последовательном чередовании определенных литологических типов пород. Каждый цикл начинается с песчаников, которые сменяются алевролитами, глинами и углистыми сланцами. Цикличность связана с периодической изменчивостью гидродинамической среды осадконакопления. Всего в разрезе насчитывается три неполных цикла: трансгрессивная стадия цикла, стадия высокого относительного уровня бассейна, регрессивная стадия.

Ниже приведена характеристика ритмов, составляющих элементы циклов:

– трансгрессивная стадия цикла. В трансгрессивную стадию шло формирование крупных песчаных линз, песчаники средне-крупнозернистые с обломками углисто-глинистого вещества – продукты перемыва нижеследующего цикла. Песчаник светло-коричневый до желтого, интенсивно нефтенасыщенный, прослеживаются слойки углистого вещества. Выше по разрезу песчаник светло-серый с глинизацией со следами нефтенасыщения, с включениями углистого сланца. При детальном микроскопическом изучении выявились следующие особенности: песчаник преимущественно кварцевого состава среднезернистый, крупнозернистый. Структура песчаника неравномернозернистая. Встречаются зерна как окатанной, так и остроугольной формы. Обломки зерен отсортированы слабо. Зерна подвержены интенсивной регенерации и кластеризации. Цемент песчаника базальный. Минеральный состав: основная масса это обломки кварца около 90–95 %, единичные чешуйки слюды, кубики пирита. Межкластерные каналы заполнены битумом и характеризуются высокой извилистостью очертаний. Местами наблюдается выдержанность углистого вещества, которая объясняется перемешиванием сносимого со склонов неотсортированного материала, а также течением массы сапропелей преимущественно кварцевого состава. В образцах нередко встречаются пиритовые «пробки» – непроницаемые участки сплошной цементации. Зерна кварца растворяются в пиритовой массе, что свидетельствует о высоком Ph среды диагенеза. Пирит в данном случае является вторичным и образовался в результате восстановительных процессов. Широкое развитие аналогичных форм приводит к ухудшению фильтрационных свойств коллектора;

– стадия высокого относительного уровня бассейна, глинисто-углистая часть цикла. Осадки представлены углисто-глинистым материалом. Аргиллит стально-серый, крепкий с раковистым изломом. Деформированные полоски углистого детрита – следствие подводно-оползневых явлений. В шлифе аргиллит с прослоями углистого сланца. Прослеживаются ориентированная слоистость. Необычная конфигурация углистых слойков подтверждает наличие подводно-оползневых явлений. Толщи глин переслаиваются прослоями углистых сланцев. Видна четкая слоистость;

– регрессивная стадия. Осадки регрессионного ритма представлены мелкозернистыми песчаниками стально-серым, мелкозернистым со следами выветрилой нефти. Прослеживаются вкрапления углистого вещества. Песчаник кварцевый с прослоями углистого сланца. Структура неравномернозернистая. Зерна характеризуются различной степенью окатанности и размерности. Цемент базальный, поровое пространство заполнено частично битумом, частично мусковитом. Минеральный состав: 90 % обломки кварца, 2–3 % чешуйки слюды, углистое вещество 3–8 %, единичные зерна циркона пирита. Песчаник мелкозернистый, неясно слоистый. Видны трещинки декомпрессии, заполненные битуминозным веществом. Прослеживаются участки кластеризации. Межкластерные каналы имеют извилистое очертание и заполнение либо нефтью, либо битуминозным веществом. Мощности прослоев очень малы, в интервале 13 метров наблюдается частое переслаивание глин песчаников и углей, что очень характерно для бобриковско-радаевского комплекса. По всему разрезу отмечено присутствие углистого вещества в большей или меньшей степени, что свидетельствует о нестабильных условиях осадконакопления.

Литература

1. Губарева В.С. Каменноугольная система // Геология Татарстана: Стратиграфия и тектоника. – М.: ГЕОС, 2003. – С. 103 – 125.
2. Познер В.М., Кирина Т.И., Порфирьев Г.С. Каменноугольные отложения Волго-Уральской нефте-газоносной провинции. – Ленинград, 1957. – 150 с.
3. Прошляков Б.К. Вторичные изменения терригенных пород-коллекторов нефти и газа. – М.: Недра, 1974. – 232 с.
4. Рухин Л.Б. Основы литологии. – М.: Госгеолтехиздат, 1960. – 120 с.
5. Сахибгареев Р.С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей. – Л.: Недра, 1989.

ФАЦИАЛЬНЫЕ УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ МЕЖУГОЛЬНОЙ И НАДУГОЛЬНОЙ ТОЛЩ ВЕРХНЕВАСЮГАНСКОЙ ПОДСВИТЫ (НА ПРИМЕРЕ ИГОЛЬСКО-ТАЛОВОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

А.В. Глотов
Научный руководитель доцент Н.А. Макаренко
Томский государственный университет, г. Томск, Россия

В течение келловея и оксфорда юго-восток Западно-Сибирской плиты, как и вся Западная Сибирь, жил активной тектонической жизнью: регрессивные явления конца батского времени сменились раннекелловейским повышением уровня Мирового океана, перешедшим в позднекелловейско-раннеоксфордскую регрессию. Она сменилась типично континентальными условиями раннего оксфорда, и, начиная со среднего оксфорда, началась обширная глубокая трансгрессия. В результате такой сложной палеообстановки на территории бассейна осадконакопления были созданы чрезвычайно благоприятные условия для формирования песчаных пластов горизонта $Ю_1$ васюганской свиты с улучшенными коллекторскими свойствами.

В составе горизонта $Ю_1$ присутствует угольный пласт $У_1$, формирование которого отвечает максимуму регрессии в конце первой половины оксфордского времени и который делит горизонт на две пачки – надугольную с пластами $Ю_1^1$, $Ю_1^2$ и подугольную с пластами $Ю_1^3$, $Ю_1^4$. Довольно часто морские отложения подугольной и надугольной толщ отделены не угольным пластом $У_1$, а песчано-углисто-глинистой пачкой континентального генезиса – межугольной толщей.

Межугольная толща. Время ее формирования приходится на ранний-средний оксфорд, когда изучаемая территория представляла собой прибрежно-континентальную равнину с развитием маршевой зоны. Тектоническая перестройка территории связана с опережающим прогибанием юго-восточной части Западно-Сибирской плиты. Интенсивный рост положительных структур первого и второго порядков происходит на фоне прогрессирующего погружения. Все это привело к тому, что территория, включающая в себя Каймысовский свод и Нюрольскую впадину, на среднеоксфордское время представляла собой наклоненную, террасовидную область, опущенной частью которой являлась Нюрольская впадина.

Западную часть изучаемой территории занимали прибрежные болота, которые на восток сменялись низменной континентальной равниной. Более длительное существование континентального режима осадконакопления в пределах восточной части Нюрольской впадины предопределило клиновидное расширение ее толщин с запада на восток, что следует из анализа карт общих толщин межугольной толщи. Мощность межугольной толщи (пласт $Ю_1^м$) в Нюрольской впадине составляет 0–20 м [1, 2].

Межугольная толща представлена переслаиванием маломощных аргиллитов, алевролитов и песчаников. Характерным отличием толщи является высокая углистость пород в виде линз, прослоев углей или углистого аргиллита и детрита. Верхняя граница межугольной толщи часто фиксируется реперным углем $У_1$. Толща имеет пестрый литологический состав и генетически неоднородна. Среди фаций прибрежных равнин развиты фации: русловые (русловых отмелей), русловых промоин, пойменные, внутрипойменных озер, пойменно-болотные, пойменно-лагунные.



Рис.1 Русловой аллювий. Верхняя юра, скв. Таловая-3002



Рис.2 Отложения русловых промоин. Верхняя юра, скв. Таловая-1306



Рис.3 Пойменные отложения. Верхняя юра, скв. Таловая-1306

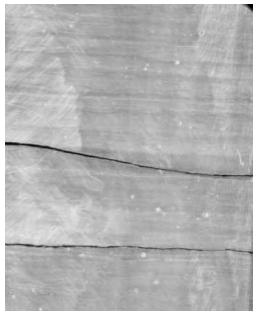


Рис.4 Отложения пойменных озер. Верхняя юра, скв. Таловая-1306

Русловая (русловых отмелей) фация (рис.1) – песчаники светло-серого цвета, структура мелкозернистая, текстура косослоистая (потоковая). Характерен постепенный переход косой слоистости в косо-волнистую со знаками ряби, подчеркнутую многочисленными намывами углистого материала, уменьшение размерности зерен вверх по разрезу. Также наблюдается постепенный переход от песчаников к алевролитам или горизонтально слоистому переслаиванию с алевролитами. Эта последовательность вызвана сезонными колебаниями расхода воды и процессами заполнения русла.

Фация русловых промоин (рис.2) – песчаник серого цвета, структура мелко-, среднезернистая, текстура восходящей ряби, градационная слоистость, наличие алеврито-глинистых интракластов. Контакт с нижележащими отложениями эрозионный.

Пойменная фация (рис.3) – алевролит серого цвета, характерно наличие корневых остатков растений, песков разлива. Характерны незначительные по мощности намывы мелкозернистого, алевритистого песчаника, формирование которого связано с паводковыми явлениями.

Фация внутрипойменных озер (рис.4) – алевритистый аргиллит серого цвета, тонкоотмученный, характерна тонкая горизонтальна слоистость, цикличность осадконакопления.



Рис.5 Пойменно-болотные отложения. Верхняя юра, скв. Таловая-1306



Рис.6 Пойменно-лагунные отложения. Верхняя юра, скв. Таловая-1306



Рис.7 Отложения переходной зоны. Верхняя юра, скв. Таловая-1306



Рис.8 Отложения бара дальней зоны. Верхняя юра, скв. Таловая-1306

Пойменно-болотная фация (рис.5) представлена отложениями типичными для пойм, но присутствуют прослои угля, формирование которых связано с зарастанием поймы.

Пойменно-лагунная фация (рис.6) – характерны черты строения пойм, но наблюдаются биотурбации по песчаникам типичные для морского мелководья (пляжа) – Palaeophycus, Chondrites. Сидеритизация.

Проведенный анализ фациальных обстановок формирования межугольной толщи хорошо согласуется с принятыми палеогеографическими реконструкциями. Формирование толщи происходило в прибрежных условиях, на что указывает наличие лагунных отложений в пойменных. Русловой аллювий относится к меандрирующему руслу, на что оказывает мелкозернистая структура песчаника со слабо выраженной косой слоистостью и тенденция к постепенному обмелению и заболачиванию русла.

Надугольная толща. Сформировалась в условиях стабилизация тектонической деятельности к концу раннего оксфорда, которая в среднем оксфорде сменилась этапом трансгрессии, что способствовало формированию прибрежно-морского литолого-фациального комплекса. Фациальные условия позднего оксфорда свидетельствуют о сложном распределении фациальных зон в пределах изучаемого района.

Континентальная обстановка продолжала существовать на Средневасюганском мегавале, центральной части Каймысовского свода. Здесь преобладали пойменно-аллювиальные и озерно-болотные фации. Островной денудационной возвышенностью являлась юго-восточная часть Каймысовского свода (Моисеевское куполовидное поднятие). Области континентальной равнины обрамлялись песчаной полосой морского побережья. В зоне побережья с преимущественным накоплением осадков алеврито-глинистого состава, в пределах крупных морфоструктурных поднятий (Игольское куполовидное поднятие) формировались обширные хорошо отсортированные песчаные покровы пласта $Ю_1^2$ (Игольская, Таловая площади). На слабонаклоненных, выровненных участках рельефа вдоль побережья моря развиты фации лагун и приливно-отливных равнин (Лавровский вал, Межовский свод). В погруженных частях Нюрольской впадины отмечены морские отложения. Благоприятная палеогеоморфология предопределила разнообразие фациальных обстановок (барьерные бары, образования приливно-отливной зоны и другие), способных аккумулировать значительные объемы терригенного материала [1, 2].

Среди изученных отложений надугольной толщи выделяются фации переходной зоны и бара дальней зоны.

Фация переходной зоны шельфа (рис.7) – песчаник светло-серый, мелкозернистый, алевритистый, текстура биотурбационная. Характерна высокая фаунистическая насыщенность (двустворки, скафоподы, раковины червей Ditrupa) и биотурбация (Skolithos, Planolites, Chondrites). Среди вторичных изменений пиритизация и карбонатизация. Отмечается неоднородное нефтенасыщение песчаников, которое связано с их карбонатизацией.

Фация бара дальней зоны (рис.8) – песчаники буроватого цвета, среднезернистые, хорошо отсортированные. Характерно наличие редких алеврито-глинистых прослоев полностью биотурбированных (Skolithos, Chondrites) и часто приуроченных к ним фаунистических остатков (двустворки). Среди вторичных изменений слабая пиритизация и карбонатизация. Песчаник нефтенасыщенный.

Фациальные обстановки формирования надугольной толщи, которая залегает с резким эрозионным контактом на нижележащих отложениях, характеризуют трансгрессивный этап развития территории.

Литература

1. Даненберг Е.Е., Белозеров В.Б., Брылина Н.А., Геологическое строение и нефтегазоносность верхнее-юрско-нижнемеловых отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская область). – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 291 с.
2. Краснощекова Л.А. Геологическое строение и условия формирования отложений васюганской свиты (пласт Ю12) Игольской куполовидной структуры: Автореферат. Дис. … канд. геол. -минер. наук. – Томск, 2006. – 174 с.

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ СЛОЖНО ПОСТРОЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ОДНОГО ИЗ БИТУМИНОЗНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ВЕРХНЕКАЗАНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ МЕЛЕКЕССКОЙ ВПАДИНЫ

Ф.Р. Губаева
Научный руководитель доцент Н.Г. Нургалиева
Казанский государственный университет имени В.И. Ульянова–Ленина, г. Казань, Россия

Месторождения природных битумов Республики Татарстан (РТ) являются перспективным объектом на получение жидких и газообразных углеводородов. Основные месторождения битумов локализованы в отложениях пермского возраста. В данной работе рассматривается геологическое строение одного из битуминозных резервуаров, приуроченных к Арбузовскому локальному поднятию Мелекесской впадины. Основная задача работы – изучение геологического строения, выявление основных закономерностей размещения битумов, изучение и оценка битуминозности, анализ изменения фильтрационно-емкостных свойств пород по профилю, а также анализ петрографического состава, структуры пустотно-порового пространства и эпигенетических преобразований пород.

Геолого-разведочные работы на данной территории проводились в период с 1982 по 1986 г. Для изучения геологического строения были пробурены структурные скважины, отобран керновый материал, проведен комплекс ГИС.

Объектом исследования являлись отложения поволжского горизонта верхнеказанского подъяруса, которые относятся к категории продуктивных объектов сложного строения, так как залежи битумов, приуроченные к ним, связаны как с терригенными, так и карбонатными коллекторами, которые характеризуются значительной неоднородностью по площади и разрезу (рисунок) [2].

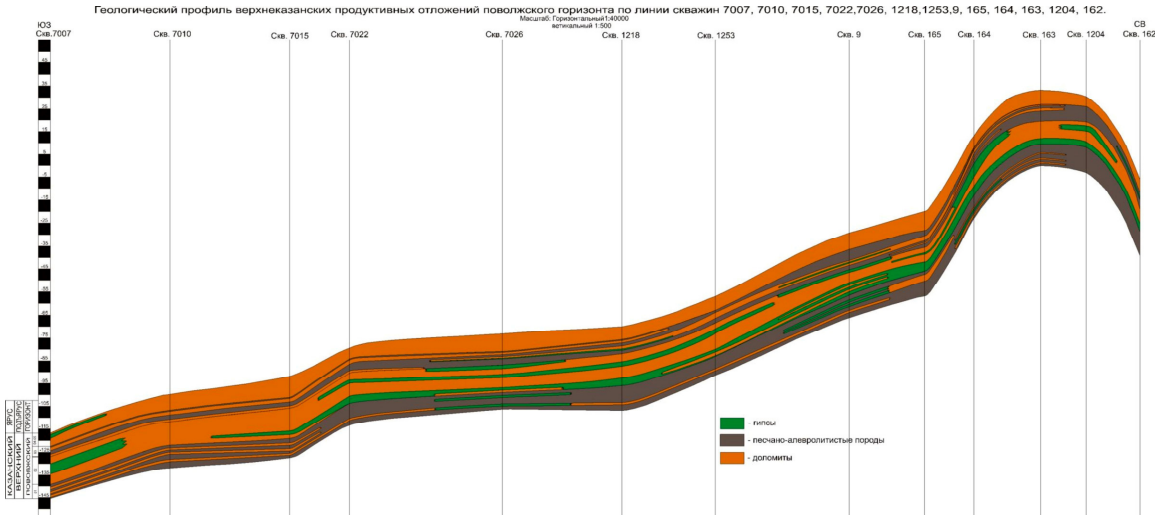


Рис. Геологический профиль верхнеказанских продуктивных отложений.

Расчленение разреза на пласты и реперные пачки было проведено по сопоставлению кривых стандартного и радиоактивного каротажа, а также привлечением данных керна.

В составе поволжского горизонта выделяются пласты 05–01. Суммарная мощность коллекторов варьируют от 35 до 40 м. Флюидоупорами для пластов-коллекторов поволжского горизонта являются гипс-ангидритовая толща серии «подбой» в подошве и пласт сульфатных пород «переходной серии» в кровле. Для изучаемых отложений характерно локальное развитие покрышек в коллекторах. В целом пласты-коллекторы не разделены между собой породами покрышками, тем самым они зачастую гидродинамически связаны и не являются самостоятельными объектами.

В строении пластов 05–01 выделяются терригенные коллектора – пласты 01, 03 и карбонатные – пласты 02, 04, 05. Терригенные образования представлены песчаниками граувваковыми, мелкозернистыми, алевритистыми, известковыми с прослоями карбонатных пород. По данным петрографического изучения

структура псаммитовая, текстура однородная. Песчаники на 60–65 % сложены обломочной компонентой, на 35–40 % цементирующим веществом. Обломочные компоненты размером 0,05–0,25 мм представлены обломками кремнистых пород, зернами кварца, плагиоклаза, единичными чешуйками мусковита и обломками эффузивных пород. Обломочные компоненты сцементированы кальцитовым цементом. Тип цемента поровый, соприкосновения, участками базальный, по структуре неравномернозернистый (размеры кальцитовых зерен от 0,01 до 0,1 мм). Аутигенные минералы представлены агрегатами халцедона и пирита. Халцедон образует оторочки по краям кремнистых и эффузивных обломков. Агрегаты пирита образуют изометричные выделения метасоматически развивающиеся по карбонатному цементу.

Карбонатные продуктивные пласты сложены доломитами. По данным изучения керна пласты 04–05 сложены повсеместно доломитами тонкозернистыми, плотными, крепкими, местами со скоплениями ядер пелеципод, мшанок. В кровле с включениями гипса и кремня, в подошве чаще оолитовый. Пласт 02 представлен переслаиванием доломитов тонкозернистых, трещиноватых, глинистых с остатками пелеципод и кристаллических гипсов. По данным оптико-микроскопических исследований текстура доломитов (для пластов 04–05, 02) однородная, участками пятнистая и слоистая, что обусловлено неравномерным замещением доломита вторичным кальцитом. Вторичный кальцит образует горизонтально-вытянутые слойки, линзочки, гнезда. Кальцитовые агрегаты содержат реликты исходной породы, которую они метасоматически замещают. Из аутигенных минералов фиксируются редкие агрегаты пирита, частично замещенные гидроокислами железа, заполняющие поровые каналы. Пустотное пространство породы представлено щелевидными кавернами. В исходной породе наблюдаются изометричные включения гипсовых агрегатов, имеющих неравномернозернистую, участками перистую структуру. Часть гипсовых агрегатов замещена аутигенным кальцитом, пиритом. Подобные реакции замещения, как правило, происходят в результате сложного взаимодействия сульфатных минералов с углеводородами при участии бактерий [1]. Средние значения пористости и битумонасыщенности продуктивных пластов представлены в таблице.

Таблица

Средние значения пористости и битумонасыщенности продуктивных пластов

№ пласта	№ скважины	Среднее значение пористости		среднее значение битумонасыщенности	тип породы с большими значениями битумонасыщенности	место пласта по признаку продуктивности
		в скважине	по пласту			
01	162	22,3	20,8	2,67	алевролит	4
	163	23,78		5,46	доломит	
	164	24,93		1,18	песчаник	
	165	18,32		0,06	алевролит	
	7026	25,8		0,31	доломит	
	7010	15,27		0,46	доломит	
	7007	15,25		2,74	доломит	
02	162	20,32	18,3	4,09	доломит	2
	163	22,1		4,93	доломит	
	164	14,58		1,6	доломит	
	165	13,11		1,29	доломит	
	7026	21,25		0,34	доломит	
	7010	19,78		0,41	доломит	
	7007	16,72		1,02	доломит	
03	162	21,33	19,92	4,23	песчаник	3
	163	18,78		3,46	песчаник	
	164	15,02		0,61	доломит	
	165	18,75		1,82	доломит	
	7026	23,37		0,59	алевролит	
	7010	23,97		0,43	доломит	
	7007	18,24		0,34	доломит	
04-05	162	21,04	22,5	3,42	доломит	1
	163	28,49		6,24	доломит	
	164	23,54		3,09	доломит	
	165	17,37		2,34	доломит	
	7026	23,48		1,1	доломит	
	7010	26,67		0,68	доломит	
	7007	16,72		0,65	доломит	

Из таблицы видно, что основная часть битумоскоплений связана с карбонатными коллекторами, в то же время для них характерны битумопроявления разной интенсивности. Наибольшие битумоскопления связаны с пористыми доломитами, слабые признаки битуминосности сосредоточены в межсульфатных зонах, которые разобщают доломиты на отдельные прослои. Пористые прослои карбонатов прослеживаются на разных гипсометрических уровнях. Пористость лучших разностей карбонатов от 16 до 28,5 %. Наиболее сложнопостроенными являются пласты песчано-алевритистых пород, которые также являются битуминосными, но в меньшей степени. Это обусловлено невыдержанным распространением по площади и по мощности пластов, а также структурой пустотно-порового пространства и типом цементации (участками базального типа) пород.

Изучение геологического строения и битуминозности верхнеказанских отложений показало сложное строение пластов коллекторов, которые характеризуются ярко выраженной зональной и слоистой неоднородностью их физико-литологических свойств: разделяются на пропластки или замещаются частично плотными разностями. Все это обусловлено закономерностью развития бассейна осадконакопления (чередования морского и лагунного бассейнов осадконакопления), а также вторичными наложенными процессами. Также выявлены трудности, связанные с выделением карбонатных коллекторов, обусловленные неоднозначной характеристикой результатов ГИС. Методы интерпретации материалов ГИС по выделению коллекторов малоэффективны для коллекторов трещинного и кавернозного типов. Неоднозначность геологической интерпретации геофизических данных приводит к необходимости комплексирования геофизических методов,

что способствовало бы повышению эффективности геофизических работ при решении различных задач поисков и разведки месторождений природных битумов. Выявлено селективное насыщение битумом. Основными битумовмещающими породами являются доломиты, распределение битума в которых и степень насыщения большей частью обусловлено структурой пустотно-порового пространства. Более значительные битумоскопления тяготеют к морфологически вытянутой Арбузовской антиклинали (> 4 %), которая способствовало здесь латеральному притоку углеводородов с образованием залежей, а менее интенсивные битумопроявления распространены на склоне поднятия и в пределах пологих структурных террас. Несмотря на это, можно уверенно говорить о том, что локальные поднятия не являются определяющим фактором, контролирующим распределение залежей битумов. Это обусловлено наличием в разрезе трещиноватости, а также связано с неоднородным строением коллекторов, обусловленное замещением последних плотными разностями пород. Изолированные проницаемые зоны служили, по-видимому, каналами для вертикального и ограниченного латерального перемещения нефтяных углеводородов. Таким образом, выявление объектов локализации битумов требует доразведки малоизученных территорий с использованием специальной методики геофизических и других исследований, а также углубленного изучения структурного плана казанских отложений.

Литература

1. Сахибгареев Р.С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей. – Л.: Недра, 1989.
2. Хисамов Р.С. Геология и освоение залежей природных битумов РТ. – Казань: Академия наук РТ, 2007.

ОСОБЕННОСТИ РАЗВИТИЯ ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО ОСАДОЧНОГО БАССЕЙНА В РАННЕ-СРЕДНЕЮРСКОЕ ВРЕМЯ В СВЯЗИ С ВОЗМОЖНОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬЮ

И.С. Ельцов[1]
Научный руководитель доцент Л.Г. Вакуленко[2]
[1]Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия
[2]Институт нефтегазовой геологии и геофизики имени А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск, Россия

В Предъенисейской нефтегазоносной субпровинции, охватывающей восточную часть Томской области, юго-западную – Красноярского края и юго-восточную – Ханты-Мансийского автономного округа, на данный момент не открыто ни одного месторождения углеводородов. Основные перспективы связывают в первую очередь с комплексом доюрского основания Западно-Сибирской геосинеклизы, формировавшимся на пассивной окраине Сибирского континента, который в пределах Байкитской антеклизы промышленно нефтегазоносен [2]. Нельзя также исключать возможность открытия месторождений в мезозойско-кайнозойских отложениях плитного комплекса. Активно проводимые в последнее десятилетие сейсморазведочные работы, а также параметрическое бурение дают новые знания по геологии территории, позволяющие делать более обоснованную оценку перспектив ее нефтегазоносности. В представленной работе предпринята попытка объяснить особенности развития юго-восточной части Западно-Сибирского осадочного бассейна в ранне-среднеюрское время на основе анализа литературных данных и результатах детального изучения опорных разрезов трех глубоких скважин, относительно равномерно расположенных в пределах Ажарминского структурно-фациального района [4]. Ранее были сделаны выводы о преобладании на территории исследования обстановок континентальной седиментации в ранне-среднеюрское время [1]. Закономерности распространения и особенности осадконакопления отложений рассмотрены поэтапно, в соответствии с разделением юрского разреза Западно-Сибирского осадочного бассейна на региональные горизонты. В первом приближении результаты этой работы могут быть использованы при литолого-фациальном анализе разрезов вновь пробуренных скважин на территории Ажарминского структурно-фациального района, а также граничащих с ним территорий.

Зимний горизонт на территории исследования вскрыт только одной скважиной, расположенной в пределах крупной отрицательной структуры и очень плохо охарактеризован керном. Он представлен нижней подсвитой урманской свиты и, согласно материалам ГИС, сложен толщей песчаников (около 100 м) с маломощными пачками алеврито-глинистого состава (песчаный пласт $Ю_{17}$). На момент формирования зимнего горизонта рельеф на территории исследования был достаточно расчлененным. Накопление его происходило в самых пониженных участках за счет привноса продуктов преимущественно физического выветривания крупными речными системами разветвленного типа с преобладанием твердого донного стока над взвешенным. По аналогии с соседними районами не следует исключать наличие в составе горизонта грубообломочных пород, сформированных в обстановках аллювиально-пролювиальных конусов выноса. Источниками сноса служили как выступы фундамента, так и складчатые сооружения в обрамлении плиты.

Левинский горизонт, представленный средней подсвитой урманской свиты, накапливался в обстановках периодически заболачивающейся пойменной равнины с прирусловыми валами и трещинными конусами выноса. Площадь его распространения, видимо, несколько больше, чем у подстилающего. Смена обстановок осадконакопления с аллювиальных русловых на пойменные могла быть связана с ослаблением активных вертикальных тектонических движений, характерных для юго-востока Западной Сибири в нижнеюрское время [3]. В это время резко сократилось количество поступавшего в бассейн осадочного материала.

Территория распространения **шараповского горизонта** (верхняя подсвита урманской свиты, песчаный пласт $Ю_{16}$), видимо, значительно шире, чем подстилающих отложений. Он присутствует во впадинах и на крыльях положительных структур, выклиниваясь в присводовых частях крупных антиклинальных поднятий. В изученных опорных разрезах горизонт распространен повсеместно и представлен преимущественно среднезернистыми песчаниками, формирование которых происходило также в аллювиальном генетическом комплексе в руслах рек разветвленного типа. В скважине, вскрывшей пласт $Ю_{16}$ в северо-западной части района, среди песчаников преобладают крупно-средне- и средне-крупнозернистые разновидности с маломощными прослоями гравелитов, что свидетельствует о различных гидродинамических условиях накопления горизонта в различных частях изучаемой территории. Смена условий седиментации с аллювиальных пойменных в левинское время на русловые в шараповское можно связывать с активизацией вертикальных тектонических движений в пределах источника сноса терригенного материала. Местные источники сноса в этот период развития бассейна не играли уже столь значительной роли, так как к окончанию формирования горизонта рельеф был уже достаточно пенипленизирован и его кровля (подошва китербютского горизонта) рассматривается при палеотектонических построениях как поверхность выравнивания. Материал с местных источников сноса выносился временными потоками, но конуса выноса скорее всего не сохранялись, а размывались в результате латеральной миграции русел речных систем. На востоке изучаемой территории горизонт имеет существенно большую мощность (50 м против 10–20 м), что может быть связано с более близким ее расположением к источнику сноса и литологическому замещению алеврито-глинистой среднеурманской подсвиты песчаниками пласта $Ю_{16}$. Здесь в нижней части пласта залегают маломощные алеврито-глинистые прослои пойменных отложений, в которых изредка присутствуют мелкие ризоиды. В образцах, отобранных из этих прослоев, сотрудниками ИНГГ СО РАН были обнаружены остатки морского микрофитопланктона, а в песчаниках – раковина морской двустворки, датированая верхним плинсбахом. Так как отложения проинтерпретированы нами как сформированные в континентальных обстановках, можно предположить, что формирование их происходило вблизи морского побережья с периодическими кратковременными ингрессиями моря, во время которых формировались прибрежно-континентальные осадки с морской фауной, впоследствии размывавшиеся речными системами при отступлении моря. В этом случае морские микрофитопланктон и фауна могли перезахоронятся в аллювиальных отложениях. Возможно, отдельные глинистые пропластки имеют морской генезис, но из-за малой их мощности не удалось найти конкретных признаков, указывающих на это.

Китербютский горизонт представлен тогурской и иланской свитами, закономерно сменяющими друг друга с северо-запада на юго-восток. На юго-востоке Западной Сибири горизонт распространен в крупных депрессионных структурах, выклиниваясь в прибортовых частях на более высоких абсолютных отметках фундамента, чем кровля шараповского, занимая, таким образом, значительно большую площадь. На территории исследования тогурская свита вскрыта в одной скважине, где имеет мощность 15 м и несколько отличный от классического, «опесчаненный» разрез. Аналогом ее являются зеленовато-серые, темно-серые, серые аргиллиты и алевролиты с прослоями песчаников, редко углей, иланской свиты. В отложениях обнаружены остатки раковин пресноводных ракообразных (конхостраки). Формирование этих отложений происходило в пределах обширной аллювиально-болотно-озерной равнины с большим количеством крупных глубоких озер с активным поступлением осадочного материала и развитием бентосных форм жизни, на что указывает большая и выдержанная по площади мощность свиты, а также доминирование тонкого осадка удаленных от берега зон.

Надояхский и лайдинский горизонты распространены повсеместно и представлены пешковской свитой, имеющей двучленное строение. В основной своей части свита представлена группой песчаных пластов $Ю_{15}$, разделенных алеврито-глинистыми пачками небольшой мощности (надояхский горизонт), а в верхней части залегает углисто-алеврито-глинистая пачка (аналог радомской пачки – лайдинский горизонт). Мощность свиты изменяется в пределах 120–250 м. Так как к началу формирования пешковской свиты рельеф был достаточно нивелирован, то ее накопление происходило в обширной озерно-аллювиальной равнине. Большие мощности песчаных пачек, достаточно грубозернистый состав и практически полное отсутствие алеврито-глинистых пойменных отложений говорит о существовании в это время крупной полноводной разветвленной речной системы. Совокупность текстурных особенностей и гранулометрического состава отложений указывают на высокую скорость течения палеопотока, слабо изменяющуюся во времени. В этих отложениях был обнаружен единичный остаток морской двустворки верхнетоарского возраста, что свидетельствует о возможности кратковременных ингрессий моря, аналогичных вышеописанным в шараповское время.

Что касается тюменской свиты, то в изученных опорных разрезах керном охарактеризованы только фрагменты средней и верхней подсвит, соответствующие **леонтьевскому и малышевскому горизонтам**. Рассматриваемые отложения накапливались в пределах обширной долины реки меандрирующего типа, на что указывает существенная роль алеврито-глинистых углистых отложений, формировавшихся в обстановках пойменной седиментации. Песчаные пласты сложены песчаниками средне- и мелко-среднезернистыми с косослоистыми текстурами, формировавшимися в пределах меандровых кос. Четко выделяются циклы заполнения русла мощностью от 5 до 20 м. Существенную разницу в мощностях циклитов, по-видимому, следует связывать с наличием речной системы с крупным основным руслом, активно мигрирующим по латерали с большим количеством притоков. Накопление тюменской свиты (в том числе **вымского горизонта**, не охарактеризованного керном) можно рассматривать как один обособленный этап в развитии бассейна. Речная система за этот период, вероятно, прошла через несколько стадий зрелости (от ограниченно до интенсивно меандрирующей), что не могло не отразится на формировавшихся отложениях. Снизу вверх по разрезу меняется соотношение русловых и пойменных фаций с увеличением доли тонкозернистых отложений поймы.

В результате проведенных исследований установлено, что в нижне-среднеюрское время существовали благоприятные условия для накопления мощных толщ песчаных пород, которые по данным петрофизических исследований имеют хорошие коллекторские свойства. Возможность генерации углеводородов из

иланской/тогурской свиты на территории Предъенисейской НГО невысока, поскольку эти отложения входят в главную зону нефтегазообразования лишь в депрессионных зонах, содержание в них $C_{орг.}$ незначительно и преобладает органическое вещество гумусового типа. Наличие отложений с достаточно высоким нефтегенерационным потенциалом, миграция углеводородов из которых шла в момент формирования нижнеюрских резервуаров и в более позднее время, установлено в породах доюрского основания [2]. В этом случае формирование залежей углеводородов определяется наличием качественного флюидоупора. Отсутствие регионально распространенных глинистых толщ достаточной мощности исключает возможность образования крупных залежей, однако можно ожидать обнаружение литологически экранированных залежей, а также залежей, приуроченных к антиклинальным структурам с локальными флюидоупорами.

Литература

1. Вакуленко Л.Г., Ельцов И.С., Ян П.А. Седиментационная модель нижнеюрских отложений Ажарминского структурно-фациального района (Западная Сибирь) по материалам глубокого бурения // Проблемы стратиграфии и палеогеографии: Материалы второго Всероссийского совещания «Юрская система России». – Ярославль: Изд-во ЯГПУ имени К.Д. Ушинского, 2007. – С. 31 – 33.
2. Конторович А.Э., Конторович В.А., Филиппов Ю.Ф. и др. Предъенисейская нефтегазоносная субпровинция – новый перспективный объект поисков нефти и газа в Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М., 2006. – С. 9 – 22.
3. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: ГЕО, 2002. – 253 с.
4. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири (Новосибирск, 2003 г.). – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.

О НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ С ПОЗИЦИЙ МОБИЛИЗМА

А.А. Жильцова, Д.В. Оликов, Г.А. Шамонина
Научный руководитель доцент Л.Н. Мочалкина
Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск, Россия

Обособление Западно-Сибирской плиты, как самостоятельной геологической структуры, связано с закрытием в конце пермского периода Уральской ветви Палеоазиатского океана. При этом территория Западно-Сибирской плиты явилась местом тройного сочленения Восточно-Европейского, Казахстанского и Сибирского континентов. Рассмотрение геологического строения и нефтегазоносности Западно-Сибирской плиты с позиций мобилизма в настоящее время является весьма актуальной проблемой [1, 2, 3, 6, 11].

Геотектонические позиции и глубинное строение региона. Как известно, Западно-Сибирская плита занимает обширное пространство (до 2000 км в поперечнике) между структурами Урала, Восточной Сибири и Казахстана. В геологическом отношении – это молодая плита, гетерогенное палеозойское основание которой перекрыто мощным чехлом мезокайнозойских отложений. В последнее время гетерогенную природу фундамента Западно-Сибирской плиты объясняют с позиции тектоники террейнов [5, 7]. В фундаменте Западно-Сибирской плиты предполагается наличие уралид (герцинских фрагментов Уральского микроконтинента), казахстанид (каледонских фрагментов Казахстанского континента с впаянными докембрийскими блоками) и позднепалеозойских террейнов Сибирского кратона. В геодинамическом отношении Западно-Сибирская плита является северным флангом Урало-Монгольского пояса.

Представление о глубинном строении Западно-Сибирской плиты дают региональные геофизические исследования. Геологические структуры региона различаюгся по плотности, скорости распространения упругих волн и термическим характеристикам вещества верхней мантии. В строении земной коры Западно-Сибирской плиты фиксируются следующие слои и их границы [5]:

– подошва литосферного слоя фиксируется на глубинах 50–100 км;.
– поверхность литосферы (поверхность M) залегает на глубине 40–45 км;
– мощность нижнекорового мегаслоя (B) составляет 8–10 км;
– мощность среднекорового мегаслоя (BG) составляет 12–10 км;
– мощность гранитогнейсового мегаслоя (G) составляет 11–10 км;
– мощность вулканогенно-осадочного слоя консолидированной коры (R) достигает 5 км;
– поверхность консолидированного фундамента (F_0) расположена на глубине 4–5 км.

Современное строение земной коры Западно-Сибирской плиты представляет собой продукт длительных специфических преобразований.

*Террейны и сутуры Западно-Сибирской плиты***.** Расшифровке структурных неоднородностей фундамента Западно-Сибирской плиты способствовал тот факт, что разнородные блоки основания плиты были разделены на структурно-формационные зоны [3]. Некоторые из структурно-формационных зон Западно-Сибирской плиты, имеют продолжение на смежных территориях Казахстана и Сибири и рассматриваются там как террейны [8, 9].

В центральной части фундамента Западно-Сибирской плиты сосредоточены казахстаниды – каледонские фрагменты Казахстанского континента, здесь с запада на восток выделены следующие террейны:

–Зауральский представлен сложнодислоцированными метаморфическими комплексами рифея – раннего палеозоя;

–Кустонайский сложен вулканитами смешанного состава (базиты с ареалами андезитов и риолитов);

–Убоганско-Ефимовский фиксируется отложениями с преобладанием терригенно-сланцевых и карбонатных разностей, включает зоны докембрийских метаморфических блоков;

–Фроловский характеризуется весьма пестрым составом – это гнейсы, кристаллические сланцы, эффузивно-карбонатные отложения, а также блоки докембрийских метаморфических образований;

–Салымский представлен терригенно-сланцевыми и карбонатными породами с блоками докембрийских метаморфических образований;

–Вагай-Ишимский сложен преимущественно карбонатными образованиями;

–Жарминский – в составе преобладают терригенно-сланцевые и карбонатные породы.

Со стороны Урала под чехол Западно-Сибирской плиты погружен Восточно-Уральский блок вулканогенных пород смешанного состава с выступами докембрийских метаморфических образований.

Террейны Сибири тяготеют к восточным границам Западно-Сибирской плиты:

– наиболее северное положение занимает Варьеганский террейн, который сложен известняками, глинистыми сланцами силура, девона, нижнего карбона;

– несколько южнее расположен Новоникольский тектонический блок, где преобладают древние метаморфические сланцы, граниты и гнейсы, а также угленосные отложения верхнего палеозоя;

– к юго-западу от Новоникольского террейна расположен преимущественно карбонатный Нюрольский блок;

– к юго-востоку от Новоникольского террейна локализуются Колпашевский и Томь-Колыванский блоки, сложенные преимущественно терригенно-сланцевыми и карбонатными толщами.

Смыкание уралид и казахстанид фиксирует герцинская Валерьяновская сутура [12], выраженная базит-гипербазитовыми комплексами. Сочленение казахстанид и террейнов Сибирского кратона проходит по протяженной Обь-Зайсанской сутуре, которая представляет собой зону развития гипербазитов, офиолитового меланжа и олистром [8, 9]. Слияние Валерьяновской и Обь-Зайсанской сутур фиксирует точку тройного сочленения Восточно-Европейского, Казахстанского и Сибирского континентов. Между Варьеганским и Новоникольским террейнами расположена Бахиловская сутура.

После закрытия Палеоазиатского океана Западно-Сибирская плита, которая являла собой место тройного сочленения Восточно-Европейского, Казахстанского и Сибирского континентов, относительно недолго оставалась стабильной территорией.

*Условия формирования чехла***.** Пермо-триасовый рифтогенез, сопровождавшийся трапповым магматизмом, явился новым поворотным моментом в геологической истории Западно-Сибирской плиты. Прежде всего, рифтогенные процессы нарушили еще молодые сутуры и стыки террейнов, при этом конвергентные движения континентальных блоков сменились на дивергентные. Другими словами фундамент Западно-Сибирской плиты в мезозое и кайнозое испытывал стабильное растяжение и медленно погружался, т.е. территория региона представляла собой область седиментации.

Раннеюрская эпоха характеризовалась переменными режимами: в начале эпохи происходило расширение бассейнов седиментогенеза, а в конце море отступило, и установился преимущественно континентальный режим. В среднеюрскую эпоху преобладали переходные режимы, а в позднеюрскую всю территорию Западно-Сибирской плиты заняло море. В раннемеловую эпоху море мелеет, о чем говорит тот факт, что глинистые отложения по простиранию часто сменяются песчаными. Позднемеловая эпоха характеризуется новым углублением бассейна, на что указывает развитие на всей территории известковистых и глауконитовых глин, алевролитов, мергелей. В кайнозое на смену глинистым отложениям приходят песчано-глинистые, море мелеет, а затем покидает территорию Западно-Сибирской плиты.

*Модели нефтегазообаразования***.** В соответствии с мобилистскими идеями образование углеводородного сырья могло происходить в различных геологических условиях [4]:

– в традиционных областях устойчивого тектонического прогибания на фоне невысокой прогретости недр с «вялым» течением процессов нефтегазообразования (бассейновая депрессионная модель);

– в районах субдукции литосферных плит (сутурах), где наряду с органическим возможен и неорганический синтез углеводородов в условиях стабильного теплового потока (100–400°С) – (субдукционная модель);

– в узких, вытянутых рифтовых бассейнах со специфическим геодинамическим режимом прогретых недр (рифтогенная модель).

неравномерная концентрация месторождений нефти и газа в пределах Западно-Сибирской плиты обусловлена, вероятно, различными способами образования углеводородов:

1. Площадная рассеянная нефтегазоносность Западно-Сибирской плиты, несомненно, представляет собой продукт бассейновой органогенной генерации углеводородов.

2. Локальные области с аномально высокой концентрацией запасов нефти и газа, вероятнее всего, являются природными резервуарами, где смешиваются углеводороды различного генезиса.

Литература

1. Аплонов С.В. Палеогеодинамика Западно-Сибирской плиты // Советская геология. – М., 1989. – №7. – С. 40–43.
2. Атлас «Геология и нефтеносность Ханты-Мансийского автономного округа» / Под ред. Э.А. Ахнатепова, В.А. Волкова, В.Н. Гончаровой и др. – Екатеренбург: Изд-во «ИздатНаукаСервис», 2004. – 148 с.
3. Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., дещеня М.П. Палеозой и триас Западной Сибири // Геология и геофизика. – М., 2003. – Т.44. – №1–2. – С. 120 – 143.
4. Гаврилов В.П. Мобилисткие идеи в геологии нефти и газа // Геология нефти и газа. – М., 2007. – №2. – С. 41 – 47.

5. Добрецов Н.Л. Эволюция структур Урала, Казахстана, Тянь-Шаня и Алтае-Саянской области в Урало-Монгольском складчатом поясе (Палеоазиатский океан) // Геология и геофизика. – М., 2003. – Т.44. – №1–2. – С. 5 – 27.
6. Егоров А.С., Чистяков Д.Н. Структура консолидированного фундамента Западно-Сибирской платформы и прилегающих складчатых областей // Геология и геофизика. – М., 2003. – Т.44. – №1–2. – С. 101 – 119.
7. Моссаковский А.А. и др. Центрально-Азиатский складчатый пояс: геодинамическая эволюция и история формирования // Геотектоника. – М., 1993. – №1–2. – С. 3 – 29.
8. Мочалкина Л.Н. Жарма-Саурский террейн (магматмзм и рудоносность). – усть-Каменогорск: Изд-во ВКГТУ, 2005. – 80 с.
9. Мочалкина Л.Н. Магматмзм и рудоносность террейнов юго-западного Алтая. – усть-Каменогорск: Изд-во ВКГТУ, 2004. – 88 с.
10. Никонов В.Ф. Геодинамика фундамента и закономерности распределения нефти и газа на месторождениях Западной Сибири // Геология и геолого-разведочные работы. – М., 2006. – №2. – С. 48 – 50.
11. Пучков В. Н. Уралиды и тиманиды, их структурные связи и место в геологической истории Урало-Монгольского пояса // Геология и геофизика. – М., 2003. – Т.44. – №1–2. – С. 28 – 39.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ В КОГАЛЫМСКОМ РАЙОНЕ НЕФТЕДОБЫЧИ ПО АНОМАЛИЯМ АРОМАТИЧЕСКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПРИПОВЕРХНОСТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ

А.А. Жильцова, Д.М. Ярков
Научный руководитель профессор В.И. Исаев
Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск, Россия

Цель исследований заключалась в определении перспектив нефтегазоносности Центрально-Кустового участка ТПП «Когалымнефтегаз» по результатам анализов проб грунтов, поднятых из взрывных скважин сейсморазведки. Исследования грунтов выполнялись методами органической геохимии на содержание моно-, би-, триароматических и полициклоароматических углеводородов. Анализировались пробы, поднятые с глубин 7–10 м, где достаточно стабильны криогенные условия, а сохранность углеводородов обеспечивается адсорбцией на глинистой породе и минимумом атмосферного кислорода на глубине отбора проб. Выполнено решение поисковой задачи на основе анализа аномалий фильтрующихся жидких углеводородов. В процессе исследований решалась задача прогнозирования залежей углеводородов на территории, где активно ведется поисковое и разведочное бурение, добыча углеводородного сырья. Эти особенности работ предопределяют их исследовательский характер.

Центрально-Кустовой участок расположен в Сургутском районе Тюменской области на широте 62°12´ в 3 км к юго-востоку от города Когалым [2].

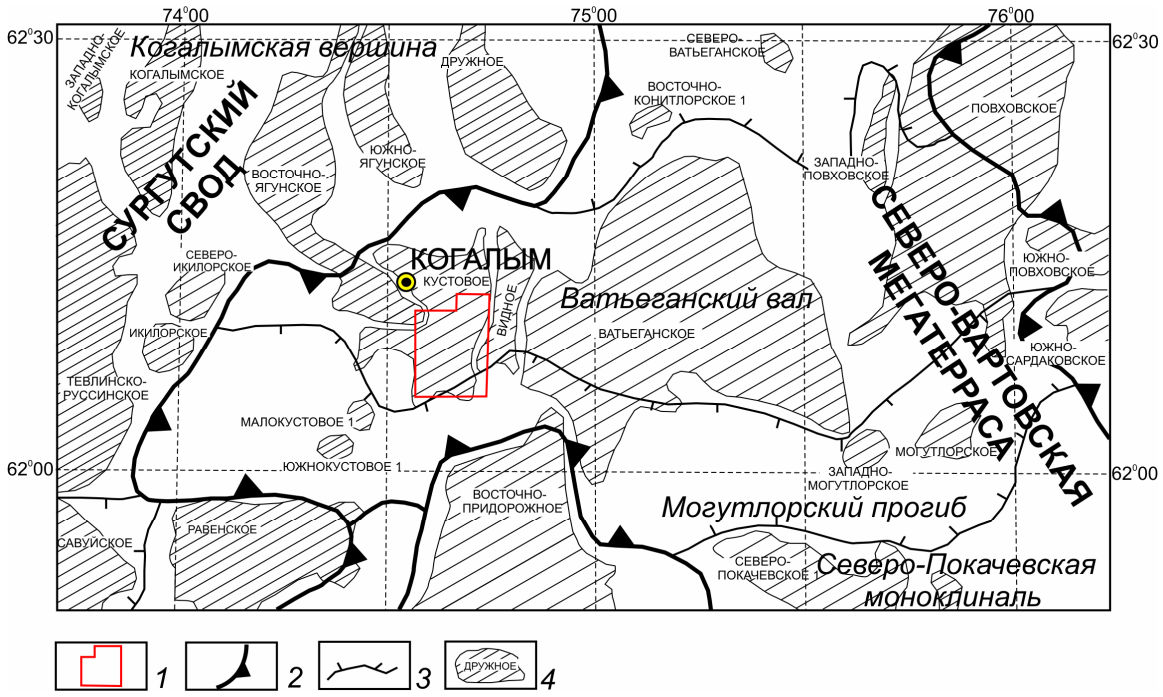


Рис.1 Выкопировка из тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты [1]: 1 – контур Центрально-Кустового участка; 2 – границы тектонических структур I порядка; 3 – границы внутреннего районирования тектонических элементов I порядка; 4 – открытое месторождение углеводородов, название месторождения

Согласно «Тектонической карте центральной части Западно-Сибирской плиты» под редакцией В.И. Шпильмана [1] площадь Центрально-Кустового участка расположена на Кустовом поднятии в пределах Ватьеганского вала и Могутлорского прогиба, которые осложняют Северовартовскую мегатеррасу и находятся на сочленении Сургутского и Нижневартовского сводов (рис.1).

Для нефтегеологического анализа геохимической зональности углеводородов была принята теоретическая физико-химическая модель залежи [3]. Согласно этой модели пространственная локализация аномалий фильтрующихся углеводородов в приповерхностном слое происходит над водонефтяным контактом. Эти аномалии в случае залежи, вмещаемой замкнутым локальным поднятием, для теоретической модели имеют зонально-кольцевую форму и трассируют внешний контур водонефтяного контакта. На практике идеальных кольцевых и линейных аномалий не наблюдается, они обычно распадаются на цепочки локальных аномалий. В качестве информативных параметров были приняты суммарные концентрации ароматических углеводородов групп моно-, би-, три- и полиароматических молекул с 4–5 конденсированными ароматическими кольцами.

По полученным в результате исследований данным были построены карты изоконцентраций углеводородов и распределения геохимических параметров. На карте изоконцентраций нафталинов (рис.2), которую следует рассматривать в качестве основной схемы прогноза перспектив нефтегазоносности, выделяются три перспективных участка.

Два перспективных участка (1-й и 2-й), разбуренные поисковыми и разведочными скважинами, расположены в периферийных частях площади геохимического опробования. 1-й перспективный участок, расположенный у юго-восточного края планшета (примыкающая часть месторождения Видное), охарактеризован и скважинами, давшими притоки нефти, и скважинами, давшими притоки нефти с водой. На этом участке аномальная зона концентраций нафталинов вполне согласовалась с положением установленного бурением водонефтяного контакта (ВНК) в пласте $ЮС^1_1$. 2-й перспективный участок, расположенный у юго-западного края планшета (примыкающая часть месторождения Кустовое), охарактеризован скважинами, давшими притоки нефти с водой. На этом участке аномальная зона концентраций нафталинов не противоречит положению установленного бурением ВНК.

Третий перспективный участок, расположенный в центрально-западной части площади геохимического опробования, еще не разбурен и является собственно прогнозным. Здесь положение ВНК предполагаемой залежи (ловушки) достаточно уверенно картируется зонами концентраций нафталинов, подтверждается аномальными

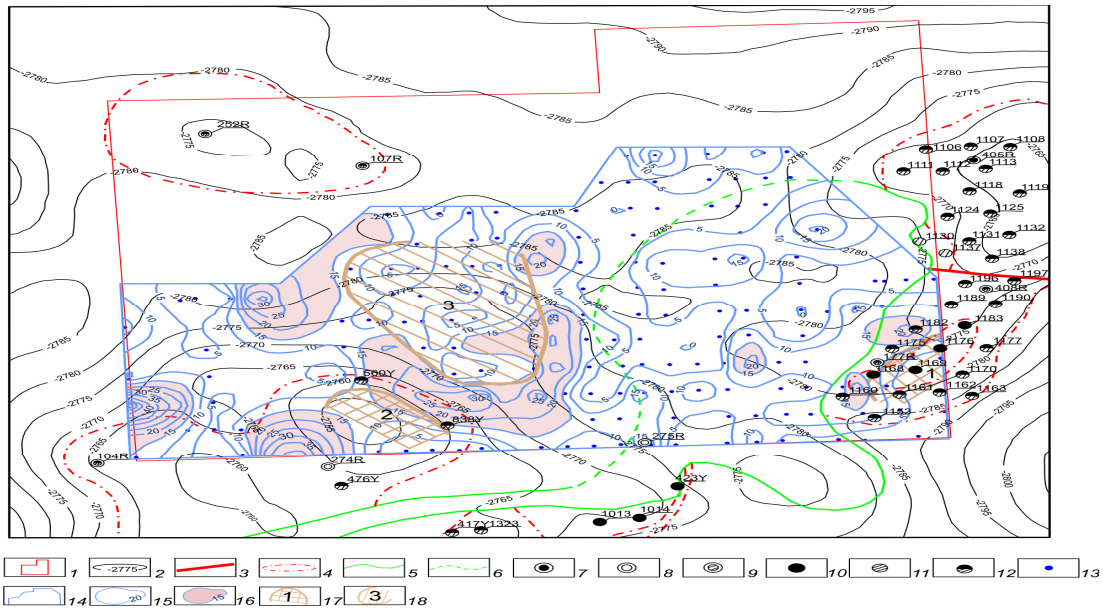


Рис. 2. Схематическая карта прогноза перспектив нефтегазоносности (карта концентраций соединений с нафталиновым ядром): 1 – границы участка; 2 – изогипсы по кровле пласта $ЮС_1^1$; 3 – предполагаемые тектонические нарушения; 4 – водонефтяной контакт; 5 – линия установленного выклинивания пласта; 6 – линия предполагаемого выклинивания пласта; 7 – разведочная скважина, давшая приток нефти; 8 – разведочная скважина; 9 – разведочная скважина, давшая приток воды; 10 – эксплуатационная скважина, давшая приток нефти; 11 – эксплуатационная скважина, давшая приток воды; 12 – эксплуатационная скважина, давшая приток нефти с водой; 13 – точки геохимического опробования, принятые для прогноза перспектив нефтегазоносности; 14 – контур площади геохимического опробования; 15 – изоконцентрации соединений с нафталиновым ядром (мг/кг); 16 – аномальные зоны концентраций соединений с нафталиновым ядром (мг/кг); 17 – разбуренные перспективные участки, прогнозируемые по аномалиям нафталиновых углеводородов, номер участка; 18 – неразбуренные перспективные участки, прогнозируемые по аномалиям нафталиновых углеводородов, номер участка

зонами по фенантренам, сумме ароматических углеводородов, а также алкилбензолов. «Кольцо» аномальных зон кажется недостаточно замкнутым только в самой северной части этого перспективного участка.

Совместное рассмотрение аномальных зон 3-го и 2-го перспективных участков (рис.2) позволяет предположить следующий разрез возможной ловушки (залежи) в пласте $ЮС_1^1$. Начиная с северной части 3-его перспективного участка с положения изогипс 2785–2780, коллектор становится нефтенасыщенным. На стыке 3-его и 2-ого перспективных участков (положение изогипс 2770–2765) пласт содержит зону фациального замещения неколлектором. Здесь фиксируются два ВНК, первый принадлежит «склоновой» залежи (3-ий перспективный участок), второй – «купольной» залежи (2-ой перспективный участок).

Литература

1. Атлас «Геология и нефтеносность Ханты-Мансийского автономного округа» / Под ред. Э.А. Ахнатепова, В.А. Волкова, В.Н. Гончаровой и др. – Екатеренбург: ИздатНаукаСервис, 2004. – 148 с.
2. Гордина Р.И., Кузьмичев О.Б., Коржик В.И., Гарипова А.Ш. Подсчет балансовых запасов нефти и растворенного газа, ТЭО КИН Кустового месторождения. – Когалым, 2005.
3. Справочник по геохимии нефти и газа. – СПб.: Недра, 1998. – 576 с.

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НОВОПОРТОВСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.С. Журилин
Научный руководитель доцент Д.А. Новиков
Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

Успех разработки любого месторождения нефти и газа на настоящем этапе развития науки заключается в создании на стадии проектирования его надежной гидродинамической модели. В последнее время получили широкое распространение гидродинамические модели, созданные с применением различных пакетов: Eclipse (Schlumberger), VIP (Landmark) и др. В настоящее время методы моделирования направлены на решение вопросов оптимизации добычи и транспортировки нефти газа, т.е. создания постоянно действующих интегрированных моделей.

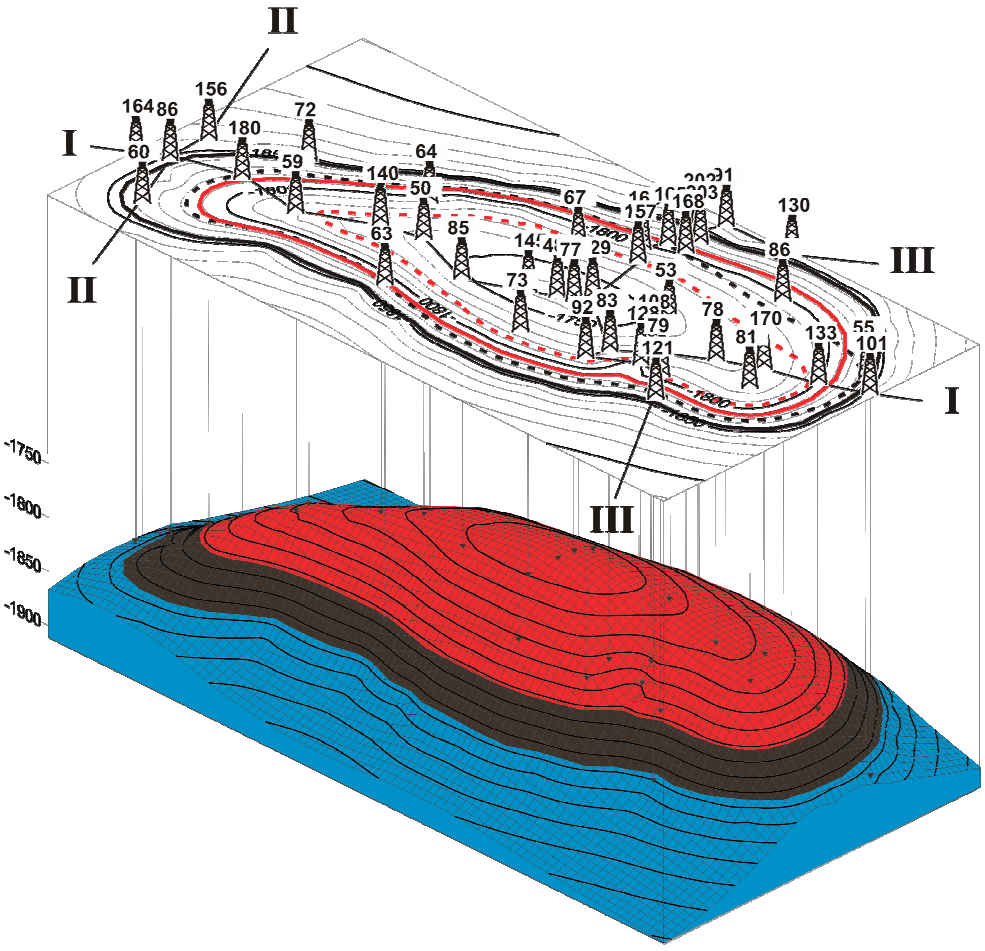


Рис.1 Модель пласта $НП_{2-3}$ Новопортовского месторождения

Изучение гидродинамических условий и применение методов расчетов гидродинамических параметров позволяет грамотно и достоверно рассчитывать гидродинамические параметры пласта и их изменение в процессе разработки месторождения. Новопортовское нефтегазоконденсатное месторождение является одним из первоочередных объектов для освоения в комплексной программе развития новых районов газодобычи ОАО «Газпром».

В настоящей работе были изучены особенности геологического строения, нефтегазоносности, гидрогеологических условий и выявлены закономерности изменения гидродинамических условий залежей нефти и газа по разрезу и площади месторождения и отдельных продуктивных пластов. Для выполнения всего комплекса гидродинамических исследований нами была создана электронная база данных по 79 скважинам с последующей отбраковкой материалов низкого качества.

Используя материалы бурения и испытания скважин, подсчета запасов нами были построены гидрогеологические модели пластов $НП_1$, $НП_{2-3}$, $НП_4$, $НП_{5-7}$, $НП_7$, $НП_8$ (рис.1).

В разрезе месторождения установлено 3 гидродинамические зоны: 1) приурочена к отложениям апт-альбского комплекса (до глубины 1000 м) и характеризуется гидростатическими пластовыми давлениями. Коэффициент продуктивности (Кпр) данных отложений самый высокий по всему месторождению и в скважине № 128 (12 объект) пласт $ТП_1$ достигает 12,15 $м^3$/сут*атм. Коэффициент аномальности пластовых давлений (Ка), равный отношению пластового давления к гидростатическому, варьирует от 0,95 до 1,05; 2) включает отложения неокома, верхней и средней юры (до глубины 2200 м) и характеризуется незначительным отклонением давлений относительно гидростатического (Кпр составляет от 0 до 3,16 $м^3$/сут*атм, Ка = 0,87–1,09); 3) включает отложения нижней юры и палеозоя (от 2200 до 3700 м) и характеризуется более широким интервалом давлений, с преобладанием повышенных (Кпр 0–0,47 $м^3$/сут*атм, Ка = 0,87–1,17) (рис.2).

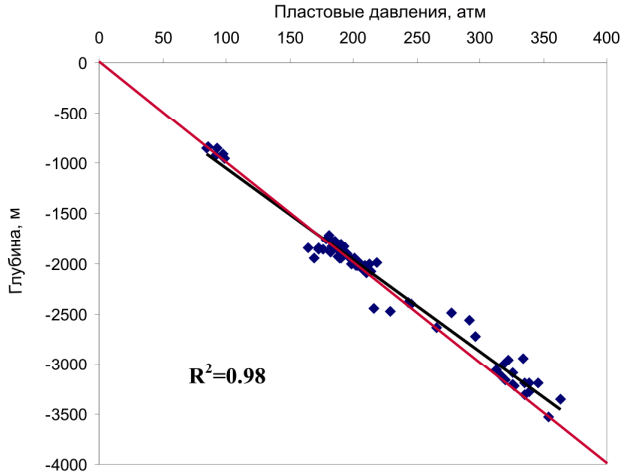


Рис.2 Изменение пластовых давлений с глубиной

В целом установлен нормальный тип вертикальной гидродинамической зональности с осложнениями в пределах нижней гидродинамической зоны, связанной с проявлением повышенных пластовых давлений.

ПРИМЕНЕНИЕ ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИХ КРИТЕРИЕВ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ЛОКАЛЬНОГО ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

С.Б. Захаров
Научный руководитель старший научный сотрудник Д.А. Новиков
Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

Гидрогеологические исследования, проводимые при поисках нефти и газа в комплексе с другими методами, приобрели в настоящее время большое значение и достаточно высокую эффективность. Они выполняются на всех этапах геологоразведочных работ. Широко применяется гидрогеологическое опробование скважин при рекогносцировочных поисках, структурном, опорном, параметрическом и разведочном бурении. Главная цель гидрогеологических исследований – получение необходимых данных для повышения эффективности разведки недр и ускорения открытия новых месторождений нефти и газа [4].

Гидрогеологические показатели нефтегазоносности по масштабам делятся на региональные, зональные и локальные.

Гидрогеологическими показателями нефтегазоносности локальных объектов служат в основном те, которые используются при определении регионального и зонального прогноза нефтегазоносности. Вместе с тем, количество индивидуальных показателей, применяемых при исследовании локальных площадей, может быть значительно больше и набор их несколько иным. Для осуществления локального прогноза требуется также другая, более плотная сеть скважин и детальность гидрогеологического опробования по разрезу скважин.

Оптимальный комплекс гидрогеологических показателей нефтегазоносности локальных участков согласно работам В.А. Сулина, А.А. Карцева, Э.Е. Лондона рекомендуется подразделять на группы прямых и косвенных показателей.

Среди прямых локальных различают следующие показатели: ореольного рассеяния залежей и биохимического и физико-химического взаимодействия залежей с подземными водами.

Косвенные локальные показатели нефтегазоносности не указывают на наличие залежей нефти и газа в пределах исследуемой структуры. Они несут информацию о существующих в недрах условиях, благоприятных для формирования и сохранения углеводородных скоплений. К числу косвенных показателей отнесены газонасыщенность подземных вод, различные соотношения углеводородов и инертных газов, тип вод и общая минерализация, микрокомпоненты, коэффициенты rNa/rCl, rCa/rMg, Cl/Br и др.

В работе была изучена гидрогеохимическая характеристика Калинового нефтегазоконденсатного месторождения, которая показала достоверность и информативность различных критериев и показателей. В настоящей работе нами проанализированы параметры гидрогеохимического фона для верхнеюрского, нижнесреднеюрского и палеозойского гидрогеологических комплексов. Составлена база данных по результатам бурения и испытания разведочных скважин с внесением данных по результатам аналитических лабораторных исследований (24 скважины).

В пределах верхнеюрского комплекса на Калиновой площади выделяется нефтегазовая залежь пласта $Ю_1$. В приконтурных водах этого комплекса наблюдаются высокие значения газонасыщенности – до 2,5 л/л, тогда как фоновые значения составляют 1,5 л/л. По мере приближения к залежам наблюдается рост содержаний гомологов метана. Например, в скв. № 3, которая находится в 1100 м от газоводяного контакта (ГВК), содержание С2, С3, С4 и С5 составляет соответственно 1,47, 0,33, 0,05, 0,04 об. %, а общее содержание гомологов метана составляет 1,68 об. %. В подошвенных водах скв. № 1, находящейся в контуре газоносности, содержания гомологов составляют уже 8,0, 4,07, 0,79 и 0,37 об. % соответственно, а их сумма – 13,09 об. %. Это также связано с близостью нефтяной залежи, которая расположена восточнее на расстоянии 5 км в районе скважины № 8. Также в приконтурных водах наблюдается повышенное содержание таких газов, как гелий (до 0,07 об. %), азот (6,9 об. %) и CO_2 (0,45 об. %). По мере приближения к залежам в пластовых водах снижается минерализация: при фоновых значениях 30–40 г/л для этого района, около ГВК она составляет 14–23 г/л. Снижение концентраций выше перечисленных компонентов по мере удаления от ВНК и ГВК также наблюдается вниз и вверх по разрезу. Для пласта $Ю_1$ построена гидрогеологическая модель и в первом варианте предложена схема водного ореола рассеяния этой залежи (рисунок).

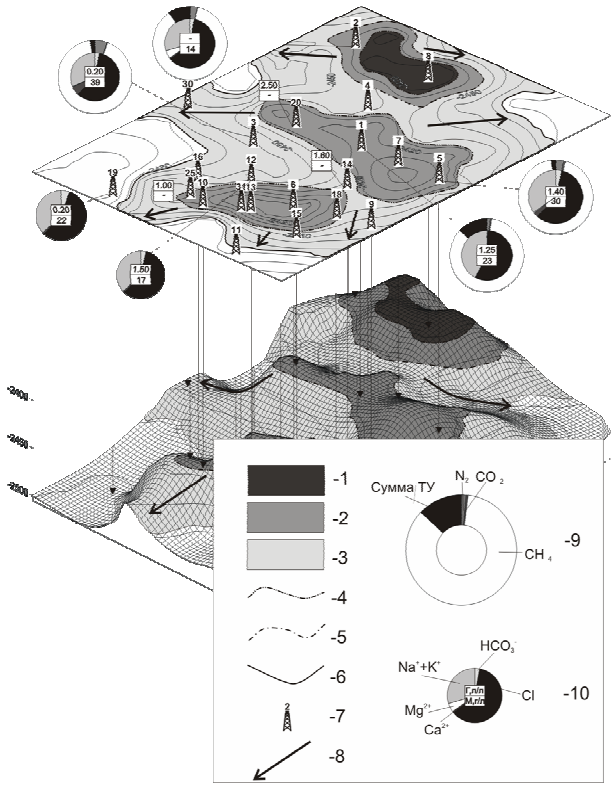


Рис. Гидрогеологическая модель и схема водных ореолов рассеяния нефтяной залежи пласта $Ю_1$ Калинового месторождения

Область: 1 – нефтяной залежи; 2 – газовой залежи; 3 – зона ореола рассеяния; 4 – водонефтяной контакт; 5 – газоводяной контакт; 6 – внешняя граница зоны ореола рассеяния; 7 – скважина и ее номер; 8 – направление миграции компонентов залежи нефти. Химический состав: 9 – водорастворенных газов подземных вод; 10 – подземных вод

В пределах нижнесреднеюрского комплекса на площади выделяется залежь пласта $Ю_7$. По мере удаления от ВНК, а также вверх и вниз по разрезу наблюдается снижение концентраций аммония (от 100 мг/л внутри контура нефтеносности в районе скв. № 1, до 40 мг/л в районе скв. № 2, на расстоянии 5 км), йода (от 15 до 1 мг/л), брома (от 155 до 30 мг/л), стронция, лития, рубидия и других микроэлементов. В водах этого комплекса наблюдаются высокие значения газонасыщенности – от 1,4 до 2,0 л/л. Величина фоновых значений составляет 1,0 л/л. Общее содержание гомологов метана увеличивается от 2,17 об. % в районе скв. № 3, которая находится в 1400 м от ВНК, до 9,3–9,5 об. % в районе скв. № 1 непосредственно в контуре.

Интересен и палеозойский комплекс на территории Калиновой площади, которая расположена на территории Чузикско-Чижапской зоны нефтегазонакопления, на территории которой находятся 80 % палеозойских залежей всей Западной Сибири. Для нефтяной залежи М были посчитаны основные показатели ореолов рассеяния углеводородных залежей [3]. Коэффициент СН4/ТУ в среднем составляет 17,12, НСО3/М – 0,017, J/M – 0,184. В пределах палеозойского комплекса наблюдаются высокие значения газонасыщенности – до 1,5 л/л при фоновых значениях 1,0 л/л. Установлено, что в пределах контурных вод снижается их минерализация (от 65–90 г/л в фоновых водах до 18–20 г/л около ВНК залежи М). Также по мере удаления от ВНК, а также вверх и вниз по разрезу уменьшается содержание гомологов метана, нафтеновых кислот, аммония и основных микроэлементов

Полученные результаты совпадают с фактическими материалами, полученными при изучении Калинового месторождения, что в дальнейшем позволит разработать оптимальный комплекс гидрогеологических исследований для локального прогноза залежей на территории Западной Сибири.

Литература

1. Кротова В.А. Нефтепоисковые гидрогеологические критерии. – Л.: Недра, 1969. – 293 с.
2. Матусевич В.М. Геохимия подземных вод Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. – М.: Недра, 1976. – 87 с.
3. Назаров А.Д. Нефтегазовая гидрогеохимия юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. – М.: Идея-Пресс, 2004. – 285 с.
4. Суббота М.И., Клейменов В.Ф., Стадник Е.В. Интерпретация результатов гидрогеологических исследований при поиске нефти и газа. – М.: Недра, 1996. – 118 с.

ЛИТОГЕНЕТИЧЕСКАЯ ТРЕЩИНОВАТОСТЬ ОЛИГОЦЕНОВЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ ПРЕДКАРПАТСКОГО ПРОГИБА И ЕЕ ВЛИЯНИЕ НА ХАРАКТЕР НЕФТЕНАСЫЩЕНИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ

Т.В. Здерка, С.С. Куровец
Научный руководитель профессор Б.И. Маевский
Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа, г. Ивано-Франковск, Украина

На сегодня актуальной проблемой нефтегазовой геологии является изучение распределения запасов нефти в порово-трещинных коллекторах, а именно в пористой матрице породы-коллектора и трещинах перед проведением подсчета запасов и составлением технологических схем разработки.

До этого времени при подсчете запасов нефти, а также при составлении проектов разработки принимали, что основная часть нефти находится в низкопористой матрице породы-коллектора. Однако, в последнее время все чаще приводятся примеры того, что в трещинах пород-коллекторов могут содержаться значительные запасы углеводородов. Эта проблема достаточно сложна и многогранна, а потому ей посвящено значительное количество научных трудов.

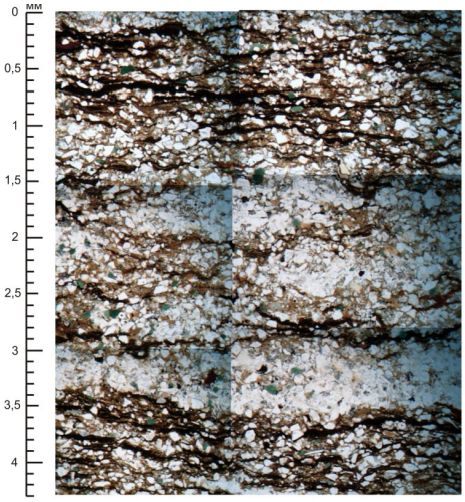


Рис. Мелкозернистый песчаник разбитый системой параллельных литогенетических трещин. Интервал 2431–2434 м, скв. 6 – Мыкулычин. Расчетная трещинная пористость 6,85 %

Породы-коллекторы олигоценовых отложений Предкарпатского прогиба являются типичными флишевыми образованиями. Они представлены алевролитами, мелко-, реже средне- и крупнозернистыми песчаниками. Особенности геодинамического развития Карпатского региона и частое переслоение алевро-псамитов небольшой толщины и аргилитов создают предпосылки для развития порово-трещинных и трещинных коллекторов. Визуальный просмотр, детальные литолого-петрографические исследование образцов пород-коллекторов в шлифах и на образцах керна, а также результаты испытания скважин свидетельствуют о большом количестве разуплотненных зон в разрезе скважин и повышенной микротрещиноватости пород-коллекторов, что указывает на развитие именно порово-трещинных коллекторов с преобладанием послойной литогенетической трещиноватости, что способствует значительным притокам нефти.

Микроскопические исследования шлифов олигоценовых пород-коллекторов, выполненные нами, дают

возможность утверждать, что волнообразные литогенетические трещины (очень часто системы трещин) с раскрытием преимущественно 0,1–0,2 мм является в то же время значительной емкостью для углеводородов (рисунок). За данными [4], объем трещинной пористости является значительно меньшим межзерновой и составляет не более 20 % от общей пористости породы.

Как известно, матрица породы-коллектора содержит значительное количество связанной воды, в результате чего значительно уменьшается коэффициент ее нефтенасыщения. Установлена прямая зависимость между размерами пор и количеством связанной воды в породе. С уменьшением размера пор количество связанной воды в пористой среде увеличивается. Согласно [2] пористая матрица порово-трещинных пород-коллекторов Карабулак-Вознесенского месторождения может содержать до 90 % связанной воды, а основной емкостью для нефти является вторичное пустотное пространство (трещины).

Самым эффективным методом определения структуры порового пространства порово-трещинных пород-коллекторов, а особенно параметров их трещиноватости могут быть комплексные микроскопические исследования с использованием цифрового, поляризационного и люминесцентного микроскопов [5]. Такие исследования позволяют изучать особенности нефтенасыщения порово-трещинных пород-коллекторов, а также осуществлять прямые определения величины раскрытия трещин. Трещинная пористость породы-коллектора может быть определена согласно [4] за формулой:

$$m_{трещ} = \frac{\sum_{i=1}^{N} b_i \cdot l_i}{S},$$

где b – величина раскрытия трещины, см; l – длина следа трещины в шлифе, см; $\sum_{i=1}^{N} b_i \cdot l_i$ – площадь всех трещин, которые наблюдаются в шлифе, см^2; S – площадь шлифа, см^2.

С помощью микроскопических исследований непосредственно можно измерять величины раскрытия трещин, их длину и площадь исследуемой поверхности шлифа. Величина раскрытия трещин измеряется в нескольких точках в каждом из шлифов определенного интервала, с последующим их усреднением.

Результаты проведенных нами расчетов трещинной пористости, на примере Мыкулычинского месторождения, представленные в виде таблицы.

Таблица

Сравнение результатов расчетной трещинной и общей пористости пород-коллекторов менилитовой свиты

№ св.	Интервал, м	Горизонт менилитовой свиты	Значение расчетной трещинной пористости $m_{трещ}$, %	Значение общей пористости m, %	Часть трещинной емкости в общем объеме пустот, %
3	2442–2448	кливских песчаников	1,6	11,9	13,4
4	2851–2854,8	кливских песчаников	1,83	12,1	15,1
6	2611–2614	кливских песчаников	0,2	11,3	1,7
7	2226–2234	кливских песчаников	0,34	9,4	3,6
8	2518–2523	серо-зеленых аргилитов	0,5	9,8	5,1
8	2561–2565	пяти пластов	2,4	13,6	17,6
21	2385–2395	пяти пластов	1,05	8,6	12,2
21	2505–2512	кливских песчаников	0,86	8,5	10,1
22	2407–2411	пяти пластов	5	14,2	7,6
24	2349–2354	пяти пластов	3,85	12,3	8,1

Часть трещинного пространства в общем объеме пустот может определяться из соотношения $m_{трiщ}/m$•100 %. Из приведенных в таблицы данные видно, что часть трещинной емкости в общем объеме пустот (см. табл.) составляет от 1 % до 17,5 %. Этим, на наш взгляд, и объясняется преимущественно низкий процент нафтеотдачи из олигоценовых пород-коллекторов, который составляет 10–15 % для условий Предкарпатского прогиба. Отмеченное указывает на то, что в процессе исключения запасов нефти из залежей преимущественно работают преимущественно литогенетические трещины и притрещинные зоны пористой матрицы породы-коллекторы, с которыми преимущественно и связаны извлекаемые запасы нефти в олигоценовых отложениях.

Из изложенного выше следует, что запасы нефти в порово-трещинных породах-коллекторах имеют определенное распределение. Составными частями общих запасов нефти являются запасы порового и запасы трещинного пустотного пространства породы-коллектора. Как уже отмечалось, важным является раздельный подсчет запасов нефти в разных видах пустот в связи с тем, что абсолютная величина их нефтеотдачи является разной. Согласно [1] формула для подсчета запасов порово-трещинных пород-коллекторов имеет вид:

$$Q = \frac{S \cdot h \cdot \rho}{b}\left[(1-\alpha)(1-m_{трещ})m_в + m_{трещ}\right],$$

где Q – геологические или балансовые запасы нефти, кг; S – площадь залежи, м^2; h – эффективная нефтенасыщенная толщина, м; ρ – плотность нефти, кг/м^3; b – объемный коэффициент нефти; α – коэффициент водонасыщенности пор матрицы породы; $m_{трещ}$, $m_в$ – соответственно коэффициенты трещинной и открытой пористости. В данной формуле множитель $(1-\alpha)(1-m_{трещ})m_в$ – коэффициент нефтенасыщенной пористой

матрицы породы-коллектора, а $m_{трещ}$ – одновременно коэффициент нефтенасыщения трещин, поскольку связанная вода на стенках трещин, заполненных нефтью, не содержится.

В практике разработки с целью повышения производительности скважины создают значительные депрессии на пласт. Как показывает анализ разработки месторождений Долинского нефтепромышленного района [3], трещины порово-трещинных пород-коллекторов эффективно работают при депрессиях на пласт менее 3–5 МПа. В таком случае в трещины происходит подток нефти из прилегающей к ним пористой матрицы породы-коллектора, которая обеспечивает стойкие дебиты и рациональную выработку запасов из залежей. Поэтому при эксплуатации порово-трещинных пород-коллекторов необходимо регулировать темпы отбора жидкости с целью предотвращения быстрого смыкания преимущественно литогенетических трещин наслоения.

Литература

1. Котяхов Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. – М.: Недра, 1977. – 287 с.
2. Майдебор В.Н. и др. Разработка месторождений с трещиновато-кавернозными и трещиновато-пористыми коллекторами // ТНТО ВНИИОЭНГ. Сер. «Нефтепромысловое дело», 1979. – 39 с.
3. Маєвський Б.Й, Бойко Г.Ю., Манюк М.І., Ляху М.В., Храбатинко І.В. Дослідження впливу тектонічної тріщинуватості продуктивних горизонтів Долинського нафтового родовища на характер продуктивності свердловин // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ, 1997. – Т.1. – №34. – С. 149 – 156.
4. Ромм Е.С. Фильтрационные свойства трещиноватых горных пород. – М.: Недра, 1966. – 283 с.
5. Здерка Т.В., Маєвський Б.Й., Манюк М.І., Куровець С.С. Щодо особливостей нафтонасичення продуктивних горизонтів Микуличинського родовища // Геодинамика, тектоника и флюидодинамика нефтегазоносных регионов Украины: Тезисы докладов VII Международной конференции «Крым-2007», 2007. – С. 160 – 161.

НОРМАЛЬНЫЕ АЛКИЛБЕНЗОЛЫ В НЕФТЯХ ЮГО-ЗАПАДНОЙ ЯКУТИИ

И.К. Иванова
Научный руководитель член-корреспондент РАН В.А. Каширцев
Институт проблем нефти и газа СО РАН, г. Якутск, Россия

Среди докембрийских нефтей Сибирской платформы выделяют два самостоятельных семейства, одно из которых локализовано в пределах Байкитской антеклизы, другое – заполнило ловушки Катангской седловины и Непско-Ботуобинской антеклизы. Основными геохимическими параметрами для разделения нефтей служат результаты исследований распределения молекул биомаркеров, главным образом, трициклических хейлантанов, тетрациклических стеранов и пентациклических гопанов.

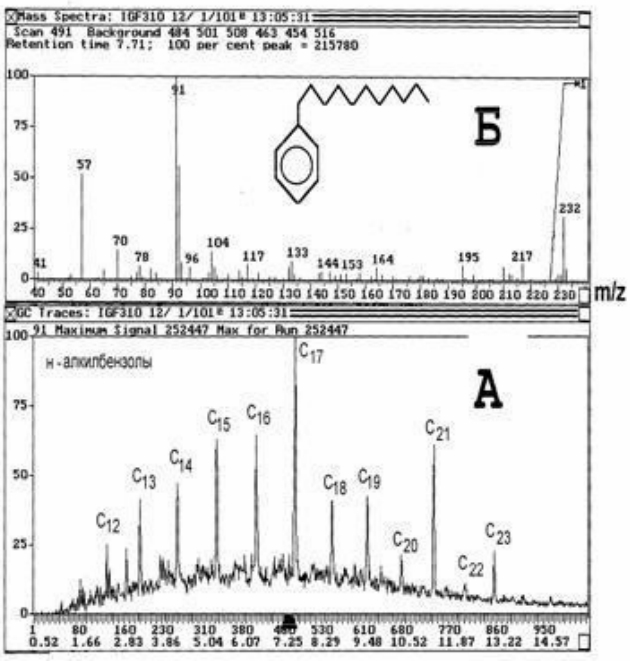


Рис.1 Масс-фрагментограммы н-алкилбензолов (А) и масс-спектр н-ундецилбензола (Б) нефти Талаканского месторождения [1]

Хромато-масс-спектрометрические исследования ароматических углеводородов (УВ) ряда нефтей Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области (НГО) позволили определить гомологический ряд алкилбензолов с неразветвленным углеводородным радикалом, которые до последнего времени не были известны в нефтях этого региона. Согласно существующему мнению ароматические углеводороды (УВ) не синтезируются живыми организмами, а образуются из содержащихся в них органических соединений в процессе преобразования органического вещества в результате биохимических и термохимических реакций. Биохимическим источником высокомолекулярных алкилбензолов с неразветвленной цепью считаются ненасыщенные жирные кислоты липидных компонентов живого вещества. Предполагается, что в результате их дегидратационной циклизации, происходящей на природных катализаторах, и последующих реакций деструкции присоединения свободных радикалов и декарбоксилирования образуется гомологический ряд н-алкилбензолов [1]. Образование алкилбензолов и удлинение алкильного заместителя может протекать в условиях катагенетического преобразования органического вещества (ОВ) и нефтей.

Таким образом, вырисовывается достаточно определенное представление о составе и строении нефтяных моноароматических УВ, их биологических предшественниках и путях преобразования в нефтяные УВ, а также трансформации в залежах. Тем не менее, остается ряд нерешенных вопросов, связанных с проблемой их образования. В данной статье на основании литературного и собственного материала делается попытка представить свое видение процессов образования и преобразования моноароматических УВ в недрах и, в

частности, алкилбензолов с алкильными цепями нормального строения. Выбор н-алкилбензолов обусловлен отсутствием их аналогов в живой природе и, следовательно, процесс их образования должен в определенной степени отражать один из путей трансформации биоорганического вещества в недрах.

Нефти месторождений Непско-Ботуобинской НГО характеризуются широким диапазоном значений физико-химических показателей: плотность – 0,821–0,907 г/см^3, содержание парафинов – от следовых концентраций до 4,4 %, серы – 0,1–2,0 %, выход бензиновых фракций от 7–38 %. Нефти отличаются преимущественно метановым составом (41–73 % метаново-нафтеновых УВ). Кроме Талаканской, остальные нефти имеют повышенные содержания асфальтово-смолистых компонентов: смолы – до 43 %, асфальтены – до 11 %. Исследования ароматических УВ нефтей проводились методом хромато-масс-спектрометрии на квадрупольной системе Q-mass-910-Autosystem (Perkin Elmer). Сканированием хроматограммы по фрагментарным ионам m/z 91 + 92 позволило идентифицировать гомологический ряд н-алкилбензолов в исследуемых нефтях (рис. 1А, таблица). Масс-фрагментограммы аренов для всех проб нефтей идентичны и поэтому ниже они обсуждаются на примере нефти Талаканского месторождения.

Н-алкилбензолы представлены гомологическим рядом $C_{12}H_{18}$ – $C_{23}H_{40}$, т.е. неразветвленный алкильный заместитель содержит от 6 до 17 атомов углерода. Низкомолекулярные гомологи доминируют. Сумма УВ C_{12}–C_{16} – 44,5%, C_{17}–C_{23} – 55,5%. Молекулярно-массовое распределение н-алкилбензолов носит бимодальный характер с максимумами на C_{17} и C_{21}. Гомологи с нечетным количеством атомов углерода преобладают среди н-алкилбензолов C_{17}-C_{23}. Коэффициент нечет/чет составляет 1,90.

Таблица

Относительное распределение н-алкилбензолов в нефти Талаканского месторождения

Н-алкилбензол	Отн. содержание, %	Н-алкилбензол	Отн. содержание, %
C_{12}	4,58	C_{19}	7,84
C_{13}	8,50	C_{20}	3,27
C_{14}	8,50	C_{21}	12,42
C_{15}	11,76	C_{22}	1,31
C_{16}	11,11	C_{23}	3,92
C_{17}	20,26	ΣC_{12}-C_{16}	44,50
C_{18}	6,54	ΣC_{17}-C_{23}	55,50

Повышенное содержание «нечетных» н-алкилбензолов в высокомолекулярной области, возможно, объясняется высоким содержанием в морских растениях «нечетных» полиолефинов с прямой цепью и 1-6 двойными связями в ряду C_{15}–C_{21}. Преобладание углеводорода C_{21} можно объяснить тем, что некоторые виды планктонных водорослей содержат всего один углеводород – полиолефин $C_{21}H_{32}$ с шестью двойными связями – генэйкозагексаен-3,6,9,12,15,18 [2]. Последнее позволило предположить схему образования н-пентадецилбензола из вышеназванного гексаена (рис.2). Вероятно, остальные нечетные гомологи образуются в результате циклизации и ароматизации остальных вышеназванных олефинов.

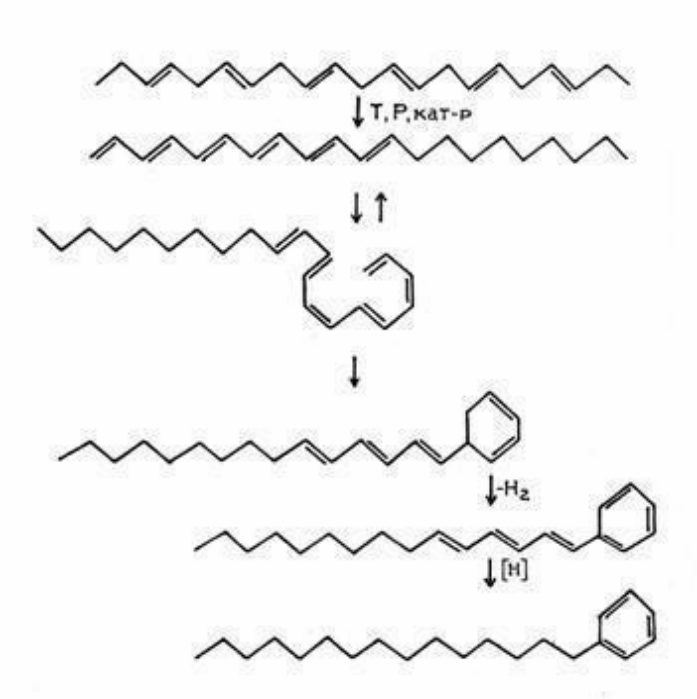


Рис.2 Возможная схема образования н-пентадецилбензолаиз полиолефина $C_{21}H_{32}$ [2]

Цепь превращений, приводящих к образованию высокомолекулярных нечетных н-алкилбензолов, предположительно состоит из 4-х стадий:

1. Изомеризация генэйкозагексаена-3,6,9,12,15,18. Продукт изомеризации – сопряженный и термодинамически стабильный полиен-генэйкозагексаен-1,3,5,7,9,11. Известно, что различные сопряженные полиены способны к согласованной циклизации или под влиянием света, или при нагревании. В итоге такой реакции исчезает двойная связь, другие двойные связи перемещаются, и новая простая связь завязывается между двумя реакционно-способными концами сопряженной системы. Реакции этого типа и обратные им называются электроциклическими реакциями. Поскольку эти реакции обратимы, то сам факт, пойдет ли реакция в прямом или обратном направлении, определяется термодинамическими факторами.

2. Циклизация сопряженного полиена до циклогексадиена с ненасыщенным

углеводородным радикалом.

3. Дегидрирование циклогексадиенового кольца до бензольного.

4. Восстановление ненасыщенного заместителя, поскольку созревание ископаемого органического вещества происходило в восстановительных обстановках, то в результате гидрирования ненасыщенного радикала образуется н-пентадецилбензол.

Таким образом, установленный в нефтях основных промышленных месторождений Юго-западной Якутии гомологический ряд н-алкилбензолов, в котором преобладают гомологи с нечетным количеством атомов углерода, наряду с известными геохимическими особенностями нефтей этой области, возможно, говорит о близком, либо едином генетическом источнике углеводородных флюидов.

Работа выполнена при поддержке Гранта Президента РФ – МК – 4561.2007.5.

Литература

1. Петров А.А. Углеводороды нефти. – М.: Наука, 1984. – 264 с.
2. Хант Дж. Геохимия и геология нефти. – М.: Мир, 1982. – 500 с.

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ШЕЛЬФА И ГЕОПОЛИТИЧЕСКОЕ ВЛИЯНИЕ РОССИИ В АРКТИКЕ

Е.Н. Климова
Научный руководитель доцент А.Т. Корольков
Иркутский государственный университет, г. Иркутск, Россия

Геодинамика современных океанов чрезвычайно сложна. В их эволюции можно выделить 3 последовательные стадии [1]. В океанах Атлантическом, Индийском и, особенно, в Тихом существуют зоны поглощения (субдукции) океанической коры. Только Северный Ледовитый океан находится в начальной стадии развития и раскрывается по срединно-океаническому хребту Гаккеля, продолжающемуся предположительно на Евроазиатском континенте сдвиговой зоной разломов [5]. Она проходит через хребты Черского и северную часть Верхоянского и подчеркивается повышенной сейсмичностью. Однако некоторые ученые утверждают, что океан раскрывается и по хребту Ломоносова.

Отличительной чертой Северного Ледовитого океана является большой шельф. Мелководные моря приурочены к его пассивным окраинам и содержат огромные запасы нефти и газа. Поэтому в Арктике сейчас проходит жаркая битва за приватизацию морей и океана. Сегодня на Северный Полюс претендуют пять государств: Дания, Норвегия, США, Канада и Россия. Все они стремятся закрепить за собой природные ресурсы будущего – гигантские запасы углеводородов и других полезных ископаемых. Кроме того, с глобальным потеплением связано таяние льдов, что может привести к появлению очень выгодных новых морских путей.

Наша страна первой сделала заявку на гигантский (1,2 млн. км^2) арктический сектор еще в 2001 году. Такая возможность предусмотрена в Конвенции ООН по морскому праву 1982 года. Надо только представить научные подтверждения, что континентальный шельф страны (мелководное продолжение континента) выходит за границы 200-мильной зоны. В этом случае можно претендовать либо на 350 миль континентального шельфа, считая от береговой линии, либо на 100 миль от глубины в 2500 метров. В Конвенции ООН по морскому праву однозначно заявлено: если доказано, что поднятия коры в глубоководной части океана являются естественным продолжением материка, то они попадают под юрисдикцию прибрежных государств. То есть России надо доказать, что крупнейшие поднятия Северного Ледовитого океана имеют континентальную природу.

В Арктике предполагаются огромные запасы углеводородного сырья: не менее 100 млрд. тонн условного топлива, что в два раза больше, чем ресурсы Саудовской Аравии. Сейчас Россией обнаружено на шельфе Северного Ледовитого океана 22 месторождения нефти и газа, включая 4 месторождения губ северных рек и заливов Карского моря и 5 подводных продолжений прибрежных углеводородных залежей [2]. Степень разведанности их невысокая. Преобладают газовые, большая часть которых связана с мезозойскими отложениями. Уникальными являются газоконденсатные Штокмановское и Ленинградское в Баренцовом море. Но еще в 90-е годы прошлого века директор Всероссийского научно-исследовательского института геологии и минеральных ресурсов Мирового океана (ВНИИ океанологии) И.С. Грамберг высказывал опасение, что Россия может потерять свои арктические владения. Именно во ВНИИ океанологии была составлена первая прогнозная карта нефтегазоносности шельфов Баренцева и Карского морей, так как его институт еще в 1972 году возглавил поисковые исследования в этих районах. В 1983 году на Международном конгрессе в Лондоне И.С. Грамберг объявил об открытии новой, крупнейшей в мире нефтегазоносной провинции, позже названой Западно-Арктической. Но мировая общественность не сразу оценила эту информацию.

Сейчас в науке пока нет общепризнанной теории, как формировался рельеф дна Северного Ледовитого океана. Неопределенность дает простор для разных толкований. Скажем, ряд авторов утверждают, что поднятие Менделеева – это мощное вулканическое плато, возникшее в более поздние геологические периоды, чем Евразийский континент. Другие ученые, напротив, убеждены, что «менделеевка» – это древний континетальный раздвиг, в центральной части которого поднялась магма. Россия обосновывала заявку в Комиссию ООН проведенными геологическими исследованиями хребта Ломоносова и поднятия Менделеева, которые являются продолжением российского сектора Евроазиатского материка и подтверждаются следующими аргументами:

1. Россия доставила из экспедиций образцы древнего гранита с возрастом 600 миллионов лет. Но оппоненты заявили, что порода не местная, а якобы принесена сюда подводными течениями с материка. В

2007 году наша страна впервые провела подводную телесъемку дна хребта Ломоносова в тех его точках, где брали породу на исследование. И на экране ясно видно, что дно чистое, там нет кусков породы, принесенных течением. Это означает: хребет не изолирован, а связан с российским материком!

2. Еще в 2000 году, было установлено, что толщина земной коры на поднятии Менделеева очень мощная – около тридцати километров. Это само по себе является доказательством продолжения в арктическом океане материка. Ведь молодая земная кора намного тоньше. Казалось бы, убедительный признак. Однако некоторые западные ученые возражают, отмечая, что существует так называемый исландский тип породы, сформировавшийся в горячей точке Срединно-Атлантического океана. Дело в том, что вокруг Исландии мощность земной коры тоже достигает тридцати километров. Но здесь распространена другая порода – базальтовая (а не гранитная), возраст которой не более 150 млн. лет.

3. Другой спорный момент касается скорости формирования пород. Молодая океаническая и древняя континентальная земная кора имеют различные скорости образования. Так вот, исследуя на поднятии Менделеева скорости нарастания верхней и нижней коры, нашим ученым удалось найти все признаки того, что это продолжение земной коры континентального типа.

4. Аналогичная картина вырисовывается и с хребтом Ломоносова, который проходит через Северный Полюс. Кстати, то, что он является продолжением континента, не вызывает сомнений у науки. Это еще в 2004 году было доказано экспедицией американцев и шведов, которые пробурили на хребте подводную скважину глубиной 428 метров. Существует также косвенное подтверждение о связи хребта Ломоносова с континентом по материалам древних рукописей [3], которые указывают, что когда-то, от 100 до 10 млн. лет назад, Северная Америка и Евроазиатский континент были соединены сушей. Древние называли ее Гиперборей [4]. По мнению современных русских ученых хребет Ломоносова, поднятие Менделеева и острова в Северном Ледовитом океане являются остатками той суши.

5. Летом 2007 года было проведено беспрецедентное глубоководное подледное погружение на дно Северного Ледовитого океана на глубоководном батискафе «МИР», в результате которого на Северном Полюсе российские исследователи установили вымпел России, провели подводную телесъемку и отобрали пробы. «Результат анализа (пробы грунта) показал, что поднятие является отрогом хребта Ломоносова», – сказал Анатолий Сагалевич, заведующий лабораторией Института Океанологии РАН. Следовательно, вся спорная территория должна отойти к России!

Но есть один принципиальный момент, который пока не позволяет ни одной стране в полной мере претендовать на арктические шельфы. Комиссия ООН требует, чтобы с помощью эхолотов был составлен полный рельеф дна в тех зонах, которые рассчитывают получить кандидаты на будущее сырьевое богатство океана. Пока это требование не выполнено, любые аргументы, что шельф, согласно геологическим исследованиям, принадлежит той или иной стране, не будут являться окончательным доказательством. В общей сложности в Арктике надо изучить 24 000 км^2. Решить эту задачу мы должны к 2010 году.

Однако многие эксперты предупреждают: возникшие споры – только прелюдия перед глобальным переделом пока что ничейного дна Мирового океана, который может начаться в ближайшие годы. Делить будут уже не береговые зоны, а две трети поверхности океана.

Литература

1. Грамберг И.С. Сравнительная геология и минерагения океанов и их континентальных окраин с позиций стадийности развития океанов // Геотектоника. – М., 2001. – №6. – С. 3 – 9.
2. Тектоника, геодинамика и металлогения территории Республики Саха (Якутия) / Под. ред. Л.М. Парфенова, М.И. Кузьмина. – М.: МАИК «Наука / Интерпериодика», 2001. – 571 с.
3. Минерально-сырьевые ресурсы Российской Арктики (состояние, перспективы, направления исследований). – СПб.: Наука, 2007. – 767 с.
4. Писаренко Д. Полярная Атлантида // Аргументы и факты, 2007. – №5. – С. 23.
5. Писаренко Д. Полярная Атлантида // Аргументы и факты, 2007. – №47 – С. 23.

СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ФОРМАЦИЙ КЕМБРИЯ И ДОКЕМБРИЯ ЮЖНОЙ ЧАСТИ ИРКУТСКОГО АМФИТЕАТРА

И.А. Кожевых
Научные руководители заведующий отделом П.Н. Соболев, доцент В.В. Благовидов
Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

Как известно, основные перспективы нефтегазоносности Сибирской платформы связаны с отложениями нижнего кембрия, венда и рифея [2]. В этих отложениях открыты Атовское, Марковское, Ярактинское, Верхнечонское, Ковыктинское и др. месторождения нефти и газа. Данные месторождения приурочены к подсолевой формации, которая выступает как региональный коллектор, в свою очередь соленосная – как региональный экран.

К подсолевой формации отнесены вендские терригенные отложения ушаковской свиты и нижнемотской подсвиты, сложенные преимущественно песчаниками, а также алевролитами и аргиллитами.

Согласно корреляционной стратиграфической схеме [1] в вендских отложениях для Ангаро-Ленского района выделена мотская серия, которую составляют чорская свита, катангская, собинская и тэтэрская свиты. Ранее этот разрез выделялся, как мотская свита.

Нижнечорская подсвита коррелируется с ушаковской в Байкальском районе. В Катангском районе и районе Енисейского кряжа их аналогом является Ванаварская свита.

Еще в 50-х годах был получен большой фактический материал по данным глубоко бурения южных районов Иркутского амфитеатра. Для стратиграфии внутренних районов платформы были использованы названия свит прилегающих районов обрамления – Прибайкалья и Иркутского Присаянья, что внесло большой разнобой в интерпретацию разрезов из-за разногласий в их корреляции с последними. Сейчас отложения Сибирской платформы территориально поделены на зоны, для которых приняты свои названия свит.

Структурно-фациальная зональность вендских отложений Сибирской платформы обусловлена тремя факторами – палеоструктурами вендского периода, различными источниками сноса материала и последовательным вступлением в этап осадконакопления ее внутренних территорий [3].

Вендские структуры, выделенные в обнажениях по периферии платформы, продолжаются в окраины ее внутренних частей. Прогибы, формировашиеся в рифейское время на Сибирской платформе продолжали формироваться в раннем венде, а в позднем начался этап завершения их развития. В результате нижневендские отложения распространены в основном по окраинам платформы, они наследуют зональность байкальского горизонта верхов рифея [2].

Обширная суша в центральной части Сибирской платформы последовательно сокращалась в раннем венде и полностью ушла под воды морского бассейна в начале позднего венда. Это привело к изменениям стратиграфических объемов венда на территории платформы.

В подсолевой формации выделяется 5 продуктивных горизонтов: боханский, безымянный, марковский, парфеновский, ярактинский. Горизонты сложены разнозернистым песчаниками. Коллекторские свойства характеризуются пористостью до 20 %, проницаемостью от 0 до 300 мД.

Выше выделяется терригенно-сульфатно-карбонатная формация венда представленная глинистыми разностями терригенных отложений верхов нижнемотской подсвиты и сульфатно-карбонатными породами среднемотской подсвиты.

Венд-кембрийская соленосная формация сложена преимущественно доломитами глинистыми, доломито-ангидритами, ангидритами. В верхней части заметно возрастает количество ангидритов, встречаются прослои каменной соли.

В данной работе галогенная (соленосная) формация понимается как пространственно развитое крупное геологическое тело (комплекс отложений), сложенное толщами галогенных, хемогенных пород (гипсы, ангидриты, соли и др.), с которыми парагенетически связаны так называемые несоленые породы (аргиллиты, мергели, карбонатные породы, алевролиты, песчаники и др.)

Кембрийская галогенная формация Сибирской платформы в пространственном соотношении охватывает огромную территорию, включая не только Иркутский амфитеатр, но и Березовскую впадину, южные части Тунгусской синеклизы и Непско-Ботуобинской седловины. Северные границы ее распространения определяются весьма условно. На южных окраинах платформы положение границы однозначно определяется зонами предгорий Енисейского кряжа, Восточного Саяна и Байкало-Патомского нагорья.

Значительный объем буровых работ в регионе позволяет достаточно подробно проследить характер пространственного замещения галогенной формации смежной терригенно-карбонатной. Межформационный переход в зоне обрамления осуществляется за счет постепенного сокращения мощностей и исчезновения из разреза пластов каменной соли. В первую очередь выклиниваются и замещаются наиболее верхние галогенные горизонты. По мере приближения к обрамлению процесс обеднения каменными солями захватывает все более глубокие слои. При этом межсолевые прослои карбонатных пород без существенных изменений вещественного состава протягиваются в смежную зону карбонатного осадконакопления. Существует взаимосвязь образований как галогенной формации, так и смежных бессолевых комплексов. Причем взаимосвязь их отмечается не только в латеральном плане вследствие постепенного замещения одних типов осадков другими, но и в вертикальном, нашедшим отражение в зонах и уровнях формирования карбонатных тел, прослеживаемых в разнофациальных толщах.

Состав формаций определен нами по полевым наблюдениям, а также данным Космической 2, Парфеновской, Морозовской, 3-Р скважин.

Рассматриваемые формации уже длительное время являются объектами нефтегазопоисковых работ. Актуальность этих работ резко возросла в последние годы в связи со строительством крупного нефтепровода ВСТО. В комплекс нефтегазопоисковых работ включаются и малозатратные геохимические методы поисков скоплений углеводородов (УВ). Специалистами установлен факт формирования в приповерхностном геохимическом поле над скоплениями УВ закономерного, зонального расположения концентраций газовых компонентов (CO_2, C_2H_6, H_2, N_2, CH_4, CO) [3, 4]. В основу теории газовой съемки положено представление о том, что любые газовые скопления стремятся к рассеиванию, благодаря чему над газонефтяным месторождением и на некотором расстоянии вокруг него должны наблюдаться повышенные концентрации газа.

В рамках работ автора в составе полевого отряда ФГУП СНИИГГиМС была проведена геолого-геохимическая съемка по профилям на правобережье р. Ангара (восточная часть Иркутского амфитеатра) Каменка-Шотой, Буреть-Боенхал, Олонки-Ахины, Еловка-Хуты. В ходе нее отбирались пробы подпочвенного горизонта из элювиальных, преимущественно глинистых образований. Результаты геохимических анализов были сопоставлены с литологическими исследованиями района. В местах повышения концентраций основных геохимических показателей по площади в подсолевой формации выделены отложения с возможными скоплениями углеводородов. Повышенные концентрации выявились на краях поднятия вблизи Морозовской площади по профилю Каменка-Шотой и в Боханском районе по профилю Буреть-Боенхал.

Литература

1. Исаев В.П., Костюченков Е.П., Павленко В.В. и др. Структура ореолов рассеяния газов над залежами углеводородов // Геология нефти и газа. – М., 1985. – №12. – С. 44 – 51.
2. Конторович А.Э., Сурков В.С., Трофимук А.А. Геология нефти и газа Сибирской платформы. – М.: Недра, 1981.
3. Мельников Н.В., Якшин М.С., Шишкин Б.Б. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Рифей и венд Сибирской платформы и ее складчатого обрамления. – Новосибирск: Гео, 2005. – 428 с.
4. Наземные геохимические методы исследования при поисках месторождений нефти и газа. – М.: ВНИИгеоинформсистем, 1987. – 165 с.
5. Решения четвертого Межведомственного регионального стратиграфического совещания по уточнению и дополнению стратиграфических схем венда и кембрия внутренних районов Сибирской платформы. – Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМС, 1989. – 64 с.

О СВЯЗИ ГЕНЕРАЦИОННОГО ПОТЕНЦИАЛА НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ ТОЛЩ С ПЛОТНОСТЬЮ НЕФТЕНОСНОСТИ (НА ПРИМЕРЕ ТЕРРИТОРИИ ПЕРМСКОГО КРАЯ)

С.Н. Кривощеков
Научный руководитель профессор В.И. Галкин
Пермский государственный технический университет, г. Пермь, Россия

За более чем 75-летнюю историю нефтедобычи в Пермском крае накоплен огромный опыт проведения геолого-разведочных работ, собран обширный фактический материал по геологическому строению территории. В Пермском крае открыто 219 месторождений нефти и газа, из них 158 находится в разработке.

Оценка генерационного потенциала нефтематеринских пород территории Пермского края проводилась с помощью вероятностно-статистического подхода, который позволяет учитывать одновременно влияние нескольких показателей на исследуемый объект. В данном случае в качестве объекта выступает возможность реализации нефтематеринской породой своего генерационного потенциала, а показателями – данные, отражающие минеральный состав, концентрацию органического вещества и палеотемпературные режимы развития территорий. В качестве возможных показателей, контролирующих генерационный потенциал нефтегазоматеринской породы, использовались критерии, отражающие тектоническое развитие территорий, и геохимические характеристики. В платформенной части территории залежи углеводородов (УВ) формировались за счет сублатеральной миграции УВ из пород доманикового типа из осевых зон ККСП по восстанию пластов в сторону бортовых и сводовых участков. Оценка производилась для франских, фаменских, турнейских, визейских, башкирских и московских отложений. К показателям, характеризующим тектоническое развитие территорий, относились мощности данных отложений. В качестве геохимических параметров выступали битумоидный коэффициент и содержание $C_{орг}$ в тех же отложениях. Генерационный потенциал материнской породы во многом определяется палеотемпературной обстановкой за весь период геологической истории породы, которая может быть охарактеризована показателем суммарного импульса тепла (СИТ) [2]. Показатель СИТ так же был вычислен для каждого комплекса.

Проведенные исследования показали, что на величину генерационного потенциала оказывает влияние комплекс тектонических и геохимических характеристик. Для выбора наиболее информативных показателей был применен пошаговый регрессионный анализ. Искомой функцией выступила величина удельной плотности начальных ресурсов категории C_3 (R/S), а в качестве аргументов выступили все изучаемые показатели. Данный метод заключается в том, что в модель на каждом шаге добавлялся наиболее информативный параметр, улучшающий характеристики модели. В результате расчетов было получено следующее уравнение регрессии:

$$R/S = 3{,}653\beta_{C1fr} + 0{,}132h_{C1fm} + 115{,}159W_{овC2b} - 49{,}224C_{оргC1fr} - 2{,}437\beta_{C1fm} - 0{,}851h_{C1t} + 52{,}574C_{оргC1v} + 1{,}536\beta_{C1t} + +0{,}668P_{СИТfr} + 4{,}718V_{C1t} - 110{,}8$$

$$R=0{,}77$$

$$F_p/F_t=16{,}7,$$

где β_{C1fr} – битумоидный коэффициент для франских отложений; h_{C1fm} – толщина фаменских отложений; $W_{овC2b}$ – содержание ОВ в башкирских отложениях; $C_{оргC1fr}$ – содержание $C_{орг}$ в франских отложениях; β_{C1fm} – битумоидный коэффициент для фаменских отложений; h_{C1t} – толщина турнейских отложений; $C_{оргC1v}$ – содержание $C_{орг}$ в визейских отложениях; β_{C1t} – битумоидный коэффициент для турнейских отложений; $P_{СИТfr}$ – параметр СИТ для франской толщи; V_{C1t} – скорость осадконакопления турнейских отложений.

Для перехода к вероятностной характеристике, комплексно оценивающей генерационный потенциал территорий ($P_г$), значения $R/S_{расч}$ переведены в безразмерные величины с помощью следующей формулы:

$$P_г = (R/S_{расч} - R/S_{расч}min) / (R/S_{расч}max - R/S_{расч}min),$$

где $R/S_{расч}$ – расчетное значение для данного района; $R/S_{расч}max$ – максимальное значение показателя; $R/S_{расч}min$ – минимальное значение показателя. $P_г$ измеряется от 0 до 1 и служит для оценки генерации УВ на территории Пермского края. Считается, что при $P_г = 0$ генерационный потенциал территории не реализован полностью, а при $P_г = 1$ реализован в полном объеме.

Далее на основании вычисленных значений $P_г$ по всей территории Пермского края нами была построена региональная карта, которая характеризует потенциал нефтегазоматеринской породы (рис.1).

Также было проведено исследование результатов бурения 935 структур Пермского края.

Все структуры были разделены на два класса: продуктивные (499 структур) и непродуктивные (436 структур). Для расчета плотности нефтеносности вся территория Пермского края была поделена сеткой на элементарные ячейки. В пределах элементарной ячейки было определено отношение суммарной площади

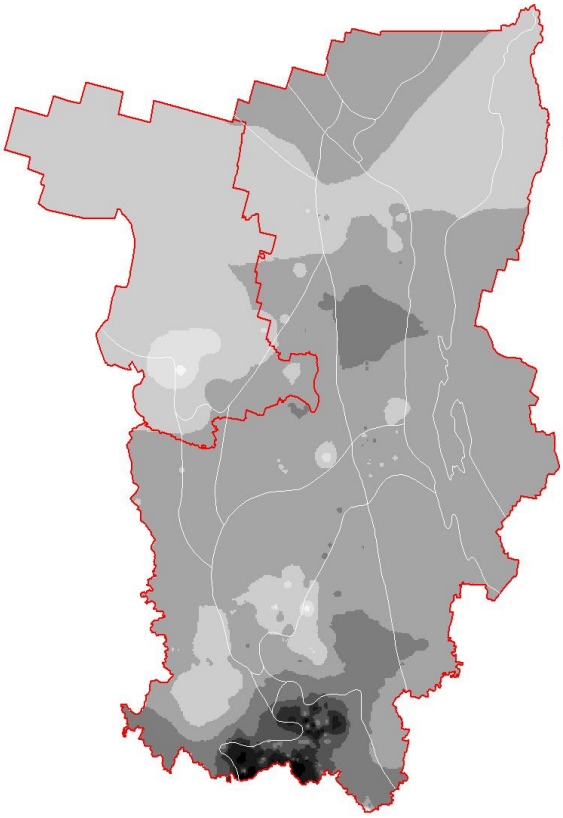


Рис.1 Карта $P_г$

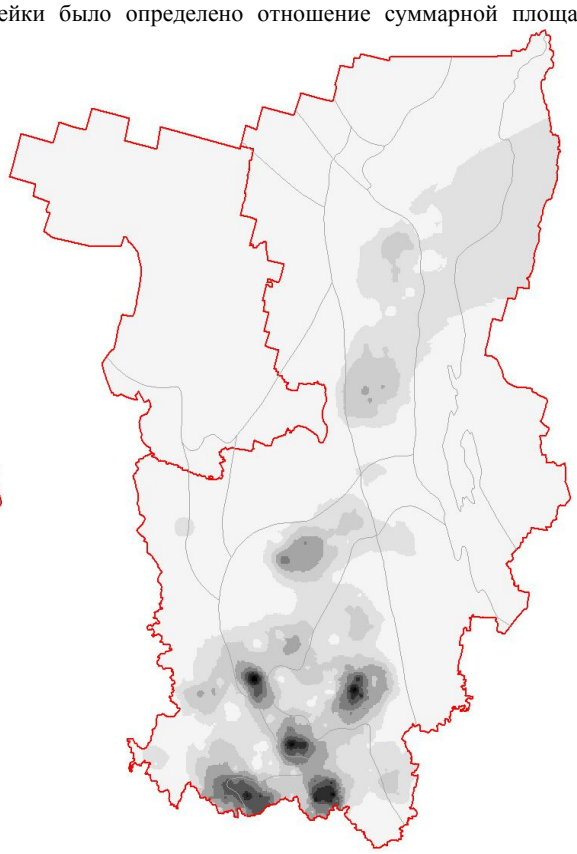


Рис.2 Карта $Pl_н$

нефтегазоносности $S_н$ ($км^2$) ко всей площади ячейки. Данная величина (плотность нефтеносности – $Pl_н$) показывает, какая часть площади является нефтегазоносной. По параметру $Pl_н$ нами была построена региональная карта по всей территории Пермского края (рис.2). Аналогичная процедура была проведена по всем основным нефтегазоносным комплексам: девонскому терригенному, верхнедевонско-турнейскому карбонатному, визейскому терригенному, верхневизеско-башкирскому карбонатному, верейскому карбонатному, верхнекаменноугольному карбонатному и нижнепермскому карбонатному. По всем этим комплексам так же были построены карты плотности нефтеносности.

Затем по всем нефтяным и пустым структурам в их геометрическом центре были определены значения $Pl_{н_i}$.В таблице приведены средние значения показателей для продуктивных и пустых структур. Из таблицы видно, что средние значения плотностей нефтеносности для продуктивных структур всегда выше, чем для пустых (в среднем на 57 %). По критерию t средние значения Plн для продуктивных и пустых структур являются статистически различными. Все это показывает, что распределение плотности нефтеносности по площади и по разрезу в пределах изучаемых элементарных ячеек не является случайным. В дальнейшем для расчетов была использована характеристика средней плотности нефтеносности по всем комплексам, поскольку она позволяет учесть нефтеносность разреза.

Таблица

Средние значения показателей

Показатель	Продуктивные структуры	Непродуктивные структуры	t_p	p
$Pl_н$-$D_т$	0,035	0,017	5,8659	0,0000
$Pl_н$-D_3-C_1t	0,081	0,048	6,8967	0,0000
$Pl_н$-C_1v	0,101	0,062	7,8463	0,0000
$Pl_н$-C_2b	0,073	0,045	6,1475	0,0000
$Pl_н$-C_2vr	0,065	0,037	6,2503	0,0000
$Pl_н$-C_3	0,023	0,010	4,3652	0,0000
$Pl_н$-P_1	0,009	0,006	2,3075	0,0212
$Pl_н$-средняя	0,055	0,032	7,4497	0,0000
$P_г$	0,521	0,449	10,2593	0,0000

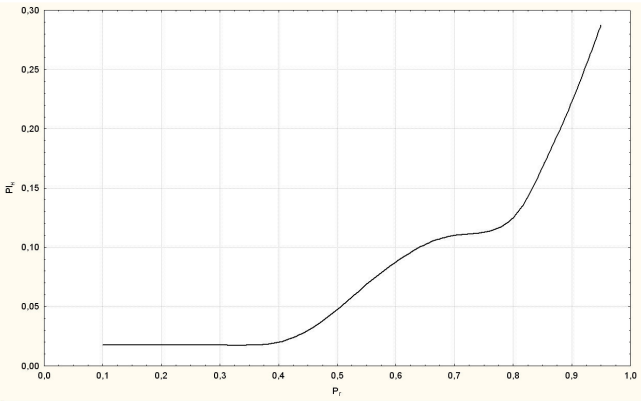


Рис.3 Зависимость $Pl_н$ от $P_г$

Сравнение двух карт показывает, что они достаточно хорошо согласуются друг с другом. Количественно это оценено с помощью сопоставления средней плотности нефтеносности с плотностью генерации для всех структур (рис.3). Зависимость имеет сложный вид, но в целом видно, что при увеличении Рг величина Plн увеличивается.

Все это показывает, что на территории с повышенной плотностью нефтеносности генерационный потенциал нефтематеринской породы реализован более сильно. Таким образом, показатели $Pl_н$ и $P_г$ можно использовать для зональных оценок нефтегазоносности территорий в качестве генерационно-миграционно-аккумуляционного критерия.

Литература

1. Галкин С.В. Методика вероятностной оценки генерационных перспектив в «старых» нефтедобывающих районах (на примере Пермского Прикамья) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М., 2005. – №9. – С. 5 – 8.
2. Польстер Л.А., Висковский Ю.А. и др. Историко-генетический метод оценки перспектив нефтегазоносности. – М.: Недра, 1984. – 200 с.

ЛИТОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ВЕНДА ЮГА СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

М.М. Кротова, И.В. Вараксина
Научный руководитель научный сотрудник И.В. Вараксина
Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

Вендские терригенные отложения юга Сибирской платформы – это наиболее перспективный стратиграфический уровень для нефтегазопоисковых работ в Восточной Сибири. Одним из основных факторов, которые способствовали формированию здесь высокоемких коллекторов, является литологический. Большая часть углеводородов приурочена к верхней части вендского нефтегазоносного комплекса, в частности, к парфеновскому продуктивному горизонту и его аналогам. Новые данные, полученные в результате глубокого бурения в центральных районах Ангаро-Ленской ступени (АЛС) и северо-восточной части Непско-Ботуобинской антеклизы (НБА) позволили расширить представления о составе и строении этих коллекторов [1].

Парфеновский горизонт, залегающий в основании верхней подсвиты чорской свиты, повсеместно распространен на территории АЛС. В центральной части АЛС (Левобережное месторождение) он имеет неоднородное строение и представлен неравномерным чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Мощность – около 40 м. Горизонт подразделяется на две пачки: нижнюю преимущественно алеврито-глинистую и верхнюю с преобладанием песчаного материала.

Для нижней пачки характерно разнопорядковое переслаивание бурых алевро-аргиллитов, алевролитов, алевро-песчаников и мелко-среднезернистых песчаников. Мощность песчаных пластов варьирует от 5–10 см до 2 м. Песчаники в основном хорошо и средне сортированные, прослоями алевритистые, с пологой косой слоистостью. Косые серии (1–3 см) часто разнонаправленные. В основании пачки встречаются средне-крупнозернистые гравелитистые разновидности и плоскогалечные конгломераты с обломками аргиллитов. В алевро-аргиллитах и алевролитах отмечается тонкая горизонтальная, мелкая волнистая и изредка градационная слоистость. По составу песчаники преимущественно полевошпат-литито-кварцевые, редко слюдисто-полевошпат-литито-кварцевые с глинисто-железистым порово-пленочным цементом, содержание которого варьирует от 10 до 30 %. Алевролиты характеризуются исключительно слюдисто-полевошпат-литито-кварцевым составом. Глинистый материал преимущественно хлорит-гидрослюдистый.

Накопление нижней пачки происходило в пределах приливно-отливной равнины с многочисленными мелкими, редко относительно крупными приливно-отливными каналами. Образование микроциклов (5–10 см) с переходом вверх по разрезу от песчаников к алевро-аргиллитам, связано, по-видимому, со штормовыми волнениями. Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) песчаников нижней части горизонта низкие.

Верхняя пачка сложена, главным образом, песчаниками серыми с буроватым оттенком разнозернистыми, прослоями гравелитистыми, плохо и средне сортированными. По составу они в основном полевошпат-литито-кварцевые, реже слюдисто-полевошпат-литито-кварцевые с порово-пленочным глинистым и глинисто-железистым, кварцевым регенерационным и пойкилитовым доломитовым типами цементов. Повсеместно присутствуют прослои алевро-аргиллитов мощностью от нескольких миллиметров до 10–30 см. Отмечается общий тренд на уменьшение зернистости вверх по разрезу. Нижняя половина пачки более грубозернистая и представлена переслаиванием буровато-серых песчаников и гравелито-песчаников с пологой косой, часто разнонаправленной слоистостью с сериями от 2 до 12 см. Наблюдаются микроциклы (5–10 см), по-видимому, связанные с выполнением мелких русел, в подошве которых залегают гравелиты, вверх сменяющиеся песчаниками. Иногда выделяются крупные аллювиальные циклы (1–3 м) с уменьшением зернистости снизу

вверх по разрезу от гравелитов к средне-крупнозернистым и далее к мелкозернистым песчаникам и алевро-аргиллитам. Наряду с этим встречаются циклы с обратной последовательностью от алевро-аргиллитов к крупнозернистым полого косослоистым песчаникам, представляющие последовательности проградирующих баров. В верхней половине пачки отмечаются более мощные (5–30 см) прослои бурых алевро-аргиллитов горизонтально микрослоистых, с неровными поверхностями наслоения, похожими на интерференционную рябь, и алевро-песчаников с тонкой пологой косой слоистостью. Состав цементирующего материала в песчаниках верхней пачки, как уже упоминалось, сложный и изменчивый. В более крупнозернистых породах в основном преобладает пленочно-поровый глинисто-железистый цемент (10–20 %). Подчиненное значение имеет кварцевый регенерационный цемент (1–5 %) и крайне редко встречается пойкилитовый доломитовый цемент. В более мелкозернистых породах прикровельной части горизонта наблюдается увеличение кварцевой составляющей обломочной части песчаников, возрастание роли кварцевого регенерационного цемента (до 10 %) и уменьшение до 1–5 % количества глинисто-железистого цемента. Кроме того, для песчаников этой части разреза характерно повсеместное присутствие незначительного (1–2 %) количества пойкилитового доломитового цемента.

Песчаники верхней пачки накапливались на прибрежной аллювиальной равнине с периодическим выдвижением баровых систем. Наиболее крупнозернистые отложения нижней половины, сформированные в преимущественно русловых обстановках, отличаются повышенным содержанием глинисто-железистого цемента (до 20 %) при практически полном отсутствии других цементов и высокими значениями пористости (10–20 %). Песчаники проградирующих баров отличаются чуть более низкими значениями ФЕС. В верхней половине пачки наблюдаются отложения, сформировавшиеся в распределительных руслах при активном влиянии приливно-отливных течений. В песчаниках (особенно в более мелкозернистых разновидностях прикровельной части) отмечается ухудшение коллекторских свойств. Присутствие прослоев алеврито-глинистых пород также снижает качество коллекторов в этой части разреза.

На территории НБА основным терригенным коллектором венда считается ботуобинский горизонт мощностью около 30 м, соответствующий нижней подсвите бюкской свиты. К нему приурочено одно из крупных нефтегазовых месторождений Среднеботуобинское. Песчаники горизонта залегают на отложениях курсовской свиты, представленной в основном алевролитами и аргиллитами. Переход от нижележащей толщи постепенный и фиксируется по возрастанию роли песчаников и алевролитов вверх по разрезу. Выше отложения горизонта перекрываются доломитами и ангидритами с прослоями аргиллитов верхней подсвиты бюкской свиты. Верхняя граница также постепенная: в песчаниках увеличивается содержание доломита и далее в разрезе преобладают доломиты с прослоями ангидритов.

Продуктивный горизонт сложен весьма однообразными серыми песчаниками, которые из-за насыщенности углеводородами участками приобретают черный и темно-серый цвет. В основании присутствуют прослои аргиллитов. В кровле пласта появляются зерна доломита. По дифференциации кривой ГК и петрографическим данным в разрезе можно выделить три пачки.

В нижней пачке наблюдается переслаивание темно-серых аргиллитов и серых песчаников с постепенным возрастанием роли последних вверх по разрезу.

Средняя пачка сложена темными нефтенасыщенными песчаниками, в которых отмечается субгоризонтальная, пологая косая (редко разнонаправленная) и волнистая слоистость, обусловленная чередованием различных фракций: от алевритовой до крупнопесчаной и микрослойками аргиллитов. Сортировка в отдельных микрослойках хорошая. Наблюдается чередование пакетов метрового масштаба (0,5–1,5 м) с укрупнением зернистости вверх по разрезу, характерных для баровых отложений. В целом в этой части разреза преобладают средне- и мелкозернистые фракции.

Верхняя пачка представлена серыми плохо и средне сортированными (с доминированием крупно- и среднезернистых фракций) песчаниками и характеризуется постепенным переходом к вышележащим доломитам. Здесь также фиксируются последовательности метрового масштаба с укрупнением зернистости вверх по разрезу.

По составу песчаники ботуобинского горизонта кварцевые и полевошпат-кварцевые. Вверх по разрезу количество полевого шпата уменьшается от 20 % до 2–5 %. Песчаники отличаются крайне низким (первые проценты) содержанием цемента, который представлен пойкилитовым доломитовым, пленочным и порово-пленочным хлорит-гидрослюдистым и регенерационным кварцевым типами. В породах наиболее продуктивной средней части его количество минимально (1–5 %). Доломитовый пойкилитовый цемент наиболее широко развит в нижней и прикровельной частях горизонта, где его содержание участками достигает 10 %. В нижней части горизонта фиксируется чуть более высокое содержание глинистого цемента (до 3–5 %).

Формирование ботуобинского горизонта происходило в пределах крупной баровой системы. Среди песчаных пород горизонта повсеместно встречаются тонкие, часто двойные слойки аргиллитов, фиксирующие влияние приливно-отливных течений, прорабатывавших песчаные отложения. Кроме того, в песчаниках наблюдаются фрагменты знаков волновой ряби. Данные текстуры свидетельствуют о периодическом воздействии на эту баровую систему приливно-отливных течений и волн.

В целом горизонт характеризуется хорошими коллекторскими свойствами. В нефтенасыщенных песчаниках средней части отмечаются наиболее высокие значения пористости (около 16 %) и проницаемости (до 2000 мД). В нижней и верхней частях ФЕС песчаников в общем чуть ниже (около 13 % и до 500 мД), что связано с развитием доломитового пойкилитового цемента.

Таким образом, анализ литолого-петрофизических характеристик парфеновского горизонта Левобережного месторождения АЛС и ботуобинского горизонта Среднеботуобинского месторождения НБА, считающихся возрастными аналогами [2], показал, что основную роль в формировании этих коллекторов сыграл седиментационный фактор. Наилучшими коллекторскими свойствами в парфеновском горизонте обладают русловые отложения. Продуктивные песчаники ботуобинского горизонта накапливались в обстановках крупной

баровой системы. Формирование парфеновских коллекторов было обусловлено в первую очередь составом пород и в меньшей степени размерностью и сортировкой. ФЕС песчаников ботуобинского горизонта контролировались в основном размерностью зерен, их сортировкой и типом цемента.

Литература

1. Моисеев С.А., Фонин П.Н., Конторович А.Э., Пимичев Г.В. Левобережное и Ангаро-Ленское месторождения – новые открытия на Ангаро-Ленской ступени // Тюмень-2007: Материалы Международной геофизической конференции. – Тюмень, 2007. – CD-ROM.
2. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири (Иркутский бассейн) / Под ред. А.Э. Конторовича. – Новосибирск, 1995. – 59 с.

ИСТОРИЯ ИЗУЧЕНИЯ ВОПРОСА ПРОИСХОЖДЕНИЯ НЕФТИ

Л.К. Кудряшова
Научный руководитель доцент Т.А. Гайдукова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Бурный научно-технический прогресс и высокие темпы развития различных отраслей науки и мирового хозяйства в XIX–XX вв. привели к резкому увеличению потребления различных полезных ископаемых, особое место среди которых заняла нефть. Нефть – наше национальное богатство, источник могущества России, фундамент ее экономики. Несмотря на то, что на сегодняшний день хорошо изучены физические, химические свойства и состав нефти, составлены классификации по различным ее свойствам, ученые до сих пор спорят по вопросу происхождения нефти [1–11].

Периодизация развития теории

В познании генетической природы нефти и условий ее образования можно выделить несколько периодов.

Происхождение нефти

Немецкие ученые Г. Гефер и К. Энглер в 1888 году поставили опыты по перегонке рыбьего жира при температуре 400°С и давлении порядка 1 МПа. Им удалось получить и предельные углеводороды, и парафин, и смазочные масла, в состав которых входили алкены, нафтены и арены. Позднее, в 1919 году, академик Н.Д. Зелинский провел похожий опыт, но исходным материалом послужил органический ил растительного происхождения – сапропель – из озера Балхаш. При его переработке удалось получить бензин, керосин, тяжелые масла, а также метан. Так опытным путем была, казалось бы, доказана теория органического происхождения нефти. Какие же тут могут быть еще сложности?

Но с другой стороны, в 1866 году французский химик М. Бертло высказал предположение, что нефть образовалась в недрах Земли из минеральных веществ. В подтверждение своей точки зрения он провел несколько экспериментов, искусственно синтезировав углеводороды из неорганических веществ. 15 октября 1876 года на заседании Русского химического общества выступил с обстоятельным докладом Д.И. Менделеев. Ученый считал, что во время горообразовательных процессов по трещинам-разломам, рассекающим земную кору, вглубь поступает вода. Просачиваясь в недра, она, в конце концов, встречается с карбидами железа, под воздействием окружающих температур и давления вступает с ними в реакцию, в результате которой образуются оксиды железа и углеводороды, например, этан. Полученные вещества по тем же разломам поднимаются в верхние слои земной коры и насыщают пористые породы. Так образуются газовые и нефтяные месторождения.

Итак, на сегодняшний день налицо две точки зрения на природу происхождения нефти. Одна – биогенная. Согласно ей нефть образовалась из остатков животных или растений. Вторая теория – абиогенная. Подробно разработал ее Д.И. Менделеев, предположивший, что нефть в природе может синтезироваться из неорганических соединений. И хотя большинство геологов придерживается все-таки биогенной теории, отзвуки этих споров не затихли и по сей день.

Начнем с неорганической теории. Первые попытки объяснить происхождение нефти относятся еще к временам античности. Страбон объединил в целое два факта: извержение вулканов и образование асфальтов (так он называл нефть). Лишь в 1805 году, основываясь на собственных наблюдениях, сделанных в Венесуэле, на описаниях извержения Везувия известный немецкий естествоиспытатель А. Гумбольдт снова возвращается к материалистической точке зрения.

Неорганическая теория происхождения нефти выкристаллизовывалась постепенно и к тому моменту, когда Д.И. Менделеев выдвинул свою теорию карбидного происхождения нефти, неорганики накопили достаточно экспериментальных фактов и рассуждений. И последующие годы добавляли в их копилку новые сведения. В 1877–1878 годах французские ученые, воздействуя соляной кислотой на зеркальный чугун и водяными парами на железо при белом калении, получили водород и значительное количество углеводородов, которые даже по запаху напоминали нефть. Кроме *вулканической гипотезы* у сторонников абиогенного происхождения нефти есть еще и *космическая*. Геолог В.Д. Соколов в 1889 году высказал предположение, что в тот далекий период, когда вся наша планета еще представляла собой газовый сгусток, в составе этого газа присутствовали и углеводороды. Уже в наше время обе гипотезы – вулканическая и космическая – были объединены в единое целое новосибирским исследователем В. Сальниковым.

Разговор о неорганических гипотезах образования нефти ни в коем случае нельзя будет считать полным, если мы забудем упомянуть известного ленинградского геолога-нефтяника Н.А. Кудрявцева. В 50-е годы он собрал и обобщил огромный геологический материал по нефтяным и газовым месторождениям мира. Он создал свою *магматическую гипотезу* происхождения нефти. Кудрявцев советовал искать нефть не только в

верхних слоях, но и глубже. Этот прогноз блестяще подтверждается, и глубина бурения с каждым годом возрастает. Интересную гипотезу выдвинула группа московских ученых из Всесоюзного научно-исследовательского института ядерной геологии и геофизики. Они рассматривают горные породы как твердую смесь, состоящую из зерен и пластин минералов. При подвижках земной коры во время землетрясений и других сейсмических процессов составные части породы трутся друг о друга, накапливая статическое электричество. При содействии этого электричества и протекают электрохимические реакции образования нефти.

Теперь рассмотрим другую точку зрения. Биогенной теории придерживались многие серьезные отечественные и зарубежные ученые. Академик В.И. Вернадский, основоположник современной геохимии нефти, еще в начале века писал: «Организмы, несомненно, являются исходным веществом нефти».

Академик И.М. Губкин в своей книге «Учение о нефти», впервые увидевшей свет в 1932 году, наиболее обстоятельно и полно подвел научный итог тогдашней истории нефтяного и газового дела [2]. Взгляды Губкина на образование нефти лежат в основе современной гипотезы ее органического происхождения. Детально рассмотрен и сам процесс формирования нефтяных месторождений. Выделяют пять основных стадий осадконакопления и преобразования органических остатков в нефть. Кроме температуры и давления в природных процессах принимает участие и электричество. Член-корреспондент АН СССР А.А. Воробьев выдвинул предположение, что в развитии нашей планеты немалую роль играли именно электрические процессы. По его мнению горные породы обладают гораздо большими диэлектрическими свойствами, чем атмосфера. А если так, то грозы могут бушевать не только над, но и под землею.

Расскажем еще об одной интересной гипотезе, в основе которой лежат тектонические процессы (субдукция, обдукция). В соответствии с ней нефть образуется также из органических остатков, затянутых вместе с океаническими осадками в зону, где происходил подвиг океанической плиты под континентальную.

Итак, видно, что обе точки зрения достаточно продуктивны, обе опираются не только на логические заключения, но и на реальные факты. Что же, надо спорить дальше? Вряд ли. Интересную точку зрения на этот счет высказывает известный советский геолог В.П. Гаврилов. «Спор можно разрешить, если проследить круговорот углерода в природе. В.И. Вернадский считал, что углерод и его соединения, которые участвуют в строении нефти, газа, каменного угля и других пород, являются частью глобальной геохимической системы круговорота в земной коре», – пишет он. Существует еще одна гипотеза происхождения нефти – все месторождения нефти образовались в результате извержения углеводородов из-под фундамента земной коры с последующим заполнением ими различных подземных резервуаров [3]. Эта гипотеза доказывается многими фактами. Доказательством существования углеводородов под фундаментом может служить слой Гуттенберга, верхний слой астеносферы, отличающийся пониженной скоростью распространения сейсмических волн.

Когда кончается нефть

Рано или поздно люди столкнутся с проблемой дефицита энергоносителей. Но по подсчетам ученых нефти на планете еще не разведано столько же, сколько и добыто.

Вывод

Таков широкий взгляд на круговорот углерода в природе. Он должен примирить органиков и неоргаников. Исследования, выполненные межпланетными автоматическими станциями, показывают, что на Венере и Марсе достаточное количество оксида и диоксида углерода, а вот углеводородных газов не обнаружено, по всей вероятности, потому, что на этих планетах отсутствует биосфера и земной цикл превращения углерода в углеводороды там невозможен.

Правы и неорганики: ведь сами по себе все органические вещества, составляющие жизненные циклы, когда-то образовались из неорганических.

И, стало быть, в практических поисках нефти и газа надо использовать весь арсенал теорий и гипотез, которыми располагает современная наука. Как сказал, выступая на XXVII Международном геологическом конгрессе в Москве, известный американский геолог М. Хэлбути: «Я твердо убежден, что в будущем мы откроем в глобальном масштабе столько же нефти и значительно больше газа, чем открыто сегодня. Я полагаю также, что нас ограничивает только недостаток воображения, решительности и технология».

Литература

1. Геодекян А.А., Забанбарк А. Геология и размещение нефтегазовых ресурсов в Мировом океане. – М., 1985.
2. Губкин И.М. Учение о нефти. – М.,1975.
3. Кропоткин П.Н. Проблема происхождения нефти // Советская геология, 1955. – №47.
4. Кудрявцев Н.А. Против органической гипотезы происхождения нефти // Нефтяное хозяйство, 1951. – №9.
5. Кудрявцев Н.А. Генезис нефти и газа. – Л., 1973.
6. Порфирьев В. Б. О природе нефти // Геологический сборник Львовского геологического общества, 1961. – №7–8.
7. Происхождение нефти и газа и формирование их промышленных залежей // Сб. статей Академии наук Украинской ССР. – Киев: Наукова думка, 1971.
8. Тараненко Е.И., Безбородов Р.С., Хакимов М.Ю. Тепловой эффект формирования залежей нефти и газа // Геология нефти и газа. – М., 2000. – №2.
9. Хант Д. Геохимия и геология нефти и газа. – М., 1982.
10. Шахновский И.М., Копылова О.Ю. Формирование месторождений нефти и газа, связанных с зонами перерывов в осадконакоплении // Геология нефти и газа. – М., 1999. – №5–6.
11. Щукин Ю.К., Астахов К.П., Белов А.А.,. Кудрин И.Н, Ивановская Л.В. Геолого-геофизические условия в очаговой зоне Спитакского землетрясения // Геофизика. – М., 1998. – №5.

СОВРЕМЕННАЯ СТРУКТУРА ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ГЕОСИНЕКЛИЗЫ В СУБМЕРИДИОНАЛЬНОМ СЕЧЕНИИ (ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИНТЕРПРЕТАЦИИ РЕГИОНАЛЬНЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ ПРОФИЛЕЙ №104 И №110)

Е.В. Кусмарцев
Научный руководитель ведущий научный сотрудник С.Ю. Беляев
Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

Как известно, Западно-Сибирская геосинеклиза (ЗСГ) представляет собой гигантскую «чашу», наклоненную на север [1]. В большинстве работ анализируется структура геосинеклизы в широтном сечении, где она более контрастна (подняты западная и восточная части и опущена центральная). Однако, анализ современной структуры в сечении, близком к меридиональному, представляет особый интерес. Большинство тектонических элементов, особенно в ее южной части вытянуто меридионально, поэтому на сейсмических профилях, интерпретированных нами, эти структуры выглядят почти «моноклинально», представляя собой некие наклоненные (под разными углами) на север ступени, осложненные более мелкими тектоническими элементами. Также давно известно, что в северной половине ЗСГ наблюдается несколько зон, пересекаемых профилями № 104 и № 110 под углом или вкрест простирания. Соотношения таких зон с меридиональными структурами до сих пор вызывает дискуссии.

Вероятно, формирование меридиональных и широтных структур связано с разными тектоническими процессами и разделено во времени.

Настоящая работа посвящена описанию структуры осадочного мезозойско-кайнозойского чехла Западно-Сибирской геосинеклизы в субмеридиональном сечении. В результате мы должны выявить поведение современных тектонических элементов в вертикальном разрезе чехла. Полученные данные являются исходной базой для намеченных в дальнейшем палеотектонических построений, которые помогут ответить на многие, обозначенные выше вопросы.

В качестве основы для проведения исследований выступали региональные сейсмические профиля № 104 и № 110. Интерпретация разрезов проводилась с использованием программного пакета W-Seism.

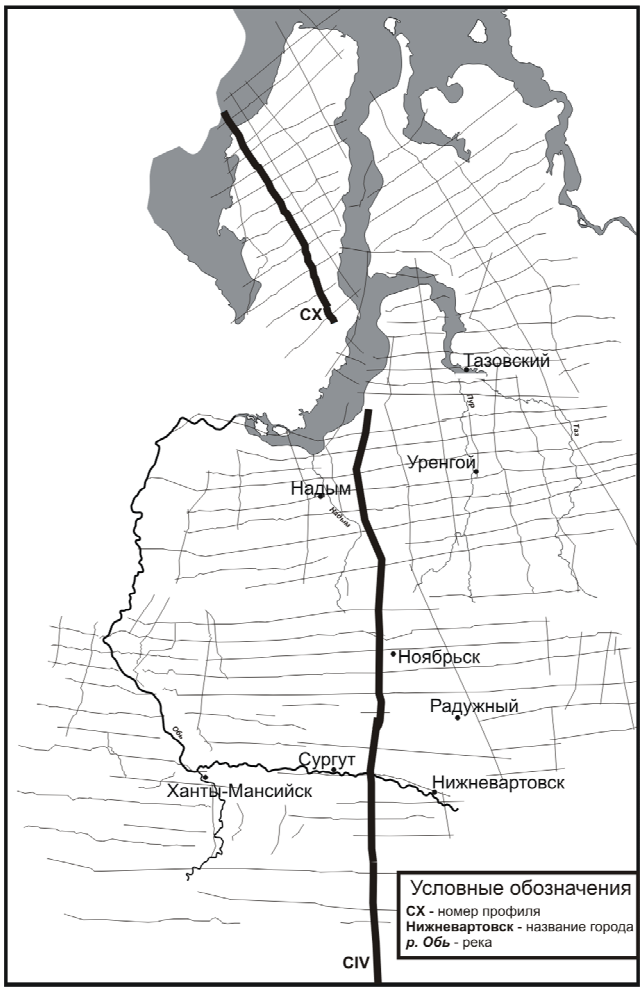


Рис. Схема расположения региональных сейсмических профилей в Западной Сибири [1]

Объектом исследования является осадочный чехол Западно-Сибирской геосинеклизы, который начинается с отложений триасовой системы в наиболее погруженных районах, выше по разрезу повсеместно залегают юрские, меловые и кайнозойские отложения.

Линия регионального сейсмического профиля № 104 охватывает ряд структур (с юга на север): от Верхне-Демьянского мегавала, осложняющего Верхневасюганскую антеклизу до Медвежье-Нугинского наклонного мегавала – структуры, основание которой совпадает с границей Внешнего пояса и Внутренней области геосинеклизы.

Профиль № 110 является продолжением 104-го и протягивается в северо-западном направлении до Карской мегасинеклизы. В административном отношении профили приурочены к (с юга на север) Омской, Тюменской областям, Ханты-Мансийскому и Ямало-Ненецкому автономным округам (рисунок).

Район исследования охватывает Каймысовскую, Среднеобскую, Надым-Пурскую и Ямальскую нефтегазоносные области (НГО). Наибольшая концентрация газо-нефтяных месторождений приурочена к Среднеобской НГО, Сургутскому и Вартовскому нефтегазоносным районам (НГР), в последнем из которых находится самое крупное нефтяное месторождение Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции – Самотлорское.

Необходимо отметить, что в северной части Западной Сибири преобладают газовые месторождения, до полного исключения нефтяных залежей, и обратная ситуация наблюдается на юге. Вероятно, одной из причин является характерный для всех отражающих горизонтов

осадочного чехла ЗСГ наклон на север, разная ориентировка, контрастность и время формирования структур, то есть весь комплекс тектонических процессов.

В ходе работы было проведено дешифрирование структуры осадочного чехла ЗСГ по следующим горизонтам:

– подошва осадочного чехла (А):
– кровля юрского комплекса (Б) (подошва баженовской свиты);
– кошайская пачка алымской свиты (М);
– кузнецовская (Г) свита;
– талицкая (С) свита.

Характерной особенностью этих отложений (баженовской свиты, кошайской пачки алымской свиты, кузнецовской и талицкой свит) является то, что они представлены выдержанными по толщине глинистыми пачками, сформировавшимися в эпохи трансгрессий и получившими распространение на обширных территориях. Именно к этим геологическим реперам приурочены наиболее энергетически выраженные отражающие сейсмические горизонты.

Анализ полученных результатов показал, что в субмеридиональном направлении с юга на север осадочный чехол Западно-Сибирской геосинеклизы имеет тенденцию к прогибанию.

По результатам интерпретации временных разрезов по линии сейсмического профиля № 104 наблюдается субмеридиональная направленность тектонических структур 1-го и более высоких порядков. Однако, многие из структур, прослеживаемых на сейсмическом профиле № 110, имеют субширотное простирание. Например, анализ временных разрезов показал, что Сургутский свод в кровле юрского комплекса на линии пересечения профилем имеет ширину 200 км и амплитуду 240 м, а в кровле апт-альб-сеноманского комплекса – амплитуду около 100 м при практически не изменившейся ширине. Бованенковско-Нурминский наклонный мегавал (субширотная структура северной половины геосинеклизы) в кровле юрского комплекса имеет ширину около 40 км и амплитуду 400 м, а в кровле апт-альб-сеноманского комплекса амплитуда составляет около 300 м. Таким образом, мы видим, что на севере Западно-Сибирской геосинеклизы более широко распространены контрастные структуры с субширотным простиранием, чем в центральной ее части и на юге.

В результате интерпретации двух субмеридиональных сейсмических профилей выявлена современная структура осадочного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы по 5-и отражающим горизонтам. Полученные данные позволят провести палеотектонические построения, выявить историю тектонического развития, что поможет объяснить особенности нефтегазоносности разных ее частей.

Работа выполнена при финансовой поддержке проекта РФФИ № 06-05-64385.

Литература

1. Тектоническое строение мезозойско-кайнозойских отложений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. – Новосибирск: фонды ИГНГ СО РАН, 2001. – 149 с.

ЦЕОЛИТЫ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ И ИХ ВЛИЯНИЕ НА ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ПОРОД

Е.А. Луговая
Научный руководитель главный научный сотрудник Г.А. Мизенс
ОАО «Сибирский научно-аналитический центр», г. Тюмень, Россия

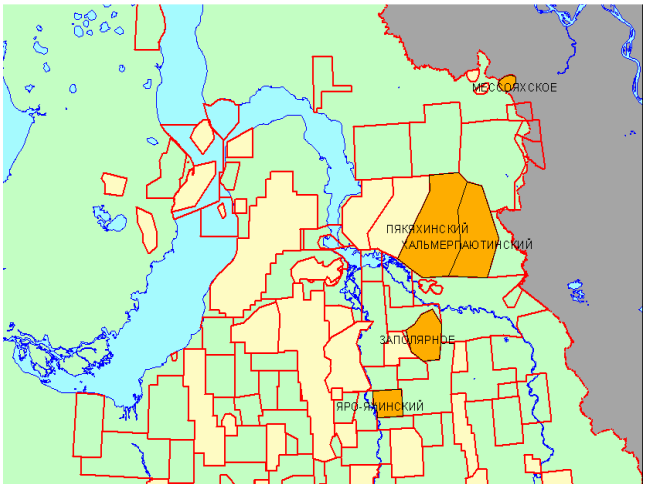


Рис.1 Схематическая карта расположения месторождений углеводородов с цеолитами в цементе коллекторов [1]

В ходе исследования керна скважин некоторых месторождений углеводородов таких, как Хальмерпаютинское, Пякяхинское, Мессояхское, Заполярное, Ярояхинское (рис.1), был выявлен нестандартный для осадочных пород Западной Сибири цемент. В нижнемеловом интервале здесь наряду с традиционными минералами – каолинитом, гидрослюдой, хлоритами, кальцитом – в его составе отмечаются цеолиты. Породы с этим минералом по своим петрофизическим свойствам, вследствие своеобразной структуры кристаллических решеток цеолитов, существенно отличаются от таковых с глинистым или карбонатным типом цемента.

Для выяснения условий кристаллизации цеолитов и их влияния на коллекторские характеристики пород на Хальмерпаютинском месторождении были проведены детальные исследования. При этом было установлено, что среди аутигенных минералов одними из первых образовались

каолинит и гидрослюда, однако структурные взаимоотношения между ними неясны. Более поздним по времени образования можно считать регенерационный кварц. Затем происходило формирование хлорита (нередко крустификационного), который часто окаймляет обломки кварца. Далее кристаллизовались цеолиты, заполняющие пространство между зернами с уже существующими пленками хлорита. Самым поздним минералом является кальцит, образующий поровый и иногда базальный тип цементации. Цеолиты и кальцит генетически связаны, т.к. оба минерала образуются в щелочных условиях среды, но кальцит имеет более широкие физико-химические пределы минералообразования. В изученных породах кальцит и цеолиты или развиваются отдельно, независимо друг от друга, или встречаются совместно, но тогда видно, что кальцит относится к более поздней генерации. Таким образом, перечисленные вторичные минералы выстраиваются в следующий ряд: каолинит (и гидрослюда)–регенерационный кварц–хлорит–цеолиты–кальцит. Каолинит образуется в кислой среде, хлорит – в нейтральной или слабо щелочной, цеолит и кальцит – в щелочной [1]. Из этого следует, что химизм водной среды в процессе диа- и катагенеза изменялся от кислотной к щелочной.

Другим необходимым условием для выпадения цеолитов из растворов является высокая проницаемость отложений. Связь кристаллизации цеолитов с гранулометрическим составом и пористостью пород несомненна. В песчаниках средне-мелкозернистых содержание цеолитов достигает 13 % относительно аллотигенных компонентов. При этом количество пор составляет до 17 % от площади шлифа. С уменьшением размера обломочных зерен уменьшается количество пор и цеолитов. В песчаниках мелкозернистых и алевролитах мелко-крупнозернистых содержание цеолитов и количество пор меньше 10 %. В алевролитах крупно-мелкозернистых и мелкозернистых цеолиты отсутствуют. Кристаллизация цеолитов связана и с содержанием глинистых минералов (каолинита, гидрослюды). В песчаниках, где их мало, количество цеолитов относительно большое, а в алевролитах с содержанием глинистых минералов до 10 %, цеолиты отсутствуют.

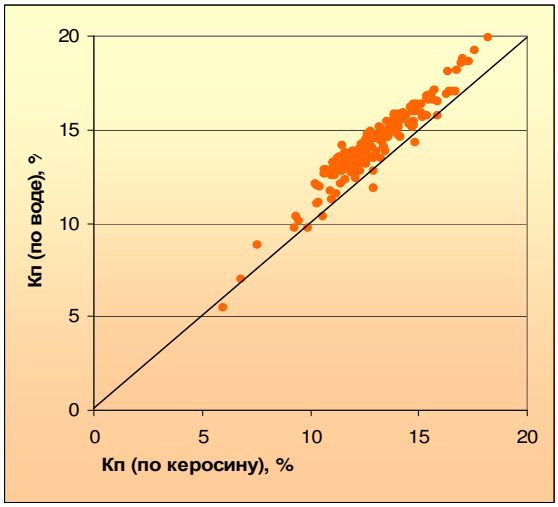


Рис.2 Сопоставление коэффициента пористости по воде с коэффициентом пористости по керосину

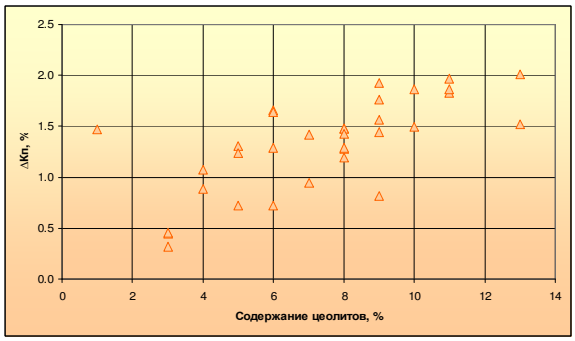


Рис.3 Зависимость ΔКп от содержания цеолитов

Результаты исследований фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) показали, что при насыщении цеолитизированных пород минерализованной водой полученные значения пористости по воде более высокие, чем по керосину (рис.2, рис.3). Чем выше содержание цеолитов, тем больше разность (ΔКп) между пористостью (Кп) по воде и по керосину. По результатам рентгеноструктурного анализа цеолит был определен как ломонтит. Аюмосиликатный каркас этого минерала, как известно, содержит 4-, 6- и 10-членные кольца. Ионы Ca^{2+} и молекулы воды при этом локализованы в каналах, причем места локализации воды, по-видимому, заняты только частично [2]. Если ломонтит состоит из 10-членных колец, то максимальный размер каналов равен 6,3 Å, тогда как размеры молекул воды равны 3,5 Å, а керосина – более 7,5 Å, что объясняет проникновение воды в полости кристаллической структуры. Таким образом, пористость по воде оказывается выше пористости по керосину за счет полостей и каналов структуры цеолитов, за счет способности цеолитов к абсорбции молекул воды, а не керосина.

Основные выводы:

1. Цеолиты образуются в щелочных условиях среды при повышенных фильтрационно-емкостных свойствах пород.

2. Цеолиты, как любой другой эпигенетический цементирующий материал, снижают фильтрационно-емкостные свойства пород, несмотря на то, что они ведут к разуплотнению, к образованию вторичной (межагрегатной) пористости. Коллекторы, залегающие выше и ниже по разрезу, имеют более высокие значения Кп на 2,5 %.

3. Эпигенетический кальцит и глинистые минералы более существенно ухудшают ФЕС, чем цеолиты.

4. Особенности кристаллической структуры цеолитов приводит к поглощению воды, поэтому Кп рекомендуется определять по керосину, а не по воде.

Литература

1. Браунлоу А.Х. Геохимия. – М.: Недра, 1984. – 464 с.
2. Брек Д. Цеолитовые молекулярные сита. – М.: Мир, 1976. – 778 с.

НЕФТЕНОСНОСТЬ БАТСКОГО РЕЗЕРВУАРА В ПРИОБСКОМ НЕФТЕГАЗОВОМ РАЙОНЕ И ПРИМЕНЕНИЕ СТАТИСТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ПРИ ПОДСЧЕТЕ ЗАПАСОВ НЕФТИ В НЕОДНОРОДНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ ГОРИЗОНТА $Ю_2$ НА ПРИМЕРЕ ЭРГИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

М.А. Масленников
Научный руководитель заведующий лабораторией В.А. Казаненков
Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

Приобский нефтегазоносный район (НГР) находится в центральной части Фроловской нефтегазоносной области (НГО) Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (см. рис.). Геолого-разведочные работы на этой территории были начаты в первой половине $50^{х}$ годов с проведения мелкомасштабной аэромагнитной съемки, речных сейсмопрофилей и колонкового бурения. За более чем 50-летний период поисково-разведочные работы на этой территории привели к открытию ряда крупных месторождений нефти, основные залежи которых приурочены к отложениям готерива (пласты группы АС). Менее значительными по запасам являются залежи, выявленные в разрезе юры. Эти залежи сконцентрированы, главным образом, в горизонте $Ю_2$ верхнетюменской подсвиты и пласте $Ю_0$ баженовской свиты [1].

К настоящему времени на территории Приобского НГР выявлено более 20 залежей в горизонте $Ю_2$. Все они преимущественно мелкие по запасам и малодебитные, однако с применением современных технологий интенсификации притоков разработка этих залежей может оказаться рентабельной. Флюидоупором для залежей является глинистая толща абалакской и баженовской свит общей мощностью до 80 метров. Это свидетельствует о наличии надежной покрышки, перекрывающей коллектор.

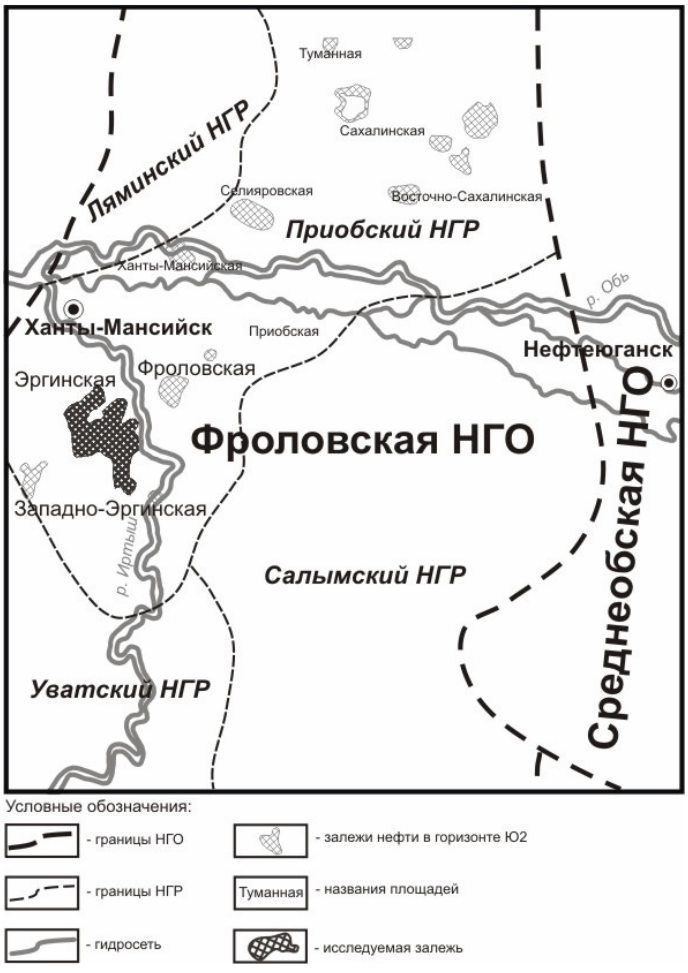


Рис. Обзорная карта [1]

Горизонт $Ю_2$ представлен переслаиванием мелко-среднезернистых песчаников, алевролитов, аргиллитов с прослоями углистых пород. Осадконакопление этих пород происходило в полифациальных условиях, от аллювиальных в основании горизонта до прибрежно-морских в самой верхней его части [1, 2]. Ранее была установлена связь фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) алеврито-песчаных пород горизонта $Ю_2$ с обстановками их осадконакопления. Оказалось, что при литификации отложений, сформировавшихся в различных обстановках их ФЕС резко различаются [3]. Неоднородность ФЕС пород горизонта $Ю_2$ значительно усложняет задачу подсчета запасов для залежей.

Для решения данной задачи автор использовал статистический метод для оценки основных параметров продуктивных пластов, таких как среднее значение открытой пористости ($k_{п.о.}$), вертикальной эффективной нефтенасыщенной толщины пласта ($h_{н.эф.}$), среднее значение коэффициента нефтенасыщенности ($k_н$). Данные параметры напрямую используются при подсчете запасов объемным методом, где величина геологических запасов нефти равна взаимному произведению $k_{п.о}$, $h_{н.эф}$, $k_н$, плотности нефти ($\rho_н$) и горизонтальной проекции площади нефтяной залежи [4].

Для выявления статистических зависимостей использовались результаты петрофизических исследований керна из горизонта $Ю_2$: водоудерживающая способность ($k_{в.с}$), открытая пористость ($k_{п.о}$), коэффициент проницаемости ($k_{пр}$) и данные ГИС (ПС) по ряду поисково-разведочных скважин, пробуренных на территории Эргинской, Фроловской площадей и в ближайшем окружении (рисунок).

Для определения вышеперечисленных параметров использовалась петрофизическая связь параметров $k_{пр}$, $k_{п.о}$, αПС и остаточной водонасыщенности ($k_{о.в}$) [4]. Для поровых нефтенасыщенных коллекторов принято считать, что $k_н = 1 - k_{о.в}$, а $k_{о.в}$ приблизительно равным половине величины $k_{в.с}$, которая, в свою очередь, определяется при исследовании кернового материала. Таким образом, была установлена зависимость между $k_{п.о}$ и

значением αПС, $k_{пр}$ и αПС, а также $k_{о.в}$ и αПС. Это позволило оценить значения $k_{п.о}$, $k_{пр}$ и $k_{о.в}$ для горизонта $Ю_2$ в скважинах, для которых отсутствуют данные по керну, но есть данные по ГИС. Оценка вышеперечисленных параметров, в свою очередь, позволила более обоснованно, нежели только по методам ГИС, выделить коллектора в горизонте $Ю_2$ и посчитать средние значения вышеперечисленных параметров для каждой скважины.

Далее полученные данные были рассмотрены совместно с результатами испытаний горизонта $Ю_2$ по 18 скважинам, пробуренным на Эргинской и Фроловской площадях. Анализ этих результатов показал, что притоки нефти были получены в 6 скважинах, притоки воды совместно с нефтью в двух скважинах, одна скважина дала воду с пленкой нефти и 9 скважин оказались «сухими». Рассмотрев эти данные совместно с современным структурным планом по кровле горизонта $Ю_2$, была оконтурена залежь нефти в пределах Эргинской структуры. Далее были построены карты пористости, нефтенасыщенности и карта эффективных толщин коллектора. После этого были рассчитаны средние значения параметров $k_{п.о}$, $h_{н.эф}$, $k_{н}$ для залежи в целом, что в свою очередь, позволило достаточно обоснованно посчитать геологические запасы нефти в залежи горизонта $Ю_2$ Эргинского месторождения.

В ходе исследования было выявлено, что статистические методы являются необходимыми при расчете основных параметров продуктивных пластов, которые используются для подсчета запасов. В особенности это касается неоднородных и малоизученных коллекторов, для которых нет достаточного количества информации по причине редкой сети скважин, их вскрывших и, как следствие, малого количества петрофизических данных по керну.

Полученные статистические зависимости по аналогии можно использовать для расчета параметров продуктивных пластов и подсчета запасов других залежей в горизонте $Ю_2$ на территории Приобского НГР.

Литература

1. Вакуленко Л.Г., Миткарев В.А. Связь фильтрационно-емкостных свойств алеврито-песчаных пород с обстановками их формирования (на примере горизонта Ю2 Юганского Приобья) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М., 2006. – №1. – С. 12 – 18.
2. Конторович А.Э., Казаненков В.А., Вакуленко Л.Г., Топешко В.А., Миткарев В.А. Палеогеография центральных и южных районов Западно-Сибирского осадочного бассейна в позднебатское время // Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии: Материалы первого Всероссийского совещания. – М.: ГИН РАН, 2005. – С. 141 – 144.
3. Масленников М.А. Условия формирования и нефтеносность батского резервуара в центральной части Фроловской НГО // Трофимуковские чтения–2007: Труды науч. конф. молодых ученых, аспирантов, студентов. – Новосибирск: Изд-во НГУ, 2007. – С. 140 – 143.
4. Подсчет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов / Под ред. В.С. Стасенкова, И.С. Гутмана. – М.: Недра, 1989. – 270 с.

ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЕ УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ВЕРХНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ЮЖНО-ТАБАГАНСКОЙ ПЛОЩАДИ ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ НЮРОЛЬСКОЙ ВПАДИНЫ

Е.Л. Мещерякова, Т.В. Жилина
Научный руководитель доцент Т.А. Гайдукова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Современный анализ материалов по залежам нефти, выявленным в 70–80-е годы прошлого столетия на территории Томской области в пределах юго-восточной части Нюрольской впадины (Калиновое, Северо-Калиновое, Нижне-Табаганское месторождения и др.) показывает, что залежи углеводородов (УВ) в верхнеюрских песчаниках присутствуют не на всех площадях, несмотря на их единое геологическое строение.

На соседних площадях с выше перечисленными месторождениями (Южно-Табаганской, Солоновской, Осиновской, Смоляной площадях) в результате поисково-разведочного бурения не выявлены залежи УВ в песчаных пластах горизонта Ю–I васюганской свиты верхнеюрского возраста. Эти песчаные пласты толщиной от 5 м до 15 м имеют широкое площадное распространение и обладают фильтрационно-емкостными свойствами, при которых пласт-коллектор способен вмещать залежь УВ.

Поэтому целью научно-исследовательской работы явилось обоснование причин отсутствия залежей нефти и газа на Южно-Табаганской площади, как наиболее перспективной из всех вышеперечисленных площадей.

Успешное решение поставленной задачи в свете системного исследования, на наш взгляд, возможно путем: а) расчленения ее на составные части; б) моделирования строения регионального нефтеносного верхнеюрского комплекса, который является основным объектом геологоразведочных работ на нефть и газ; в) исследования причинно-следственных связей между элементами системы с целью выделения главного фактора в цепи геологических событий, управляющих процессами нефтегазообразования и нефтегазонакопления [2, 7].

В таком аспекте верхнеюрские отложения на Кулгинской, Южно-Табаганской и Солоновской площадях представляются чрезвычайно сложным геологическим объектом, в составе которого терригенные породы (песчаники, аргиллиты, глины, алевролиты, уголь), – простейшие элементы в иерархии природных объектов – формировались в разных фациальных условиях. А возможно и в разных тектонических условиях, что повлияло на формирование залежи УВ. Во многих работах А.В. Бочкарева, М.Я. Рудкевича и других ученых отмечалось,

что в Западно-Сибирской провинции стратиграфический диапазон нефтегазоносности, типы залежей отчетливо контролируются палеогеографическими и палеотектоническими условиями [2].

У истоков создания системного подхода к познанию закономерностей нефтегазообразования и нефтегазонакопления в литосфере стояли основоположники современной нефтегазовой геологической и геохимической наук – И.М. Губкин и В.И. Вернадский, классические труды которых служат и ныне теоретической основой системного анализа при прогнозировании нефтегазоносности недр. И.М. Губкин показал тесную взаимосвязь литофациальных, палеогеографических, палеотектонических, термобарических и гидрогеологических факторов, контролирующих возникновение и развитие процесса нефтеобразования и нефтенакопления. Он разработал классификацию регионально нефтеносных территорий и скоплений нефти с выделением классов и групп по принципу их соподчиненности (по иерархии, хотя этот термин в его трудах тогда не употреблялся). Причем в классификации четко показаны структурные и генетические связи между выделенными им подразделениями [3].

На Южно-Табаганском месторождении залежь нефти выявлена в карбонатных отложениях доюрского фундамента. Попутно в процессе бурения скважин до палеозойского фундамента изучались верхнеюрские песчаные пласты васюганской свиты.

Отложения васюганской свиты характеризуются сложностью строения горизонта Ю-I, формирование которого в пределах исследуемого района происходило в переходной зоне от прибрежно-морского до прибрежно-континентального и континентального режимов осадконакопления. Породы представлены серыми и буровато-серыми мелкозернистыми песчаниками различной крепости, преимущественно слабосцементированными, с прослоями глинисто-известковистых крепких песчаников, а также с прослоями алевролитов, аргиллитов, углистых аргиллитов. Горизонт Ю–I васюганской свиты включает до пяти песчаных пластов, которые не выдержаны по простиранию. Даже в пределах одной структуры песчаные пласты испытывают фациальное замещение. Это не дает возможность произвести корреляцию отдельных песчаных пластов и индексацию их в региональном плане [5].

Всего на Южно-Табаганской площади пробурено 8 поисково-оценочных скважин и во всех проводился комплекс методов исследования песчаных пластов горизонта Ю-1 васюганской свиты. Нефтепризнаки по керну в песчаниках не выявлены ни в одной скважине. Но следует отметить аргиллиты баженовской свиты в первой поисковой скважине 130, пробуренной в своде структуры. Керн из интервала 2571–2597 м представлен сильно раздробленными аргиллитами с запахом нефти (грязеподобного вида комки из шлама, обильно пропитанные нефтью). По результатам испытания скважины 130 в эксплуатационной колонне из интервала 2606–2612 м получен приток пластовой воды дебитом 3,25 $м^3$/сут на среднединамическом уровне 56 м.

В скважине 132 пласт $Ю_1^1$ в интервале 2596–2625 м опробован комплектом испытательного инструмента в процессе бурения. За 22 минуты стояния на притоке при депрессии 8,9 МПа получено из пласта 8 $м^3$ пластовой воды. В скважине 135 пласт $Ю_1^1$ залегает в интервале 2602–2608 м и также опробован пластоиспытателем. За 20 минут стояния на притоке (при депрессии 12,8 МПа) из пласта извлечено 8,7 $м^3$ пластовой воды. Замеренное пластовое давление составило 263,7 атм. По результатам опробования песчаного пласта $Ю_1^1$ в скважинах №№ 130, 131, 132, 135 на Южно-Табаганской площади получен приток пластовой воды, свидетельствующий о высокой продуктивности и высоких значениях фильтрационно-емкостных свойств песчаников.

Южно-Табаганское локальное поднятие, расположенное согласно «Тектонической карте юго-востока Западно-Сибирской плиты» (В.С. Сурков, О.Г. Жеро, 1986 г.) в юго-восточной части Нюрольской впадины, в региональном структурно-тектоническом плане по фундаменту плиты Нюрольская впадина, являясь структурой унаследованного развития, соответствует синклинорной зоне между Васюган-Пудинским и Верхневасюганским антиклинориями. В качестве структурной основы для исследований использовались материалы сейсморазведки МОГТ сп 12/85-86 ТГТ [6].

Палеотектонические реконструкции, выполненные для больших отрезков времени, характеризуют важнейшие особенности развития всего бассейна, но недостаточно полно отражают формирование мелких локальных поднятий. Эта задача решается составлением палеотектонических карт для более ограниченных интервалов разреза и времени [1, 4]. Исходными данными для палеоструктурного анализа являлись материалы бурения поисково-оценочных скважин, а именно стратиграфические разбивки по скважинам Южно-Табаганской площади. При палеоструктурном анализе составляются карты мощностей отдельных комплексов, которые затем располагаются в виде изопахического треугольника. В результате проведенного палеоструктурного анализа Южно-Табаганской площади установлено, что верхнеюрский комплекс отложений на протяжении последующего мелового периода наблюдается постоянное изменение тектонического режима. К концу верхнего мела исследуемые верхнеюрские отложения в структурном плане не были сформированы в контрастное локальное поднятие с достаточной амплитудой, что повлияло на формирование залежи нефти и газа.

Таким образом, в результате комплексного исследования методов на Южно-Табаганской площади (литофациальные, палеоструктурные, гидродинамические) установлено, что метод палеотектонических реконструкций позволяет определить возраст локальных поднятий (ловушек для нефти и газа) и является основным критерием прогноза их перспективности.

Литература

1. Бакиров А.А., Мальцева А.К. Литолого-фациальный и формационный анализ при поисках и разведке скоплений нефти и газа: Учебное пособие для вузов. – М.: Недра, 1985.
2. Бочкарев А.В., Делия С.В., Карпов П.А. и др. Опыт предлицензионной оценки перспектив нефтегазоносности // Геология нефти и газа. – М., 2001. – №2. – С. 7 – 12.

3. Буялов Н.И., Забаринский П.П. Практическое руководство по поискам и разведке нефтяных и газовых месторождений. – М.: Высшая школа, 1967.
4. Машкович К.А. Методы палеотектонических исследований в практике поисков нефти и газа. – М.: Недра, 1976.
5. Методика прогнозирования и поисков литологических, стратиграфических и комбинированных ловушек нефти и газа / Под ред. А.А. Гусейнова, Г.В. Сурцукова и др. – М.: Недра, 1988.
6. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – М., 1986.
7. Стратиграфические и литологические залежи нефти и газа / Под ред. Р.Е. Кинга, пер. с англ. – М.: Недра, 1975.

АНАЛИЗ И КЛАССИФИКАЦИЯ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

Н.Н. Молчанова
Научный руководитель заведующий кафедрой Э.С. Сианисян
Южный федеральный университет, г. Ростов-на-Дону, Россия

Основная часть нефтяных месторождений находится в поздней стадии разработки, характеризующейся прогрессивным ростом обводнения добываемой продукции, опережающей выработкой активных запасов, снижением уровня добычи. Как следствие этого процесса возрастает доля трудноизвлекаемых запасов, которые могут быть извлечены только при применении новых технологий, повышающих эффективность обычного заводнения.

Ухудшение структуры запасов нефти и отсутствие универсальных методов повышения нефтеотдачи вызывает необходимость координации научного и производственного потенциала в вопросах разработки, испытания и внедрения нетрадиционных технологий. В современной практике важное место в решении этих проблем занимает использование технологий, объединенных термином – методы повышения нефтеотдачи пластов (ПНП).

Успешное применение методов ПНП невозможно без совершенствования научных основ разработки нефтяных месторождений, а одним из основных условий грамотных научных исследований является наличие адекватной классификации существующих методов ПНП. Такая классификация позволяет не только повышать успешность применения методов ПНП, но и прогнозировать пути их совершенствования и развития.

На протяжении продолжительного времени специалисты спорят на тему систематизации технологий и методов повышения нефтеотдачи. Выдвинуто множество классификаций, основанных на различиях в терминологии и определении основного воздействующего начала: физико-химия, гидродинамика, микробиология и т.п. (Р.Х. Муслимов, Н.В. Боксерман, Г.Р. Мустафина и др.).

Нами предлагается принципиально иной подход к разработке классификации методов повышения нефтеотдачи пластов. За основу предлагается взять классическую формулу для определения коэффициента извлечения нефти (КИН), которая давно используется всеми геологами-нефтяниками при составлении технико-экономического обоснования КИН (ТЭО КИН):

$$КИН = К_1 + К_2 + К_3,$$

где $К_1$ – коэффициент сетки (Кс)

$К_2$ – коэффициент охвата пласта вытеснением (Ко)

$К_3$ – коэффициент нефтеотдачи (Кно).

Рассмотрим условия, при которых указанные коэффициенты способны изменяться, в данном случае увеличиваться.

Коэффициент сетки (Кс). Учитывает влияние плотности сетки размещения скважин, на фоне зональной неоднородности и прерывистости продуктивных пластов. Именно эти пластовые показатели определяют возникновение линз, полулинз и тупиковых зон, в которых остается нефть, не охваченная заводнением. Зависит от принятой технологической схемы разработки месторождения [1]. Методы повышения нефтеотдачи пластов на этот коэффициент практически никак не влияют.

Коэффициент охвата пласта вытеснением (Ко). По существу характеризует использование подвижных запасов нефти. Этот коэффициент в пределах вовлеченных в движение подвижных запасов учитывает неравномерность вытеснения нефти водой, различие физических свойств нефти и вытесняющей воды и предельную максимально допустимую обводненность дебита жидкости [3]. На коэффициент оказывают влияние условия применимости методов, способствующие:

– вовлечению в активную разработку, ранее неохваченных запасов;
– преодоление вязкостной неустойчивости вытеснения;
– выравнивания профиля приемистости;
– регулирование фильтрационных потоков;
– вовлечение в эксплуатацию неработающих пропластков;
– восполнение ресурсов пластовой энергии [2].

Коэффициент нефтеотдачи (Кно). Значение коэффициента определяется, прежде всего, использованием методов:

– увеличивающих извлекаемость нефти из уже охваченных вытеснением участков;
– снижением межфазного натяжения;
– ускорением слияния микрокапель (коалисценция);
– облегчением отрыва пленочной нефти (диспергирование);
– отмыв и доотмыв нефти [3].

Опираясь на критерии, способствующие изменению каждого коэффициента в отдельности, необходимо соотнести все методы повышения нефтеотдачи пластов с соответствующими коэффициентами, входящими в КИН. Это позволит более точно подобрать место приложения той или иной технологии ПНП, рентабельность и экономическую целесообразность, чтобы спрогнозировать возможный результат от ее применения (таблица).

Таблица

Дифференцирование методов ПНП по коэффициентам входящим в КИН

Наименование рассматриваемого коэффициента	Методы ПНП, оказывающие влияние на увеличение показателей каждого коэффициента КИН в отдельности
Коэффициент плотности сетки скважин ($К_с$)	Связь между показателями $К_с$ и методами ПНП практически отстутствует.
Коэффициент охвата пласта заводнение ($К_2$)	Циклическое заводнение Полимерное заводнение Воздействие сшитыми полимерными системами Воздействие поверхностно-активными веществами Воздействие биополимерами Методы кислотного воздействия Силикатно-щелочное заводнение Применение волокнисто-дисперсной системы Применение гелеобразующих композиций Использование волнового воздействия
Коэффициент нефтеотдачи ($К_{но}$)	Воздействие поверхностно-активными веществами Воздействие растворителями Применение мицеллярных растворов Вытеснение двуокисью углерода Обработка сухим газом Вытеснение нефти газами Микробиологические методы Паротепловое воздействие на пласт Вытеснение нефти горячей водой Теплоциклическое воздействие на пласт

В результате выполненного обобщения и анализа имеющихся данных, посвященных проблеме интенсификации добычи нефти, разработки месторождений с применением методов увеличения нефтеотдачи (МУН) и критериального анализа применимости технологий нефтеизвлечения, определены базовые технологии воздействия. Установлено, что при выборе конкретного метода воздействия на пласт из множества технологий, удовлетворяющих критериям применимости по геолого-физическим условиям и состоянию разработки месторождения, приоритеты должны быть отданы методам, которые наряду с рентабельностью и экономической целесообразностью обеспечивают максимальный технологический эффект.

Литература

1. Абасов М.Т., Закиров С.Н. Влияние плотности сетки скважин на нефтеотдачу // Нефтяное хозяйство. – М., 2005. – №9. – С. 90 – 92.
2. Муслимов Р.Х. Методы увеличения нефтеотдачи в системах разработки нефтяных месторождений и развитии нефтедобычи // Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений и комплексное освоение высоковязких нефтей и природных битумов: Материалы Международной научно-практической конференции. – Казань, 2007. – С. 3 – 13.
3. Третьяк А.Я., Зиновьев В.В., Чихоткин В.Ф., Рыбальченко Ю.М.,. Чикин А.В. Методы увеличения нефтеотдачи пластов. – Новочеркасск: ЮРГТУ, 2005. – С. 113 – 118.

МОДЕЛЬ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ БЕРРИАС-НИЖНЕАПТСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРА ПОЛУОСТРОВА ЯМАЛ

Н.И. Мушникова, О.А. Титова
Научный руководитель доцент С.В. Ершов
Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

Неокомский продуктивный комплекс Западной Сибири в настоящее время остается одним из главных объектов поиска залежей нефти и газа и прироста запасов углеводородного сырья. Главной особенностью его строения является клиноформный характер залегания осадочной толщи, сформировавшейся при боковом заполнении глубоководного палеобассейна. В структуре комплекса выделяются два типа песчаных тел, сформировавшихся в мелководно-морских и глубоководно-морских условиях. Они выделяются соответственно в шельфовый и дистальный (ачимовский) подкомплексы [1–7].

Главными задачами проведенных исследований являлось построение региональной геологической модели берриас-нижнеаптских отложений северной части полуострова Ямал, а также анализ их нефтегазоносности с целью выявления перспективных зон нефтегазонакопления.

Северные районы полуострова Ямал характеризуются высокими перспективами нефтегазоносности неокомских отложений и недостаточной изученностью бурением. Объектом исследования являлись берриас-нижнеаптские отложения ахской и танопчинской свит Восточно-Ямальского и Западно-Ямальского подрайонов Ямало-Гыданского структурно-фациального района. В нефтегазогеологическом отношении территория исследования охватывает Малыгинский, Тамбейский и Нурминский нефтегазоносные районы Ямальской нефтегазоносной области (НГО). К настоящему времени в их пределах выявлены такие крупные месторождения, как Бованенковское, Харасавейское, группа Тамбейских месторождений и другие.

В тектоническом отношении территория исследования расположена в пределах Карской мегасинеклизы, Южно-Карской мегаседловины, Антипаютино-Тадебеяхинской мегасинеклизы. На юге территория граничит с Восточно-Пайхойской моноклизой. В пределах площади выделяется ряд структур различных порядков. К структурам I порядка относятся Бованенковско-Нурминский наклонный мегавал, полностью лежащий в пределах площади, а также Тадебеяхинский мегапрогиб. Среди структур II порядка выделяются Верхнетамбейский мезопрогиб – отрицательная структура и три положительных структуры: Нурминский мезовал, Северо-Тамбейский мезовал и Южно-Тамбейское куполовидное мезоподнятие.

Набор обстановок, в которых формировались неокомские отложения, очень разнообразен – от континентальных до глубоководных. Вследствие постепенных фациальных переходов границы большинства свит имеют скользящий во времени характер, что затрудняет корреляцию пластов. Характерно направленное фациальное замещение глубоководных отложений более мелководными при прослеживании их с запада на восток и с севера на юг.

Продуктивный комплекс меловых отложений Ямало-Гыданского структурно-фациального района Западной Сибири представляет собой терригенную толщу мощностью 1500 м на территории Ямальского и Гыданского полуостровов. В пределах территории исследования мощность продуктивного комплекса берриас-нижнеаптских отложений составляет 700–1150 м. Возрастной интервал исследуемых продуктивных отложений – верхний готерив – нижний апт. Меловые отложения и, в частности, неокомские отложения подстилаются юрскими терригенными образованиями. Отложения неокома согласно залегают на отложениях баженовской свиты волжско-берриасского возраста. Породы представлены темно-серыми и зеленоватыми аргиллитами и глинами, иногда слабобитуминозными с прослоями алевролитов и песчаников, заключающими аммониты и фораминиферы.

Всего на изучаемой площади в разрезе неокомского комплекса выделяются две свиты: ахская (берриас-нижний готерив) и нижняя часть танопчинской свиты (нижний готерив – нижний апт), причем ахская свита проявляет более глубоководными отложениями по сравнению с вышележащей танопчинской свитой. Таким образом, на данной территории во время образования неокомских отложений, возможно, имела место регрессия. Танопчинская свита согласно перекрывается преимущественно глинистыми отложениями яронгской свиты альбского возраста меловой системы. При корреляции отложений использовались опорные сейсмические горизонты Б и М, маркирующие кровлю баженовской свиты и верхнюю часть нейтинской пачки соответственно.

Ахская свита включает куломзинский, тарский и усть-Балыкский продуктивные горизонты, танопчинская свита – черкашинский и алымский продуктивные горизонты.

В ходе работы была построена серия из 9 субширотных и субмеридиональных корреляционных профилей. Всего в работе было использовано порядка 132 поисково-разведочных скважин. Их разрезы были увязаны со скважинами-стратотипами пластов групп БЯ и ТП таких, как скважины Арктическая 9, Арктическая 14 и Бованенковская 97, что позволило уточнить стратиграфическую приуроченность выявленных нижнемеловых залежей в пределах исследуемой территории.

Методологической основой изучения неокомских отложений на территории исследования являлся комплекс геофизических исследований (ГИС), сейсмические и палеонтологические данные, которые в совокупности дали достаточно полное представление о составе отложений и времени их образования, а также послужили основой для корреляции данных отложений.

В ходе данной работы использовались каротажные диаграммы со следующим комплексом ГИС: кривые ПС, КС и ИК. При использовании материалов комплекса ГИС проводилось разбиение разрезов скважин на песчаные пласты и глинистые пачки. Корреляция проводилась на основе выделения и прослеживания геофизических реперов, которыми в данном разрезе являются глинистые пачки. На каротажных диаграммах такие реперы характеризуются аномально высокими значениями ИК и низкими значениями КС.

В результате анализа геологического строения берриас-нижнеаптских отложений в разрезе выделено четыре зональных резервуара. Три из них связаны с субрегиональными клиноформами – приобской (пласты $БЯ_{10}$–$ЮЯ_{13}$), арктической (пласты $ТП_{24}$–$ТП_{26}$) и бованенковской (пласты $ТП_{20}$–$ТП_{23}$), в основании которых залегают одноименные региональные пачки глин. Взаимоотношение в неокомском комплексе резервуаров и клиноформ таково, что для проницаемого комплекса одной клиноформы, флюидоупором является глинистая пачка вышележащей.

Кроме того, выделяется нижнеаптский резервуар, который имеет горизонтально-слоистое строение. В составе его проницаемого комплекса выделяются пласты $ТП_{16}$–$ТП_{19}$. Перекрывается резервуар нейтинской региональной пачкой глин, которая является возрастным аналогом кошайской пачки Среднего Приобья.

В пределах более изученной южной части территории не выявлено значительных изменений мощностей продуктивных пластов, северная менее изученная часть характеризуется резкой изменчивостью мощностей. Таким образом, характерное клиноформное строение осадочной толщи сильнее проявлено именно в северной части исследуемой площади.

В ходе работы авторами была построена серия карт, демонстрирующая определенные характеристики изучаемого объекта: его структуру, отложения, его выполняющие, нефтегазоносность. Базой для построения карт послужили сетки, построенные в Институте нефтегазовой геологии и геофизики имени А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, и таблица разбивок, полученная в результате расчленения и корреляции данных продуктивных отложений. Кроме итоговых, конечных карт, также было получено большое количество промежуточных карт.

В итоге была построена следующая серия карт:

– структурная карта по кровле баженовской свиты;

– структурная карта по кровле проницаемого комплекса подкошайского регионального резервуара (пласт $ТП_{16}$);

– структурные карты по кровле продуктивных пластов Бованенковского, Харасавейского и других месторождений, а также группы Тамбейских месторождений;

– карты толщин между опорными продуктивными пластами – карты толщин между пластами $ТП_{16}$ и $ТП_{20}$, $ТП_{20}$ и $ТП_{24}$, $ТП_{24}$ и $БЯ_{10}$, $БЯ_{10}$ и баженовской свитой;

– карта толщин берриас-нижнеаптских отложений, отражающая палеорельеф исследуемой территории;

– геологические разрезы берриас-нижнеаптских отложений на основе отдельных корреляционных профилей.

Территория исследования охватывает Малыгинский, Нурминский и Тамбейский нефтегазоносные районы Ямальской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Рассмотрены продуктивные пласты следующих месторождений: Арктического, Бованенковского, Западно-Сеяхинского, Крузенштернского, Малыгинского, Нейтинского, Харасавейского и Тамбейской группы месторождений. В результате установлено, что резервуары сложены песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Коллекторы порового типа. Характер флюидонасыщения преимущественно газоконденсатный, реже встречаются газовые залежи. В составе газа преобладает метан – от 89 до 97,5 %. Встречаются залежи как массивные, водоплавающие, так и пластовые, сводовые, в меньшей степени распространены пластовые, литологически экранированные залежи.

Проведенные исследования позволили выявить закономерности размещения песчаных тел и залежей углеводородов как в разрезе, так и в пространстве, что является предпосылкой выявления перспективных зон нефтегазонакопления в пределах исследуемой территории.

Литература

1. Игошкин В.П., Шлезингер А.Е. Генетические типы неокомских клиноформ Западной Сибири // Геология и геофизика. – М., 1990. – №8. – С. 16 – 20.
2. Карогодин Ю.Н., Ершов С.В. Источник углеводородов гигантских залежей нефти в неокомских отложениях Западной Сибири с позиций системно-литмологического подхода // Геология и оценка нефтегазового потенциала Западной Сибири. – М.: Наука, 1994. – С. 73 – 80.
3. Корнев В.А. Геолого-геофизические предпосылки поисков неантиклинальных ловушек углеводородов в Среднем Приобье // Особенности строения литологически и стратиграфически экранированных залежей нефти и газа в мезозое Западно-Сибирской равнины. – Тюмень, 1979. – Вып.144. – С. 89 – 94.
4. Кулахметов Н.Х., Никитин В.М., Ясович Г.С., Валицкий Ю.И. Особенности корреляции шельфовых отложений неокома Среднего Приобья с применением сейсморазведки МОГТ // Геология нефти и газа. – М., 1983. – №5. – С. 44 – 48.
5. Наумов А.Л. К методике реконструкции рельефа дна Западно-Сибирского раннемелового бассейна // Геология и геофизика. – М., 1977. – №10. – С. 38 – 47.
6. Трушкова Л.Я. О методике корреляции продуктивных отложений юры и неокома Западной Сибири // Геология и геофизика. – М., 1970. – №10. – С. 69 – 77.
7. Чернавских А.В. Условия формирования верхнеюрско-нижнемеловых отложений центральной части Западной Сибири в зоне Сибирских увалов // Геология нефти и газа. – М., 1994. – №10. – С. 13 – 16.

ИЗУЧЕНИЕ УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА $Б_9$ КУЛОМЗИНСКОЙ СВИТЫ НА ПРИМЕРЕ ПРИГРАНИЧНОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Е.В. Новомлинова

ОАО «Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа», г. Томск, Россия

С меловыми отложениями связаны залежи нефти и газа, расположенные, преимущественно, на территории Тюменской области. В Томской области в меловых пластах открыты залежи углеводородов (УВ) на Советском, Северном, Даненберговском, Приграничном, Аленкинском, Южно-Черемшанском, Гураринском, Соболином, Мыльджинском, Южно-Мыльджинском месторождениях, а также на некоторых площадях с непромышленными притоками. В ачимовских клиноформах выявлено более 10 нефтегазопроявлений и непромышленных притоков углеводородов.

У большинства геологов уже сложились представления о строении изучаемых залежей, однако автор считает, что особенности строения и условия формирования являются недостаточно раскрытыми. В первую очередь встает вопрос о нефтенасыщенности меловых отложений, которые по данным геофизических исследований отличаются от юрских. По сейсмическим разрезам отражения от меловых пластов прослеживаются слабо, что не позволяет полноценно проследить распределение песчаных пластов. Для пластов данного

комплекса нужен иной подход к методике полевых сейсморазведочных работ, учитывающий сложность сейсмогеологических условий.

Главной особенностью ловушек нефти и газа в меловых отложениях является их расположение, почти все они расположены в зонах тектонической активности с дизъюнктивными нарушениями, которые осложняют юрские и проникают в меловые пласты аж до тарской свиты. Анализируя данные сейсморазведки можно сделать выводы о том, что формирование залежей нефти в меловых отложениях происходит в приразломных зонах. При прогнозировании ловушек нефти и газа большое значение имеет структурный фактор. По нижнемеловым горизонтам можно проследить элементы рельефа подошвы баженовской свиты с незначительными изменениями контуров локальных поднятий.

Пласты исследуемой группы сложены многочисленными пропластками и достаточно трудно коррелируются. Основной проблемой является отсутствие четкой стратиграфической привязки, учитывающей литофациальные признаки. К сожалению, сейсмические разрезы меловых отложений часто неинформативны, в результате чего имеем низкую достоверность структурных построений.

В данной работе автором исследованы условия формирования коллекторов Приграничного месторождения нефти, промышленная нефтеносность которого связана с интересующими автора меловыми пластами $Б_9^1$, $Б_9^2$, $Б_9^3$, а также пластом $Ю_1^1$.

Месторождение расположено в Александровском районе Томской области. К востоку и западу от него в промышленной разработке находятся Вахское нефтяное и Северное нефтегазоконденсатное месторождения, к юго-западу – Южно-Охтеурское нефтяное месторождение.

В тектоническом плане месторождение расположено на восточном склоне Охтеурского вала в области сочленения его с Криволуцким, осложняющим центральную часть Александровского мегавала.

Приграничная площадь введена в поисковое бурение в 1994 г., а в 1995 г. первоочередной скважиной 5 открыта залежь нефти, связанная с пластом $Б_9$ куломзинской свиты нижнего мела, из которого получен приток нефти дебитом порядка 10 $м^3$/сут. Кроме того, из пласта $Ю_1^1$ был получен приток воды с пленкой нефти, а в пласте $Ю_1^2$ по керну обнаружены признаки нефти. Затем в 1999 г. завершена строительством скважина 6, также давшая фонтанный приток нефти дебитом около 40 $м^3$/сут и приток нефти дебитом 1 $м^3$/сут из пласта $Ю_1^1$.

На месторождении в 1995, 2000, 2001 и 2002 гг осуществлялся подсчет запасов нефти на уровне Центральной комиссии по запасам. На Государственной комиссии запасы нефти и газа по пластам $Б_9^1$, $Б_9^2$, $Б_9^3$и $Ю_1^1$ утверждены в 2004 г. На дату подсчета запасов (по состоянию на 01.01.2004) на Приграничном участке пробурено 19 скважин (4 разведочных скважины), на Григорьевском участке – 12 скважин (разведочных – 2), из них с отбором керна пробурено 8 скважин две из которых эксплуатационные. Исследование керна проведено автором по скважинам 6Р, 9Р, 8, 10 Приграничного и 8Р Григорьевского участков.

Куломзинская свита представлена повсеместно распространенными морскими отложениями, сложена аргиллитами темно-серыми с зеленоватым оттенком. Верхняя часть несколько опесчанивается, появляются песчано-алевролитовые пласты группы $Б_{8\text{-}12}$. Наиболее четко выражены пласты $Б_9^1$и $Б_9^2$, сложенные желтовато-серыми мелкозернистыми песчаниками средней крепости с признаками нефти. Толщина свиты составляет 306–330 м.

Пласт $Б_9$ представлен преимущественно мелкозернистой фракцией песчаников с увеличением содержания пелитовой фракции в нижней части разреза. Продуктивная часть пласта выделяется повышенными значениями удельных электрических сопротивлений по боковому каротажу относительно нижней, водонасыщенной части разреза. По керну продуктивная часть разреза характеризуется повышенной проницаемостью – до 230 мД.

Весь объем литологических исследований проводился в лабораториях физики пласта «Томскнефтегазгеология», отдела петрофизики «Томского научно-исследовательского и проектного института нефти и газа» и Томского политехнического университета (литолого-петрографические исследования) и подробно изложен в отчетах.

При использовании керновых данных коллекторов проводилась увязка их по глубинам с результатами геофизических исследований скважин.

Пласт $Б_9^1$, Приграничный участок. Литологически сложен песчаниками мелко-среднезернистыми с редкими прослоями аргиллитов и алевролитов. Песчанистость пласта $Б_9^1$ высокая, средний коэффициент песчанистости составляет 0,7.

По данным петрографического анализа песчаники полевошпатово-кварцевые, реже кварц-полевошпатовые. Состав цемента гидрослюдисто-хлоритовый с примесью каолинита, карбонатный. Непроницаемые породы представлены аргиллитами серыми, слоистыми с включениями органики.

Для изучения коллекторских свойств пласта керн отобран из 5 скважин.

Изменение фильтрационно-емкостных свойств наблюдается в широком диапазоне. Открытая пористость изменяется от 18,1 до 24,3 %. Проницаемость варьирует в пределах $1{,}7–431{,}7\cdot10^{-3}$ $мкм^2$. Средневзвешенные значения открытой пористости – 21,5 %, проницаемости – $27{,}2\cdot10^{-3}$ $мкм^2$, остаточной водонасыщенности в целом 44,7.

Пласт $Б_9^1$, Григорьевский участок. Представлен песчаниками мелко-тонкозернистыми, с прослоями аргиллитов и алевролитов. Песчанистость средняя и равна 0,58. По данным петрографического анализа песчаники аркозовые, аркозо-граувакковые, слюдистые с содержанием битумов. Состав цемента гидрослюдисто-хлоритовый, битуминозный, карбонатный. Керн был отобран из одной скважины 8Р. Средневзвешенные значения открытой пористости – 21,7 %, проницаемости – $14{,}7\cdot10^{-3}$ $мкм^2$.

Пласт $Б_9^2$ Приграничный участок. Песчаники мелко-тонкозернистыми, с прослоями аргиллитов и алевролитов. Кпесч. ср. равен 0,45. По данным петрографического анализа песчаники полевошпатово-кварцевые. Непроницаемые породы представлены аргиллитами серыми, темно-серыми, крепкими, слоистыми и

переслаиванием аргиллита и алевролита. Коллекторскими свойствами охарактеризована только водонасыщенная часть. Изменение фильтрационно-емкостных свойств пород пласта $Б_9^2$ на Приграничной площади происходит в широком диапазоне. Открытая пористость изменяется от 14,5 до 24,7 %. Проницаемость изменяется в пределах $1{,}2–85{,}6 \cdot 10^{-3}$ мкм^2, наиболее распространены значения от 10 до $100 \cdot 10^{-3}$ мкм^2.

Пласт $Б_9^2$ Григорьевский участок. Керн отобран только из одной скважины скв. 8Р. Представлен песчаниками однородными мелко-тонкозернистыми. По данным петрографического анализа песчаники аркозо-граувакковые, слюдистые. Состав цемента гидрослюдисто-хлоритовый, реже битуминозный, карбонатный. Непроницаемые породы представлены аргиллитами серыми, темно-серыми, крепкими, слоистыми и переслаиванием аргиллита и алевролита. По пласту $Б_9^2$ коллекторскими свойствами охарактеризована только водонасыщенная часть.

Открытая пористость в пласте $Б_9^2$ на Григорьевском участке изменяется от 20,1 до 23,7 %. Открытая пористость лежит в пределах значений 21,7 до 24,0 %. Проницаемость изменяется от 5,5 до $124{,}7 \cdot 10^{-3}$ мкм^2.

В целом продуктивный пласт $Б_9$ имеет неоднородное строение, выраженное в чередовании песчаников, нефтенасыщенных в кровельной части, алевролитов и аргиллитов. Коллекторские свойства ухудшаются сверху вниз.

Формирование изученных отложений происходило в водных бассейнах в гумидном теплом климате. Об этом свидетельствует наличие в осадках разреза обильного растительного детрита и присутствие реликтов белемнитов. Накопление осадков происходило в достаточно спокойных обстановках. На это обстоятельство указывает преобладание в разрезе мелкообломочных и глинистых пород и отсутствие грубообломочных, пестрых по составу литотипов. О спокойной водной среде формирования осадков свидетельствуют и текстурно-структурные особенности пород. В разрезе зафиксированы повсеместно параллельнослоистые и тонкослоистые текстуры, свидетельствующие о достаточно ритмичном динамическом режиме водного осадконакопления. В отложениях не фиксируются косослоистые текстуры, указывающие на поступательный характер материала, нет разнообразия текстур, указывающих на размыв одних текстурных узоров и формирование других, нет признаков срезания осадков с одними характеристиками и замены их в разрезе другими. Все это указывает на пассивную динамику водной среды ниже волнового базиса вод.

О степени удаленности береговой линии водного бассейна судить трудно. Однако по отсутствию прямых признаков крайнего мелководья таких, как «знаки ряби», биотурбация и др. о ее близости говорить нельзя. Нет указаний на наличие разнообразных косослоистых текстур, что исключает суждения о речных, дельтовых, эстуариевых обстановках. Нет и резко выраженных текстур, свидетельствующих о турбидитовых потоках.

Имеющиеся слабовыраженные текстуры оползания, взмучивания и флексурообразования, а также размыв границ мелких горизонтальных слойков и появление волнистой и микролинзовидной слоистости лишь подтверждают удаленность среды формирования осадка от береговой линии. А также указывают на наличие слабого уклона на фоне достаточно широко распространенных малопогруженных участков в слаборасчлененном рельефе морского дна, на возможность существования лагунных обстановок. Существование лагунных обстановок подтверждает наличие замещений в пластах $Б_9^1$ и $Б_9^2$ на Приграничном и Григорьевском участках. Но наличие растительного детрита, обогащение им отдельных прослоев, указывает на привнос этого материала и на связь возможных морских водных потоков с береговыми и даже лагунными обстановками, обогащенными гумусовым материалом. На связь водных осадков с континентальными указывает не только растительный детрит, но и наличие тонкообломочного материала, среди которого просматриваются мелкие сферичные зерна кварца с шероховатой поверхностью, возможно, эолового происхождения.

Структурные особенности пород, среди которых выделяется хорошая степень окатанности обломочного материала и сортированности его по размеру обломков, указывают на длительность его транспортировки, значительность гранулометрической дифференциации и на возможность участия в этом процессе приливно-отливных воздействий моря.

По классификации А.А. Ханина пласты $Б_9^1$ и $Б_9^2$ относятся к III–V классам. Преобладает IV класс коллекторов.

ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ, ТЕРРИТОРИАЛЬНО СОВМЕЩЕННЫХ С ВЕРХНЕКАМСКИМ МЕСТОРОЖДЕНИЕМ КАЛИЙНО-МАГНИЕВЫХ СОЛЕЙ (НА ПРИМЕРЕ СИБИРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

М.А. Носов
Научный руководитель доцент И.А. Козлова
Пермский государственный технический университет, г. Пермь, Россия

Верхнекамское месторождение калийно-магниевых солей, расположенное в пределах Пермского края на левобережье реки Камы, является одним из крупнейших в мире. Оно открыто в 1925 году профессором П.И. Преображенским. В тектоническом отношении месторождение солей приурочено к центральной части Соликамской впадины Предуральского краевого прогиба, углеводородный потенциал которой также весьма велик. Перспективные ресурсы нефти по категории C_3 составляют более 115 млн. усл. ед.

На данный момент в пределах Верхнекамского месторождения калийно-магниевых солей уже открыто 10 месторождений нефти, из них 8 разрабатываемых – Уньвинское, Сибирское, Чашкинское, Шершневское, Логовское, Боровицкое, Юрчукское, имени Архангельского и 2 в консервации – Жилинское и Бельское. Извлекаемые запасы этих месторождений частично или полностью расположены в пределах участка с кондиционными запасами калийных солей, что в целом в процентном соотношении составляет 35–40 %.

На сегодняшний день существует 2 направления извлечения таких запасов: 1) опережающая разведка и разработка месторождений нефти за счет бурения на участках с балансовыми запасами солей промышленных категорий; 2) разведка и разработка залежей бурением наклонно-направленных скважин с большим проложением с участка некондиционных запасов калийных солей.

Опережающая разведка и разработка месторождений нефти осуществляется на территории, где в ближайшее время не планируется промышленная разработка соляного массива. После окончания срока эксплуатации пробуренная скважина в калийно-магниевой толще подлежит физической ликвидации с восстановлением герметичности горного массива.

При реализации как первого, так и второго варианта повышенного внимания требуют вопросы конструкции скважин, качества вскрытия и последующего крепления кондукторами и техническими колоннами надсолевой водозащитной, солесодержащей и подсолевой водозащитной частей разреза в нефтяных скважинах. В 70-х годах научным коллективом Пермского государственного технического университета под руководством Г.М. Толкачева была разработана технология проводки скважины в интервале солесодержащего разреза Верхнекамского месторождения, позволяющая проходить соляной массив без вреда для калийной залежи. Разработанная конструкция скважины, специальные буровые растворы и тампонажные материалы обеспечивают высокое качество сплошности соляных пластов.

Особенность технологии заключается в предотвращении проникновения надсолевых и подсолевых флюидов к телу калийной залежи и соляной толщи с применением специальной многоколонной конструкции скважин. Спуск кондуктора осуществляется до кровли солей и технической колонны с перекрытием всех соленосных отложений с использованием специальных буровых растворов, не растворяющих соли, слагающих стенки скважин и тампонажных материалов, формирующих при закреплении прочный, малопроницаемый, безусадочный цементный камень. В результате образуется плотный контакт как с соляными породами, так и с металлом обсадных колонн, и цементированием направления, кондуктора, технической и эксплуатационной колонн.

Непосредственно на Сибирском нефтяном месторождении, находящемся в контуре Верхнекамского месторождения была произведена следующая технология буровых работ на участке с некондиционными запасами калийных солей.

Направление – диаметром 426 мм – спускают на глубину 40 м с целью перекрытия неустойчивой верхней части разреза. Цементируют до устья портландцементом тампонажного материала.

Кондуктор – диаметром 324 мм – для первой в кусте скважины спускают для перекрытия надсолевого водоносного комплекса с установкой башмака в первом пропластке каменной соли, на всех последующих скважинах соли не вскрываются. Кондуктор цементируют до устья расширяющимся тампонажным материалом для крепления кондукторов.

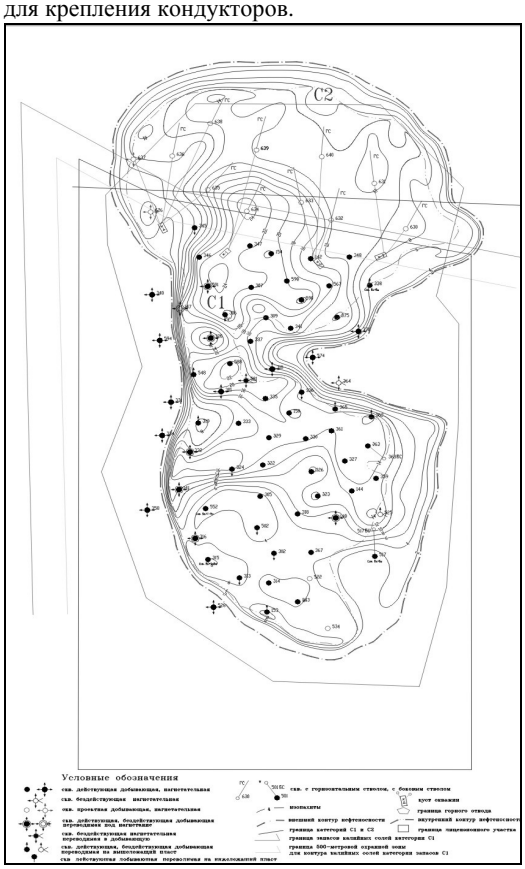


Рис. Схема расположения скважин пласта Бб Сибирского месторождения [1]

Техническую колонну – диаметром 245 мм – спускают для перекрытия безводной солесодержащей части разреза с установкой башмака в глинисто-ангидритовой толще на глубину не менее 100 м ниже подошвы подстилающей каменной соли и цементируют до устья.

Для обеспечения качественного разобщения соленых пластов различного минерального состава при цементировании используют магнезиально-фосфатный тампонажный материал с расширяющимся цементным камнем. Подъем тампонажного раствора осуществляют до устья. Эксплуатационную колонну – диаметром 168 мм – спускают с целью разобщения пластов до проектной глубины. Скважина цементируется до устья в две ступени с включением в компоновку эксплуатационной колонны муфты (пакера) ступенчатого цементирования.

В настоящее время по специальной технологии пробурено более 900 скважин, в том числе и на Сибирском месторождении нефти. Была проведена оценка влияния коррозионных процессов на долговечность обсадных колонн, лабораторные исследования показали, что при использовании фосфатных добавок в буровых и тампонажных растворах кратно замедляются процессы коррозии обсадных труб. Оценка качества цементирования, проведенная через 20 лет, показала высокий уровень сцепления цемента с колонной и породой. А также ежеквартально с 1978 года на каждом месторождении отбираются пробы воды из надсолевого комплекса, этот анализ показывает, что нефтепродуктов в этих горизонтах нет.

Проведенные лабораторные исследования показали высокую эффективность выше изложенной технологии, но на данный момент бурение в пределах участков с кондиционными запасами солей невозможно из-за ограничений установленных правилами промышленной

безопасности. Следовательно, их необходимо пересмотреть.

При рассмотрении второго варианта разработки необходимо иметь в виду существующую охранную зону (не менее 500 м), ширина которой определяется в соответствии с размерами радиуса предохранительного целика вокруг глубоких скважин (кустов скважин), рассчитанного в установленном порядке. Глубина этой зоны простирается на 300 м ниже подошвы подстилающей каменной соли, но не менее 800 м ниже калийной залежи [1].

Доступ к запасам месторождений, расположенных под кондиционными солями, наклонно-направленными скважинами ограничен, поэтому одним из перспективных направлений извлечения нефти таких объектов является строительство наклонно-направленных скважин с большим проложением. Бурение таких скважин осуществляется с кустовых площадок, расположенных вблизи границы охранной зоны (рисунок).

В разработке Сибирского месторождения находится три эксплуатационных объекта, из них бобриковский является основным, т.к. имеет наибольшие запасы по нефти, а также обладает наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами и гидродинамическими показателями. Северная часть Родыгинского поднятия по запасам нефти отнесена к категории C_2, т.к. находится под участком с кондиционными запасами калийных солей.

Разработка этой части месторождения осуществляется путем бурения скважин, располагающихся на участке с забалансовыми запасами солей с применением технологии, описанной выше, а бурение самого горизонтального участка производится с использованием долот диаметром 144 мм в сочетании с винтовыми забойными двигателями.

Планируемые «горизонтальные» скважины на Сибирском месторождении должны достигнуть отхода от устья более 1000 м с длиной горизонтального участка до 600 м.

В Пермском крае уже есть опыт бурения таких скважин и примером тому является три пробуренных скважины в 2005 г. на турнейско-фаменский объект Шершневского месторождения с длиной горизонтального участка 300–350 м. Первоначальные дебиты скважин составляют от 65 до 98 т/сут, что в несколько раз превышает средний дебит по вертикальным скважинам на этом объекте.

На Сибирском месторождении также есть опыт бурения таких скважин. Скважина № 567 пробурена на башкирские отложения в 2000 г. на Родыгинском поднятии.

В пределах северной части Родыгинского поднятия за границей охранной зоны по данным трехмерного геологического моделирования прогнозируется увеличение запасов на 61 % от стоящих на балансе. По крайним северным скважинам отмечается слияние пластов Бб1-4 в один монолитный пласт, нефтенасыщенная толщина которого в центральной части достигает 18 м. Поэтому для выработки запасов в этой части залежи и рекомендуется бурение наклонно-направленных скважин с большим проложением ствола (1000–1500 м) с кустовых площадок, расположенных вблизи границы 500-метровой охранной зоны.

Таким образом, состояние и перспективы развития сырьевой базы нефтегазовой отрасли Пермского края в пределах территории Верхнекамского месторождения калийно-магниевых солей свидетельствуют в пользу принятия решения о необходимости в ближайшее время приступить к более масштабному освоению недр Соликамской депрессии, для чего нужно пересмотреть существующие правила промышленной безопасности и снять ограничения или продолжать совершенствование технологии бурения наклонно-направленных скважин с большим проложением на участках с непромышленными запасами калийных солей.

Литература

1. Правила промышленной безопасности при освоении месторождений нефти на площадях залегания калийных солей. ПБ 07-436-02. – М.: ГУП «НТЦ по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», 2002.

ОБОБЩЕНИЕ И АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ВСКРЫТИЯ И ОСВОЕНИЯ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ОСИНСКОГО ГОРИЗОНТА СРЕДНЕБОТУОБИНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

М.М. Петров
Научный руководитель член-корреспондент РАН А.Ф. Сафронов
Институт проблем нефти и газа СО РАН, г. Якутск, Россия

В Республике Саха (Якутия) открыто и в различной степени разведано 29 месторождений нефти и газа. В итоге создана крупная сырьевая база для развития нефтяной и газовой промышленности. Две трети запасов газа, числящихся на балансе по Республике Саха (Якутия) сосредоточено в ее юго-западных районах, в основном в пределах Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области (НГО). Здесь же сконцентрированы все без исключения запасы нефти, выявленные к настоящему времени в Якутии. При этом более трети запасов нефти приурочены к осинскому продуктивному горизонту, залегающему в низах кембрийского разреза и имеющему значительное распространение на территории Сибирской платформы. При опробовании карбонатных коллекторов этого горизонта в скважинах на многих площадях Непско-Ботуобинской НГО отмечены различные нефтегазопроявления. Крупные залежи нефти и газа установлены на Талаканском месторождении. Промышленные притоки углеводородов (УВ) зарегистрированы также в целом ряде скважин в различных частях Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) [1].

Несмотря на весьма значительный прогнозный углеводородный потенциал, связанный с осинским горизонтом в Непско-Ботуобинской НГО, закономерности регионального размещения залежей УВ в указанном стратиграфическом интервале к настоящему времени пока не ясны. Имеющиеся представления о возможном

положении зон нефтегазонакопления в карбонатных породах, слагающих пограничные слои кембрия-венда, носят вероятностный характер и требуют дальнейшего детального изучения.

Для оценки неоднородности осинского горизонта приводим предварительные данные обобщения и анализы результатов испытания скважин на Среднеботуобинском нефтегазоконденсатном месторождении, где при опоисковании осинского горизонта зафиксирована дифференцированная, нередко необъяснимая с общих позиций строения месторождения флюидонасыщенность карбонатных коллекторов или ее отсутствие.

На Среднеботуобинском НГКМ промышленные притоки газа из осинского горизонта дебитами от 19 до 410 тыс. куб. м в сутки получены в скважинах 1, 3, 6, 18, 25, 30, 37 и 42, притоки нефти в скважинах 3, 4, 25, 26, 37, 42 и 60. Кроме этого, в ряде скважин, вскрывших осинский горизонт, на более высоких гипсометрических уровнях, где по комплексу горизонтальных исследований скважин (ГИС) выделяются эффективные мощности, при опробовании были получены только слабые притоки фильтрата, а в нескольких скважинах были получены слабые притоки газа и фильтрата (скважины 2, 4, 26, 39).

Анализ данных бурения и опробования скважин на месторождении указывает на присутствие в разрезе горизонта поглощающих пластов, что свидетельствует о достаточно высоких фильтрационно-емкостных свойствах (ФЕС) пород-коллекторов. Интенсивное поглощение фильтрата бурового раствора в пласт неизбежно приводит к образованию в призабойной зоне пласта мощной зоны кольматации, наличие которой, несомненно, отразилось на результатах опробования пластов.

Проведение работ по интенсификации притоков привело к положительным результатам по скважинам 18, 25, 30, 37, 42.

При опробовании в процессе бурения скважины 18 комплект испытательного инструмента (КИИ-146) (интервал 1436,7–1500 м) притока получено не было. При опробовании в колонне после перфорации зарядами (гамма-каротаж (ГК-103) и пулевой перфоратор с четырьмя стволами залпового действия (ПВН-90)) и солянокислотной обработки интервала 1468–1476 м (пласт О-II) был получен приток газа дебитом 37 м^3/сут на шайбе 8,1 мм.

В скважине 25 при опробовании в процессе бурения КИИ-146 интервалов 1464–1483, 1464–1525 и 1485–1557 м были получены слабые притоки фильтрата бурового раствора. При опробовании в колонне интервалов перфорации 1462–1468 и 1472–1483 (пласт О-I) притока также не было получено. При опробовании интервала перфорации 1425–1452 м (пласт О-II) был получен приток фильтрата с пленкой нефти и слабым выделением газа. После трехкратной солянокислотной обработки был получен приток газа с нефтью дебитом 15,6 тыс. м^3/сут на шайбе 4,5 мм. Надо отметить, что в скважине в этот момент было зафиксировано пластовое давление 157 ата, что заметно превышает условное гидростатическое давление. При дальнейшем проведении работ по интенсификации в этой скважине был произведен дострел интервалов 1474–1498 и 1501–1524 м. После проведения солянокислотной обработки этих интервалов совместно с интервалом 1425–1452 м был получен приток газа с нефтью дебитом 13,15 тыс. м^3/сут. В результате проведенных дополнительных работ по интенсификации притоков на скважине дебит газа возрос до 97,7 тыс. м^3/сут на шайбе 7,94 мм, дебит нефти при этом составил 10 м^3/сут. Пластовое давление в процессе испытаний упало до 149,3 ата.

В результате проведения на скважине 42 экспериментальных работ по интенсификации притоков был получен приток газа дебитом 190–200 тыс. м^3/сут на шайбе 11,02 мм. На скважине была проведена пробная эксплуатация – на шайбе 6,83 мм дебит газа составлял 55–58 тыс. м^3/сут.

При опробовании в процессе бурения скважины 30 КИИ-146 (интервал 1468–1515 м, пласт О-II) был получен приток фильтрата. Из интервала 1490–1545 м, испытанного в колонне, был получен слабый приток фильтрата со слабым выделением газа. Интервал 1445–1545 м был подвергнут солянокислотной обработке, после чего также был получен слабый приток фильтрата со слабым притоком газа. Дополнительные работы по интенсификации (солянокислотная обработка) позволили получить приток газа дебитом 196,6 тыс. м^3/сут на шайбе 19,05 мм. Пластовое давление составляло 144,5 ата.

В скважине 37 при опробовании интервала 1464–1539 м (пласты О-I, О-II) открытого ствола был получен приток газа 33,76 тыс. м^3/сут. После солянокислотной обработки интервала 1464–1612 м дебит газа увеличился до 283,6 тыс. м^3/сут на шайбе 33,03 мм. В продукте отмечалось присутствие нефти. Пластовое давление на середину интервала составляло 164,7 ата.

Выше перечисленные положительные результаты работ по интенсификации притоков на скважинах 18, 25, 42, 30 и 37, позволяют сделать вывод о несовершенстве технологии вскрытия отложений осинского горизонта на Среднеботуобинском месторождении. Можно предположить, что отсутствие притоков нефти и газа в скважинах 2, 4, 5, 8, 9, 15, 20, 26, 27, 31, 35, 36, и 39 (пласт О-II) и в скважине 26 (пласт О-I) обусловлено, скорее всего, существенной по масштабам кольматацией коллекторов призабойной зоны.

Весьма интересно распределение пластовых давлений в пределах месторождений – оно изменяется в пределах 142,5–164,7 ата.

При испытании пласта О-II в скв. 1 и 18 Рпл. составляло соответственно 142,5 и 143,2 ата. В скважине 30, где присутствуют только коллекторы пласта О-II, давление имело близкое значение – 144,5 ата. В скважине 25 при испытании пласта О-I было зафиксировано Рпл., равное 157 ата. В скважине 37 при опробовании в открытом стволе пластов О-I и О-II было замерено Рпл., равное 164,7 ата. Другими словами, был установлен факт различия Рпл. в пластах О-I (157–164) и О-II (142–144 ата).

Проведенные исследования по обобщению и анализу технологических условий вскрытия и освоения карбонатных коллекторов осинского горизонта Среднеботуобинского НГКМ свидетельствует о следующем:

– вскрытие и освоение карбонатных коллекторов с зафиксированной непродуктивностью осуществлялось, как правило, на соленом буровом растворе;

– при вскрытии и освоении карбонатных коллекторов на специальных водоинвертно эмульсионных растворах (ВИЭР) вероятность получения значительного притока газа и нефти резко возрастает;

– при вскрытии и освоении карбонатных коллекторов, в том числе при выборе величины депрессионного воздействия на пласт, ни в коей мере не учитывалась трещиноватость пород, создающая в качестве одного из факторов сложную структуру пустотного пространства смешанных порово-кавернозно-трещинных коллекторов;

– при вскрытии и освоении карбонатных коллекторов практически не использовались методы интенсификации притока, включая весьма необходимую больше объемную соляно-кислотную обработку пород.

Учет этих и, возможно, других технологических факторов при дальнейших разведочных работах, направленных на до изучение нефтегазовых и газонефтяных залежей в осинском горизонте Среднеботуобинского НГКМ, а также при возврате на ряд других высокоперспективных участков недр в Непско-Ботуобинской НГО, несомненно будет способствовать получению более достоверных оценок характера насыщенности карбонатных коллекторов.

Литература

1. Тектоника, геодинамика и металлогения территории Республики Саха (Якутия). – М.: МАИК «Наука/Интерпериодика», 2001. – С. 421 – 447.

ПРОГНОЗ ПРИОРИТЕТНЫХ ТЕРРИТОРИЙ ДЛЯ ПОИСКОВ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ОСИНСКОМ ГОРИЗОНТЕ

М.М. Петров

Научный руководитель член-корреспондент РАН А.Ф. Сафронов

Институт проблем нефти и газа СО РАН, г. Якутск, Россия

Несмотря на то, что в пределах Непско-Ботуобинской нефтегазовой области (НГО) осинский горизонт вскрыт не одной сотней параметрических, поисковых и разведочных скважин и по нему накоплен огромный фактический материал, всесторонне его характеризующий, продолжают оставаться нерешенными многие проблемы, главной из которых является проблема формирования и закономерностей распространения пород коллекторов.

Между тем существуют мнения ряда исследователей (И.Е. Москвитин, А.С. Ковтун, П.Н. Колосов и др.) о рифогенной природе осинского горизонта. В частности, П.Н. Колосов пишет: «…водорослевых известняков, доломитистых известняков и доломитов осинского газоносного горизонта нижнего кембрия позволили автору отнести эти породы к органогенным (рифогенным) образованиям…» [1, 2].

С позиций органогенной (рифогенной) природы осинской продуктивной толщи возникают новые предпосылки к поиску нефти и природного газа на юго-востоке Сибирской платформы. Предполагая, что описываемые отложения представляют собой серию сменяющихся по простиранию и вертикали биостромов значительной мощности, образованных водорослями рода Renalcis, можно на основании данных об условиях существования последних наметить возможные районы их распространения. Кроме того, представляется возможным выявить аналогичные толщи на других стратиграфических уровнях и указать зоны их развития [1].

Таким образом, осинский горизонт как объект нефтегазопоисковых работ представляет несомненный практический интерес и может быть достаточно уверенно выделен и прослежен в региональном плане в виде крупного геологического тела лишь на территории, где в кембрийском разрезе этот стратиграфический интервал перекрыт мощными солями юрегинской свиты. При отсутствии последних в разрезе осадочного чехла выделение и изучение осинского горизонта теряет смысл.

Детальное изучение отложений верхнебилирской подсвиты, к которому приурочен осинский горизонт, выполненное по керновому материалу и данным промыслово-геофизических исследований скважин, показало, что разрез ее неоднороден по площади, характеризуется сложным породным составом, что, несомненно, характерно для рифогенных отложений.

Максимальный интерес представляет пачка массивных карбонатов, которая имеет очень сложный литологический состав, определяемый как генетической природой первичных осадков, так и характером и интенсивностью их вторичной преобразованности. Мощность этой пачки непостоянна, изменяется от 10–12 м до 52 м. Именно к этой пачке в определенных случаях и приурочены зоны промышленных коллекторов (пласт О-I осинского горизонта). Установлено, что Талаканское газонефтяное месторождение располагается в зоне субширотного простирания, характеризующейся максимальными мощностями указанной пачки, в составе которой преобладают обломочно-микрофитолитовые, проблематичные сгустково-фитогенные неслоистые или грубослоистые известняки, в отдельных крупных блоках интенсивно переработанные вторичными процессами в зернистые доломиты замещения с высокими коллекторскими свойствами. Эти породы слагают рифоподобное тело барьерного типа субширотного простирания шириной до 25 км. К северу от нее увеличенные мощности рассматриваемой пачки (до 45 м) приурочены к отдельным участкам, представляющим собой холмы рифогенной природы. Разрез верхнебилирской подсвиты завершается слоистыми глинисто-доломит-ангидритовыми породами с прослоями в отдельных случаях известняков. Мощность этой кровельной пачки непостоянна. Минимальные значения характерны для зоны рифогенной барьерной постройки (от 6 до 10 м), а максимальные (более 25 м) – к югу от последней, в зоне ее склона. Анализ соотношения мощностей пачек, сложенных рифогенными и перекрывающими их породами билирской свиты, позволил выявить следующую закономерность: увеличение мощности одной пачки сопровождается сокращением мощности другой. Предполагается, что эти характеристики в определенном сочетании контролируют размещение зон пород-

коллекторов, вследствие чего они могут рассматриваться в качестве критериев прогноза новых подобных зон. Очевидно, что мощность пачки среди прочих ее характеристик является наиболее доступной и точной.

Геометрия и литология тела пачки, содержащей пласты-коллекторы, взаимоотношение ее с подстилающими и особенно с перекрывающими пачками дают серьезные основания считать, что в определенной части Пеледуйского поднятия и, вероятно, на Мирнинском выступе это пачка формировалась как барьерная рифогенная постройка. В районе Пеледуйского поднятия она имеет широтную ориентировку, характеризуется увеличенными мощностями (более 42 м), определенным составом пород, среди которых преобладают водорослевые и микрофитолитовые разности с высокой степенью преобразованности вторичными процессами. В этой зоне располагается крупное Талаканское газонефтяное месторождение. На рассматриваемой территории по имеющимся материалам замыкание этой зоны ни с запада, ни с востока не происходит. От района Восточно-Талаканской площади этой зоны на северо-восток через Нижнехамакинскую, Чаяндинскую, Бюк-Танарскую, Курунгскую площади в пределы Среднеботуобинского месторождения протягивается зона с несколько меньшими мощностями, чем первая, но не менее 30 м с отдельными крупными рифогенными холмами с мощностью более 35 м. На участке южной половины Среднеботуобинского месторождения мощность рифогенной пачки вновь возрастает до 50 м. Северная половина Среднеботуобинской площади входит в состав обширной зоны, характеризующейся минимальными (менее 10 м) мощностями указанной пачки. Помимо нее в эту зону входят Тас-Юряхская, Иктехская, Верхневилючанская, Нелбинская, Северо-Нелбинская, Маччобинская, часть Мирнинской, Кубалахская площади. В направлении на север от Мирнинской площади происходит постепенное увеличение мощности этой пачки, которое носит по имеющимся данным уже региональный характер и сопровождается более плавными литофациальными замещениями.

Региональным флюидоупором для осинского продуктивного горизонта является юрегинская свита, состоящая из мощных пластов каменной соли, перемежающихся с небольшими по мощности карбонатно-глинистыми прослоями. Мощность юрегинской свиты в Пеледуйском районе около 250 м. На большей части территории она изменяется в небольших пределах. В Мирнинском районе свита имеет меньшую мощность, от 215 до 225 м. В направлении на север от этого района происходит выклинивание из разреза пластов каменной соли до их полного исчезновения. Стратиграфическим аналогом юрегинской свиты становится здесь сыгдахская свита карбонатно-глинистого состава. Зона распространения последней охватывает самую северо-восточную часть Непско-Ботуобинской НГО.

Породы-коллекторы представляют собой органогенные (водорослевые, водорослево-микрофитолитовые, проблематичные мелкосгустковые) массивные известняки (в основном) и доломиты, которые характеризуются очень высокой степенью преобразованности вторичными процессами, главными из которых являются доломитизация, дедоломитизация (кальцитизация), засолонение, ангидритизация, перекристаллизация, выщелачивание. Интенсивность вторичных процессов в отдельных блоках настолько высока, что первичный состав породы не может быть установлен. Порода в этом случае классифицируется как доломит замещения.

Газонефтяная залежь на Среднеботуобннской площади также приурочена к зоне повышенных мощностей этой пачки верхнебилирской подсвиты. Примерные ее размеры 40 х 80 км. Длинная ось ее располагается согласно с направлением зоны увеличенных мощностей этой пачки. Залежь приурочена к зонам эффективных мощностей коллекторов 5–10 м и 10–20 м. Контур ее, как и в первом случае, определяется границами распространения коллекторов. Продуктивность залежи по сравнению с Талаканской невысокая. Дебиты газа в скважинах колеблются от 30 до 60 тыс. $м^3$/сут, а нефти – от 11 до 30 $м^3$/сут.

Помимо газонефтяных залежей, установленных на Талаканском и Среднеботуобинском месторождениях, продуктивность осинского горизонта (пласт О-I) в районе установлена на ряде площадей. Так, на Нижнехамакинской площади в ряде скважин получены небольшие притоки газа (в основном) и нефти. На Восточно-Талаканской, Хамакинской, Тымпучиканской, Вакунайской, Западной площадях в поисковых скважинах, пробуренных для изучения нефтегазоносности терригенного венда, небольшие притоки газа получены также из осинского горизонта. Вес эти нефтегазопроявления объединяет то, что они приурочены к зонам с повышенной (от 40 м и более) мощностью рифогенной пачки верхнебилирской подсвиты.

По установленному критерию, связанному с прослеживанием зон максимальных мощностей рифогенной пачки, такая барьерная постройка зафиксирована в районе Пеледуйского свода. Она имеет здесь широтную ориентировку, обладает отчетливой морфологической выраженностью по мощностям маркирующей (опорной) пачки верхнебилирской подсвиты. Замыкания ее на рассматриваемой территории не происходит. В пределах этой постройки располагается Талаканское газонефтяное месторождение, на участке которого зафиксированы мощности осинского горизонта (рифогенной пачки), достигающие более 50 м. Породы-коллекторы представлены, как отмечалось, массивными органогенными известняками, характеризующимися высокой степенью вторичной преобразованности. К востоку и западу от месторождения по имеющимся материалам каких-либо изменений в характере постройки не намечается. В связи с этим участки рифогенной барьерной постройки, расположенные к востоку и к западу от Талаканского месторождения рекомендуются нами в качестве высокоперспективных первоочередных объектов для поисковых работ на нефть и газ, поскольку именно здесь могут быть обнаружены с высокой степенью вероятности крупные зоны пород-коллекторов, связанные с породами, преобразованными вторичными процессами.

Также, исходя из вышеуказанных соображений, в пределах Средиеботуобинской, Чаяндинской, Нижнехамакинской площадей в качестве перспективных на обнаружение зон пород-коллекторов в осинском горизонте с эффективной мощностью до 10 м могут быть оконтурены сравнительно небольшие по площади участки.

Литература

1. Колосов П.Н. Древние нефтегазоносные толщи юга-востока Сибирской платформы. – Новосибирск: Наука, 1977. – С. 62 – 70.
2. Москвитин И.Е., Ковтун А.С. О строении осинского горизонта Ботуобинского газоносного района // Литология и геохимия осадочных толщ Якутии. – Новосибирск: Наука, 1975. – С. 79 – 82.

СТРОЕНИЕ И ОБСТАНОВКИ ФОРМИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНОГО ГОРИЗОНТА $Ю_1$ ВЕРХНЕТАРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

С.Ф. Плисов[1]
Научный руководитель научный сотрудник П.А. Ян[2]
[1]Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия
[2]Институт нефтегазовой геологии и геофизики имени А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск, Россия

На юге Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна основным объектом поиска залежей углеводородов является горизонт $Ю_1$ (средний келловей – оксфорд), выделяемый в составе васюганской свиты. Васюганская свита подразделяется на две подсвиты, существенно различающиеся по литологическому составу. На исследуемой территории нижневасюганская подсвита сложена преимущественно аргиллитами темно-серыми до черных и алевролитами, с редкими маломощными прослоями песчаников. Мощность подсвиты – 20–30 м. Верхневасюганская подсвита мощностью 40–70 м, в свою очередь, разделяется на межугольную и надугольную пачки. Подугольная пачка, имеющая широкое распространение на территории Томской области, в пределах Верхнетарского месторождения отсутствует, замещаясь межугольной пачкой.

Объектом для исследования послужил горизонт $Ю_1$ Верхнетарского месторождения. Согласно схеме нефтегазогеологического районирования Западно-Сибирской провинции рассматриваемая территория находится в Межовском нефтегазоносном районе Васюганской нефтегазоносной области. По схеме фациального районирования келловея и верхней юры исследуемая территория приурочена к Сильгинскому структурно-фациальному району Омско-Чулымской фациальной области переходного седиментогенеза [3]. В тектоническом отношении месторождение располагается в юго-восточной части Внутренней области Западно-Сибирской геосинеклизы, в северо-восточной части Межовского структурного мегамыса и приурочено к одноименной локальной структуре [1]. По верхнеюрским отложениям эта локальная структура представляет собой антиклиналь северо-западного простирания, размеры которой составляют 26 х 7 км, с амплитудой 60 м. На месторождении в горизонте $Ю_1$ открыта пластовая сводовая залежь [2]. Материалом исследования послужили керн и данные ГИС более 20 скважин, пробуренных на Верхнетарском месторождении и прилегающих площадях. В результате работы проведено расчленение и корреляция верхнеюрских отложений на исследуемой территории, построены их вещественно-структурно-морфологическая модель и вертикальные седиментационные модели. Проведен разносторонний анализ полученной информации, установлены обстановки формирования отложений и дан прогноз их пространственно-временного распространения.

На рассматриваемой территории межугольная пачка имеет мощность от 28 до 42 м. Она представлена неравномерным чередованием алевролитов и аргиллитов с прослоями углей, формирование которых происходило в обстановках заболачивающейся пойменной равнины. Песчаные пласты, толщиной от 2 до 5 м, не выдержаны в разрезе, встречаются не повсеместно и имеют преимущественно аллювиальный генезис. Прослои алевролитов также крайне не выдержаны и связаны, главным образом, с обстановками прирусловых валов и трещинных конусов выноса. Прослои углей, в отличие от песчаников и алевролитов, часто достаточно выдержаны, толщина их варьирует от 1 до 3–4 м. Наиболее мощные пласты угля зафиксированы в прикровельной части межугольной пачки.

На Верхнетарском месторождении промышленные притоки нефти получены из верхней части нефтегазоносного горизонта $Ю_1$ – надугольной пачки. Ее формирование происходило в условиях периодической смены прибрежно-континентальных и морских обстановок седиментации, определившей литологическую изменчивость отложений как по латерали, так и по вертикали и затруднившей достоверное выделение пород-коллекторов. В связи с этим, особую актуальность при нефтегазопоисковых работах на этой территории приобретает седиментологический анализ, позволяющий наиболее точно прогнозировать распространение песчаных тел с различными фильтрационно-емкостными свойствами.

Детальное расчленение и корреляция разрезов скважин показала, что в пределах месторождения надугольная пачка делится на верхнюю и нижнюю части, формирование которых отвечает различным этапам развития седиментационного бассейна. Нижняя часть надугольной пачки (пласт $Ю_1^2$) имеет неоднородное строение в пределах рассматриваемой территории. На севере и в центре месторождения она имеет мощность от 6 до 13 м. Ее формирование происходило в обстановках умеренно- и средне-глубокого шельфа, песчаного бара, лагун, забаровой приливно-отливной отмели с заболачивающимися участками и приливно-отливными каналами, последовательно сменявшими друг друга. Обстановки умеренно-глубокого (ниже базиса штормовых волн) и средне-глубокого шельфа (между базисом нормальных и штормовых волн) характеризуются накоплением алеврито-глинистых отложений с горизонтальной, волнистой слоистостью за счет намыва мелкоалевритового материала. Присутствуют следы смятия осадка, горизонтальные и вертикальные ихнофоссилии. Позже они сменилась обстановкой песчаного бара, которой отвечают песчаники мелкозернистые массивные, редко с волнистой слоистостью за счет намыва углефицированного растительного детрита. Отмечаются сидеритизированные участки. Толщины баровых отложений здесь составляют от 2 до 7 м. Литофации врезания приливно-отливных каналов, отмеченные в центральной части месторождения, представлены песчаником

средне-, мелкозернистым с характерной резкой эрозионной нижней границей и уменьшением зернистости вверх по разрезу до крупнозернистого алевролита. Слоистость пород волнистая, слабонаклонная, обусловлена намывом углисто-глинистого материала и углефицированного растительного детрита, иногда сидеритизированного. В случаях заболачивания приливно-отливных отмелей образовывались углистые отложения. В обстановках лагун формировались глинистые отложения с горизонтальной слоистостью за счет намыва мелкоалевритового материала. Вверх по разрезу происходит увеличение алевритовой примеси до образования крупнозернистого алевролита с волнистой слоистостью за счет намыва углефицированного растительного детрита. Присутствуют мелкие размывы и смятия, единичные углистые прослои, сидеритизированные участки, конкреции пирита. В обстановке забаровой приливно-отливной отмели происходило формирование глинистых, алеврито-глинистых осадков, в которых часто наблюдаются мелкие циклы с увеличением зернистости вверх. Алевро-аргиллит имеет волнистую, волнисто-линзовидную, иногда горизонтальную слоистость, нарушенную следами жизнедеятельности, иногда до образования уровней с деформативной биотурбацией, участками присутствуют ризоиды. По всему разрезу наблюдаются конкреции пирита, реже углефицированный растительный детрит.

На юге месторождения мощность нижней части надугольной пачки увеличивается до 18 м. Ее формирование началось в условиях средне- и умеренно-глубоководного шельфа, быстро сменившихся выдвинувшимися обстановками барьерного бара, в которых происходило накопление мелкозернистых песчаников (толщиной от 8–10 до 15 м) преимущественно массивных, с редкой слабонаклонной, горизонтальной слоистостью за счет намыва углефицированного растительного детрита. Обстановки забаровой приливно-отливной отмели с заболачиваемыми участками выделены в кровле пласта $Ю_1^2$ лишь на самом востоке южной части месторождения, где происходило формирование алеврито-глинистых пород с прослоями мелкозернистых песчаников и углей. Слоистость пород преимущественно волнистая, редко отмечается мелкая троговая, участками нарушена биотурбацией. По всей пачке наблюдаются многочисленные конкреции пирита, горизонтальные и вертикальные следы жизнедеятельности, ризоиды, следы размывов и смятия осадка, крупные отпечатки флоры.

Верхняя часть надугольной пачки (пласт $Ю_1^1$) на Верхнетарском месторождении имеет более однородное строение. Ее толщина изменяется от 8 до 17 м, достигая максимальных значений в центральной и северной частях месторождения. В основании пласта $Ю_1^1$ эпизодически присутствуют отложения умерено- и средне-глубокого шельфа, представленные маломощными алеврито-глинистыми пачками, текстура в которых снизу вверх сменяется от волнистой, волинсто-линзовидной за счет намыва глинистого материала, до редкой слабонаклонной со знаками ряби, нарушенной тектоническими трещинами. Отмечены конкреции пирита, биотурбация, многочисленные смятия, ризоиды. Наблюдаются многочисленные следы жизнедеятельности и углефицированный растительный детрит. Большая же часть пласта $Ю_1^1$ сложена отложениями песчаных отмелей в пределах шельфа. На подстилающих породах они залегают резко, часто с видимыми следами размывов и представлены алевро-песчаниками и мелкозернистыми песчаниками, гранулометрический состав которых увеличивается вверх до песчаников средне- и крупнозернистых. Текстуры снизу вверх сменяются от преимущественно волнисто-, горизонтально-, иногда косоволнисто-, косослойчатой за счет послойной концентрации глинистого материала до массивной. Слоистость участками нарушена биотурбацией, отмечаются тектонические трещины и трещины «растворения». Иногда наблюдаются следы внедрения алевритового материала в песчаный и постседиментационная кальцитизация, часто отмечаются глинистые и углистые интракласты. Песчаники часто носят признаки нефтенасыщенности. Участками наблюдается прослои, формировавшиеся в обстановках ракушняковых банок в пределах мелководного шельфа, представленные терригенно-карбонатными породами с многочисленными крупными раковинами реафильных двустворок и раковинчатым детритом. Отложения песчаных отмелей часто перекрываются глинистыми отложениями средне-глубокого шельфа, которые представлены алевро-аргиллитом с горизонтальной и волнисто-линзовидной слоистостью, нарушенной биотурбацией. В центральной части месторождения выделены участки, где песчаные отмели усложнены приливно-отливными каналами. Они представлены частым волнистым, редко наклонным разнонаправленным переслаиванием аргиллита и алевролита мелко-крупнозернистого, которое нарушено биотурбацией. Надугольная пачка в пределах Верхнетарского месторождения повсеместно перекрывается барабинской пачкой (пласт $Ю_1^0$) георгиевской свиты, представленной глауконититовыми глинисто-алевро-песчаными биотурбированными породами, насыщенными минералами железа и остатками морской фауны.

Таким образом, проведенная реконструкция обстановок седиментации надугольной пачки горизонта $Ю_1$ на Верхнетарском месторождении подразумевает следующий сценарий развития южной части Западно-Сибирского седиментационного бассейна: в раннем оксфорде на рассматриваемой территории существовала обширная заболачивающаяся аллювиально-пойменная равнина, и шло образование континентальной межугольной пачки. В начале среднего оксфорда произошло резкое наступление моря. Формировавшиеся осадки умеренно-глубокого шельфа были относительно маломощные и, возможно, частично размылись во время последовавшего выдвижения песчаных баров. На юге, за счет дифференцированного привноса большого объема осадочного материала, который не успевал перераспределяться, толщина грубозернистых отложений больше, чем на севере и в центре месторождения. В целом, пористость алеврито-песчаных отложений пласта $Ю_1^2$ варьирует от 0,458 % до 20,12 %, проницаемость – от 0,07 до $165{,}38 \cdot 10^{-15}$ м^2. В начале позднеоксфордского времени произошел второй этап затопления, который имел значительно большие масштабы в отличие от первого. Отложения в это время формировались в основном в обстановке песчаных отмелей в пределах шельфа с отдельными ракушняковыми банками. Пористость их изменяется от 0,581 % до 19,38 %, проницаемость – от 0 до $311{,}177 \cdot 10^{-15}$ м^2.

Литература

1. Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э. и др. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика. – М., 2001. – Т.42. – №11–12. – С. 115 – 143.
2. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Западно-Сибирский бассейн / Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука и др. – Новосибирск: ОИГГМ СО РАН, 1994. – Вып.2. – 201 с.
3. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири (Новосибирск, 2003 г.). – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ФУНДАМЕНТА ЮГА РОССИИ

С.В. Погорельская, А.П. Попружук
Научный руководитель заведующий кафедрой Э.С. Сианисян
Южный федеральный университет, г. Ростов-на-Дону, Россия

В начале XXI века в период интенсивного роста промышленности и экономики человечество столкнулось с проблемой почти полной выработки углеводородов (УВ) из неглубоких, легко разрабатываемых горизонтов, отсутствия прироста запасов углеводородного сырья и, как следствие, сокращения объемов добычи нефти. Поэтому в настоящее время одной из самых важных задач нефтегазовой геологии является поиск залежей в новых геологических объектах более широкого стратиграфического интервала. На сегодняшний день доказана продуктивность фундамента целого ряда нефтяных провинций и отдельных месторождений в странах Америки, Европы, Африки и Азии, ведется разработка около 100 месторождений в кристаллическом фундаменте: Белый Тигр (Вьетнам), Ла Паз и Эль Тотума (Венесуэла), Гашиновское, Хухрянское (Украина) и др. К числу перспективных нефтегазоносных территорий можно отнести и породы докембрийского фундамента и коры выветривания юга Русской плиты, исследования которых были проведены в НИИ ПУВС и на кафедре геологии нефти и газа Южного федерального университета.

В пределах изучаемого района Восточно-Европейская платформа представлена двумя разобщенными фрагментами: южный склон Воронежской антеклизы и Ростовский выступ [1, 2]. Эти участки имеют типичное для древних плит строение, характеризующееся присутствием кристаллического допалеозойского фундамента и молодого платформенного чехла и разделенных корой выветривания вследствие длительного перерыва в осадконакоплении. Кристаллический фундамент южного склона Воронежской антеклизы сложен архейско-протерозойскими метаморфическими сериями и древними интрузиями. Наибольшая мощность докембрийских пород вскрыта скважиной 18-Серебрянской на площади Марковского газоконденсатного месторождения (ГКМ) и составляет 256 м. Изученный разрез в основном представлен гранитами красновато-серыми, мелко- и среднекристаллическими, местами очень крепкими, участками трещиноватыми и микротрещиноватыми. Докембрийские образования в этой скважине представлены амфиболитами плотными, массивными, кристаллическими и полнокристаллическими. В скважине 4-Хлоповской во вскрытой части породы фундамента представлены кварц-серицитовыми филлитами, полосчатыми, сланцеватыми.

Кора выветривания фундамента также вскрывалась на южном склоне Воронежской антеклизы скважинами 1-Первомайской (интервал 2440–2466 м), 1-Тарасовской (интервал 3002–3016 м), 3-Мажуровской (интервал 3033–3043 м), 1-Терновской (интервал 2079–2104 м) и др. Она представлена кварц-каолинитовой породой, коричнево-серого цвета с мелкой прерывистой слоистостью мощностью до 25–30 м.

В зоне Алмазного глубинного разлома кристаллический фундамент южного склона Воронежской антеклизы погружается уступами с суммарной глубиной погружения 5–7 км. Буровыми работами и геофизическими исследованиями установлено сложное блоковое строение фундамента, наличие структур различных типов, а также крупных разломов. Установлены также многочисленные локальные разрывы, обусловившие весьма сложное тектоническое строение поверхности фундамента (наличие протяженных горстов, грабенов). Выделяется также ряд субмеридианальных нарушений. Глубинные разломы образуют крупные блоки субмеридианального простирания. По широко развитой системе дизъюнктивных нарушений, вероятно, происходила и протекает в настоящее время латеральная и вертикальная миграция УВ.

Нефтегазоносность докембрийских пород южного склона Воронежской антеклизы отмечена на многих площадях. На площади Марковского ГКМ в эксплуатационной колонне скважины 18-Серебрянская во время остановки при испытании интервала 3448–3434 м наблюдалось слабое выделение свободного углеводородного газа. В скважине 4-Хлоповской при испытании интервала 3610–3625 м получен слабый приток газа углеводородного состава дебитом 300 $м^3$/сут. При опробовании скважин 1-Первомайской (интервал 2440–2466 м), 1-Тарасовской (интервал 3002–3016 м), 3-Мажуровской (интервал 3033–3043 м), 1-Терновской (интервал 2079–2104 м) имели место слабые притоки газов углеводородного состава.

О продуктивности фундамента и коры выветривания российской части южного склона Воронежской антеклизы свидетельствуют месторождения Восточной Украины. Южный склон Воронежской антеклизы в пределах Ростовской области имеет аналогичное складчато-глыбовое строение.

В последние годы на украинской части южного склона Русской плиты (Северный борт Днепровско-Донецкого авлакогена, Донбасс) открыто 17 нефтяных и газовых месторождений, которые содержат промышленные запасы нефти и газа в породах кристаллического фундамента. Залежи углеводородов располагаются как в коре выветривания, так и в собственно гранитоидном фундаменте, где они приурочены к зонам разуплотнения. Это известные Коробчинское, Гашиновское, Чернетченское, Хухринское, Ныржнянское,

где из гранитов на глубинах на 50–130 м ниже поверхности фундамента получены фонтанные притоки нефти на штуцерах от 4 до 10 мм от 4 до 259 м^3/сут, газа от 8,8 до 800 тыс. м^3/сут и от 1,2 до 71,5 м^3/сут конденсата.

В 2000 г. на юго-востоке Харьковской области открыто Гашиновское нефтяное месторождение, расположенное в выступе фундамента. Испытания интервала 3555–3647 м проводилось через фильтр на трех режимах при рабочих давлениях 11,46, 10,19 и 8,7 МПа. Дебиты составляли соответственно 55,4 м^3/сут (нефть) и 7тыс. м^3/сут (газ), 199,2 м^3/сут (нефть) и 10 тыс. м^3/сут (газ), 264 м^3/сут (нефть) и 15 тыс. м^3/сут (газ). По данным геофизический исследований (ГИС) установлено, что основной приток нефти и газа поступает из интервала 3588–3601 м.

В 2001 г. НАД «Нефтегаз-Украины» открыто Южно-Евгеньевское газовое месторождение, расположенное юго-восточнее Гашиновского месторождения на северном борту Донецко-Днепровской складчатой системы в Луганской области. Южно-Евгеньевская структура находится в отпущенном блоке Краснорецкого сброса, простирающегося далее на восток на территории Ростовской области. Скважиной Евгеньевской-4 вскрыты граниты и гранодиориты кристаллического фундамента (3105–3216 м) и при испытании в колонне на 6-мм штуцере был получен фонтанный приток газа дебитом 70 тыс. м^3 /сут с глубины 3216 м. В составе газа – 0,24 % гелия.

Ростовский погребенный выступ докембрийских пород отделен от Украинского щита Еланчикским глубинным разломом. Южная граница выступа с герцинскими структурами Предкавказской плиты проходит по Бейсугской шовной зоне. На севере выступ отделен от Днепровско-Донецкой системы Персиановским глубинным разломом. В районе Ростовского выступа в составе пород кристаллического фундамента преобладают гнейсы, гранодиориты и гранито-гнейсы. Также широко распространены метаморфические сланцы (эпидото-хлоритовые и филлитовые), а также кора выветривания в виде сильно каолинизированных пород мощностью от 20–25 м до 70–80 м. С запада на восток поверхность фундамента Ростовского выступа погружается под палеозойские и мезо-кайнозойские отложения осадочного чехла, толщина которого в юго-восточной части достигает 4–5 км. Самая высокая отметка залегания фундамента на вершине выступа – 350 м (Азовская площадь). Нефтегазоносность докембрийских пород Ростовского выступа отмечена на многих площадях: Приазовской, Головатовской, Екатериновской, Азовской и др. При опробовании скважины 255-Азовской в интервале 400–416 м (кора выветривания) в открытом стволе был получен приток газа дебитом 4,7–5,8 тыс. т/сут на 4-мм диафрагме. Докембрийские породы испытывались на Азовской площади в скважине 259 открытым забоем в интервале 400–417 м. При освоении скважины был получен приток газа дебитом 10 тыс. м^3/сут на 8-мм штуцере. Газ поступал вместе с пластовой водой плотностью 1,03 г/см^3 и дебитом 4,5 м/сут. На этом же месторождении притоки газа из коллекторов коры выветривания палеозоя были получены в скважинах 78, 79, 216, 254, 259, 271. В скважине 79 при испытании трещиноватых пород фундамента в интервале 381–383 м был получен промышленный приток газа дебитом 9 тыс. м^3/сут на штуцере диаметром 8 мм.

В последние годы был выполнен значительный объем сейсмических исследований в пределах акватории Азовского моря, подтвердивший наличие крупного аномального объекта в кристаллическом фундаменте (Таганрогский залив). Внутри фундамента на временных разрезах МОГТ выделены вертикальные неоднородности (или аномальные сейсмические тела), которые, возможно, соответствуют зонам повышенной проницаемости пород и дегазации мантийных УВ флюидов и представляют интерес для дальнейшего изучения с точки зрения обнаружения промышленных залежей. На Екатериновской площади в скважине 730 в трещинах керна микрогранитов докембрийского возраста из интервала 1233,5–1239,7 м отмечены интенсивные битумопроявления. В скважинах 11, 29 и 6991 выявлена битуминозность в трещинах пород базальных горизонтов карбона (на границе с докембрием). На Ново-Батайской площади породы докембрия испытаны в скважинах 830 и 831. В скважине 830 трещиноватые породы фундамента испытывались в открытом стволе в интервале 844–853 м, при опробовании получен приток пластовой воды хлоркальциевого типа, имеющей минерализацию 51,3 г/дм^3. Пластовая вода характеризуется весьма высокой газонасыщенностью (1175 см^3/дм^3). Высокое насыщение пластовых вод растворенными УВ газами свидетельствует о возможном присутствии газовой залежи вблизи от опробованных скважин. На высокую перспективность выветрелых коллекторов фундамента в этом районе указывает также аналогия в химизме пластовых вод и газов из нижнего мела и докембрия, схожесть гидродинамических характеристик.

На основании исследования битумов из трещин скважины 5-Приазовской и проведенного сравнения с образцами нефтей северных районов Ростовской области (скважина 55-Каюковской площади и др.) было установлено присутствие следов неокисленной нефти. На Головатовской площади (северо-западный склон Ростовского выступа) при опробовании пород докембрия в скважине 309 из интервала 562–573 м вместе с пластовой водой выделялся УВ газ в свободном состоянии.

Особый интерес вызывают данные о газоносности пород коры выветривания на Кущевском газоконденсатном месторождении, расположенном на южном склоне Ростовского выступа (в пределах Краснодарского края), где породы фундамента газоносны. На поисковых площадях юга Ростовской области породами, при испытании которых имели место притоки газа, являются трещиноватые граниты, гранитогнейсы, кварциты, амфиболовые и хлоритовые сланцы и другие трещиноватые и выветрелые породы фундамента.

Анализ проведенных исследований свидетельствует о том, что изученность нефтегазоносности докембрийского кристаллического фундамента юга Русской плиты в его Российской части является крайне низкой. На южном склоне Воронежской антеклизы и в Ростовском выступе в пределах Ростовской области имеются такие же предпосылки поисков месторождений УВ в кристаллическом фундаменте. Субмеридианальные разломы, прослеживающиеся в блоковом строении фундамента, могут быть путями миграции углеводородов с юга, из угленосных толщ Донецкого бассейна. Имеются признаки нефтегазоносности в коре выветривания. Дополнительные трудности в изучении этого сложного объекта связаны с невозможностью на начальной стадии разведки выявить зональную неоднородность коллекторов, интерполировать результаты

исследования в одной скважине на соседний участок залежи и установить гидродинамические характеристики резервуаров.

Литература

1. Назаренко В.С. Гидрогеология и перспективы нефтегазоносности южных районов России. – Ростов-на-Дону: СКНЦ ВШ, 2001.
2. Поспелов В.В. Кристаллический фундамент: геолого-геофизические методы изучения коллекторского потенциала нефтегазоносности. – М.: Институт компьютерных исследований, 2005.

ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ГОРИЗОНТА $Ю_1$ НА ЗАПАДНО-ОСТАНИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

А.А. Попова
Научный руководитель доцент Н.М. Недоливко
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Западно-Останинское нефтегазоконденсатное месторождение, открытое в 1972 г. поисково-разведочной скважиной 440П, расположено в юго-западной части Томской области на территории Парабельского района. Район исследований находится в зоне сочленения двух крупных структур первого порядка: Нюрольской впадины и Пудинского мегавала. Нефтегазоносность Западно-Останинского месторождения связана с горизонтом $Ю_1$ васюганской свиты. Горизонт характеризуется как неоднородный, состоящий из песчаных пластов $Ю_1^1$, $Ю_1^2$, $Ю_1^3$ и $Ю_1^4$.

При решения поставленных в работе задач применялся комплекс методов исследований, позволивший: произвести корреляцию разрезов, проанализировать строение горизонта $Ю_1$, выделить в его составе циклиты разного ранга, установить фациальную принадлежность пород, проследить пространственное развитие песчаных тел, спрогнозировать размещение и охарактеризовать качество коллекторов.

Для диагностики фациальных обстановок использовалась методика применения электрокаротажного материала скважин для выделения фаций, картирования и локального прогнозирования литологических ловушек углеводородов (УВ), разработанная В.С. Муромцевым [5] Она оправдала себя и при изучении терригенных нефтегазоносных отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты.

Проведенные литолого-петрографические исследования в комплексе с данными ГИС позволили сделать выводы об обстановках осадконакопления каждого из циклитов горизонта $Ю_1$ [1, 2, 4].

Накопление осадков **циклита $Ю_1^4$** осуществлялось в условиях регрессивно-морского режима и связано с двумя фациями: фацией песчаных и алевритовых осадков вдольбереговых регрессивных баров и фацией глинистых осадков забаровых лагун.

Формирование **циклита $Ю_1^3$н** происходило в условиях переходного (от морского к континентальному) режима осадконаконакопления и связано с дельтовым комплексом фаций: песчаниками средне- и мелкозернистыми и глинисто-алевритовыми отложениями надводной дельтовой равнины и песчаниками мелкозернистыми и глинисто-алевритовыми отложениями подводной дельтовой равнины.

Накопление осадков **циклита $Ю_1^3$с** осуществлялось в континентальных условиях и связано с четырьмя фациями: песчаниками крупно- и среднезернистыми русловых отмелей спрямленных рек, песчаниками средне-мелкозернистыми русловых отмелей меандрирующих рек, крупнозернистыми песчаными алевролитами береговых валов внешней части поймы и алеврито-глинистыми отложениями внутренней части поймы.

Накопление осадков **циклита $Ю_1^3$в** осуществлялось в условиях континентального режима и связано с тремя фациями: песчаниками крупно-среднезернистыми русловых отмелей спрямленных рек, алевролитами мелкозернистыми с прослоями глин внутренней части поймы и глинисто-углистыми осадками заиливающихся частей обводненных торфяных болот.

Накопление отложений **циклита $Ю_1^2$** осуществлялось на фоне трансгрессии и происходило в прибрежной полосе мелководно-морского бассейна. Выделено два типа фаций: песчаные и алевритовые осадки фации вдольбереговых трансгрессивных баров и чередование алевритовых и песчаных осадков фации морских волнений**.**

Формирование **циклита $Ю_1^1$** происходило в мелководно-морской обстановке на фоне продолжающейся медленной трансгрессии. Выделено четыре типа фаций: песчаные и алевритовые осадки фации вдольбереговых трансгрессивных баров**,** чередование алевритовых и песчаных осадков морских волнений, глинисто-алевритовые и алеврито-глинистые отложения малоподвижного мелководья, песчаники мелко- и среднезернистые с прослоями алевролитов головных частей разрывных течений**.**

Накопление осадков **пласта $Ю_0$** связано с тремя фациями: глинистыми отложениями с прослоями алевролитов малоподвижной зоны морского мелководья, глинистыми отложениями малоподвижной зоны морского мелководья и песчаниками мелкозернистыми и алевролитами крупнозернистыми морских течений.

При выделении коллекторов на изучаемой площади применялась классификация В.С. Муромцева [5], в которой использована прямая зависимость емкостно-фильтрационных свойств пород от условий их седиментации и согласно которой по значениям $\alpha_{пс}$ он выделил типы коллекторов. Каждому интервалу значений $\alpha_{пс}$ соответствует определенный палеогидродинамический уровень, а каждому уровню, в свою очередь, – определенный тип коллектора. Также применялась классификация терригенных коллекторов, разработанная А.А. Ханиным, основанная на зависимости между величинами эффективной пористости и проницаемости для определенных типов коллекторов

В пределах Западно-Останинского месторождения по значениям $\alpha_{пс}$ выделено три типа коллектора (А, Б, В), а также участки непроницаемых коллекторов.

Породы-коллекторы наилучшего качества (**класса А** по В.С. Муромцеву и III класса по А.А. Ханину) формировались преимущественно в центральных и гребневых частях, на склонах и подножиях вдольбереговых регрессивных и трансгрессивных баров, а также в русловых отмелях спрямленных рек. Эти породы сложены в основном песчаным материалом.

Породы-коллекторы **класса Б** (по В.С. Муромцеву), представленные коллекторами IV, реже III класса (по А.А. Ханину), формировались в участках мелких равнинных рек спрямленного типа, а также в русловых отмелях меандрирующих рек. Также этот тип коллектора развивался в областях головных частей разрывных течений и зонах малоподвижного морского мелководья. Отложения представлены песчаниками с подчиненными алевролитовыми прослоями.

Породы-коллекторы **класса В** (по В.С. Муромцеву), представленные сочетанием коллекторов V и VI классов (по А.А. Ханину), генетически связаны с разными фациальными обстановками, из которых преобладающими являются зоны морских волнений и береговые валы внешней части поймы. Породы этого класса представлены смешанными песчано-алеврито-глинистыми осадками, часто чередованием песчаных, алевритовых и глинистых прослоев.

Непроницаемые породы получили развитие в пределах внутренних частей поймы, заиливающихся частях обводненных торфяных болот, а также в зонах морских волнений и представлены преимущественно глинистыми, алевритоглинистыми и углисто-глинистыми отложениями.

Средневзвешенные значения параметров по пласту $Ю_1$ на Западно-Останинской площади составляют: пористость – 17 %, проницаемость – в среднем $18{,}5\cdot10^{-3}$ мкм^2, нефтенасыщенность – 53–79 %, газонасыщенность – 74 %.

Средневзвешенные значения параметров по пласту $Ю_2$ составляют: пористость – 15–16 %, проницаемость – в среднем $3{,}7\cdot10^{-3}$ мкм^2, нефтенасыщенность – 53–79 %.

Средневзвешенные значения параметров по пласту $Ю_3$ составляют: пористость – 17 %, проницаемость – в среднем $14{,}8\cdot10^{-3}$ мкм^2, нефтенасыщенность – 57 %.

Средневзвешенные значения параметров по пласту $Ю_4$ составляют: пористость – 18 %, проницаемость – в среднем $18{,}9\cdot10^{-3}$ мкм^2, нефтенасыщенность – 57 %.

Формирование коллекторов протекало на всем протяжении осадконакопления, свойственного региональному циклиту $Ю_1$, но лучшими условиями для формирования песчаных пластов были при накоплении осадков циклита $Ю_1^1$ и $Ю_1^4$.

Наиболее перспективными районами с точки зрения накопления нефти и газа являются участки, где области распространения коллекторов класса А встречаются в разрезе неоднократно (во многих пластах горизонта $Ю_1$). Эти области связаны с центральной частью территории – районы скважин №№ 440, 447, 34.

Литература

1. Белозеров В.Б., Брылина Н.А., Даненберг Е.Е. Фациальная диагностика по материалам ГИС континентальных и прибрежно-морских отложений юры юго-востока Западной Сибири // Проблемы геологии и нефтегазоносности верхнепалеозойских и мезозойских отложений Сибири. – Новосибирск, 1984 – С. 11 – 23.
2. Белозеров В.Б., Даненберг Е.Е., Ковалева Н.П. Особенности формирования песчаных тел в среднеюрских отложениях юго-востока Западно-Сбирской плиты // Проблемы геологии и нефтегазоносности верхнепалеозойских и мезозойских отложений. – Новосибирск, 1984. – С. 23 – 32.
3. Белозеров В.Б., Даненберг Е.Е., Огарков А.М. Особенности строения васюганской свиты в связи с поиском залежей нефти и газа неатиклинального типа (Томская область) // Перспективы нефтегазоносности юго-востока Западной Сибири. – Новосибирск, 1980. – С. 92 – 100.
4. Ежова А.В. Геологическая интерпретация геофизических данных: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – 114 с.
5. Ежова А.В. Литология: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2005. – 353 с.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ПРОНИЦАЕМЫХ КОМПЛЕКСОВ ЮРЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОГО РЕГИОНАЛЬНОГО ПРОГИБА

А.Н. Процко
Научный руководитель доцент Е.В. Борисов
Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

Административно район исследования находится в западной части Усть-Енисейского района Таймырского АО и восточной части Тазовского района Ямало-Ненецкого АО. Большая часть территории исследования (около 60 %) находится в пределах Таймырского АО.

В тектоническом плане территория исследования приурочена к западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба, а также Предтаймырской мегамоноклизе на севере и Мессояхской наклонной гряде на юге территории [1].

Согласно схеме структурно-фациального районирования Западной Сибири территория исследования расположена в пределах Тазо-Хетского, Гыданского и Хатангского структурно-фациальных районов (рисунок) [2].

На исследуемой территории с 1939 по 1999 гг. было пробурено более 160 глубоких скважин суммарным объемом проходки 312 408 м, из которых 10 % вскрыли на забое отложения верхней юры, 22 % – отложения средней юры, 7 % – нижнеюрские отложения и 61–% отложения нижнего и верхнего мела.

Основным объектом исследования являлись преимущественно средне-верхнеюрские резервуары, как наиболее перспективные на поиски залежей углеводородов (УВ) в юрских отложениях на рассматриваемой территории.

В составе юрского нефтегазоносного комплекса выделяются три комплекса: верхнеюрский, среднеюрский и нижнеюрский, прослеженные в основном в западной части Енисей-Хатангской регионального прогиба. Распространение юрского нефтегазоносного комплекса контролируется верхнеюрским региональным флюидоупором, внутри которого в Малохетском нефтегазоносном районе обособляется зональный оксфордский резервуар. Проницаемая часть резервуара представлена сиговской свитой, флюидоупором для которой служат глинистые отложения яновстанской свиты (верхи кимериджа – нижний берриас), с изменением мощности от 6 м (Зимняя площадь) до 700 м (Долганская площадь)

Сиговская (верхи келловея – верхи киммериджа) свита распространена на территории Тазо-Хетского и Хатангского структурно-фациальных районов [1]. Свита представлена песчаниками и алевролитами светло-серыми, иногда глауконитовыми, с прослоями аргиллитов. Вскрытая мощность сиговской свиты в пределах района исследования изменяется от нескольких метров (Семеновская, Мессояхская площади) до 95 м (Нижнехетская, Долганская площади). Мощность песчаных отложений изменяется на территории исследования от 10 м (Долганская площадь) до 35 м (Рассохиская площадь). Песчанистость сиговской свиты изменяется от 10 % (Южно-Соленинская, Долганская площади) до 55 % (Рассохинская площадь). В кровле резервуара обособляется пласт Сг-I, мощностью до 25 м, из которого получен приток газа с водой на Нижнехетском месторождении.



Рис. Схема фациального районирования келловея и верхней юры севера Сибири (по Шурыгину и др., 2000)

Среднеюрский нефтегазоносный комплекс охватывает батский и ааленский резервуары. На большей части Енисей-Хатангского регионального прогиба среднеюрский нефтегазоносный комплекс ограничен верхнеюрским флюидоупором (гольчихинская свита), а в Малохетском нефтегазоносном районе (Тазо-Хетский и Хатангский структурно-фациальные районы) отделяется точинским флюидоупром, представленным отложениями одноименной свиты.

Гольчихинская (верхи верхнего бата – низы берриаса) свита распространена в пределах Гыданского структурно-фациального района [1], замещаясь на юге и юго-востоке территории исследования на яновстанскую, сиговскую и точинскую свиты, и сложена аргиллитами темно-серыми, иногда с буроватым или зеленоватым оттенками средней мощностью 250 м, имея минимальную вскрытую мощность на Среднеяровской площади (38 м) и максимальную – на Пайяхской площади (711 м).

Точинская (верхи верхнего бата – нижняя часть верхнего келловея) свита сложена преимущественно алеврито-глинистыми отложениями средней мощностью 75–85 м, имея минимальную вскрытую мощность на Зимней площади (18 м) и максимальную – на Джангодской площади (184 м), и характеризуется однородным строением и служит флюидоупором для проницаемого комплекса малышевского резервуара.

Проницаемая часть батского резервуара представлена малышевской (низы верхнего байоса – низы верхнего бата) свитой и распространена на территории исследования практически повсеместно, за исключением прибортовых частей Енисей-Хатангского регионального прогиба, где верхнеюрские отложения несогласно залегают на доюрском комплексе (Гольчихинская, Хабейская, Большелайдинская площади). Вскрытая мощность малышевской свиты, представленной чередованием пачек песчаников, алевролитов и глинистых пород, выдержана в пределах 200–250 м, достигая максимального значения (425 м) на Джангодской площади. Песчаники и алевролиты, преобладающие в разрезе, слагают несколько пластов мощностью до 105 м (Рассохинская площадь), разделенные алеврито-глинистыми перемычками. Средняя песчанистость свиты составляет около 35 %, максимальная – 57 %.

К песчаным пластам малышевской свиты приурочены газовые залежи на Зимнем (Малохетский нефтегазоносный район) из пласта $Ю_2$ и Хабейском (Хабейский нефтегазоносный район) месторождениях. Кроме этого, отмечены незначительные нефтегазопроявления на Северо-Соленинском месторождении и Турковской площади, а также газопроявления на Мессояхском (пласт $Ю_3$) месторождении.

Ааленский субрегиональный резервуар распространен в пределах Малохетского НГР Енисей-Хатангской регионального прогиба. Наличие резервуара в этих НГР, залегающего на значительных глубинах, предполагается по данным сейсморазведки. Флюидоупором для проницаемых отложений ааленского резервуара является леонтьевская свита.

Леонтьевская свита (верхи нижнего – низы верхнего байоса) сложена глинисто-алевритистыми и алеврито-глинистыми разностями пород, при наличии небольших прослоев алевритистых песчаников имеет субрегиональное распространение. Наиболее часто встречающиеся значения мощности флюидоупора составляют 100–150 м при изменениях песчанистости от нуля до 5%.

Вымская (верхняя часть верхнего аалена – низы нижнего байоса) свита представлена неравномерным чередованием пачек песчаников, алевролитов и глинистых пород и их переходных разностей. Вскрытая мощность отложений меняется в пределах от 75–80 м до 250–320 м. Песчаные пачки мощностью от 5–10 м до 25–30 м не выдержаны по простиранию и количество их в разных территории исследования различно (от 1–2 до 4). Песчанистость колеблется в широких пределах (от 15 % до 92 %). На Мессояхском, Южно-Соленинском и Пеляткинском месторождениях и Яровской площади при испытании скважин отмечены незначительные проявления газа и нефти из пласта $Ю_6$. Коллекторы сложены мелко-средне-зернистыми песчаниками, фильтрационно-емкостные свойства которых с глубиной ухудшаются.

По результатам проведенных автором исследований наиболее перспективными районами для проведения нефтегазопоисковых работ могут являться южный склон Мессояхской наклонной гряды и северный склон Усть-Портовского мегавыступа, с которыми связаны наибольшие мощности проницаемых комплексов и перекрывающих их флюидоупоров в средне-верхнеюрских отложениях.

Литература

1. Беляев С.Ю., Конторович А.А.Тектоническая карта мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Енисей-Хатангского регионального прогиба и прилегающих районов Западно-Сибирской геосинеклизы. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2007.
2. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири (г. Новосибирск, 2003 г.). – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.

ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ ТЕРРИГЕННОГО КОМПЛЕКСА ВЕНДА В ЗОНЕ СОЧЛЕНЕНИЯ КАМОВСКОГО СВОДА И ПРИСАЯНО-ЕНИСЕЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ

М.И. Романов
Научный руководитель научный сотрудник Л.Н. Константинова
Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

С терригенным комплексом венда, после рифейского НГК, связана большая часть запасов нефти и газа Байкитской антеклизы. В последние десятилетия на юге Байкитской антеклизы было пробурено более 20 скважин и получен интересный геологический материал. Залежи газа открыты на Оморинском, Агалеевском и Имбинском месторождениях, однако, близость Юрубчено-Тохомского и Куюмбинского нефтегазоконденсатных месторождений позволяет высоко оценивать нефтяной потенциал терригенного комплекса венда в зоне сочленения Камовского свода и Присаяно-Енисейской синеклизы [1].

В Байкитской нефтегазоносной области в непском региональном горизонте продуктивен пласт $Ал_1$ (алешинская свита) на Агалеевском месторождении, песчаные пласты ванаварской свиты на Юрубчено-Тохомском месторождении. В тирском горизонте продуктивны пласты Б-VIII (оскобинская свита) на Юрубчено-Тохомском и Оморинском месторождениях, пласты $Чс_1$, $Чс_2$ (чистяковская свита) на Агалеевском месторождении. В нижнеданиловском подгоризонте – пласт Б-VIII на Оморинском месторождении, пласт $Мш_1$, $Мш_2$ на Имбинском месторождении.

В результате выполненной детальной корреляции терригенных отложений венда по каротажу и описанию керна скважин выделены продуктивные горизонты. Были выделены как региональные горизонты $В_{10}$ и $В_{13}$ непском региональном горизонте, так и новые для юга Байкитской антеклизы $В_3$ и $В_1$ в тирском и даниловском горизонтах. Изучение строения и картирование границ их распространения является наиболее важной проблемой для оценки перспектив нефтегазоносности на данной территории.

Региональный горизонт $В_{13}$ распространен повсеместно на изучаемой территории, но изменчив по толщине и фациальной принадлежности (рисунок).

В центральной части горизонт представлен песчаниками и алевропесчаниками кварц-граувакковыми, олигомиктовыми и кварцевыми. Толщина к центральной части его составляет 5–10 м и в северном направлении сокращается до полного выклинивания. Коллекторские свойства резко меняется. Пористость песчаников колеблется в очень широких пределах от 2 до 19 % (в среднем около 10 %). На южном склоне Камовского свода коллекторские свойства сравнительно улучшаются. В Енгидинской скв. 154 выделен песчаный пласт общей мощностью 25 м, разделенный глинистыми прослоями, пористость достигает 16 %. Коллектор подтвержден испытаниям, из песчаников получена пластовая вода. На юге территории происходит опесчанивание горизонта. Он представлен песчаниками мелко-среднезернистыми, алевритистыми, с прослоями крупно-среднезернистых песчаников. По аналитическим данным коэффициент открытой пористости на Имбинской площади составляет 3–4 %. Толщина горизонта возрастает и достигает максимального значения – 25 м. Площадь распространения регионального нефтегазоносного $В_{10}$ горизонта практически совпадает с распространением горизонта $В_{13}$ (рисунок). Его толщина не превышает 10–12 м и уменьшается к центральной части Камовского свода. Песчаники мелкозернистые, алевритистые, кварцевые. Нефтегазоносный горизонт $В_3$ на юге Камовского свода представлен переслаиванием алевролитов слюдисто-кварцевых и мелкозернистых песчаников аркозовых, со смешенным цементом.

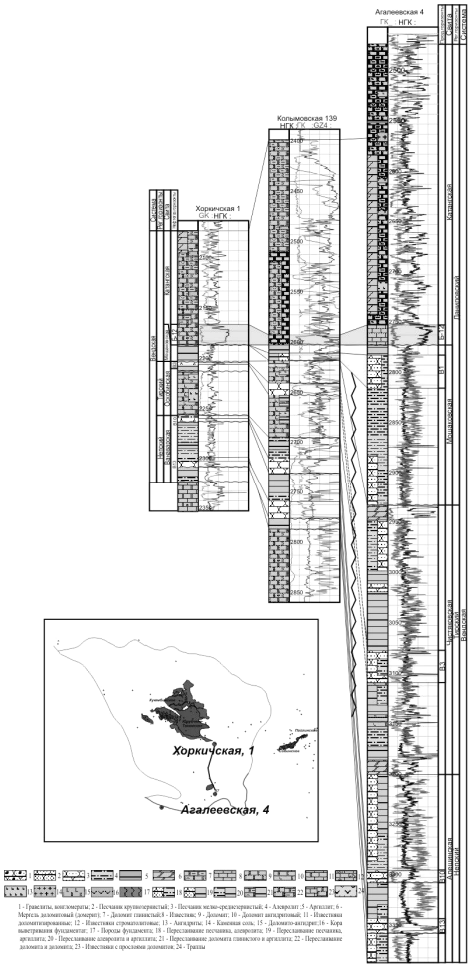


Рис. Схема корреляции разрезов по линии скважин Хоркичская 1 – Агалеевская 4 [1]

Толщина его составляет в центральной части составляет 5–10 м и возрастает к южной границе Байкитской антеклизы, где его общая толщина составляет 25 м (рисунок). Для горизонта характерно резкое изменение фильтрационно-емкостных свойств, как по вертикали, так и по латерали. Открытая пористость меняется от 6 % до 20 %. На юге территории также, как и в горизонте B_{13} происходит опесчанивание. Горизонт представлен песчанистыми пластами толщиной до 5 м, песчаники мелкозернистые, алевритистые, кварцевые.

Судя по распределению эффективных толщин, можно выделить две зоны распространения пласта-коллектора, в которых эффективные толщины песчаников не превышают 5 м. Одна из них связана с районами скважин Юрубченской площади, включая Енгидинскую скв. 154. Вторая зона связана с эффективными толщинами от 5 до 10 метров (районы скважин Колымовская 139, Агалеевская 4).

Нефтегазоносный горизонт B_1 от юга к центральной части Байкитской антеклизы выклинивается (рисунок). На южном склоне Камовского свода он представлен мелко-среднезернистыми до грубозернистых песчаниками с прослоями гравелитов, алевролитов. Пористость песчаников меняется от 8 до 13%. Эффективная толщина не превышает 5 м. Этот горизонт является основным продуктивным горизонтом на Оморинском месторождении. На юге территории горизонт охватывает верхнюю пачку песчаников мошаковской свиты и вскрыт на Имбинской площади. Горизонт включает несколько проницаемых песчаных пластов с общей эффективной мощностью 15–20 м. Открытая пористость не превышает 7–9 %.

На основе выполненной работы можно выделить участки, наиболее перспективные для постановки дальнейших нефтегазопоисковых работ. Эти участки расположены на склонах Камовского свода, где развиты ловушки УВ комбинированного типа и зона Ангарской складчатости, где развиты преимущественно ловушки антиклинального типа.

Литература

1. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Западно-Сибирский бассейн / Под ред. А.Э. Конторовича, В.С Суркова, А.А. Трофимука, и др. – Новосибирск: ОИГГМ СО РАН, 1994. – Вып. 2. – 201 с.

НЕТРАДИЦИОННЫЕ ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЯКУТСКОГО ПОДНЯТИЯ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

А.И. Сивцев
Научный руководитель член-корреспондент РАН А.Ф. Сафронов
Институт проблем нефти и газа СО РАН, г. Якутск, Россия

Научное сопровождение геологоразведочного производства нефтегазового направления в рамках существующей парадигмы в настоящее время подходит к границе «насыщения», т.е. изученность территорий и связанные с ними перспективы нефтегазоносности с позиций органического происхождения углеводородов не отвечают тенденциям увеличения потребления. Уже сегодня на территории Западной Сибири весьма ощутим структурный голод, все больше внимания исследователей уделяется как незначительным по потенциалу ловушкам нефти и газа, так и изысканиям по увеличению нефтеизвлечения и газоотдачи. Хотя позиция органического происхождения нефти и газа из рассеянного органического вещества (РОВ), являясь основополагающей за многие годы, более разработана с геолого-геохимических, физико-химических, структурно-тектонических, геодинамических и других сторон. В то же время, с развитием и расширением геологоразведочных работ, направленных на поиски нефтяных и газовых месторождений, выявлен ряд необъяснимых, с точки зрения органического происхождения углеводородов, фактов, которые не укладываются в существующую парадигму. Так, сторонники второй теории приводят в качестве примера грязевые (газонефтяные) вулканы Восточного Азербайджана, которые только за последний миллион лет вынесли 175 трлн. $м^3$ метана. Осадочный чехол этой и прилегающих территорий не мог генерировать (10 км и более) это количество. Доказанные и прогнозные запасы газа для этой части территории Азербайджана составляют лишь

несколько сот миллиардов кубометров. Делается вывод о том, что их формирование могло быть лишь побочным эффектом разгрузки глубинных газов по каналам грязевых вулканов.

В качестве второго примера можно рассмотреть скопления газогидратов, где общие запасы метана по последним оптимальным прогнозам (Kvenvolden K., 1993) оцениваются в $2 \cdot 10^{16}$ м^3 ($1 \cdot 10^{19}$ г). Их накопление произошло, самое большое, за несколько последних миллионов лет, т.е. со скоростью, достигающей 10^{13} г/год. Вмещающими скопления газогидратов служат рыхлые неконсолидированные осадочные отложения, латеральная миграция углеводородов (УВ) в пределах которых невозможна. Самое удивительное, что газогидраты встречаются в глубоководной впадине (>5 км), где «гранитный» слой отсутствует, а мощность осадков не превышает первых сотен метров.

Существуют даже количественные оценки дегазации мантии. Так, исследованиями Г.И. Войтова (1979 г.), Б.М. Валяева (1987 г.) всего лишь за 500 млн. лет к поверхности Земли было вынесено $2{,}5 \cdot 10^{22}$ г УВ. Сопоставление этих цифр с прогнозными запасами нефти ($2 \cdot 10^{17}$ г), газов в залежах ($2 \cdot 10^{17}$ г), нефтяных битумов ($1 \cdot 10^{18}$ г), горючих сланцев ($5 \cdot 10^{18}$ г) свидетельствует о том, что нефтегазонакопление – всего лишь мелкий побочный процесс на фоне гораздо более масштабного (во многие тысячи раз) процесса глубинной УВ дегазации Земли [1].

В свете вышеуказанных фактов и приведенных скоростей глубинной дегазации теоретически возникает, при определенных условиях (наличие глубинных разломов) возможность на территориях распространения многолетнемерзлых пород (ММП) образования значительных скоплений нефти и газа.

Толщи многолетнемерзлых пород признанно считаются одним из типов флюидоупоров [3]. Свидетельством этого являются скопления в их пределах газогидратов Одновременно наличие в многолетнемерзлых породах газогидратов существенно увеличивает флюидоупорные свойства мерзлых пород. Последнее приводит к тому, что под гидратосодержащей зоной ММП и охлажденных пород при соответствующих условиях могут формироваться скопления углеводородов [4, 6].

Главной особенностью флюидоупоров, связанных с ММП, является то, что, как следствие проявления мерзлотных процессов, способность задерживать движение флюидов получают породы с первоначальными коллекторскими свойствами независимо от степени диагенетической преобразованности, в том числе современные пески, гравелиты и т.п. [5].

Другим не менее важным для целей нефтегазоносности следствием мерзлотных воздействий на породы является то, что вследствие периодических проявлений процессов промерзания под нижней поверхностью ММП, в породах формировалась зона повышенной трещиноватости криогенной природы. Поскольку процессы эти имели периодический характер, по крайней мере, в течение четвертичного периода в Восточной Сибири ледниковые и межледниковые стадии сменялись, по-видимому, не менее четырех раз, зоны формирования криогенных трещин не оставались постоянными, опускаясь (в периоды оледенений), и поднимаясь (во время потеплений). Это приводило, во-первых, к разрастанию толщины трещиноватых зон в подмерзлотных разрезах. Периодические изменения горного и гидростатического давлений в процессе разрастания и уменьшения ММП приводили к проявлению природного насоса, обуславливающего отжимание флюида в нижнем направлении и подтягивание их к верхним горизонтам [2]. Это приводило к нарастанию или деградации зоны гидронасыщения ММП и, соответственно, изменению глубин залегания нижних кромок флюидоупоров этих типов.

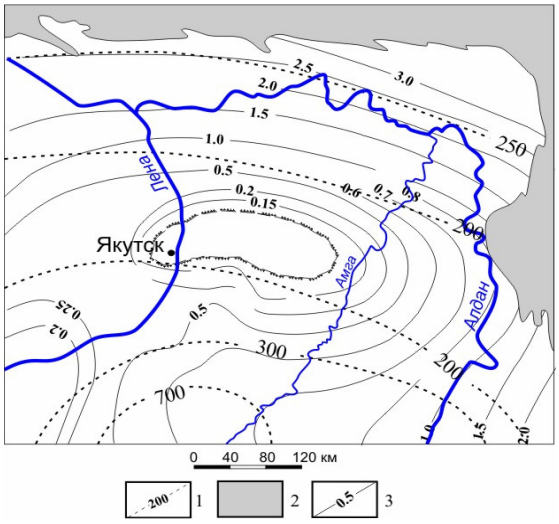


Рис. Схема сопоставления зоны развития стационарной криолитозоны и толщины кембрийских отложений на территории Центральной Якутии [2]

1 – толщина стационарной криолитозоны, м; 2 – складчатые обрамления; 3 – толщины кембрийских отложений, км

В качестве полигонного объекта с целью решения проблемы существования месторождений нефти и газа с покрышками из ММП для Сибирской платформы нами рассматривается территория и сопредельные территории Якутского свода (поднятия), расположенного в пределах Центральной Якутии (рисунок).

В свете современных представлений в тектоническом отношении Якутское погребенное поднятие вытянуто в широтном направлении. Длина поднятия более 250 км, ширина изменяется от 80–90 км на западе, в районе г. Якутска, до 180–200 км в центральной и восточной частях. В поперечном профиле структура представляет собой крупное асимметричное поднятие с широким плоским сводом и значительно более крутым северным крылом. В наиболее поднятых частях фундамент залегает непосредственно под отложениями мезозоя на глубинах 550–700 м.

В настоящее время с позиций нефтегазоносности, по представлениям большинства исследователей, район этот не заслуживает особого внимания, ввиду отсутствия или незначительного присутствия нефтегазоматеринских и нефтегазопроизводящих отложений, а также отсутствия традиционных покрышек (пласты соли и глины).

Так, в пределах обнаженных участков Якутское поднятие характеризуется отсутствием венд-рифейских отложений, промышленная нефтегазоносность которых доказана на территории Якутии. Отсутствуют также на отдельных (присводовых) участках или сокращены до нескольких сот метров и нижнепалеозойские отложения

(кембрийские), на которых несогласно залегают маломощные юрские отложения. Вследствие этого территория Якутского поднятия оценивается как бесперспективная или с крайне низкими перспективами. В целом же, на непосредственно прилегающих к Якутскому поднятию территориях толщины кембрия изменяются в относительно небольших пределах (примерно от 50 до 700 м), последовательно увеличиваясь в северо-восточных и восточных направлениях.

Распространение флюидоупоров криогенно-гидратной природы в разрезах и в плане изучаемого района всецело определяется проявлением мерзлотных процессов. В пределах рассматриваемого района толщина зоны ММП составляет 200 м. Аномальная зона повышенной толщины ее (до 700 м) отмечается в среднем течении р. Амги. В пределах и прилегающих к Якутскому поднятию территориям можно ожидать улучшения качества и надежности покрышек мерзлотно-гидратного происхождения, при этом глубина распространения ММП имеет характер антиклинали.

Развитие представлений о глубинной дегазации земли, а также вероятность существования ловушек мерзлотно-гидратного происхождения, существенно повышает перспективы нефтегазоносности Якутского поднятия. Во-первых, это связано с тем, что весь осадочный чехол (кембрийский, юрский), покрывающий Якутское поднятие, может служить коллектором нефти и газа. Во-вторых, наличие ММП с толщиной до 200 м (рисунок), имеющих характер антиклинали, может служить надежным экраном для углеводородов.

Все выше сказанное дает основание утверждать, что с точки зрения перспективы нефтегазоносности Якутское поднятие представляет собой особый интерес. Научно-обоснованные сейсмогеологические исследования с наряду детальным изучением уровней распространения ММП на изучаемой территории могут выявить первоочередные участки для постановки глубокого поисково-разведочного бурения и могли бы дать ответ по двум фундаментальным проблемам по Сибирской платформе:

– возможность существования эффективных покрышек мерзлотно-гидратного генезиса;

– возможность установить и оценить роль глубинной дегазации Земли.

С практической точки зрения открытие в рассмотренном районе даже небольших по запасам нефтегазовых залежей будет иметь несомненный экономический и экологический эффект. Поскольку в настоящее время заречные районы Республики Саха (Якутия) в качестве топлива используют каменный уголь и все более скудеющие лесные массивы.

Литература

1. Валяев Б.М. Углеводородная дегазация земли и генезис нефтегазовых месторождений // Геология нефти и газа. – М., 1997. – Вып. 9.
2. Граусман А.А. Влияние промерзания на закономерности распределения пластовых давлений и формирование залежей // Проблемы поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа в Якутии: Сб. научных трудов. – Якутск: ЯНЦ СО РАН, 1993. – С. 15 – 21.
3. Прозорович Г.Э. Покрышки залежей нефти и газа. – М: Недра, 1972.
4. Трофимчук А.А., Макогон Ю.Ф., Четакин Н.М. Природные гидраты газов севера Западной Сибири // Геология и геофизика. – М., 1980. – №9. – С. 3 – 9.
5. Чабан П.Д. О газовых гидратах в вечномерзлых россыпях // Колыма. – Магадан, 1991. – №6. – С. 18 – 19.
6. Черский Н.В., Царев В.П., Никитин С.П. Перспективы приращения природного газа за счет освоения газогидратных и подгидратных залежей // Бюл. НТИ Якутского филиала СО АН СССР. – Якутск, 1972. – №12. – С. 5 – 8.

ГЛУБИННАЯ МОДЕЛЬ СТРОЕНИЯ КЕМПЕНДЯЙСКОЙ ВПАДИНЫ

А.И. Сивцев
Научный руководитель член-корреспондент РАН А.Ф. Сафронов
Институт проблем нефти и газа СО РАН, г. Якутск, Россия

Кемпендяйская впадина является одной из наиболее перспективных и в то же время слабоизученных регионов Республики Саха (Якутия) в отношении нефтегазоносности. В пользу этого свидетельствуют общегеологические предпосылки (мощный осадочный чехол, уникальная по мощности эвапоритовая толща, наличие коллекторов), а также результаты бурения скв. 451 на Атыяхской структуре, которая впервые вскрыла подсолевые отложения, где было отмечено фонтанирование газа. Дальнейшие буровые работы приостановлены из-за неуверенных структурных построений.

Несмотря на столь высокие перспективы, а также значительные объемы проведенных здесь геофизических исследований, степень изученности глубинного строения впадины остается весьма невысокой.

Кемпендяйская впадина по характеру геологического строения является своеобразным районом Сибирской платформы. Это своеобразие состоит в присутствии в разрезе довольно мощного комплекса девонских соленосных отложении, который участвует в строении большинства (если не всех) локальных структур в пределах впадины.

Взгляды на происхождение Кемпендяйских дислокаций носят спорный характер. Одни исследователи придерживаются мнения о тектонической природе происхождения этих дислокаций, другие считают, что происхождение структур связано с проявлением соляной тектоники. Если взгляды первой группы исследователей довольно близки между собой (связь с региональными складчатыми движениями, структуроформирующая роль соли незначительна), то во второй группе Н.М. Чумаков отмечает ведущую роль соляного тектогенеза, связывая его с диапиризмом нижнекембрийской соли [3], а другие считают, что образование структур связано с перемещением соляных масс среднепалеозойского возраста.

Для всех структур характерно северо-восточное простирание, совпадающее с простиранием Кемпендяйской впадины. В сводах структур обнажаются красноцветные отложения соленосной кыгылтуусской и карбонатно-терригенной намдырской свит верхнедевонского возраста. Крылья сложены породами карбонатно-терригенной курунгуряхской свиты нижнего карбона и несогласно перекрывающими их отложениями мезозоя. Для рассматриваемых структур характерно асимметричное строение крыльев: на северо-западе непосредственно на верхнедевонские породы налегают отложения верхней юры и нижнего мела, а на юго-востоке – нижнекаменноугольные отложения перекрываются образованиями всех трех отделов юрской системы.

В ядрах большинства структур наблюдаются выходы брекчиевидного гипса мощностью до 5–10 м, содержащего обильную примесь терригенно-карбонатного материала. Не исключено, что они являются останцами кепрока, формирование которого происходило как за счет гидратации ангидрита в процессе подъема соляного тела, так и в результате процессов подземного выщелачивания вершины соляного массива. Сочетание изложенных выше признаков рассматриваемых структур, в строении которых участвуют соленосные толщи, позволяет считать эти структуры соляными куполами, относящимися к классу соляных криптоструктур.

В настоящее время в силу слабой изученности нерешенным остается вопрос о структурных условиях залегания подсолевого ложа. Вся трудность заключается в том, что в подсолевой толще не выявлены сколько-нибудь выдержанные геофизические горизонты-реперы. Представления о сложном надсолевом и весьма простом подсолевом структурном планах обусловлены, по-видимому, упрощенной интерпретацией геофизических материалов.

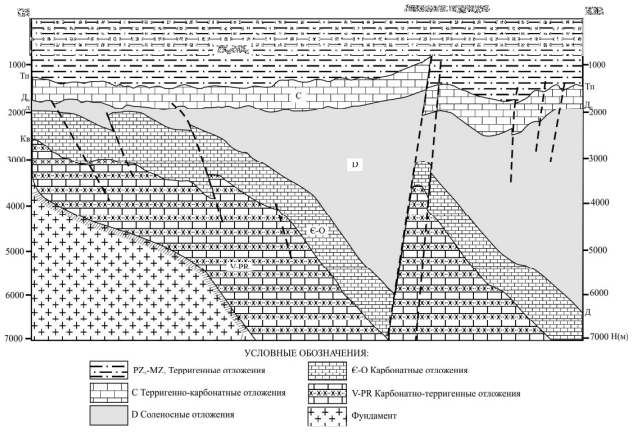


Рис. Геолого-геофизический профильный разрез (Атыяхская площадь), ОАО «Якутскгеофизика»

В Кемпендяйской впадине наблюдается четкая линейная ориентировка структур параллельно общему простиранию впадины (Кемпендяйские дислокации, Хакхарско-Малыкская зона), что указывает, на наш взгляд, на прямую связь рассматриваемых структур с региональными тектоническими движениями.

По-видимому, первоначальное зарождение большинства солянокупольных структур Кемпендяйской впадины обязано не гравитационной нагрузке, а блоковым подвижкам подсолевого фундамента. В силу этого в Кемпевдяйской впадине возможно широкое распространение надразломных и приразломных структур, образование которых обусловлено различными проявлениями блоковых движений кристаллического фундамента в перекрывающем его осадочном чехле. Надразломные структуры возникают в результате флексурообразного изгиба слоев без разрыва их сплошности над разрывным нарушением в кристаллическом фундаменте, а приразломные – в случае проникновения такого нарушения в осадочный чехол.

По более изученной Атыяхской площади (северо-западная часть Кемпендяйской впадины) построены структурные карты по отражающим горизонтам КВ, К и $Д^0$. Исходя из построенных структурных карт, история формирования данных структур представляется следующим образом. До накопления соленосной толщи кыгылтуусской свиты территория современной Кемпендяйской впадины развивалась аналогично сопредельным районам Предпатомского прогиба и, по-видимому, Вилюйской синеклизы. В верхнедевонскую эпоху на рассматриваемой территории сформировалась соленосная толща. Активизация дифференциальных блоковых движений фундамента на рубеже девона и карбона, в результате которых в нижнем карбоне Сунтарское поднятие вновь становится источником сноса, определенным образом проявилось и в перекрывающем фундамент осадочном чехле. Проникновение разрывных нарушений кристаллического фундамента зоны ступенчатых сбросов северо-восточного простирания, по которой в современном структурном плане сочленяются Сунтарский свод и Кемпендяйская впадина, в осадочный чехол привело к формированию в нем конседиментационных и постседиментационных сбросов. В опущенных крыльях этих сбросов образовывались локальные поднятия. На принципиальную возможность образования таких складок указывал и В.Е. Хаин. Дальнейший рост этих поднятий привел к формированию конседиментационных поднятий. Это фиксируется утонением в присводовых частях соляных куполов отдельных горизонтов курунгуряхской свиты, т.е. четко фиксируется начало роста структур в нижнекаменноугольное время, первопричиной которых был не гравитационный, а тектонический фактор. В частности, если принять, что сопротивление каменной соли пластическому течению окончательно преодолевается на глубине в среднем около 12000 футов (≅3657,6 м) [1], то условия для гравитационного течения, по-видимому, могли возникнуть в наиболее погруженных частях впадины только к концу среднепалеозойской эпохи. Но одной лишь подвижности соли и статической нагрузки, как показали результаты моделирования, недостаточно для формирования солянокупольных структур. Развитие соляной тектоники требует еще и высокой тектонической активности, сопровождающейся разломами.

Таким образом, те или иные формы проявления соляного тектогенеза так или иначе должны быть связаны с региональными тектоническими движениями. Роль структуроформирующих факторов в рассматриваемом случае играют, по всей вероятности, упомянутые выше ступенчатые сбросы северо-восточного простирания. Формирование конседиментационных структур привело к заметной перестройке структурного плана в раннекаменноугольную эпоху – на фоне общего продолжающегося погружения территории существовали зоны относительно замедленного осадконакопления северо-восточного простирания,

соответствующие современным Кемпендяйских дислокациям и Ханхарско-Малыхской приподнятой зоне. В дальнейшем такое развитие территории сохранялось унаследованно в течение всего верхнего палеозоя и мезозоя (в отдельных районах могли происходить частные инверсионные движения). В частности, по геофизическим данным, наблюдается увеличение в мульдах мощностей нижнего карбона, что обусловлено не только конседиментационным ростом куполов, но и последующим их размывом в доюрский перерыв. Сокращение мощностей мезозойских отложений в присводовых частях Ханхарско-Малыхской и Таас-Туусской структур (К-3, К-2) свидетельствуют о конседиментационном росте этих и им подобных структур в мезозойскую эпоху. В этот период продолжают развиваться сбросы, что выражается в смещении подсолевого ложа. Эти движения являлись определяющими в формировании значительных соляных массивов в сводовых частях структур, т.е. на этой стадии каменная соль играла роль структурноформирующего фактора. Сочетание этих факторов обусловило непрерывно-прерывистый рост этих структур. Интенсивное перемещение соляных масс привело к образованию компенсационных мульд, К таковым, в частности, относятся Багинская и Соголохская мульды, четко вырисовывающиеся по контуру верхнемеловых отложений. Однако в силу специфических условий геологического развития явления диапиризма в Кемпендяйской впадине не развиты или проявились в весьма ослабленном виде, т.е., по существу, пластические деформации каменной соли здесь являются внутриформационными.

Примером сочетания вертикальных движений, сопровождавшихся пластичным внутриформационным перераспределением солей, является Атыяхская структура (рисунок). На профильном разрезе, построенном по материалам сейсмического профиля ОАО «Якутскгеофизика», на наш взгляд, достаточно четко фиксируется структуроформирующая роль процессов галокинеза.

В заключение следует заметить, что сочетание в данном регионе вертикальных движений по разломам, тангенциальных складкообразовательных движений и соляного тектогенеза несомненно обусловило присутствие во впадине структур различных генетических типов, обусловленных проявлениями галокинеза. Кемпендяйские дислокации относятся, по-видимому, к соляным структурам класса криптоструктур. Скорее всего, большинство локальных структур впадины также относятся к разряду криптодиапировых.

Таким образом, можно сделать вывод, что солянокупольные структуры Кемпендяйской впадины обязаны не гравитационной нагрузке, а блоковым подвижкам подсолевого фундамента. В силу этого в Кемпендяйской впадине, особенно при бортовых частях, возможно широкое распространение надразломных и приразломных структур, образование которых обусловлено различными проявлениями блоковых движений кристаллического фундамента в перекрывающем его осадочном чехле. Надразломные структуры возникают в результате флексурообразного изгиба слоев без разрыва их сплошности над разрывным нарушением в кристаллическом фундаменте, а приразломные – в случае проникновения такого нарушения в осадочный чехол.

Литература

1. Леворсен А. Геология нефти и газа. – М., 1970. – 639 с.
2. Прозорович Г.Э. Покрышки залежей нефти и газа. – М.: Недра, 1972.
3. Чумаков Н.М. Стратиграфия и тектоника юго-западной части Вилюйской впадины // Тектоника СССР. – М.: Изд-во АН СССР, 1959. – Т.4. – С. 345 – 451.

РАССМОТРЕНИЕ ПИКНОКЛИНА НА РАЗНЫХ УРОВНЯХ ОБРАЗОВАНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ТЕЛ

Ю.А. Скутин, Ю.В. Титов, М.О. Ефимович
Научный руководитель заведующий кафедрой В.П. Алексеев
Уральский государственный горный университет, г. Екатеринбург, Россия

В современной океанологии под термином «пикноклин» понимается область существенного градиента плотности, расположенная на некоторой глубине в толще воды. Под влиянием интенсивного ветрового или конвективного перемешивания поверхностного слоя или при взаимном наложении двух масс воды различного происхождения образуется резко выраженный слой скачка плотности, который препятствует проникновению сверху вниз взвешенных в воде частиц. Движения в области пикноклина имеют достаточно сложный характер и включают в себя перенос массы, температуры, солености, сопровождающие изменения в турбулентных характеристиках среды. Возмущенное движение в области скачка плотности обусловлено движением объекта в непосредственной от него близости.

Поступление в водоем речных вод, несущих осадочный материал, ведет к образованию плотностных течений. Поток с высокой концентрацией взвешенного материала оказывается локализованным в определенном слое: верхний – эпилимнион, нижний – гиполимнион (рис.1) и в дальнейшем разносится по всему озеру за счет разных причин либо ветровой циркуляции, либо плоскостных течений. Если же плотность воды, втекающей в водоем реки больше, чем плотность гиполимниона, то ее струи перемещаются вблизи дна [2]. При постепенном сокращении речного стока пикноклин сначала поднимается (уменьшаются верхний и нижний пределы глубин пикноклина и его интервал по абсолютной величине), а затем выходит на поверхность, т.е. исчезает [4].

Явление пикноклина достаточно сложно смоделировать даже на современном этапе развития вычислительной техники. Эмпирическим путем выявлено, что оно описывается уравнением Эйлера для вихревого поля:

$$helm\,\vec{\Omega} = \frac{d\vec{\Omega}}{dt} - \left(\vec{\Omega}\cdot\vec{\nabla}\right)\vec{v} = \frac{1}{\rho^2}\left(\vec{\nabla}\rho \times \vec{\nabla}p\right)$$

где $\vec{\Omega}, \vec{v}$ – векторы вихря и скорости; $\vec{\Omega} = rot\ \vec{v}$, $\frac{d}{dt}$ – субстанциональная производная; t, ρ, p – время, плотность и давление соответственно. Уравнение справедливо только при ряде допущений: среда вне пикноклина является баротропной, зона пикноклина достаточно узка, градиент плотности в бароклинной области велик [1]. Данный метод моделирования предоставляет сведения о физических процессах, приводящих к образованию пикноклина.

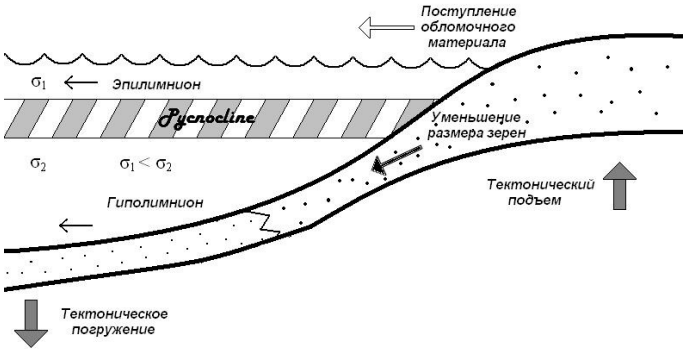


Рис.1 Схематическая модель образования пикноклина в стратифицированном по плотности вод бассейне



Рис.2 Бассейновый пикноклин в образце керна из скв. 10683 Шаимского нефтегазоносного района (верхняя часть абалакской свиты позднеюрского возраста)

Явление пикноклина по сути проявляется одинаково и может быть изучено на разных уровнях седиментации как слойков, слоев и их пачек.

Показательным примером этого явления на уровне текстуры (слоеобразования) служит образец керна (рис.2). На границах слоев наблюдается проявление пикноклина в виде песчаника, проникшего в толщу алевролита. Слой скачка плотности препятствует проникновению в нижележащие слои песчаника, находящегося во взвешенном состоянии. Вследствие этого он был перенесен на значительное расстояние от берега.

Область в верхней части образца – алевролит темно-серый, мелкозернистый, хорошей садки с неравномерной горизонтальной слоистостью (прибрежное полуизолированное бассейновое мелководье).

Область в нижней части образца – песчаник темно-серый, мелкозернистый, с слабо волнистой слоистостью и растительным детритом (активное мелководье)

Ниже контакта верхней и нижней областей в правой части образца – внедрение верхнего слоя в нижний, обусловленное пикноклином

Проведенные Институтом нефтегазовой геологии и геофизики (г. Новосибирск) комплексные седементационные исследования бат-позднеюрских отложений Западно-Сибирского бассейна свидетельствуют о влиянии пикноклина на формирование своеобразной пахомовской пачки. Выделены следующие характерные литологические признаки для «пикноклиновых» пачек – плохосортированные глинисто-песчано-алевритовые породы, в которых нередко присутствует кальцит, пирит, сидерит, характерна и мелко-, крупнокомковатая текстура, образованная биотурбацией. Формируется полный комплекс свойств осадков и биоценозов, присущих накоплению осадков в условиях «ультрамелководных фаций на существенных глубинах» [4].

При изучении вогулкинской пачки, имеющей одинаковое стратиграфическое положение [3], выявлен комплекс сходных признаков с пахомовской пачкой. Это позволяет предполагать, что ее формирование также осуществлялось под воздействием пикноклина.

Литература

1. Кочин Н.Е., Кибель И.А., Розе Н.В. Теоретическая гидромеханика. – М.: Физматгиз, 1963. – Т.1 – 584 с.
2. Лидер М. Седиментология. Процессы и продукты. – М.: Мир, 1986. – 439 с.
3. Решение 6-го межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стартиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.
4. Ян П.А., Бейзель А.Л., Вакуленко Л.Г. и др. Литологические признаки тектоно-климатических событий в бат-позднеюрской истории Западно-Сибирского седементационного бассейна // Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии: Второе Всероссийское совещание. – Ярославль: Изд-во ЯГПУ, 2007. – С. 266 – 268.

СОВРЕМЕННАЯ СТРУКТУРА НИЖНЕЙ ЧАСТИ ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА И ИСТОРИЯ ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ В ВЕНД-РАННЕКЕМБРИЙСКОЕ ВРЕМЯ

Д.Ю. Титов
Научный руководитель ведущий научный сотрудник С.Ю. Беляев
Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

Цель работы – восстановление истории тектонического развития Непско-Ботуобинской антеклизы (НБА) в течение венда-раннего кембрия. Объектом исследования является нижняя часть осадочного чехла (венд-ранний кембрий) на территории НБА.

Непско-Ботуобинская антеклиза имеет площадь около 210 тыс. км^2, расположена в юго-восточной части Сибирской платформы, вытянута от верховьев р. Нижняя Тунгуска в северо-восточном направлении [2].

В качестве надпорядковой структуры Непско-Ботуобинская антеклиза была выделена в 1975 г., с появлением новых данных границы антеклизы уточнялись, детализировалось ее внутреннее тектоническое районирование. В целом граница НБА имеет пликативно-дизъюнктивный характер. Наиболее нарушена граница структуры на востоке, где наблюдается сложная система грабенов и горстов с высокими амплитудами смещения. Эта система разделяет Непско-Ботуобинскую антеклизу и Ыгыаттинскую мегавпадину. Южнее мощная зона разломов отделяет антеклизу от Вилючанской седловины и Мурбайской структурной мегатеррасы Предпатомского регионального прогиба. На юго-востоке антеклиза граничит непосредственно с Предпатомским региональным прогибом. На юго-западе надпорядковая структура переходит в Ангаро-Ленскую ступень, а севернее отделяется от Байкитской антеклизы Катангской мегаседловиной. На северо-западе системой крупных тектонических элементов (Илимпейская структурная мегатерраса, Ванаварский структурный мегазалив, Восточно-Курейская и Южно-Курейская моноклизы) она отделена от Курейской синеклизы. Непско-Ботуобинская антеклиза осложнена тремя положительными структурами I порядка – Непским мегасводом, Мирнинским и Собинско-Аявинским мегавыступами [3].

Нижняя часть осадочного чехла представлена отложениями венда-кембрия, которые имеют повсеместное распространение. Часто они перекрыты ордовикскими, силурийскими и (или) верхнепалеозойскми-мезозойскими образованиями. Общая мощность чехла в сводовой части антеклизы составляет 1,6–2,0 км, а на склонах 2,7–3,0 км. В вендских и палеозойских образованиях присутствуют пластовые интрузии долеритов толщиной до 150 м [5].

Вендские отложения распространены на всей территории исследования. Граница венда с кембрием постепенная, поэтому вопрос о ее выделении в достаточной степени дискуссионен. В разрезе венда выделяются донепские отложения и три региональных горизонта (непский, тирский, даниловский). Область распространения донепских образований ограничивается Вилючанским и Талаканским районами. Состав венда на территории НБА терригенный (непская и низы тирской свит) и карбонатный (средняя и верхняя часть разреза тирской, собинская, катангская и тэтэрская свиты) [6].

Нижний кембрий НБА представлен соленосно-карбонатными отложениями. Он отнесен к соленосному типу Турухано-Иркутско-Олекминского фациального региона (Иркутский и Непско-Ботуобинский фациальные районы). Нижнекембрийские отложения антеклизы расчленены на усольскую, бельскую, булайскую, ангарскую и литвинцевскую свиты [6].

В Непско-Ботуобинской НГО открыто 26 месторождений нефти и газа. Наиболее крупные месторождения – Верхнечонское, Чаяндинское и Среднеботуобинское [4]. Месторождения Непско-Ботуобинской НГО объединяют следующие черты: наличие залежей УВ на двух и более стратиграфических уровнях; сочетание тектонического, стратиграфического и литологического нефтегазоконтролирующих факторов; приуроченность залежей УВ в терригенном комплексе к наиболее приподнятым частям НБА (по линии простирания антеклизы); блоковое строение залежей УВ; неоднородность фильтрационно-емкостных свойств коллекторов [6].

На юго-западе Непско-Ботуобинской НГО преобладают газоконденсатно-нефтяные залежи, а на северо-востоке – нефтегазовые. На юго-западе ведущий нефтегазоконтролирующий фактор – литологический, менее значимы тектонический и стратиграфический факторы. На северо-востоке Непско-Ботуобинской НГО структурный план продуктивных отложений более сложный. Залежи, как правило, приурочены к антиклинальным ловушкам и разбиты на блоки. Литологический и стратиграфический факторы имеют второстепенное значение [6].

Залежи углеводородов приурочены к осинскому ($Б_1$), усть-кутскому ($Б_{3\text{-}4\text{-}5}$), преображенскому ($Б_{12}$) горизонтам карбонатного венд-нижнекембрийского и горизонтам $В_3$, $В_5$, $В_{10}$, $В_{12}$, $В_{13}$, $В_{14}$ вендского терригенного комплекса. Притоки нефти и газа получены также из атовского и христофоровского горизонтов карбонатного нижнекембрийского комплекса [1].

Все, изложенное выше, свидетельствует, что детальное изучение современной структуры венд-раннекембрийских отложений и истории ее формирования на территории НБА важно для детального прогноза нефтегазоносности. В процессе построения структурных карт по базовым отражающим горизонтам для территории Сибирской платформы в Институте нефтегазовой геологии и геофизики имени А.А. Трофимука выяснилось, что область выклинивания или уменьшенных мощностей (палеосвод) для разных частей разреза венда-раннего кембрия мигрирует во времени. Важно более детально проследить миграцию палеосвода, учитывая, что это связано с историей тектонического развития территории, а также определяет историю осадконакопления и мощности потенциально нефтегазоносных горизонтов венда-раннего кембрия. Для выяснения расположения палеосвода на территории НБА в разное время в ходе проделанной работы были подготовлены структурные карты для территории исследования на основе карт по территории всей Сибирской

платформы. Затем были построены карты толщин для трех региональных резервуаров – непского, тирского и даниловского. Выяснилось, что миграция области сноса материала в венде-раннем кембрии была настолько существенной, что в разное время она занимала положение в противоположных частях антеклизы.

Для детализации строения разреза и уточнения закономерностей изменения положения палеосвода были построены два корреляционных профиля по территории НБА. Субширотный профиль протягивается от Вакунайской площади в центре антеклизы к Талаканской площади на востоке, а профиль субмеридионального простирания – от Марковской на юге до Сосновой площади на севере антеклизы. Анализ данных, полученных в ходе этих построений, позволил подтвердить предварительные выводы о положении палеосвода, сделанные на основе анализа карт изопахит. Необходимо отметить, что мощности непской и тирской свит на территории антеклизы на палеосводе сокращаются до нуля, в то время как свиты, занимающие более высокое стратиграфическое положение, полностью не выклиниваются на территории НБА.

Наибольшие мощности терригенных продуктивных пластов в составе непской и тирской свит наблюдаются вблизи Предпатомского регионального прогиба, а по направлению к центральной части антеклизы сокращаются. Наименьшие мощности и области выклинивания непской свиты выявлены в северной и южной частях антеклизы (Сосновая и Ярактинская площади). В тирское время палеосвод смещяется: выклинивание отложений тирской свиты наблюдается в центральной части антеклизы (Верхнечонская площадь). К моменту накопления тэтэрской свиты (венд-ранний кембрий) положение палеосвода вновь меняется – он смещается на север, в район Озерной площади. С раннекембрийского времени палеосвод располагается в центральной части НБА, как и Непский мегасвод в современной структуре.

Таким образом, можно сделать вывод, что главные черты современной структуры центральной части НБА сформировались уже к усольскому времени.

Литература

1. Воробьев В.Н., Моисеев С.А., Топешко В.А. и др. Месторождения нефти и газа центральной части Непско-Ботуобинской антеклизы // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М., 2006. – №7. – С. 28 – 32.
2. Геология нефти и газа Сибирской платформы // Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. – М.: Недра, 1981. – 552 с.
3. Конторович А.Э., Беляев С.Ю., Конторович А.А. и др. Тектоника венд-силурийского структурного яруса осадочного чехла Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции // Геология и геофизика. – М., 2004. – Т.45. – №1. – С. 100 – 109.
4. Конторович А.Э., Сурков В.С., Трофимук А.А. и др. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Непско-Ботуобинский регион. – Новосибирск, 1994. – Выпуск 7. – 78 с.
5. Мельников Н.В., Якшин М.С., Шишкин Б.Б. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Рифей и венд Сибирской платформы и ее складчатого обрамления. – Новосибирск: Гео, 2005. – 428 с.
6. Непско-Ботуобинская антеклиза – новая перспективная область добычи нефти и газа на Востоке СССР / Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. – Новосибирск: Наука, 1986. – 246 с.

КРИТЕРИИ ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ДОЮРСКОГО КОМПЛЕКСА ПОРОД ЮЖНОЙ ЧАСТИ АЖАРМИНСКОГО МЕГАВАЛА (ЮГО-ВОСТОЧНАЯ ЧАСТЬ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ)

И.А. Торговых
Научный руководитель старший преподаватель А.А. Жильцова
Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск, Россия

Западно-Сибирская плита является одним из самых богатых нефтегазоносных регионов России, но не смотря на это, разведанность ее потенциальных ресурсов оценивается в 40–41 %, т.е. большая часть ресурсов остается неразведанной и принадлежит категориям $Д_1$ и $Д_2$ [2]. Все открытые месторождения, на которых в настоящее время ведется бурение, в значительной мере уже отработаны. Их разработка продолжается очень высокими темпами, резко возрастает обводненность по залежам, понятно, что в скором будущем они станут нерентабельными. Поэтому необходимость обнаружения новых продуктивных пластов является важной задачей геолого-разведочных работ. Вопрос о выяснении перспектив нефтегазоносности доюрских отложений юго-восточной части Западно-Сибирской плиты в настоящее время весьма актуален, т.к. в мезозойско-кайнозойском структурно-формационном комплексе данной территории потенциальные ресурсы нефти и газа невелики.

Изучаемая территория – южная часть Ажарминского мегавала – в административном положении расположена в северо-восточной части Томской области на территории Каргасокского района, недалеко от границ Тюменской области и Красноярского края. В географическом положении объект изучения относится к Кеть-Тымскому междуречью и приурочен к юго-восточной части Западно-Сибирской плиты.

Палеозойские отложения в южной части Ажарминского мегавала вскрыты на различную глубину следующими скважинами: Ажарминская 450, Западная 1, Ванжильская 1, Ванжильская 2 и Корбыльская 1 (на Верхнетымской, Западной, Ванжильской и Корбыльской площадях соответственно) [5] (рисунок).

Скважины Ажарминская 450 (в интервале 2725–3100м) и Западная 1 (в интервале 2983–3191 м) вскрыли полимиктовые песчаники с прослоями туфогенных песчаников, известняков с незначительной сульфатинизацией. В туфопесчаниках, вскрытых скважиной Ажарминская 450, на глубине 3008–3016 м определена степень катагенеза рассеянного органического вещества. По данным углехимического анализа она достигла газовой и жирной стадии [4].

Среди факторов нефтегазонакопления важную роль играют тектонические движения. Считается, что нефтегазоносные области обычно приурочены к краевым прогибам и впадинам. На исследуемой территории в зоне распространения салаирид в фундаменте плиты выделяются три унаследовано-наложенных впадины: Тегульдетская, Алипская и Ажарминская. На Ажарминской впадине рельеф поверхности геосинклинального комплекса характеризуется значительными перепадами глубин, где глубокие депрессии разделяются поднятиями.

Также нефтегазоносность на изучаемой территории может быть связана с зонами надвигов и крупных сбросов. На восточном склоне Корбыльского выступа выявлены две цепочки разломов-надвигов. Надвиговые пояса, зоны срезания и барьерные рифы на бортовых частях впадины в области надвига, поднадвиговые погребенные структуры являются важнейшими региональными элементами, контролирующими зоны нефтегазонакопления. Предполагается, что скопления углеводородов могут формироваться за счет миграции из поднадвиговых пластин, вдоль по разломам из подстилающих отложений, по плоскостям надвигов.

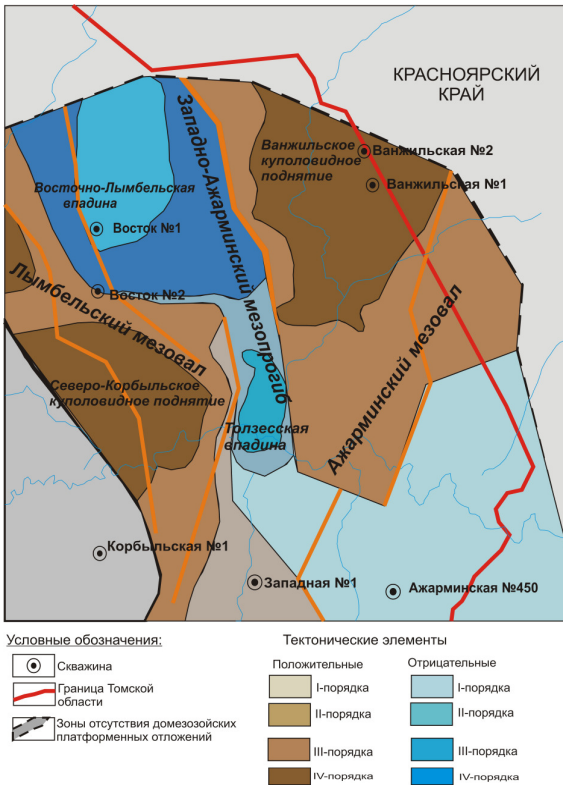


Рис. Выкопировка из тектонической схемы рифей-кембрийских платформенных отложений востока Томской области (Конторович В.А., 2000 г.)

Не менее перспективными могут быть и эррозионно-тектонические выступы. К ним относят погребенные рифы. Наиболее крупный риф на рассматриваемом участке выделен в районе Западной и Корбыльской площадей, его общая протяженность составляет 18 км при ширине 6км и высоте около 1,5 км. Скорее всего, риф представляет собой сложное образование из разновозрастных органогенных построек, нараставших последовательно друг на друга. По результатам сейсмики установлено, что возраст этого комплекса – ранний кембрий. Воздымание отражающих горизонтов на запад позволяет сделать вывод о том, что рифовая система располагается в центральной части поднятия, это в значительной степени увеличивает нефтегазоперспективность данных отложений. Нижнекембрийский рифогенный комплекс отложений южной части Ажарминского мегавала представляет несомненный интерес в нефтегазоносном отношении и требует дальнейшего детального изучения.

Немалая роль в оценке перспектив нефтегазоносности принадлежит геохимическим исследованиям. Изучение бассейнов доюрского фундамента показывает, что геологическая, а тем более геохимическая изученность, в большинстве случаев совершенно недостаточна, и оценка чаще всего основана на аналогиях и общегеологических представлениях о выявленных бассейнах. Геохимические исследования проводились по образцам керна, полученным в результате бурения скважин на Вездеходной площади (северо-восток Томской области) в лаборатории геохимии нефти и газа ИГНГ СО РАН (т.к. в период 1986–1988 гг. керновый материал по скважинам Верхнетымской, Западной, Ванжильской и Корбыльской площадей был ликвидирован). Поскольку литологически и минералогически образцы из скважины Вездеходная 4 в основном имеют карбонатную основу с небольшой долей глинистой составляющей, концентрация органического углерода оказалась низкой – 0,001–0,07 %, причем основная аномалия была зафиксирована в самой кровле домезозойского разреза, перекрытой урманской свитой нижней юры. Проведенный пиролитический анализ органического вещества в этих карбонатных породах показал, что в разрезе вездеходной толщи присутствуют неравномерно рассеянные и дифференцированные по составу нафтиды. В силу незначительного содержания автохтонных битумоидов на их фоне четко фиксируются следы былой (а возможно, и современной) миграции нафтидов [1]. На это указывают следы углеводородов и твердых битумов, фиксируемые в карбонатной матрице и эпигенетических карбонатных и кварцевых новообразованиях. Геохимическая аномалия, зафиксированная в предмезозойской части разреза (Сорг – 0,07 %), свидетельствует о значительных масштабах перемещения углеводородов. Расположение аномалии непосредственно под флюидоупором (урманская свита) позволяет утверждать, что эта миграция имела место, по крайней мере, в постраннеюрское время. Следует заметить, что на данной территории по согласующимся между собой данным МОГТ, КМПВ и бурения выделена досреднекембрийская толща доломитов, из которой был получен промышленный приток газа. Мощность толщи доломитов оценивается в 2–3 км и более.

Еще одним подтверждением нефтегазоносности исследуемой территории является гидрогеологический показатель. Важными нефтегазопоисковыми гидрогеохимическими признаками являются газонасыщенность подземных вод, состав водорастворенных газов и органических веществ [3]. В колоннах скважины Вездеходная 3 в процессе бурения было испытано 19 интервалов. При поинтервальном опробовании толщи доломитов были получены значительные притоки минерализованных пластовых вод (более 100 $м^3$/сут). Воды палеозойских образований хлоридные натриевые, высокоминерализованные (от 51,2 до 84,1 г/л), однако на Ажарминском

мегавале минерализация вод ниже. Закономерно меняется на площади и газовый состав подземных вод. Содержание метана в подземных водах Вездеходной площади (скважина 1) характеризуется сначала плавным снижением в среднеюрских отложениях от 88,8 % до 80 %, с последующим возрастанием в нижнеюрских до 89,7 % и палеозойских – до 92,8 %. Газовый фактор с глубиной возрастает и в палеозое изменяется от 0,4 до 1,2 $м^3/м^3$, т.е. увеличение его значений не коррелирует с глубиной, что может быть связано с разной перспективой нефтегазоносности исследуемых интервалов. Температура пластовых вод с глубиной изменяется от 73°С (на глубине более 3000 м) до 91,8°С (на глубине примерно 4000 м). В исследуемых водах фиксируется весь комплекс углеводородных соединений, свойственных нефти. С позиций гидрогеологических предпосылок формирования и сохранения скоплений углеводородов, а также по газогидрогеохимическим показателям, изучаемая территория является потенциально перспективной на поиски углеводородных скоплений [1].

В настоящее время геолого-геофизическая изученность южной части Ажарминского мегавала очень слабая, что не дает возможности наиболее точно оценить потенциальные ресурсы нефти и газа. Однако это и не позволяет утверждать, что данная территория в нефтегазоносном отношении является абсолютно бесперспективной. Выводы о бесперспективности делать рано, т.к. территория изучена мало, и имеющиеся данные не базируются на сейсмофациальном анализе современного типа, не учитывается весь комплекс геологических, стратиграфических, фациальных и тектоногидродинамических данных. Возможность открытия месторождений в новых неизученных нефтегазоносных бассейнах более вероятна, чем в старых районах нефтедобычи, поэтому целесообразность постановки площадных сейсморазведочных работ на территории южной части Ажарминского мегавала не вызывает сомнения. Первоочередными районами поиска залежей углеводородов здесь должны стать зоны развития крупных разломов, надвигов и рифовых построек.

Анализ рассмотренных критериев прогноза нефтегазоносности позволяет сделать вывод о том, что задача изучения доюрских отложений южной части Ажарминского мегавала является приоритетным направлением для геолого-разведочных работ.

Литература

1. Каштанов В.А., Филлипов Ю.Ф., Конторович А.Э. Детальное изучение стратиграфии, литологии, геохимии, петрофизики, гидрогеологии и критериев прогноза нефтегазоносности востока Томской области по материаллам параметрического бурения на Вездеходной плащади. – Новосибирск: Институт геологии нефти и газа, 1997.
2. Кунин Н.Я., Сафонов В.С., Луценко Б.Н. Основы стратегии поисков месторождений нефти и газа (на примере Западной Сибири). – М.: ОИФЗ РАН, 1995. – Ч.1. – 132 с.
3. Назаров А.Д. Нефтегазовая гидрогеохимия юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. – М.: Идея-Пресс, 2004. – 288 с.
4. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и этапы развития осадочного чехла Западно-Сибирской плиты. – М.: Недра, 1981.
5. Шатова А.С. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Усть-Тымской впадины, Пыль-Караминского, Ажарминского мегавалов, Восточно-Пайдугинской впадины, Владимировского свода. – Томск, 1997.

ВАСЮГАНСКАЯ СВИТА – ПЕРСПЕКТИВНАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ТОЛЩА ВЕРХНЕЙ ЮРЫ НА ТЕРРИТОРИИ ЮГАНСКОГО ПРИОБЬЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

К.С. Третьякова
Научный руководитель ведущий научный сотрудник С.Ю. Беляев
Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

Главным нефтегазоносным комплексом на территории Юганского Приобья является неокомский. На многих месторождениях залежи в этом комплексе уже выработаны или находятся на заключительной стадии добычи углеводородов. В настоящее время прирост запасов нефти возможен за счет глубокопогруженных юрских толщ, еще слабо изученных на этой территории. Такими перспективными толщами могут являться алеврито-песчаные породы васюганской свиты.

Целью работы является разуплотнение пород васюганской свиты для выявления ее первоначальной мощности. Для достижения цели целесообразно использовать бассейновое моделирование. Однако для этого необходимо создать базу данных по результатам геофизического исследования скважин. Проинтерпретировав результаты геофизических исследований, мы получаем данные о современной толщине выделенных горизонтов и их литологическом составе, которые необходимы для базы.

Для решения геологических задач применяется теория уплотнения горных пород, которая основана на том, что наблюдается закономерное уменьшение абсолютной пористости и увеличение плотности пород с глубиной [3]. Степень уплотнения определяется многими факторами: начальной пористостью, упаковкой зерен породы, литологическим составом, глубиной захоронения, избыточным давлением поровой жидкости, процессами диагенеза и катагенеза [4]. Наиболее сильное уплотнение, заключающееся в механической перегруппировке частиц осадка, дегидратации, механической деформации и, при очень большом давлении, перекристаллизации, испытывают алевритовые и, в особенности, глинистые осадки [2]. Небольшие примеси песчаного материала в глинах значительно понижают величину их уплотнения.

Территория исследования включает Угутское, Западно-Угутское, Токайское, Киняминское и Южно-Киняминское нефтяные месторождения Вартовского нефтегазоносного района Среднеобской нефтегазоносной области. В административном плане район исследования расположен в южной части Ханты-Мансийского автономного округа. В тектоническом отношении территория контролируется локальными поднятиями, которые

осложняют Северо-Рыскинскую впадину и северную частью Малоюганской впадины (отрицательные структуры III порядка). Разрез юры на территории исследования представлен баженовской, георгиевской, васюганской и тюменской свитами. Васюганская свита делится на две подсвиты, существенно различающиеся литологическим составом. Верхневасюганская подсвита представлена песчаниками и алевролитами с прослоями аргиллитов. Подсвита соответствует потенциально продуктивному горизонту $Ю_1$. Нижневасюганская подсвита сложена преимущественно глинами и аргиллитами с редкими прослоями алевролитов [5].

Для расчленения разреза скважин применяются результаты геофизических методов исследования (ГИС). Использование данных геофизических методов исследования скважин позволяет провести расчленение и выявить основные реперные горизонты, а также определить литологическую характеристику пород, слагающих разрезы скважин. Для литологического расчленения юрского разреза использовался комплекс ГИС, который включает стандартный каротаж: потенциал собственной поляризации (ПС) и кажущегося сопротивления (КС), индукционный каротаж (ИК), а также гамма и нейтронный гамма-каротаж (ГК и НГК). В ходе работы было обработано 132 скважины.

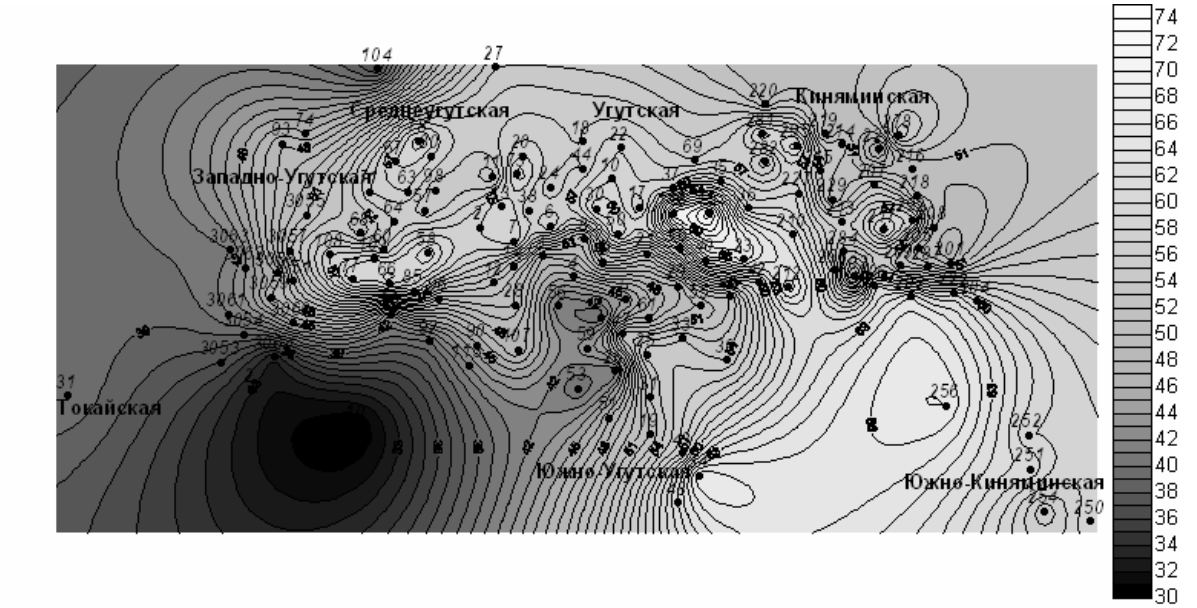


Рис.1 Карта толщин верхневасюганской подсвиты
(На карте приведены площади или зоны, соответствующие названиям месторождений, скважины. Изолиниями показана толщина пород верхневасюганской подсвиты в метрах)

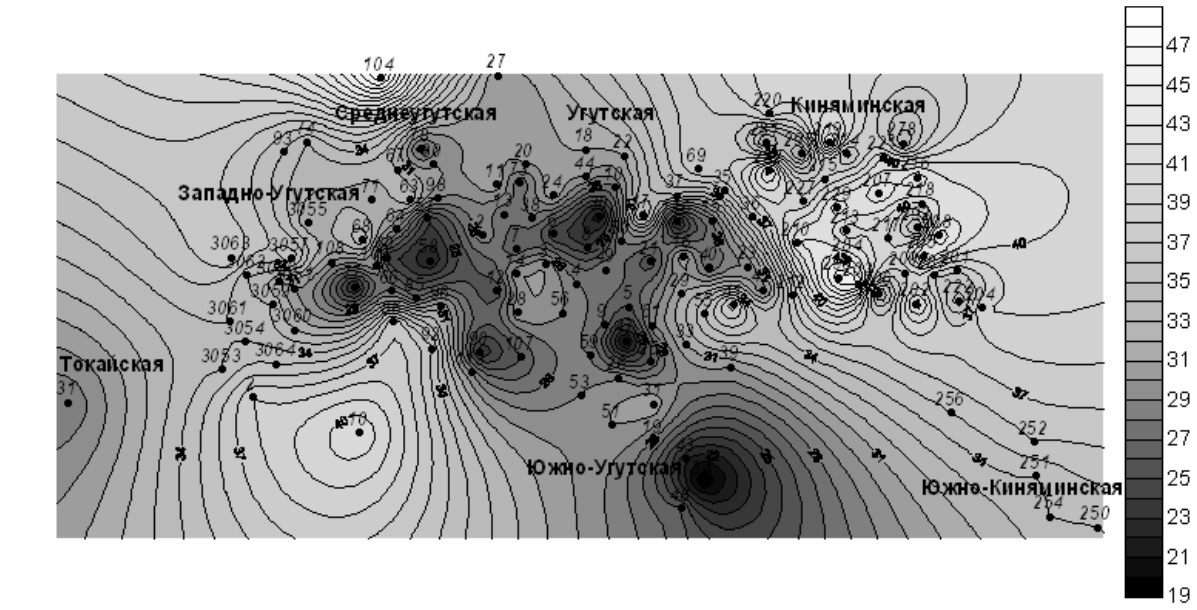


Рис.2 Карта толщин нижневасюганской подсвиты
(На карте приведены площади или зоны, соответствующие названиям месторождений, скважины. Изолиниями показана толщина пород нижневасюганской подсвиты в метрах)

На первом этапе работы осадочный разрез был расчленен на баженовскую, георгиевскую, васюганскую и тюменскую свиты. В качестве реперов были приняты аргиллиты баженовской, георгиевской свит, нижневасюганской и верхнетюменской подсвит, которые выдержаны на всей территории исследования, имеют значительную мощность и хорошо прослеживаются по всем видам каротажа. В ходе работы были построены карты толщин баженовской, георгиевской, васюганской свит, а также нижнвасюганской (рис.1) и верхневасюганской подсвит (рис.2).

На карте толщин верхневасюганской свиты наблюдается равномерное увеличение мощности пород с запада на восток с 30 м (скв. Кулунская 10) до 73 м (скв. Угутская 17). Однако в северо-восточной части территории исследования (Киняминская зона) наблюдается небольшое уменьшение мощности пород от 60 до 46 м. Анализ карты толщин нижневасюганской свиты показал, что для центральной части территории характерны наименьшие мощности пород (от 19 до 30 м) (Среднеугутская, Угутская и Южно-Угутская зоны), а в западной и восточной части территории происходит увеличение мощностей пород. Максимальные мощности характерны для Киняминской зоны.

В ходе работы были построены три корреляционных субширотных профиля. Нефтегазоносность верхнеюрской продуктивной толщи на исследуемой территории связана с отложениями васюганской свиты, соответствующей региональному циклиту Ю1, в составе которого удалось проследить зональные и локальные циклиты [1]. Затем по комплексу каротажа был идентифицирован литологический состав пород (глины, алевролиты и песчаники) и определено их процентное содержание в разрезе васюганской свиты. Для Западно-Угутской зоны характерны уменьшенные значения процентного содержания глин (17–20 %). Для остальной территории содержание глин составляет 31–41 %, характерно увеличение алевритового материала до 30–35 %, только в Киняминской зоне наблюдается уменьшение его содержания до 18–25 %. Полученные результаты являются основой для 2–D моделирования и восстановления первоначальной мощности васюганской свиты.

Работа выполнена при финансовой поддержке проекта РФФИ № 06-05-64385.

Литература

1. Карогодин Ю.Н. Седиментационная цикличность. – М.: Недра, 1980. – 242 с.
2. Методы изучения тектонических структур / Под ред. А. Л. Яншина, Р.Г. Гарецкого. – М.: Изд-во Академии наук СССР, 1960. – Вып.1. – 335 с.
3. Нестеров И.И. Уплотнение глинистых пород // Советская геология. – М., 1965. – №12. – С. 69 – 80.
4. Осадочные бассейны: методика изучения, строение и эволюция / Под редакцией Ю.Г. Леонова, Ю.А. Воложа. – М.: Научный мир, 2004. – 525 с.
5. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система / Под ред. А.Э. Конторовича. – Новосибирск: Гео, 2000. – 480 с.

СЕДИМЕНТАЦИОННЫЕ ФАКТОРЫ ФОРМИРОВАНИЯ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ РИФЕЙ-ПАЛЕЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ПАРАМЕТРИЧЕСКОЙ СКВАЖИНЫ ВОСТОК-3 (ЮГО-ВОСТОК ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ)

И.В. Тумашов
Научный руководитель научный сотрудник И.В. Вараксина
Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

В последние годы на основании сейсмических и геологических данных найдено подтверждение предположению о развитии в левобережной части Енисея под мезозойско-кайнозойским чехлом Западно-Сибирской геосинеклизы осадочного верхнедокембрийско-палеозойского платформенного комплекса пород, с которым могут быть связаны значительные перспективы нефтегазоносности этой территории [3]. Полученная информация позволяет прогнозировать широкое распространение в этом районе мощных слабо складчатых рифейско-палеозойских нормально-осадочных платформенных комплексов, аналогичных таковым на Сибирской платформе.

Новая параметрическая скважина Восток-3, пробуренная на данной территории (Северо-Владимировское куполовидное поднятие Кеть-Тымской синеклизы), впервые для Западной Сибири вскрыла уникальный, палеонтологически датированный полный разрез венда и нижнего кембрия. При этом основная часть разреза представлена верхнедокембрийскими преимущественно карбонатными отложениями, потенциально перспективными для поисков нефти и газа. Нерасчлененные верхний рифей-венд представлены пойгинской и котоджинской свитами. В строении пойгинской свиты участвуют пластово-строматолитовые (ламиниты), зернистые и микритовые доломиты. В целом преобладают ламиниты, переслаивающиеся с зернистыми доломитами. Среди зернистых пород наиболее распространены оолитово-комковатые доломиты, содержащие округлые образования водорослевого происхождения, так называемые микрофитолиты, большинство из которых, судя по их строению, относятся к группе Vesicularites [2]. Отмечаются более редкие прослои с преобладанием других типов зерен (оолитов, пизолитов и интракластов). Микритовые породы встречаются в виде редких маломощных прослоев. Строматолитовые ламиниты и микрофитолитовые образования являются продуктами жизнедеятельности водорослей и формируются в мелководных обстановках в пределах перитидального шельфа [1, 4]. Присутствие обильных фенестральных структур, следы взламывания ламин также указывают на периодическое осушение данного участка. Широкое развитие водорослевых матов, отсутствие хорошо развитых оолитовых зерен и терригенной примеси, присутствие грейпстоунов и микритовых прослоев свидетельствуют о господстве умеренного гидродинамического режима. В периоды активизации волновой деятельности, связанной, вероятно, с сильными приливно-отливными течениями формировались

микрофитолитовые породы. При штормовом волнении происходила интенсивная деструкция водорослевых образований и шло накопление комковато-интракластических осадков. Котоджинская свита представлена переслаиванием зернистых, микритово-зернистых и микритовых доломитов. Среди зернистых доломитов, как и в пойгинской свите, преобладают микрофитолитовые типы, изредка встречаются маломощные прослои комковато-интракластических и интракластических доломитов. Кроме того, судя по каротажу, в нижней половине свиты присутствуют прослои глинистых доломитов. Ассоциация глинисто-микритовых и микритово-зернистых пород котоджинской свиты с мелководными микрофитолитовыми доломитами позволяет предположить их формирование в пределах мелководной внутришельфовой депрессии, защищенной от открытого моря баровой системой. Горизонты среднесортированных микрофитолитовых пород соответствуют тыловым частям этих баров.

Верхний венд выделен в объеме райгинской свиты, которая хорошо выделяется по всему комплексу ГИС, особенно по гамма-каротажным диаграммам. Свита состоит из 4 крупных ритмов (мощностью от 40 до 130 м). Нижние части ритмов характеризуются высокими значениями ГК, а верхние – низкими. Основание ритмов представлено переслаиванием известняков с примесью силикокластики, полевошпатово-слюдисто-кварцевых песчаников и алевролитов, а также гидрослюдистых аргиллитов с обильной примесью обломочного мусковита (до 40 %). Песчаники и алевролиты в разной степени известковистые, плохо- и среднесортированные. Вверх по разрезу каждого ритма количество терригенных прослоев постепенно уменьшается, выше силикокластика присутствует уже только в качестве примеси в известняках, а самые верхние части ритмов сложены уже только карбонатными породами. Известняки райгинской свиты сильно перекристаллизованы и доломитизированы. Отмечается примесь силикокластики, представленной кварцем, мусковитом, полевым шпатами и биотитом, количество которой изменчиво от долей % до 20 %. В терригенно-карбонатных породах райгинской свиты наблюдается полого волнистая, полого косая и градационная (прямая и обратная) слоистости. Толщина градационных ритмов от первых мм до 20 см. Более глинистые разновидности характеризуются тонкой параллельной и массивной слоистостью. Встречаются кластические дайки и прослои известняков с обломочно-оползневым строением. Наличие данных текстур позволяет интерпретировать эти отложения как склоновые. Таким образом, в райгинское время происходит резкое изменение обстановок седиментации. С одной стороны, наблюдается активизация источника сноса, что приводит к поступлению значительного количества терригенного материала, с другой – отмечается углубление данного участка шельфа. И то и другое, вероятно, обусловлено тектоническим фактором. Циклическое строение свиты отражает колебания уровня моря. Накопление песчано-глинистых осадков основания циклов происходило в наиболее глубоководных условиях (вероятно, подножия склона), постепенное уменьшение глинистого материала и возрастанием роли карбонатов указывает на все менее глубоководную обстановку. Широкое развитие в верхних частях циклов известняков с реликтами оолитов и микрофитолитов указывает на близость барово-отмельных систем.

Кембрийская система выделена в объеме чурбигинской и пайдугинской свит. Нижнечурбигинская подсвита представлена переслаиванием микритовых известняков, темных пиритсодержащих глинисто-карбонатных пород с прослоями черных пиритоносных аргиллитов и линзами кремней. Известняки содержат незначительную алевритовую примесь кварца, полевых шпатов, мусковита. Микрослоистые глинисто-карбонатные породы отличаются высоким содержанием углеродистого вещества, достигающего в отдельных слойках 25 %. Карбонатная составляющая в них представлена как кальцитом, так и доломитом. Отмечается постоянная примесь алевритового материала, представленного кварцем, плагиоклазом, слюдами. Формирование данных отложений происходило в обстановке подножия склона и граничащей с ним впадины. Эпизодически возникали условия с низкой насыщенностью придонных вод кислородом, приближающиеся к эвксинскому типу обстановок. Верхняя подсвита сложена своеобразными брекчиями, возникающими при раннедиагенетическом нарушении переслаивания преобладающих известняков и карбонатно-глинистых пород. Главным фактором, преобразующим спокойно залегающие ровнослоистые осадки в мономиктовые брекчии, были, по-видимому, сейсмические толчки. Отсутствие крупномасштабных оползневых текстур свидетельствует о залегании осадков на ровном относительно плоском дне бассейна. Встречающиеся иногда слабо проявленные признаки оползания подчеркивают вероятность предложенного механизма. Пайдугинская свита сложена углеродистыми карбонатно-глинисто-кремнистыми пиритоносными породами с прослоями силицитов. Кремнистое вещество преобладает над общим количеством компонентов. Состав отложений указывает на их бассейновый характер. Углубление седиментационного бассейна, начавшееся с формированием отложений котоджинской свиты, достигло своего максимума в пайдугинское время.

Малоомутлинская толща девона с перерывом в осадконакоплении залегает на отложениях кембрия и сложена переслаивающимися преобладающими известковыми силикокластическими песчаниками и аргиллитами, глинистыми, известковистыми алевролитами, известковыми алевролитами. Для отложений толщи характерно присутствие крупных градационных ритмов (до 70 см). Широким распространением пользуются параллельная, косая, волнистая и линзовидная типы слоистости. Отмечаются биотурбация, кластические микродайки, микроразмывы. Перечисленные текстуры, постоянное присутствие интракластов глинистых слойков в песчаных слоях, плохая сортировка в песчаниках указывают на преобладание штормовой седиментации при формировании данной толщи. В песчаниках количество обломков известняков достигает 40–50 %. Силикокластика представлена кварцем, ПШ, обломками вулканитов. Обломочная слюда в песчаниках практически не встречается, она концентрируется в алевролитах и максимально (до 5 % от состава породы) в аргиллитах, что свидетельствует о значительной удаленности ее источника. Не менее важным компонентом обломочной части песчаников являются обломки углеродисто-кремнистых и углеродисто-карбонатных пород, аналогичных тем, что слагают пайдугинскую свиту. Состав терригенных отложений малоомутлинской толщи формировался под влиянием различных источников питания. Присутствие в разрезе вулканических пород объясняется поступлением в бассейн при размыве вулканических построек, существование которых

предполагается к западу от места заложения скважины [3]. Источниками терригенных обломков могли служить непосредственно подстилающие свиты, содержащие углеродистые породы и поступление материала с островной суши, располагавшейся на месте Енисейского кряжа.

Анализ обстановок седиментации показал, что наиболее благоприятные условия для формирования первичного пустотного пространства существовали во время формирования пойгинской и котоджинской свит. Строматолитовые ламиниты, преобладающие в пойгинской свите характеризуются развитием многочисленных фенестральных и строматокоидных структур, которые стали основой для выщелачивания. Микрофитолитовые породы, широко развитые в обеих свитах, также обладали достаточно высокой первичной пористостью. Окончательную роль в формировании коллекторских свойств этих отложений сыграли постседиментационные преобразования такие, как перекристаллизация, выщелачивание и трещинообразование. Вторичные пустоты выщелачивания носят унаследованный характер. В строматолитовых ламинитах они приурочены к центральным частям фенестральных и строматокоидных структур и связанных с ними перекристаллизованных участков. В оолитово-микрофитолитовых доломитах выщелачиванию подверглись наиболее перекристаллизованные участки, приуроченные к межзерновому пространству и центральным частям оолитов. На основании литолого-петрофизических исследований можно сделать вывод о развитии в пойгинской свите коллекторов преимущественно трещинного и каверново-трещинного типа. В котоджинской свите преобладают каверново-порово-трещинные коллектора. Вышележащие свиты характеризуются очень низкими фильтрационно-емкостными свойствами.

Таким образом, в разрезе скважины можно выделить один потенциальный резервуар. В качестве коллектора в нем выступают доломиты пойгинской и котоджинской свит, накопление которых происходило в пределах перитидального шельфа, а карбонатно-глинистые породы райгинской, чурбигинской и пайдугинской свит, образованные в склоново-бассейновых обстановках, могут выступать в качестве флюидоупора. Малоомутлинская свита, накопленная на мелководном шельфе с преобладанием штормовой деятельности, характеризуется низкими фильтрационно-емкостными свойствами.

Литература

1. Градзиньский Р., Костецкая А., Радомский А., Унруг Р.М. Седиментология. – М.: Недра, 1980. – 640 с.
2. Дольник Т.А. Строматолиты и микрофитолиты в стратиграфии рифея и венда складчатого обрамления юга Сибирской платформы. – Новосибирск: Гео, 2000.
3. Конторович А.Э., Конторович В.А., Филиппов Ю.Ф. и др. Предъенисейская нефтегазоносная область – новый перспективный объект поисков нефти и газа в Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М., 2006. – №5–6. – С. 9 – 23.
4. Рединг Х.Г. Обстановки осадконакопления и фации – М.: Мир, 1990 – Т.2. – 348 с.

ТЕКТОНИКА НИЖНЕГО СТРУКТУРНОГО ЯРУСА МЕЗОЗОЙСКО-КАЙНОЗОЙСКОГО ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОГО РЕГИОНАЛЬНОГО ПРОГИБА

М.А. Фомин
Научный руководитель ведущий научный сотрудник С.Ю. Беляев
Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

Енисей-Хатангский региональный прогиб расположен на севере Сибирской платформы. Границы регионального прогиба с Сибирской платформой (на юге) и Таймырской покровно-складчатой областью (на севере) проводятся по линии выклинивания выполняющих прогиб осадочных триасово-кайнозойских отложений. Граница с Западно-Сибирской геосинеклизой условна и может быть проведена по смене субширотных простираний структур, свойственных региональному прогибу, на субмеридиональные, характерные для структур севера геосинеклизы. На востоке граница с Анабаро-Хатангской седловиной проведена по зонам выполаживания краевых моноклиналей регионального прогиба и восточным замыканиям осложняющих его крупных положительных и отрицательных структур.

Разрез осадочного чехла Енисей-Хатангского регионального прогиба представлен триасово-кайнозойскими отложениями. Осадочный чехол по обстановкам осадконакопления и активности тектонических процессов можно разделить на несколько структурных ярусов: верхний триас-юрский, неокомский, верхний мел-палеогеновый и неоген-четвертичный.

Цель работы: охарактеризовать современное строение нижнего структурного яруса Енисей-Хатангского регионального прогиба, который включает отложения осадочного триаса и юры. Для этого были построены тектонические карты по подошве осадочного чехла и по кровле юрского комплекса, основой для которых послужили структурные карты по соответствующим поверхностям.

В ИНГГ СО РАН на базе статистического анализа структурных карт нового поколения по опорным горизонтам осадочного чехла, отвечающих современной степени изученности Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, была разработана классификация тектонических элементов молодых платформенных областей, которая легла в основу при построении тектонической карты территории Западно-Сибирской геосинеклизы [3]. При тектоническом районировании территории Енисей-Хатангского регионального прогиба, наращивающего геосинеклизу на восток, была использована эта классификация.

Структурный план Енисей-Хатангского регионального прогиба по кровле юрского комплекса был охарактеризован в ряде публикаций [1, 2].

По подошве осадочного чехла (рисунок) Енисей-Хатангский региональный прогиб на северо-западе и на юге ограничен моноклиналями Внешнего пояса (соответственно Предтаймырская, Предъенисейская и Северо-Сибирская мегамоноклизы). Наиболее глубокой является центральная часть регионального прогиба. Здесь выделяются Боганидско-Жданихинский и Центрально-Таймырский желоба, разделенные Балахнинским и Рассохинским наклонными мегавалами, Центрально-Таймырской мегамоноклиналью и Внутренней седловиной. Наиболее глубокопогруженной структурой является Восточно-Беловский прогиб, оконтуренный на абсолютной отметке минус 11240 м и имеющий амплитуду 480 м.

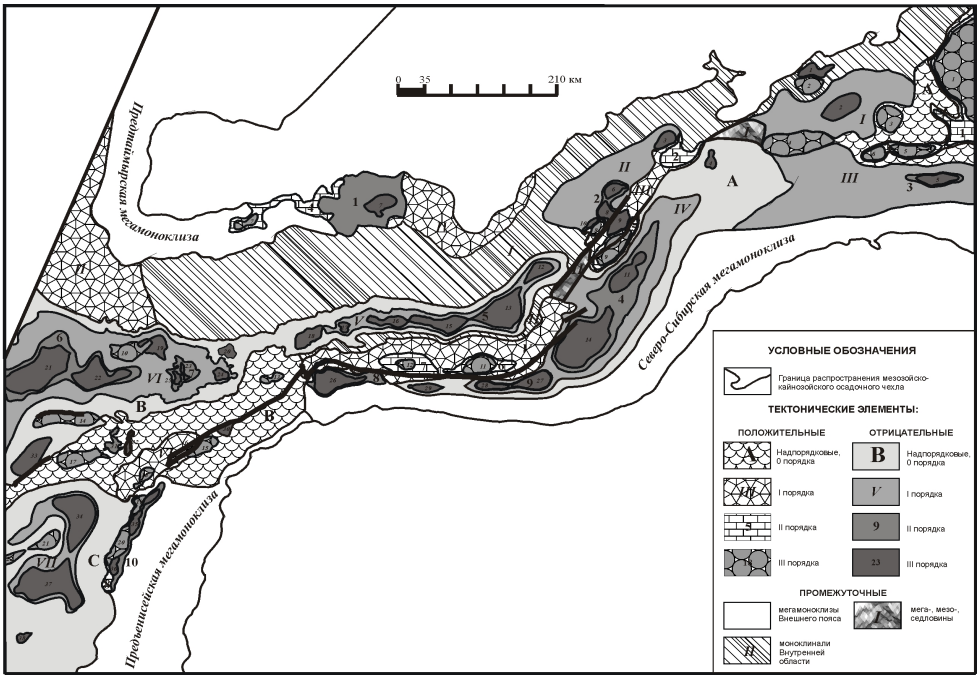


Рис. Карта тектонического районирования подошвы мезозойско-кайнозойского осадочного чехла территории Енисей-Хатангского регионального прогиба [1]

Многие тектонические элементы западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба протягиваются из Западно-Сибирской геосинеклизы. В юго-западной части прогиба прослеживается северо-восточная часть Большехетской мегасинеклизы, которая с севера ограничена восточной частью Мессояхской наклонной гряды.

Крайняя восточная часть регионального прогиба приподнята. Здесь оконтурена Тигяно-Сопочная антеклиза, а также ряд более мелких положительных структур.

В целом, структурные планы подошвы осадочного чехла и кровли юрского комплекса во многом сходны, однако есть и существенные различия. В частности, по поверхности подошвы осадочного чехла не прослеживается Антипаютинско-Тадебеяхинская мегасинеклиза, надпорядковая отрицательная структура. Кроме того, если по кровле юрского комплекса в западной и центральной частях Енисей-Хатангского регионального прогиба положительные структуры, разделяющие надпорядковые депрессии, имеют общую осевую линию, которая в восточной части раздваивается и тянется в северо-восточном и юго-восточном направлениях, то по подошве осадочного чехла этого раздвоения не наблюдается. Некоторые тектонические элементы, выделенные по поверхности кровли юрского комплекса, на тектонической карте подошвы осадочного чехла не отражены. Это говорит о том, что они начали развиваться уже в юрское время.

Выполненное тектоническое районирование позволило уточнить структурный план территории, что, в свою очередь, позволяет уточнить тектонические критерии нефтегазоносности Енисей-Хатангского регионального прогиба.

Литература

1. Беляев С.Ю., Фомин А.М. Современная структура мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Енисей-Хатангского регионального прогиба и время ее формирования // Геодинамическая эволюция литосферы Центрально-Азиатского подвижного пояса. От океана к континенту: Материалы Всероссийского научного совещания (9–14 октября 2007 г., ИЗК СО РАН, г. Иркутск). – Иркутск, 2007. – Т.1. – Вып.5. – С. 24 – 26.
2. Конторович А.Э., Беляев С.Ю., Ершов С.В., Конторович А.А., Красавчиков В.О., Кузнецов Р.О., Фомин М.А. Тектоника и история формирования структуры чехла Енисей-Хатангского регионального прогиба // Материалы Международной конференции геофизиков и геологов. – Тюмень, 2007. – С. 1 – 4.
3. Тектоническое строение мезозойско-кайнозойских отложений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. – Новосибирск: Фонды ИГНГ СО РАН, 2001. – 149 с.

ОСОБЕННОСТИ СОСТАВА УГЛЕВОДОРОДОВ (УВ) И МЕТАЛЛОПОРФИРИНОВ НЕФТЕЙ КРАСНОЛЕНИНСКОГО СВОДА И ПРИЛЕГАЮЩИХ РАЙОНОВ

М.В. Хохлова[1]
Научный руководитель профессор О.В. Серебренникова[2]
[1]Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья, г. Новосибирск, Россия
[2]Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

В пределах данной территории авторами исследована подборка из 18 нефтей 12 площадей (рис.1, таблица).

Таблица

Характеристика исследованных образцов нефтей

Шифр нефти	Площадь	Скважина	Возраст (пласт)	Интервал отбора	$T_{пл.}$, °C
1	Лунгорская	30	J_2	3101–3144	–
2	Ем-Еговская	1120	–	1553–1587	–
3	Ем-Еговская	1142	–	2543–2640	–
4	Ем-Еговская	500	J_2+ Pz	2443–2660	102
5	Талинская	115	J_2	2612–2624	–
6	Талинская	103	J_2	2645–2652	85
7	Каменная	16	J_2+ Pz	2441–2496	120
8	Пальяновская	P-53	Pz	3046–3074	135
9	Филипповская	9	Pz	1972–1983	–
10	Убинская	335	Pz	1901–1908	83
11	Приразломная	114	K_1 (БС1)	2448–2456	–
12	Ханты-Мансийская	5	J_1+Pz	3062–3152	108
13	Восточно-Толумская	1519	J_3 (П)	1833–1844	–
14	Верхнешапшинская	10	–	2980–3029	99
15	Верхнешапшинская	1	K_1-J_3	2789–2817	–
16	Талинская	127	J_1	2722–2730	101
17	Талинская	1900	J_2	2391–2397	88
18	Нижнесортымская	22	J_2	3017–3025	86



Рис.1 Расположение исследованных площадей

Большинство исследованных нефтей содержат металлопорфирины в виде комплексов с ванадилом (VO-P) Только в нефтях средней юры Талинской и верхней юры-нижнего мела Верхнешапшинской площадей, наряду с ванадиловыми, в подчиненном количестве присутствуют комплексы с никелем (Ni-P), а в одной из нефтей Ем-Еговской площади, залегающей на небольшой глубине, зафиксирован перилен (Per). Пигменты отсутствуют в глубоко залегающих нефтях восточного склона Красноленинского свода (Ханты-Мансийская и Пальяновская площади) и прогиба (Лунгорская площадь), а также в нефтях из коллекторов средней юры-палеозоя Каменной площади и верхней юры Восточно-Толумской.

Отсутствие пигментов в нефтях может быть следствием их разрушения при воздействии повышенных пластовых температур, а наличие в нефтях преимущественно ванадиловых комплексов порфиринов указывает на морской бассейн, в котором происходило накопление исходного нефтематеринского вещества. Наличие в одной из нефтей Ем-Еговской площади перилена свидетельствует о мелководности бассейна (прибрежная зона или озеро) на этом участке.

Состав стеранов указывает на источник большинства нефтей – органическое вещество (ОВ) осадков, отлагавшихся в открытом море и вблизи береговой линии. Только нефть Приразломной площади генерирована ОВ, сформированным, видимо, преимущественно наземными растениями. В соответствии с особенностями состава гопанов, происхождение всех нефтей может быть связано с морскими осадками. По параметрам состава алканов практически все нефти относятся к группе «нормальных» нефтей. Среди них нет высоко парафинистых

нефтей, происхождение которых может быть связано с преобразованием наземной флоры. Только одна из нефтей средней юры Талинской площади может быть отнесена к группе смешанных нефтей, а отсутствие в ней ванадилпорфиринов при относительно низкой пластовой температуре указывает на ее возможный континентальный генезис.

Пониженные значения отношения nC17/nC27 при невысоких Pr/Ph, отмеченные для некоторых нефтей Ем-Еговской (2, 3) и Верхнешапшинской (15) площадей, указывают на возможный отток части флюида из соответствующих залежей. Это же может быть причиной повышенных концентраций в этих нефтях металлопорфиринов, которые за счет своей высокой полярности прочно сорбируются породой коллектора и накапливаются в остаточном флюиде.

Величины отношения Pr/Ph, не превышающие в большинстве 1,6, показывают отсутствие среди исследованных нефтей, исходный органический материал для которых накапливался в окислительной среде. В то же время, соотношение стеанов (St29), гопанов (Tt30) и изопреноидов пристана (Pr) и фитанана (Ph) указывает на возможную генетическую неоднородность набора исследованных авторами нефтей (рис.2).

В зону нефтей, генерированных ОВ, отлагавшимся в озерах, попадает одна из нефтей средней юры Ем-

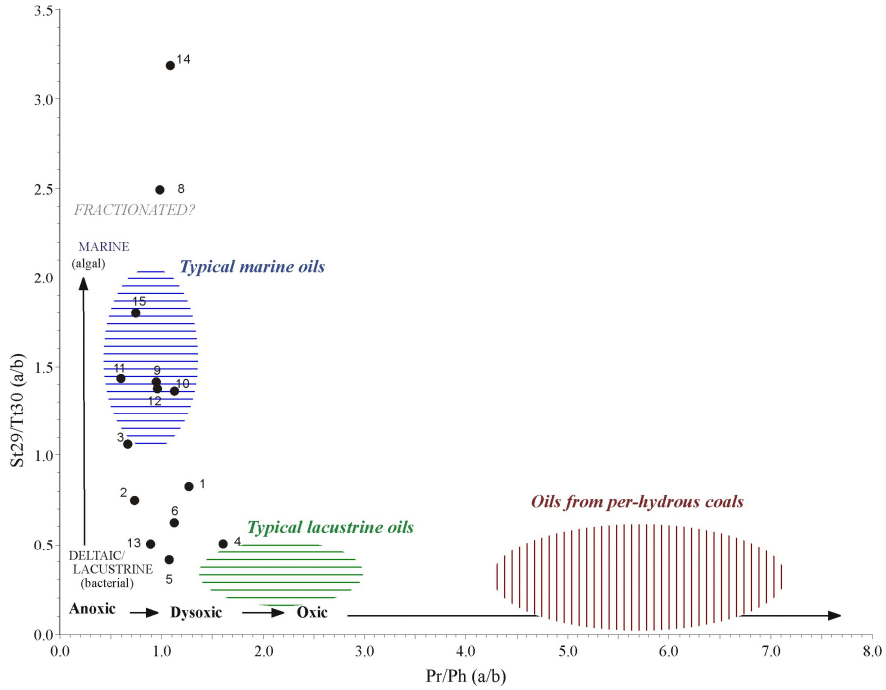


Рис.2 Обстановка накопления исходного нефтематеринского вещества по соотношению стеранов, гопанов и изопреноидов: 1–15 (см. шифр нефтей в таблице)

Еговской площади. Остальные нефти этой площади, а также Лунгорской, Талинской и Приразломной ложатся в область обстановок, промежуточных между озерными и морскими.

Величина коэффициентов «нечетности» (CPI) всех исследованных нефтей находится в рамках, соответствующих раннезрелым и, частично, зрелым. Соотношение изопренодных и нормальных алканов показывает, что нефти находятся в промежутке между зрелыми и раннезрелыми.

Параметры зрелости, основанные на составе гопанов не согласуются с данными о составе алканов и характеризуют некоторые нефти как существенно термически преобразованные.

Следует отметить, что гопаны во многих нефтях присутствуют в невысоких концентрациях, часто представлены очень узким набором соединений, а в нефти Каменной площади они отсутствуют.

По составу стеранов высокой степени зрелости достигает только нефть Каменной площади, а триароматических стеранов – нефти Лунгорской и Пальяновской площадей. Параметры состава фенантренов, как и алканов, указывают на невысокую термическую преобразованность нефтей, соответствующую ранней и средней зрелости. В частности, расчетная отражательная способность витринита соответствует началу и середине главной фазы нефтеобразования.

Таким образом, нефти Красноленинского свода и прилегающих районов образовались из ОВ, сформированного, в основном, из фитопланктона, отлагавшегося преимущественно в морской восстановительной среде. Учитывая, что при миграции ОВ из материнской толщи происходит снижение концентрации металлопорфиринов, несколько снижается величина Pr/Ph и увеличивается nC17/nC27, материнские толщи, генерировавшие рассмотренные нефти, должны характеризоваться ОВ с высокими концентрациями ванадилпорфиринов, наличием в пределах Красноленинского свода перилена, преобразованностью, соответствующей мезокатагенезу, значениями Pr/Ph, не превышающими 2,0, возможным отсутствием гопанов.

ОСОБЕННОСТИ СТРАТИГРАФИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ КОМПЛЕКСА ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН НА НЕФТЬ И ГАЗ (НА ПРИМЕРЕ СКВАЖИНЫ № 87 ЮРУБЧЕНСКОЙ ПЛОЩАДИ)

М.М. Шагеев
Научный руководитель доцент К.Ю. Кудрин
Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск, Россия

Газовый каротаж (ГК) и геолого-технологические исследования (ГТИ) проводятся непосредственно в процессе бурения скважины, без простоя в работе буровой бригады и бурового оборудования; решают комплекс геологических и технологических задач, направленных на оперативное выделение в разрезе бурящейся скважины перспективных на нефть и газ пластов-коллекторов, изучение их фильтрационно-емкостных свойств и характера насыщения, оптимизацию отбора керна, экспрессное опробование и изучение методами ГИС выделенных объектов, обеспечение безаварийной проводки скважин и оптимизацию режима бурения. Основными объектами информации являются промывочная жидкость, шлам, керн, параметры гидравлической и талевой системы буровой установки и др.

Современная нефтегазокаротажная станция представляет собой полевую лабораторию, смонтированную и снабженную новейшими приборами, позволяющими геологу, не выходя из нее, производить самые различные геологические и технологические исследования. Располагая этими данными, геолог уверенно может руководить сложным процессом бурения глубоких скважин.

В обязанности геолога станции ГТИ входит [3]:

– интерпретация газовых показателей, полученных из бурового раствора;

– своевременный отбор шлама для проведения дальнейшего анализа;

– отбор и подготовка керна к исследованиям;

– выбор и корректировка интервалов отбора керна, шлама;

– выбор и корректировка интервалов, методов и времени проведения геофизических исследований скважин (ГИС);

– оперативное литолого-стратиграфическое расчленение разреза;

– оперативное выделение пластов-коллекторов;

– определение характера насыщения пластов–коллекторов;

– оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пластов-коллекторов;

– контроль процесса испытания и определение гидродинамических и технологических характеристик пластов при испытании и опробовании объектов;

– выявление реперных горизонтов.

К стратиграфическим исследованиям входят объективные предпосылки: шлам, газопоказания и механический каротаж [1].

Шлам является источником информации о свойствах и строении геологического разреза, вскрываемого скважиной. При проведении геолого-геохимического контроля большое значение имеет своевременный и качественный отбор шлама. Отбор следует производить в строго определенном месте. Наиболее информативной фракцией являются частицы размером 3–7 мм. Частицы крупнее 7 мм характеризуют обвальную породу и представляют собой остроугольные обломки, порой, больших размеров.

При исследовании по всему разрезу, интервал отбора проб шлама не должен превышать 10 м, на перспективных участках разреза – не более 1–3 м. В случае появления газовой аномалии отбор шлама производится вне зависимости от отбора предыдущей пробы.

Для привязки проб шлама к истинным глубинам отбора рассчитывается время отставания шлама в минутах, т.е. время движения выбуренных частиц шлама от забоя до шламоотборника. При литологическом расчленении разреза привлекают кривую детально-механического каротажа (ДМК) [2].

В пробе выделяется основная порода, определяется цвет основной и обвальной породы, плотность основной породы, при проведении дополнительного комплекса исследований измеряются газонасыщенность и окислительно-восстановительный потенциал пород, после чего шлам высушивается. После осушки производится фракционный анализ шлама, макро- и микроописание, определяется процентное соотношение литологических разностей.

Для полноты исследования шлама применяется люминесцентно-битуминологический анализ (ЛБА) при помощи люминоскопа, для определения содержания битумов в породе.

Существенным фактором, влияющим на показатели нефтегазового каротажа, является газовый фактор. При поступлении флюида в скважину, самым ранним признаком газового проявления является изменение давления бурового раствора на входе при включенной циркуляции. Продвижение пачки газированного раствора от пласта к устью сопровождается плавным снижением давления, отмечаемым тогда, когда газ начинает переходить из жидкого в газообразное состояние, подход пачки к устью характеризуется довольно резким падением давления.

Безусловные признаки газирования бурового раствора – это повышение его газосодержания и снижение плотности на выходе из скважины. Оба эти признака появляются при выходе пачки из затрубья.

Характерный признак газирования бурового раствора – снижение температуры бурового раствора на выходе или снижение темпа ее общего повышения при выходе газированной пачки на поверхность. Если приток обусловлен вскрытием пласта с АВПД, то одновременно (или несколько раньше) с описанными признаками наблюдаются резкое повышение механической скорости проходки, характерное для вскрытия любого коллектора, и изменение крутящего момента на роторе. Также показателем поступления газа является:

– уменьшением расхода бурового раствора;

– поступлением газа из глин зон АВПД (повышение пористости глин, кривая постепенно увеличивается и стабилизируется на время прохождения зоны);

– поступлением газа в раствор за счет эффекта свабирования (вызов притока из пласта). Аномалии данного типа характеризуются резким всплеском и быстрым затуханием кривой;

– добавками в буровой раствор нефтепродуктов и щелочных химреагентов.

При газовом анализе применяется газоаналитическая аппаратура, находящаяся непосредственно на станции ГТИ.

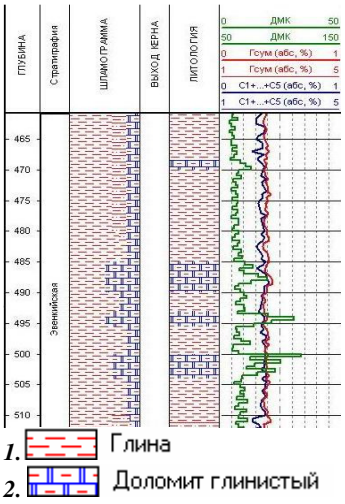


Рис. Связь кривой ДМК с литологией [2]

Влияние режима бурения, в особенности скорости проходки, на показатели нефтегазового каротажа имеет особо важное значение. Если учесть, что продуктивные горизонты на диаграммах механического каротажа фиксируется относительным увеличением скорости проходки, то этот фактор будет иметь только положительное значение. В случаях, когда коллекторы представлены очень плотными породами, например, известняками и доломитами (рисунок), где скорости проходки значительно падают, влияние этого фактора становится отрицательным, т.к. понижается концентрация углеводородов в растворе. Механический каротаж, реализованный в виде метода продолжительности бурения интервала проходки (мин/м), в общем случае позволяет производить предварительное литологическое расчленение разреза скважины в реальном времени ее углубления и выделять пласты-коллекторы на фоне вмещающих пород. Но кривая механического каротажа может быть грамотно использована при интерпретации только в том случае, когда имеются данные, влияющие на скорость проходки. Среди факторов, влияющих на механический каротаж, главными являются:

– осевая нагрузка на долото;

– тип и срабатываемость долот;

– частота вращения (для роторного бурения);

– давление на насосах.

Скорость проходки существенно увеличивается с увеличением осевого давления на забой скважины.

В процессе бурения неустойчивость ствола скважины грозит прихватами и их последствиями – сломами и обрывами бурового инструмента.

Признаками данных ситуаций являются:

– увеличение давления бурового раствора на входе и крутящего момента на роторе (неустойчивость ствола);

– осыпи, характеризующиеся плавным увеличением давления и небольшим увеличением момента на роторе в начальном этапе. Если осыпи продолжаются значительное время, то это приводит к зашламлению забоя. В этом случае давление продолжает увеличиваться и на фоне увеличения появляются колебания, а на кривой момента могут появиться высокоамплитудные пики, характерные для подклинок;

– характерным признаком зашламления забоя является снижение механической скорости проходки.

– поглощение в процессе бурения (происходит при превышении давления в скважине над пластовым давлением в случаях наличия в разрезе хорошо проницаемых коллекторов, зон АНПД завышенной плотности и водоотдачи бурового раствора, гидродинамических эффектов при движении инструмента в скважине);

– рост механической скорости проходки, изменение крутящего момента на роторе и одновременное запаздывающее падение уровня раствора в рабочей емкости.

Косвенные признаки – снижение давления на входе и колебания на фоне снижения, а также снижение температуры бурового раствора на выходе. Снижение интенсивности поглощения является результатом кольматации каналов фильтрации пласта и образования глинистой корки и наблюдается в основном при вскрытии коллекторов порового типа или порово-трещинного типа, но невысокой проницаемости.

Практика интерпретации диаграмм механического каротажа показывает, что коллекторы могут обусловить на диаграмме, как максимумы, так и минимумы скорости проходки в зависимости от типа применяемых долот. В практике глубокого бурения часто применяют долото РХ («рыбий хвост»), которое хорошо проходит глинистые толщи, обуславливая максимумы скорости проходки на диаграмме, с появлением плотных пород-песчаников на диаграммах появляются зоны минимумов. При бурении этих же интервалов шарошечными долотами картина получается обратная. Также имеет значение для интерпретации данных механического каротажа сработанность долот. Влияние этого фактора сводится к тому, что абсолютные величины скорости проходки при бурении сработанным долотом заметно падают.

Литература

1. Карцев А.А., Табасаранский З.А., Суббота М.И., Могилевский Г.А. Геохимические методы поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений. – М: Гостоптехиздат, 1954. – 430 с.
2. Лукьянов Э.Е., Нестерова Т.Е. Нормализация механической скорости бурения с целью решения задач ГТИ // Научно-технический вестник «Каротажник». – Тверь, 2000. – №69. – С. 54 – 72.
3. Техническая инструкция по проведению геолого-технологических исследований нефтяных и газовых скважин РД 153-39.0-069-01. – Тверь, 2001. – 68 с.

Секция 8

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ПРОНИЦАЕМОСТЬ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПЛАСТОВ ОТ ТОМСКА ДО МОРЯ КАРСКОГО

В.Е. Пешков, профессор
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В этой шутке большая доля правды. Первая лаборатория физики пласта была создана в Томском политехническом университете в 1956 году на кафедре геологии горючих ископаемых, руководимой выпускником Сибирского геолого-разведочного института Александром Васильевичем Аксариным. За организацию этой лаборатории взялись Александр Леонидович Кокунов, еще будучи студентом, и мастер на все руки молодой инженер А.П. Давыдов [1]. Выпускники кафедры проходили курс и лабораторные работы по физике пласта. И уже на студенческой скамье понимали, что без определения пористости пласта невозможно защитить в ГКЗ СССР запасы углеводородного сырья (УВС).

Проницаемость пласта важную роль играет при проектировании разработки месторождений УВС. Выпускники кафедры В.Т. Питкевич (1964 г.), Ю.Я. Ненахов (1970 г.) после обучения на кафедре посвятили всю свою жизнь решению проблем по определению физических свойств пласта, возглавляя лаборатории в СибНИИНП (г. Тюмень) и в ТомскНИПИнефти.

На стадии разведки месторождений нефти и газа лабораторные исследования керна (для подсчета запасов важны определения пористости, которая изменяется в диапазоне 10–20%) лабораторные ее определения по керну вполне удовлетворяли потребности геологоразведочных предприятий и позволяли с достаточной точностью определять среднее значение этого параметра при подсчете запасов УВС.

На стадии эксплуатации месторождений при проектировании их разработки большую роль играет не просто значение проницаемости по керну и ее среднее значение, но и динамика ее изменения во всем массиве продуктивного пласта для построения гидродинамической модели, по которой рассчитываются показатели разработки.

В условиях социалистической экономики отчетность перед руководящими органами велась по НГДУ и далее по более крупным структурам отрасли. Такая система ответственности позволяла недобор нефти в одном предприятии перекрыть сверхплановой добычей на других месторождениях и выйти на необходимые плановые показатели.

Рыночная экономика через закон «О недрах» требует добыть все извлекаемые запасы в сроки, регламентируемые проектным документом. Добыча нефти складывается из дебитов скважин, а дебит скважины рассчитывается по проницаемости пласта, которая характеризует способность песчаника пропустить через себя флюиды. На небольшом месторождении охарактеризовать проницаемость всего объема пласта по единичным образцам керна невозможно. Да и проницаемость по керну, отобранному из горной породы, находящейся в толще недр под горным давлением порядка 50 мПа, при переходе в условия ОДмПа претерпевает процесс разуплотнения и, естественно, изменяется, иногда керн рассыпается в песок, а глины делятся на тонкие прослои (пятаки). Для лабораторных исследований остаются плотные образцы.

Лабораторное определение проницаемости керна тоже условно, так как в пласте фильтруется не инертный керосин, а нефть с поверхностно-активными компонентами.

На помощь геологам всегда спешат геофизики, которые находят зависимость по тем же определениям проницаемости по керну от геофизического атрибута, но не один геофизический прибор не замеряет скорость фильтрации нефти в пласте, которая зависит от его проницаемости.

В то же время проницаемость, как по площади месторождения, так и по толщине пласта может изменяться от одного до нескольких порядков, что, естественно, сказывается на точности расчетных показателей разработки месторождения, а затем на значительной разнице фактических и проектных дебитов.

Автор этих строк многие годы занимался испытанием и гидродинамическими исследованиями скважин и глубоко убежден, что та скорость фильтрации, которую мы фиксируем при пробных откачках из скважины во время гидродинамических исследований, позволяет получить адекватные свойствам пласта в горных условиях его залегания фильтрационные параметры: гидропроводность и пьезопроводность, по которым рассчитываются начальные дебиты скважины и определяется плотность запасов.

Методики, разработанные коллективом, возглавляемым автором, основаны на известных решениях подземной гидродинамики, а результаты их применения позволяют по ПП «Самопрослушивания» определить закономерность изменения гидропроводности от стенки скважины до контура ее влияния на пласт, рассчитать начальный дебит с учетом кольцевой неоднородности пласта, а также при изменении этой неоднородности за счет влияния работ по воздействию на пласт (щелевое пескоструйное воздействие, гидравлический разрыв пласта).

Атрибут, позволяющий распространить гидродинамические параметры по площади, и тренды по толщине пласта позволяют создать трехмерную геологическую модель пласта в любом ПП на основе физических свойств коллекторов, полученных по результатам гидродинамических исследований нескольких первых скважин (или даже одной) при наличии близлежащих месторождений с аналогичным по геологическим условиям залегания пластом. Эти разработки находятся в стадии производственной апробации и ждут молодых амбициозных специалистов, готовых посвятить начало своей научной и производственной карьеры

сопоставлению различных подходов к расчетам показателей разработки и ожидаемых эффектов от воздействия на пласт.

Кто думает, что все уже ясно и понятно и осталось только освоить программные комплексы и добыча нефти пойдет своим путем глубоко ошибается, она пойдет, но тесный контакт с контролирующими органами приведет к необходимости выполнить «авторский надзор» и внести в проект коррективы на основе гидродинамического моделирования.

Литература

1. Столетие горно-геологического образования в Сибири. – Томск: Изд-во «Водолей», 2001.

АППАРАТУРА И МЕТОДИКА ИНТЕНСИФИКАЦИИ РЕЖИМА РАБОТЫ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН И МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ СКВАЖИННОГО УПРУГОГО РЕЗОНАНСНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

А.А. Бакланов

Научный руководитель профессор А.А. Молчанов

Санкт-Петербургский государственный горный институт имени Г.В. Плеханова (технический университет), г. Санкт-Петербург, Россия

Постоянно растущие потребности человечества определяют ежегодное увеличение темпов добычи углеводородов и рост цен на нефтепродукты при относительно небольшом приросте запасов нефти, что негативно сказывается на качестве выработки продуктивных пластов. Даже самые эффективные методы интенсификации режимов разработки месторождений позволяют извлечь в благоприятных условиях не более 50% запасов углеводородов, а на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами и того меньше – от 2 до 10%.

Существующие технологии увеличения нефтеотдачи пластов, которая характеризует полноту извлечения нефти из пластов и определяет эффективность методов разработки и эксплуатации нефтяных залежей, позволяют получить дополнительно миллионы тонн нефти и газового конденсата.

В настоящее время применяется более 70 различных по эффективности технологий и методов воздействия на продуктивные пласты с целью интенсификации режима работы нефтегазовых скважин и месторождений и повышения извлекаемых запасов углеводородов, самыми распространенными из которых являются: закачка реагентов, тепловые методы, физико-химические, волновые, механические и микробиологические [11]. Хотя перечисленные методы воздействия на пласты и дают определенный положительный эффект, каждый из них имеет свои определенные недостатки и ограничения. Поиск оптимального метода воздействия, который бы сочетал достоинства вышеперечисленных методов и практически не имел недостатков, привел к созданию на базе научно-производственного центра “ГеоМИР” под руководством профессора Молчанова А.А. информационно-измерительного комплекса “Приток-1М” и разработки технологии скважинного упругого резонансного воздействия на продуктивные нефтяные пласты, отличающейся глубоким проникновением упругих импульсов в пласт и, наряду с очисткой призабойной зоны пласта, создающей дополнительные каналы для скважинного флюида благодаря возбуждению пласта на резонансных (доминантных) частотах [4, 5, 6, 8].

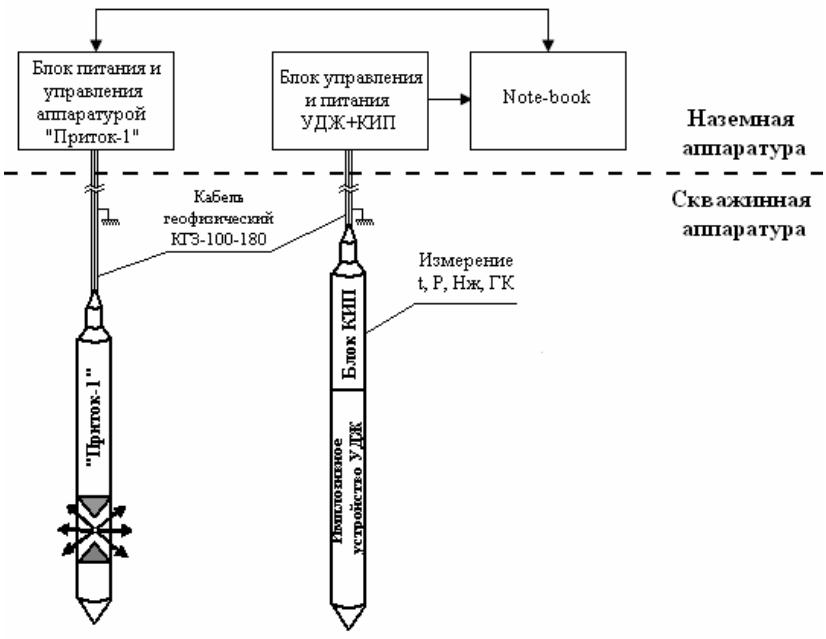


Рис.1 Информационно-измерительный комплекс “Приток-1М”

Особенностью предлагаемой технологии скважинного упругого воздействия является воздействие не только на призабойную зону, но и на пласт в целом, благодаря глубокому проникновению сейсмоакустической волны в пласт. При этом в пласте происходят процессы разогрева прискважинной зоны; ускорения гравитационной агрегации нефти и газа; увеличения относительных фазовых проницаемостей для нефти в большей степени, чем для воды; увеличения скорости и полноты капиллярного вытеснения нефти водой; возникновения сейсмоакустической эмиссии в породах коллектора, сопровождающейся образованием микротрещин; изменения напряженного состояния горных пород коллектора и связанного с этим изменения структуры порового пространства [1, 2, 3, 7].

Информационно-измерительный комплекс “Приток-1М” (рис.1) представляет собой комплекс, состоящий из наземной и скважинной аппаратуры, спуск и подъем которой осуществляется лебедкой каротажного подъемника с помощью стандартного трехжильного геофизического кабеля.

Комплект наземной аппаратуры включает блок питания и управления аппаратурой “Приток-1” и блок управления, питания, контроля и регистрации данных УДЖ и КИП, к которым подключается компьютер, в полевых условиях – Note-book. Скважинная аппаратура состоит из двух излучателей “Приток-1” и двух имплозивных устройств УДЖ-1 с блоком контрольно-измерительных приборов. Между наземной и скважинной частями комплекса осуществляется телеметрическая связь геофизическим кабелем типа КГЗ-100-180.

Излучатель “Приток-1” состоит из двух модулей – базового и модуля-излучателя. В состав базового модуля входит головка зонда для подсоединения к геофизическому кабелю через серийный кабельный наконечник НК-60, источник высокого напряжения, электрические схемы и элементы обеспечения управляемого и контролируемого заряда и разряда и блок накопительных конденсаторов (БНК), обеспечивающий энергию

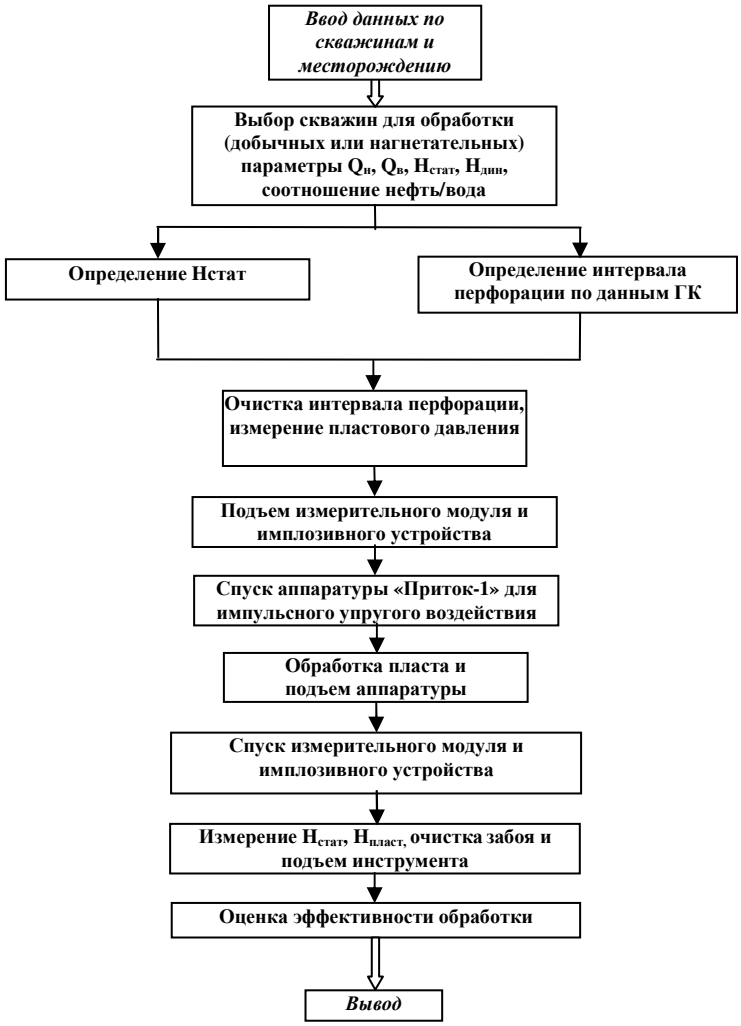


Рис.2 Методика интенсификации режима работы нефтегазовых скважин и месторождений

накопления порядка 1,5 кДж. Базовый модуль также можно конструктивно разбить на блоки: блок реле коммутации, блок заряда конденсаторов, блок управления и контроля и БНК. Модуль-излучатель представляет собой систему разрядных электродов, совмещенную с механизмом подачи инициирующей проволоки, необходимой для создания плазменного канала. Данный модуль конструктивно делится на два блока: блок излучателя и блок протяжки.

Ниже представлена техническая характеристика излучателя «Приток-1»:

– Мощность энергии накопления БНК, кДж	1,3;
– Мощность импульса (грамм-эквивалент тротила)	1,0;
– Спектр излучаемых частот упругого импульса, Гц	1–1000;
– Количество разрядов без подъема снаряда на поверхность	не менее 500;
– Параметры скважинного источника высокого напряжения:	
а. Напряжение заряда БНК постоянное, кВ	2,5–3,5;
б. Мощность, Вт	350;
– Наружный диаметр, мм	102;
– Длина прибора, мм	2600;
– Масса, кг	50.

Скважинное имплозивное устройство УДЖ-1 с блоком контрольно-измерительных приборов также предназначено для использования при интенсификации режима работы нефтяных и других скважин, в котором в качестве рабочего привода для открытия впускного клапана применяется электромеханический привод. Комплекс контрольно-измерительных приборов включает датчики контроля срабатывания клапана и измерения геофизических параметров, таких как давление, температура, уровень жидкости в скважине и естественная радиоактивность горных пород, окружающих скважину. Измерения указанных параметров проводятся при спуске имплозивного устройства в скважину, при открытии клапана для отбора пластового флюида перед интенсификацией и после обработки пласта методом упругого резонансного воздействия. Питание и управление работой датчиков и клапана производится от наземного оборудования по трехжильному каротажному кабелю, регистрация данных измерений производится в наземном оборудовании и регистрируется с помощью



Рис.3 Последовательность проведения работ по интенсификации режима работы нефтегазовых скважин и месторождений

компьютера (Note-book).

Технические характеристики скважинных модулей информационно-измерительного комплекса «Приток-1М»:

– Глубина обрабатываемых скважин, км до 3,5;
– Допустимая рабочая температура окружающей среды, ºС до 120;
– Допустимое давление окружающей среды в скважине, МПа до 50;
– Напряжение питания, В (Гц) 220–230 (50).

Методика интенсификации режима работы нефтегазовых скважин и месторождений в поздней стадии разработки с применением технологии скважинного упругого резонансного воздействия представлена на рис.2.

Методика оценки эффективности обработки скважин заключается в оценке параметров режима работы скважины до и после воздействия. Для этого необходимо в работающей скважине перед проведением обработки уровнемером замерить динамический уровень жидкости и по пробам, отобранным на поверхности, определить процентное соотношение «нефть-вода», необходимо знать также дебит скважины и пластовое давление. Истинное значение динамического уровня рассчитывается с учетом данных инклинометрии.

На рис.3 представлена последовательность проведения работ по интенсификации режима работы нефтегазовых скважин и месторождений в поздней стадии разработки с применением технологии скважинного упругого резонансного воздействия.

Обработка скважин методом упругого воздействия проводится во время капитального или профилактического ремонта скважин и занимает всего 8-10 ч после извлечения из скважины насоса и насосно-компрессорных труб. Данная технология позволяет не только повысить в несколько раз или восстановить дебит добычных эксплуатационных скважин, но и за счет снижения поверхностного натяжения на границе фаз «нефть-вода», снизить водосодержание в продукции скважины, увеличить нефтеотдачу пласта. Учитывая, что за счет направленного излучения упругой энергии глубина ее проникновения в пласт достигает несколько сотен метров и более, при обработке эксплуатационной скважины упругое воздействие воспринимают также соседние скважины.

Опыт применения информационно-измерительного комплекса «Приток-1М» показывает, что даже в скважинах месторождений с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов в сильно заглинизированных терригенных и карбонатных коллекторах с трещиноватой пористостью 7–8 % и проницаемостью 0,02–0,1 мкм^2 можно получить эффект повышения дебита скважин и снижения содержания воды в добываемом флюиде от 3-4 месяцев до 1,5–2 лет в зависимости от свойств коллектора и стадии разработки месторождения.

Таким образом, технология скважинного упругого резонансного воздействия на продуктивные пласты обеспечивает в различных геолого-технических условиях: повышение дебита эксплуатационных нефтегазовых и приемистости нагнетательных скважин в 2–6 раз; улучшение соотношения «нефть-вода» добываемого флюида; увеличение извлекаемых запасов нефти и газа на 15–20 %; минимальные затраты материальных средств; эффективна также при обработке скважин при обводненности продукции более 75 %; экологически чистая технология.

Аппаратура и методика интенсификации режима работы нефтегазовых скважин и месторождений в поздней стадии разработки с применением технологии скважинного упругого резонансного воздействия защищены патентами РФ [9, 10] и награждены дипломами и серебряными медалями на международных выставках в Париже, Брюсселе, Женеве, Москве и Санкт-Петербурге.

Технология успешно опробована в опытно-промышленном масштабе, разработанной аппаратурой обрабатывались скважины на месторождениях Урало-Поволжья, Западной Сибири, Башкортостана, Удмуртии, Татарстана и Китая.

Литература

1. Вахитов Г.Г., Симкин Э.М. Использование физических полей для извлечения нефти из пластов. – М.: Недра, 1985.
2. Киссин И.Г. О вероятном механизме вибрационных эффектов и о виброчувствительности насыщенных сред // Физические основы сейсмического метода. Нетрадиционная геофизика. – М.: Наука, 1994.
3. Кузнецов О.Л., Симкин Э.М. Преобразование и взаимодействие геофизических полей в литосфере. – М.: Недра, 1990.
4. Молчанов А.А. Интенсификация режима работы нефтегазовых скважин и месторождении // Нефть, газ, промышленность, 2006. – №4.
5. Молчанов А.А. Новые технологии интенсификации режима работы нефтегазовых скважин и повышения нефтеотдачи пластов // Сборник статей Межпарламентской ассамблеи СНГ. – СПб., 1995.
6. Николаев А.В., Войтов Г.И., Кузнецов В.В. и др. Резонансный эффект геохимического отклика нефтяного пласта на сейсмическое воздействие // ДАН, 1989. – Т.308. – №4.
7. Николаевский В.Н. Вибрации горных массивов и конечная нефтеотдача пласта // Механика жидкости и газа, 1992. – №5.
8. Николаевский В.Н. Механизм вибровоздействия на нефтеотдачу месторождений и доминантные частоты // ДАН, 1989. – Т.307. – №11.
9. Патент РФ № 2244106. Способ интенсификации добычи нефти.
10. Патент РФ № 2248591. Скважинный источник упругих колебаний.
11. Сургучев М.А., Кузнецов О.Л., Симкин Э.М. Гидродинамическое, акустическое, тепловое циклические воздействия на нефтяные пласты. – М.: Недра, 1975.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ НА БЕЗДЕЙСТВУЮЩИХ СКВАЖИНАХ

А.Р. Бейлинсон
Научный руководитель профессор А.Т. Росляк
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время количественно уменьшилась сырьевая база добычи нефти и ухудшилась качественно, поэтому на первое место выходят задачи повышения эффективности разработки за счет внедрения новых технических и технологических решений, направленных на обеспечение более полной выработки запасов нефти.

Зарезка вторых стволов является наиболее рациональным способом решения проблем низкодебитных и высокообводненных скважин. Необходимость восстановления старого фонда скважин на сегодняшний день считается приоритетной задачей, т.к. стоимость одной восстановленной скважины составляет 40–60% от стоимости бурения новой скважины [3]. В настоящее время нефтяные месторождения, большинство из которых относятся к длительно разрабатываемым, находятся на заключительной стадии освоения и выработки остаточных запасов, находящихся в достаточно сложных горно-геологических условиях. Это объясняется значительной обводненностью добываемой жидкости, снижением пластового давления, а также тем, что все больше возрастает в остаточных запасах удельный вес так называемых "трудноизвлекаемых" запасов, имеющих ухудшенные емкостно-фильтрационные свойства пластов и повышенную вязкость нефти с высокой плотностью.

Технология бурения дополнительных горизонтальных или наклонных стволов из эксплуатационной колонны вертикальной или наклонной скважины позволяет: восстановить приток нефти и газа; увеличить дебит нефти и газа за счет вскрытия продуктивных пластов горизонтальным стволом; сократить объем бурения новых скважин и уменьшить капитальные вложения на разработку месторождений.

Ствол из обсаженной скважины забуривают по трем схемам:

- с использованием стационарного клинового отклонителя через щелевидное окно в обсадной колонне;
- с применением стационарного или съемного отклонителя в интервале вырезанного участка обсадной колонны;
- с помощью отклонителей на базе забойных двигателей в интервале вырезанного участка обсадной колонны [1, 2].

Бурение дополнительного наклонного или горизонтального ствола из вырезанного участка обсадной колонны – эффективный способ восстановления бездействующих и повышения производительности малодебитных скважин.

В настоящей работе проанализирована эффективность применения технологии зарезки боковых стволов на бездействующих скважинах одного из месторождений Васюгана. На данном месторождении, около 80% фонда скважин бездействует по различным причинам, но основная причина это обводненность. В период с февраля 2006 г. по ноябрь 2007 г. на данном месторождении на 6 скважинах была проведена зарезка боковых стволов. На рис. 1, 2 представлена динамика основных показателей работы скважин с начала их эксплуатации с боковыми стволами.

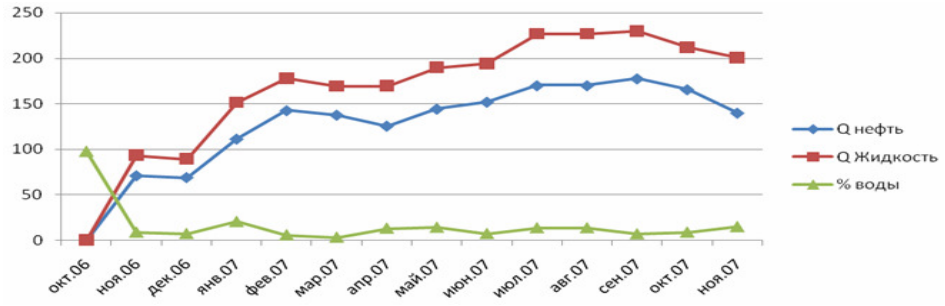


Рис.1 Зависимость $Q_н$, $Q_ж$, %воды от времени эксплуатации скв. А

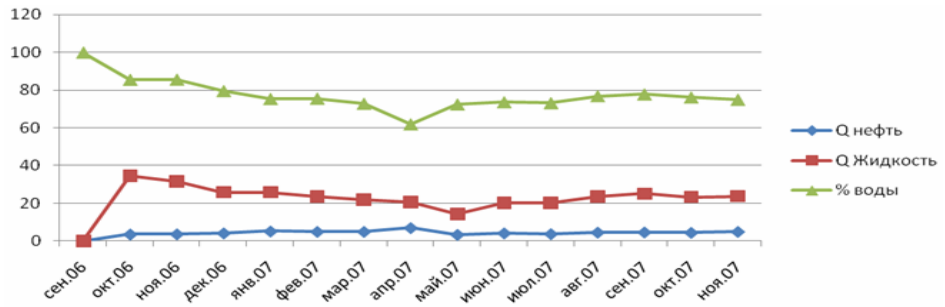


Рис.2 Зависимость $Q_н$, $Q_ж$, %воды от времени эксплуатации скв. Б

На первом графике построена зависимость дебитов нефти, жидкости и обводненности от времени эксплуатации скважины А. Видно, что после ввода в эксплуатацию резко снижается обводненность и наблюдается тенденция роста дебитов. Дебит нефти на данной скважине во много раз превышает дебиты соседних скважин. Средний дебит соседних скважин составляет 15–20 м^3/сут, а на данной скважине – 140–150 м^3/сут, что говорит о явной эффективности этой технологии.

Проанализировав рис.2 видим, что после ввода скважины Б в эксплуатацию обводненность падает незначительно и составляет в среднем 80%, а дебиты жидкости и соответственно нефти очень низкие, для нефти в среднем 5 м^3/сут. Это объясняется тем, что существует множество проблем, связанных с технологией зарезки боковых стволов, не исключается также возможная ошибка геологов и проектировщиков. Также проанализировав рис. 3, на котором приведены показатели среднесуточной добычи нефти шести скважин за все время их эксплуатации, мы еще раз убеждаемся в выше изложенном.

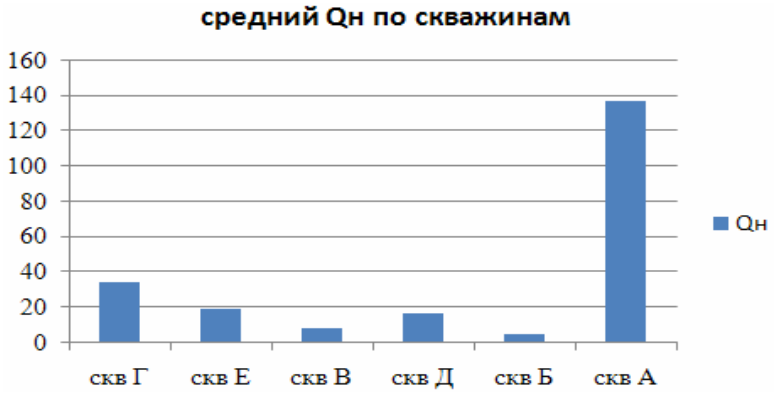


Рис.3 Средне суточная добыча нефти по шести скважинам м^3/сут

В общем за неполные два года накопленная добыча нефти при эксплуатация боковых стволов, составила около 100000 м^3. Накопленная добыча получена путем суммирования суточных дебитов шести скважин. По полученным данным построена зависимость накопленной добычи от времени эксплуатации (рис.4).



Рис.4 Накопленная добыча за время эксплуатации скважин с забуренными боковыми стволами в м^3

Как видно из графика, на котором звездами обозначено время ввода скважины в эксплуатацию, резкий рост начинается после запуска скважины А.

На основании всего выше изложенного можно сделать вывод, что несмотря на все трудности, связанные с зарезкой боковых стволов, эта технология оправдывает все капиталовложения.

Литература

1. Барановский В.Д., Антаманов С.И., Лебедев Е.А., Савенков Ю.И. Влияние качества ствола на успешность проводки глубоких скважин // Обзор. информ. Сер. Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ, 1981.
2. Булатов А.И, Аветисов Г.А. Справочник инженера по бурению, 1985.
3. www.tatoil.ru

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ПРОЦЕССА ПРЕВРАЩЕНИЯ ПРЯМОГОННЫХ БЕНЗИНОВ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА МЫЛЬДЖИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ЦЕОЛИТНЫХ НАНОКОМПОЗИТНЫХ КАТАЛИЗАТОРАХ В ВЫСОКООКТАНОВЫЕ БЕНЗИНЫ

А.В. Васяк
Научные руководители профессор В.И. Ерофеев, профессор Г.Ю. Боярко
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последние годы в связи с интенсивным освоением газоконденсатных месторождений возникла острая необходимость в создании и разработке высокоэффективных процессов для переработки газового конденсата и попутных нефтяных газов – основных углеводородных компонентов легкого углеводородного сырья в различные ценные продукты. До последнего времени на долю попутного нефтяного газа (ПНГ) приходилось до 30 % общей валовой добычи газа в мире, из них более 25 % от этого количества сжигалось в факелах на промыслах из-за отсутствия достаточных мощностей по сбору, подготовке, транспортировке и переработке ПНГ, также неэффективно использовался газовый конденсат, который в лучшем случае смешивался с нефтью в нефтепроводе. В связи с этим создание на нефтяных и газовых месторождениях эффективных технологий по сбору, подготовке и переработке попутных нефтяных газов и газовых конденсатов является важнейшей задачей нефте- и газодобывающих компаний. Наиболее перспективными для утилизации и переработки газовых конденсатов в низшие олефины, ароматические углеводороды и высокооктановые моторные топлива могут быть цеолитные нанокомпозитные катализаторы. Использование уникальных микропористых цеолитсодержащих катализаторов делает процесс утилизации и переработки газовых конденсатов (аналог процесса цеоформинга) в высокооктановые бензины очень гибким, высокорентабельным и экономически выгодным.

Цеоформинг – процесс получения неэтилированных высокооктановых автомобильных бензинов основан на реакциях превращения низкооктановых компонентов – парафиновых и нафтеновых углеводородов на цеолитсодержащих катализаторах, в результате чего преимущественно образуются высокооктановые компоненты: изопарафиновые и ароматические углеводороды. В таблице представлена сравнительная технико-экономическая оценка процессов каталитического цеоформинга и каталитического риформинга получения высокооктановых бензинов.

Таблица

Сравнительная характеристика процессов получения высокооктановых бензина

Параметры	**Цеоформинг**			**Риформинг**
Температура реакции, ^oC	340–460			480–550
Давление, атм.	5–15			3–35
Водородное хозяйство	Не требуется			Необходимо
Гидроочистка сырья	Не требуется			Необходима
Сырье	Углеводородные фракции C_5–240^oC			Фракции C_6–180^oC
Катализатор	Не содержит благородных металлов, экологически безвреден			Содержит платину, палладий и может содержать другие тяжелые металлы
Состав конечного продукта	Высокооктановый бензин, готовый к применению			Высокооктановый ароматический компонент бензина, требующий компаундирования
Содержание бензола в бензиновой фракции продукта	0,6–1,5 % мас.			5–10 % мас.
Допустимое содержание серы в сырье	не лимитируется			менее 0,001 % мас.
Содержание серы в бензине	не более 0,05 % мас.			не более 0,001% мас.
Выход товарного продукта:	Автобензин:			Выходы бензинов зависят от условий компаундирования
	АИ-80	АИ-93	«Евро-супер-95»	
Фракция 35–160^oC	80–90 %	70–85 %	68–82 %	
Фракция 70–180^oC	85–92 %	75-90 %	72–85 %	
Стоимость катализатора	16–18 тысяч долларов			67–150 тысяч долларов
Экономические оценки	Для мощностей 50–100 тыс. тонн в год срок окупаемости не более 2–3 лет			Оправдан для мощностей более 600–800 тыс. т/год

В процессе цеоформинга на цеолитных нанокомпозитных катализаторах в качестве углеводородного сырья используются газовые конденсаты, различные низкооктановые углеводородные фракции, компрессаты попутных газов, легкого углеводородного сырья, выкипающие при 140–180°С, и получаются высокооктановые

неэтилированные автомобильные бензины, которые по своим основным эксплуатационным и химическим характеристикам соответствуют товарным автомобильным бензинам марок АИ-80, АИ-93, АИ-95 и выше.

Для утилизации и переработки газовых конденсатов и других различных низкооктановых углеводородных фракций в моторные топлива в местах добычи легкого углеводородного сырья необходимы использование малотоннажных установок мощностью от 30 до 100 тысяч т/год по сырью.

Выход готовых продуктов после каталитического цеоформинга зависит от типа, качества и фракционного состава сырья и режима эксплуатации установки. Так, например, в режиме получения высокооктановых бензинов: выход бензина АИ-80 достигает 80–92 %, а в режиме АИ-92 – 70–80 %.

Вторым продуктом цеоформинга является сжиженный газ.

Процесс «Цеоформинг» имеет ряд существенных преимуществ перед традиционными процессом каталитического риформинга получения высокооктановых бензинов:

– катализаторы разработаны на основе экологически чистой системы, не содержащей дорогостоящих благородных и тяжелых металлов, не обладают взрывоопасными и пирофорными свойствами и относятся к малоопасным веществам, отработанный катализатор экологически не опасен;

– катализатор не чувствителен к повышенному содержанию серы. В результате протекающих реакций превращения сернистых соединений сырья, в том числе демеркаптанизации, содержание общей серы в жидких продуктах не превышает 0,02–0,05 %;

– процесс проводится при сравнительно низких температурах (340–450^{o}C) и давлениях (0,5–1,5 МПа), что на 20–30 % уменьшает его энергоемкость;

– получаемые бензины более адаптированы к экологическим требованиям, благодаря значительно меньшему содержанию в них ароматических углеводородов и низкому содержанию бензола, что отвечает современным международным стандартам;

– получаемые бензины не требуют компаундирования; дизельные фракции имеют низкие температуры застывания;

– стоимость одной загрузки катализатора в установку составляет 3–5 % от стоимости наработанного на нем бензина. Процесс рентабелен при мощности установки от 5 000 т/год по сырью;

– процесс делает экономически выгодным строительство малотоннажных установок мощностью от 30 до 100 тыс. тонн в год по сырью в местах, максимально приближенных к районам его добычи, что в условиях слаборазвитой инфраструктуры многих регионов будет способствовать развитию местной промышленности, более быстрому и эффективному освоению новых территории;

– одна тонна катализатора позволяет перерабатывать 5–8 тысяч тонн сырья;

– сырьем для технологии «Цеоформинг» помимо прямогонного бензина и газоконденсата могут служить вторичные углеводородные продукты и отходы предприятий химии и нефтехимии, в частности, легкокипящие бензиновые фракции, образующиеся при крекинге нефти.

– себестоимость бензина всего лишь на треть превышает стоимость сырья, затрачиваемого на его производство, поэтому прибыль при оптовой продаже оказывается значительной.

К недостаткам процесса «Цеоформинг» можно отнести:

– небольшую длительность межрегерационного пробега, которая составляет 250–300 ч, что требует частой регенерации катализатора (в среднем каждые 10 суток) и, как следствие, срок службы дорогостоящего катализатора до замены составляет всего около 1 года;

– высокое содержание ароматических углеводородов – до 50 % в полученных продуктах, что не соответствует требованиям по этому показателю для современных автомобильных бензинов;

– выход высокооктановых бензинов: АИ-93, АИ-95 не превышает 70 % и значительная часть сырья (до 30 и более %) превращается в газообразные углеводороды.

Из всего выше перечисленного можно сделать вывод, что с внедрением установок каталитического цеоформинга значительно снижаются капитальные затраты и эксплуатационные расходы по производству высокооктановых бензинов в местах добычи легкого углеводородного сырья.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ по ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2007–2012 годы» (госконтракт № 02.513.11.3336). Исследования проведены непосредственно авторами и защищены патентами.

ПРОБЛЕМА ПОДГОТОВКИ ТОПЛИВНОГО ГАЗА

В.А. Витюгин
Научный руководитель доцент Л.В. Шишмина
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В России в связи с падением добычи нефти и нехваткой природного газа для внутреннего потребления проблема повышения эффективности использования нефтяного попутного газа наряду с экономической и социальной значимостью приобретает стратегическое значение. Применение газа как энергоносителя очень перспективно, особенно в отдаленных районах, на небольших месторождениях Томской области со слабо развитой инфраструктурой. Но для использования газа в качестве топлива для электростанций он должен быть качественно подготовлен [1].

Целью данной работы является рассмотрение разработанной ОАО «ТомскНИПИнефть» схемы подготовки топливного газа для газопоршневых, газотурбинных, газодизельных (двух топливных) электростанций.

Выполненная по данной схеме установка будет обеспечивать низкотемпературную сепарацию, очистку, фильтрацию и необходимое изменение компонентного состава попутного нефтяного газа. Возможно автоматическое регулирование метанового числа и теплоты сгорания вырабатываемого топливного газа и поддержание на уровне природного газа по ГОСТ 27577–2000, обеспечивая требуемый детонационный и температурный режим работы приводного двигателя.

Установка состоит из функционально связанных между собой устройств (рис.1):

- рекуперативного теплообменника, обеспечивающего предварительное охлаждение попутного газа, поступающего на очистку;
- фильтрующих сепарационных устройств, обеспечивающих очистку газа от сконденсировавшихся капельных жидкостей;
- устройства низкотемпературной сепарации, обеспечивающего охлаждение попутного газа, конденсацию и сепарирование конденсирующихся углеводородов и влаги;
- устройства осушки и изменения компонентного состава попутного газа при адиабатическом расширении сверхзвуковых потоков попутного газа и газа «осушки»;
- блок выработки из атмосферного воздуха «газа осушки» с винтовым компрессором производительностью 3–6 нм^3/мин и давлением подачи 10 кгс/см^2;
- дроссельных регулирующих вентилей.

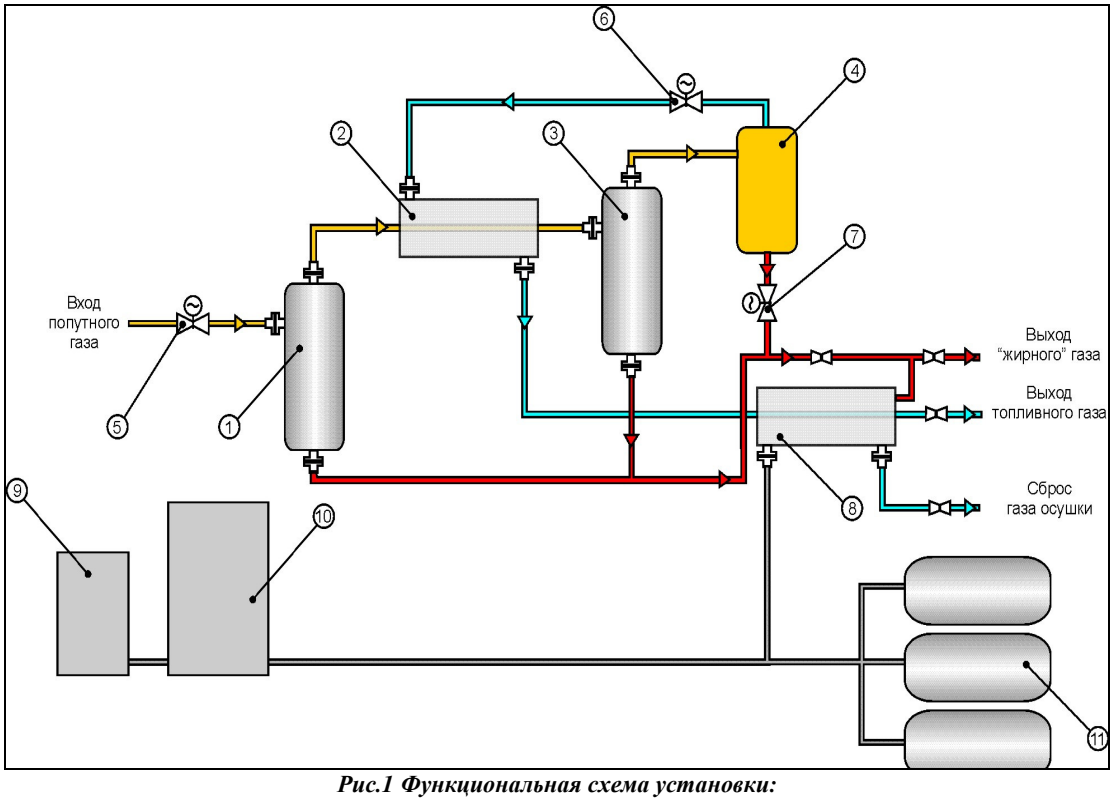


Рис.1 Функциональная схема установки:
1 – фильтрующее сепарационное устройство; 2 – рекуперативный теплообменник; 3 – фильтрующее сепарационное устройство; 4 – низкотемпературное сепарационное устройство; 5 – регулирующий дроссельный вентиль; 6– регулирующий дроссельный вентиль; 7 – регулирующий дроссельный вентиль; 8 – блок осушки; 9 – компрессор;10 – блок подготовки газа осушки; 11 – блок ресиверов

Установка функционирует следующим образом. Попутный газ через фильтрующее сепарационное устройство 1 поступает в межтрубное пространство рекуперативного теплообменника 2, где охлаждается холодным потоком газа, идущим из низкотемпературного сепарационного устройства 4. В фильтрующем сепарационном устройстве 3 из газового потока удаляются сконденсировавшиеся капельные жидкости. Предварительно охлажденный и очищенный газ поступает в низкотемпературное сепарационное устройство 4, где происходит его расширение с понижением давления. В процессе расширения температура газа уменьшается, при этом происходит конденсация и сепарирование тяжелых углеводородов, других конденсирующихся примесей с разделением потока газа на две составляющих: холодный поток газа с увеличенным содержанием метана – топливный газ и горячий поток газа с увеличенным содержанием тяжелых углеводородов – «жирный» газ. Общий расход попутного газа, поступающего на очистку, количественное соотношение топливного газа и «жирного» газа, а также степень понижения температуры газа в низкотемпературном сепарационном устройстве регулируются дроссельными вентилями 5, 6 и 7. Холодный поток попутного газа после теплообменника 2 поступает в устройство 9, в котором происходит его осушка в результате охлаждения за счет адиабатического расширения и взаимодействия с адиабатически расширяющимся потоком «газа осушки». «Газ осушки»

вырабатывается из атмосферного воздуха путем сжатия винтовым компрессором 10 и удаления влаги. Для сглаживания пульсаций давления и хранения запаса «газа осушки» используются ресиверы 11. Выработанный топливный газ поступает на газопоршневую электростанцию, отделившийся в установке подготовки топливного газа конденсат и «жирный» газ возвращаются в систему утилизации попутного газа ДНС.

Уникальностью данной установки является применение технологии резкого снижения температуры при расширении газового потока, движущегося со сверхзвуковой скоростью в канале специального геометрического профиля. Высокие скорости газового потока обеспечивают полное удаление конденсирующихся примесей за счет центробежных сил. При расширении газового потока происходит снижение температуры. Степень снижения температуры определяется параметрами подачи газа и геометрическим профилем струйного элемента. Сконденсировавшиеся углеводороды и влага удаляются из потока и с помощью специального дискового устройства сбрасываются в дренажные трубопроводы. Утилизация «жирного газа» возможна путем сброса газа на факел или возвратом в технологическую схему подготовки нефти. Данный вопрос решается в процессе привязки установки с учетом технологической схемы промысла.

Важной особенностью низкотемпературной сепарации при сверхзвуковых скоростях газового потока является отсутствие кристаллогидратов, которые имеют более длительный процесс образования, чем время пребывания конденсата в низкотемпературной области струйного элемента.

Установка данного типа является первой промысловой установкой, обеспечивающей не просто очистку попутного газа, а выработку топливного газа, характеризуемого детонационной устойчивостью и теплотворной способностью. По общепринятой практике оценки топлива для двигателей внутреннего сгорания, а также для осуществления непрерывного контроля качества вырабатываемого топливного газа используется «моторный метод» по аналогии с методом определения октанового числа топлив для двигателей по ГОСТ 8226–82. Этот метод заключается в контроле топливных характеристик газа по показаниям детонационных датчиков и датчиков температуры выхлопных газов двигателя.

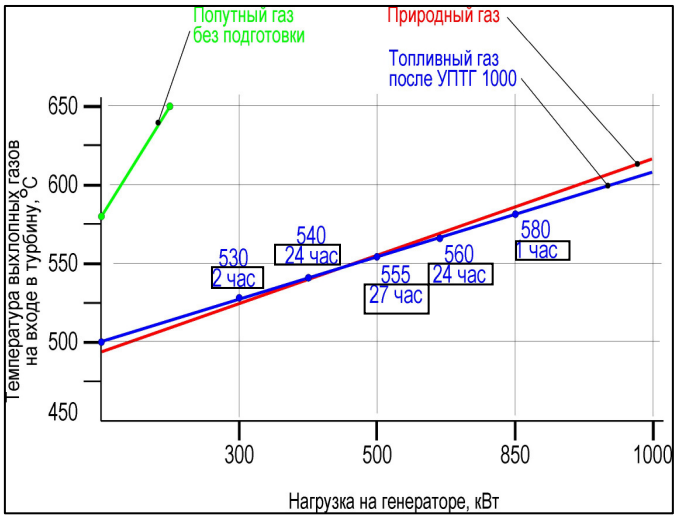


Рис.2 Температура выхлопных газов

На рис. 2 приведены экспериментальные данные по температуре выхлопных газов газопоршневого двигателя электростанции мощностью 1 МВт для различных вариантов топливного газа. Из рисунка видно, что топливный газ, вырабатываемый установкой, по теплотворной способности соответствует природному газу.

По полученным результатам можно сделать однозначный вывод о необходимости внедрения установок данного типа. Это, несомненно, повлечет за собой ощутимый экономический и экологический эффект.

Необходимо не забывать о том, что борьба с потерями углеводородов должна в полной мере осуществляться еще на стадии составления проектов разработки и обустройства нефтяных месторождений, а также при последующей организации технического обслуживания действующих промыслов. Необходимо осознавать, что существующие нормы проектирования систем обустройства не отвечают современному уровню развития науки и техники и должны быть пересмотрены.

Литература

1. Андреева Н.Н. Проблемы проектирования, разработки и эксплуатации мелких нефтяных месторождений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. – 196 с.

МОДЕЛИРОВАНИЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПРИ ЭЛЕКТРОТЕПЛОВОЙ ОБРАБОТКЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИНЫ

Д.В. Груздов, Е.С. Пятков
Научный руководитель доцент С.Ф. Санду
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Тепловая обработка призабойной зоны скважины (ПЗС) целесообразна при добыче тяжелых вязких нефтей или нефтей с высоким содержанием парафина и асфальтосмолистых компонентов (более 5–6 %). Поскольку тепловая обработка ПЗС, осуществляется периодически, то скважины должны быть сравнительно неглубокими (до 1300 м), чтобы после извлечения из скважины нагревательного оборудования можно было начать откачку жидкости при достаточно высокой температуре на забое.

Отложение парафина и асфальтосмолистых веществ происходит в ПЗС на расстояниях до 2,5 м от стенок скважины, т.е. в зоне наиболее резкого изменения давления. Это приводит к сильному увеличению фильтрационных сопротивлений и снижению дебитов скважин.

Призабойную зону скважины прогревают двумя способами:

– закачкой в пласт на некоторую глубину теплоносителя;

– спуском на забой скважины нагревательного устройства.

Второй способ проще и дешевле. Кроме того, электропрогрев ПЗС не сопровождается внесением в пласт теплоносителя – воды или пара, которые могут взаимодействовать с глинистыми компонентами пласта. Однако электропрогревом, вследствие малой теплопроводности горных пород, не удается охватить более или менее значительную зону. Поэтому радиус изотермы с избыточной температурой 40°С, как показывают расчеты и исследования, едва достигает 1 м.

При прогреве призабойной зоны выпавшие в трубах на стенках скважины в фильтровой зоне и порах пласта отложения расплавляются и выносятся потоком нефти на поверхность. Это улучшает фильтрационную способность породы в призабойной зоне. Кроме того, снижается вязкость и увеличивается подвижность нефти, что также облегчает условия ее продвижения в пласте.

При периодическом электропрогреве ПЗС в скважину на специальном кабеле-тросе спускают на нужную глубину электронагреватель мощностью несколько десятков кВт. Повышение мощности приводит к повышению температуры в зоне расположения нагревателя до 200–230°С и образованию из нефти кокса.

Глубинный электронагреватель (рис.1) состоит из четырех основных частей: головки, клеммной полости, трубчатых электронагревательных элементов (ТЭН) и перфорированного кожуха [2].

Типичный нагреватель имеет три U-образных трубчатых нагревательных элемента, которые соединены с фланцем. Каждый нагревательный элемент представляет собой стальную трубку диаметром 17 мм, внутри которой запрессована спираль из нихромовой проволоки в кварцевом песке или плавленой окиси магния. Последние служат электрической изоляцией спирали от металлической трубки, а также являются проводниками тепла.

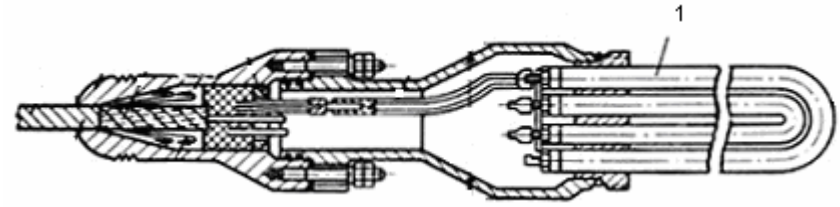


Рис.1 Скважинный электронагреватель [2]
1 – нагревательные трубки

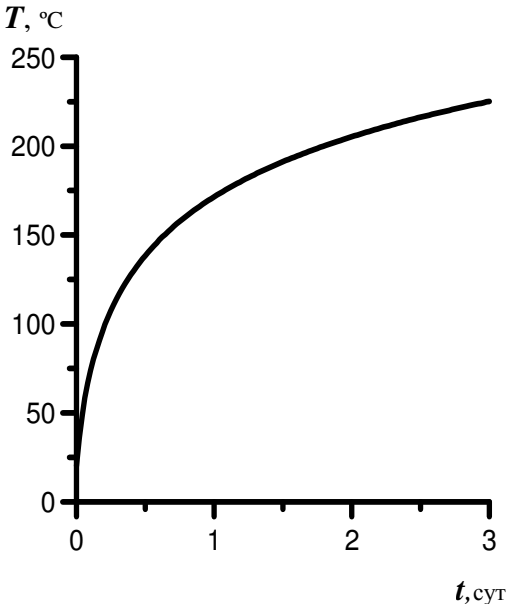


Рис.2 Изменение температуры на забое скважины во времени

Практика использования электропрогрева ПЗС показала, что температура на забое стабилизируется через 4–5 суток непрерывного прогрева. В некоторых случаях стабилизация наступает через 2,5 суток.

Измерения температуры по стволу скважины показали, что нагретая зона распространяется примерно на 20–50 м вверх и на 10–20 м вниз от места установки электронагревателя. Это объясняется конвективным переносом теплоты в результате слабой циркуляции жидкости в колонне над нагревателем. По данным промысловых испытаний в Узбекнефти после 5–7-суточного прогрева нагревателем мощностью 10,5 кВт и последующего его отключения температура на забое падает со скоростью примерно 3–5°С/ч. Поэтому пускать скважину в работу после электропрогрева необходимо без промедления.

Эффект прогрева держится примерно 3–4 мес. Повторные прогревы, как правило, показывают снижение эффективности.

По результатам 814 электропрогревов в «Узбекнефти» эффективных было 66,4 %. При этом, получено 70,3 т дополнительно добытой нефти на одну успешную обработку. По результатам 558 электропрогревов в Башкирии эффективных было 64,7 %. При этом, на каждую эффективную обработку получено 336 т дополнительной нефти.

В «Сахалиннефти» по данным 670 операций средняя эффективность составила 63 т дополнительной нефти на 1 обработку.

Тепловая обработка ПЗС успешно применяется не только для интенсификации притока жидкости к добывающим скважинам, но и для увеличения профиля приемистости нагнетательных скважин. Она особенно важна при переводе добывающих скважин под нагнетание воды при их освоении после отработки на нефть.

Цель данной работы заключается в математическом моделировании распределения тепловой энергии в интервале продуктивности скважины и окружающих горных породах при электротепловом воздействии на ПЗС.

Математическое моделирование теплопереноса в указанной теплообменной системе проводилось с использованием записанной в цилиндрических координатах осесимметричной математической модели в распределенных параметрах, включающей систему уравнений теплопроводности для окружающих пород и интервала продуктивности (приемистости) скважины:

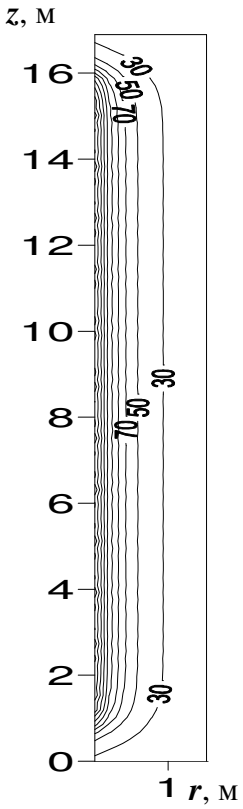


Рис.3 Положение характерных изотерм плоскости сечения пласта в зоне прогрева

$$\begin{cases} \dfrac{\partial T}{\partial t} = a_{П}\left(\dfrac{1}{r}\dfrac{\partial T}{\partial r} + \dfrac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \dfrac{\partial^2 T}{\partial z^2}\right) \\ \dfrac{\partial T}{\partial t} = a_{ф}\left(\dfrac{1}{r}\dfrac{\partial T}{\partial r} + \dfrac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \dfrac{\partial^2 T}{\partial z^2}\right) \end{cases}$$

где T – температура; t – время; r, z – радиальная и продольная координата соответственно; $a_{П}$, $a_{Ф}$ – температуропроводность для горных пород и нефтенасыщенной части пласта соответственно.

Для единственности решения были приняты соответствующие начальные и граничные условия. Представленная система уравнения с начальными и граничными условиями решалась методом конечных разностей [1].

На основе сформулированной математической модели был проведен вычислительный эксперимент с целью исследования динамики процесса охвата тепловым воздействием системы пласт – окружающие горные

Как показали результаты вычислительного эксперимента, тепловое воздействие на ПЗС источником тепла 21 кВт в течение 3-х суток приведет к увеличению температуры на забое скважины до предельно допустимых значений 230°С и образованию кокса (рис.2).

При этом изотерма с избыточной температурой 30°С распространится в радиальном направлении от забоя скважины примерно на 1 м (рис.3), что должно быть достаточным для улучшения фильтрационных характеристик пласта в зоне максимального изменения давления. Из рис.3 также можно сделать вывод о том, что область охвата тепловым воздействием выше- и нижележащих горных пород за счет кондуктивного теплопереноса вдоль продольной координаты распространится на расстояние менее 1 м.

Литература

1. Самарский А.А. Теория разностных схем. – М.: Наука, 1983. – 660 с.
2. Справочник по нефтепромысловому оборудованию / Под ред. Е.И. Бухаленко. – М.: Недра, 1983. – 399 с.

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ КОМПЛЕКСНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ СКВАЖИН

А.А. Елистратов, А.В. Афанасьев
Научный руководитель ассистент В.В. Саляев
Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

Одной из задач нефтедобывающей промышленности является повышение эффективности добычи нефти как за счет разработки и применения новых прогрессивных средств, техники и технологии, так и за счет совершенствования существующих при условии учета физико-геологических особенностей разрабатываемых месторождений и свойств добываемых нефтей.

Современное состояние технологии и техники добычи нефти требует новых решений, позволяющих без существенных затрат совершенствовать процессы добычи нефти, особенно в осложненных условиях эксплуатации скважин, например, в случае с добычей нефти, содержащей значительное количество тяжелых компонентов (асфальтенов, парафинов, смол).

Для повышения эффективности технологических операций нефтедобычи, наряду с созданием и совершенствованием технических средств в нефтяной промышленности широкое распространение получило применение различных химических реагентов [5].

Применение органических растворителей для удаления асфальтено-смоло-парафиновых отложений (АСПО) является одним из наиболее известных и распространенных интенсифицирующих методов в технологических процессах нефтедобычи. К сожалению, увеличение текущей водонасыщенности приводит к снижению эффективности воздействия растворителями.

В процессе глушения добывающих скважин растворами хлористого кальция и другими жидкостями на

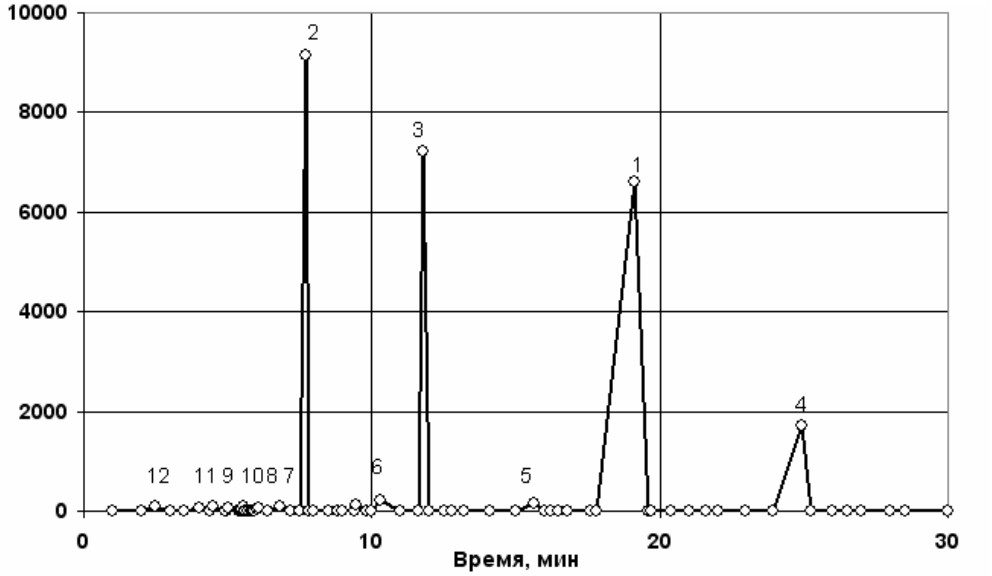


Рис. Хроматограмма растворителя СФПК

водной основе, последние проникают в призабойную зону, увеличивая в ней водонасыщенность и снижая тем самым фазовую проницаемость для нефти. В условиях гидрофильных неоднородных коллекторов положение усугубляется капиллярными силами, которые способствуют формированию водонефтяных смесей на границе нефть-вода и тем самым создают дополнительные сопротивления фильтрации нефти [1].

Одним из эффективных методов увеличения фазовой проницаемости для нефти в призабойной зоне скважин может быть последовательная закачка в скважину двух растворителей: водорастворимого (ацетон, метанол, спирты и др.) и нефтерастворимого (бензольные, толуольные и гексановые фракции и т.д.).

Суть метода заключается в растворении и выносе из пористой среды водорастворимым растворителем водной фазы, смешивании водо- и нефтерастворимого растворителей, растворении и выносе из пористой среды углеводородной фазы [2].

Авторами в качестве водорастворимого растворителя предлагается использовать растворитель СФПК (спиртовая фракция производства капролактама), являющегося отходом производства (см. рис.).

Количественные показатели компонентов СФПК рассмотренные на рисунке и приведены в табл. 1.

Реагент СФПК ранее хорошо зарекомендовал себя в качестве добавки для приготовления многокомпонентных растворителей АСПО, а также в роли ингибитора коррозии нефтепромыслового оборудования [4].

Таблица 1

Количественные показатели компонентов растворителя СФПК

№	Состав по компонентам	Содержание компонента в составе, % вес.
1	Амиловый спирт	52,027
2	Пропанол	16,356
3	Бутанол	15,098
4	Гексиловый спирт	6,108
5	Изоаминол	0,292
6	Изобутанол	0,145
7	Метанол	0,03
8	Этилацетат	0,02
9	Этанол	0,015
10	Изопрапанол	0,01
11	Метилацетат	0,006
12	Ацетат альдегид	0,002
13	Вода	Менее 2 %
14	Примеси	Менее 10 %

В целях проведения предварительной оценки применимости предлагаемого реагента для снижения фазовой проницаемости прискважинной зоны пласта по воде и увеличения аналогичного показателя по нефти в

лабораторных условиях при помощи сталагмометра СТ-2 была определена величина поверхностного натяжения (Н/м) на границе вода–испытуемый реагент для наиболее часто используемых нефтерастворимых растворителей и водорастворимого растворителя – реагента СФПК. Полученные результаты представлены в табл. 2.

Таблица 2

Поверхностное натяжение нефтерастворимых и водорастворимых растворителей

СФПК	Нефрас С4 155/200 (Уайт спирит)	УР-01	Нефрас А 130/150 (Сольвент нефтяной)	Толуол	Керосин
6,7	23,6	27,8	31,4	38,6	47,5

В настоящее время начаты лабораторные исследования эффективности предлагаемого реагента на насыпных моделях пласта [3]. Суть эксперимента основана на последовательной закачке в образец водного раствора $CaCl_2$, нефти, углеводородного растворителя, водорастворимого растворителя и затем снова нефти. Полученные предварительные результаты показывают, что проведение комплексной обработки призабойной зоны скважин с использованием водорастворимого растворителя (СФПК) способствует значительному восстановлению фазовой проницаемости призабойной зоны по нефти и позволяет свести к минимуму отрицательный эффект от закачки жидкостей глушения.

Проведенный анализ, полученные предварительные результаты и последующее изучение изменения фильтрационно-емкостных свойств кернового материала под действием предлагаемых реагентов позволят разработать технологию комплексного воздействия на призабойную зону скважин с целью повышения продуктивности скважин путем последовательной закачки водо- и нефтерастворимых растворителей.

Литература

1. Гиматудинов Ш.К. Нефтеотдача коллекторов. – М.: Недра, 1970.
2. Ибрагимов Л.Х. Мищенко И.Т., Челоянц Д.К. Интенсификация добычи нефти. – М.: Недра, 2000. – 200 с.
3. Ибрагимов Л.Х., Верес С.П., Пузаков О.В. Лабораторные исследования процесса обработки призабойной зоны пласта растворителями // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – М., 1995. – №3. – С. 56 – 59.
4. Рогачев М.К. Новые химические реагенты и составы технологических жидкостей для добычи нефти. – Уфа: Гилем, 1999.
5. Шерстнев Н.М. Применение композиции ПАВ при эксплуатации скважин. – М.: Недра, 1988.

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ НЕЖЕЛАТЕЛЬНЫХ ПОСЛЕДСТВИЙ, ВЫЗВАННЫХ ОТЛОЖЕНИЕМ ПАРАФИНА

А.А. Елистратов, А.В. Афанасьев
Научный руководитель ассистент В.В. Саляев
Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

Важным показателем эффективности освоения скважины после бурения и вводе скважины в эксплуатацию после ремонта, является продуктивность освоенных пластов. Вопрос о продуктивности особенно актуален в осложненных условиях эксплуатации, например, в случае с добычей нефти, содержащей значительное количество тяжелых компонентов (асфальтенов, парафинов, смол). Для улучшения этого показателя необходимо использовать интенсивные и дифференцированные методы воздействия на пласт, в том числе различные методы обработки призабойной зоны [2].

Твердые метановые углеводороды, парафины, присутствуют практически во всех нефтях. Их содержание может колебаться от следов до 20–28 %. Иногда их влияние на технологию и технику добычи нефти может быть решающим.

Исследования и наблюдения, проведенные на большом числе месторождений, показали, что при прочих равных условиях прямой связи между содержанием парафина и интенсивностью его отложения нет. Известны случаи интенсивного отложения парафинов даже тогда, когда их доля в нефти очень мала (≈ 0,4 %).

Таким образом, проблема борьбы с отложением парафинов является серьезной научно-технической проблемой, актуальность решения которой возрастает. Это ставит ряд сложных научно-технических задач как в смысле понимания механизма протекающих процессов, так и в разработке эффективных методов предотвращения нежелательных последствий, вызванных отложением парафина.

Сущность химических методов удаления парафиновых отложений заключается в предварительном их разрушении или растворении с последующим удалением. Для этих целей используются: органические растворители с высокой растворяющей способностью не только твердых углеводородов, но и асфальтосмолистых веществ; водные растворы поверхностно–активных веществ, которые при контакте с парафиновыми отложениями проникают в их толщу и, диспергируя смолопарафиновую массу, снижают их прочность вплоть до разрушения.

В качестве реагента для удаления асфальтено–смоло–парофиновых отложений предлагается к использованию многокомпонентный растворитель, разработанный авторами.

Данный состав эффективнее аналогов, состоит из недорогостоящих и доступных исходных компонентов и представляет собой смесь алифатических и ароматических углеводородов, полярного неэлектролита, неионогенного и катионного поверхностно-активных веществ и органической добавки.

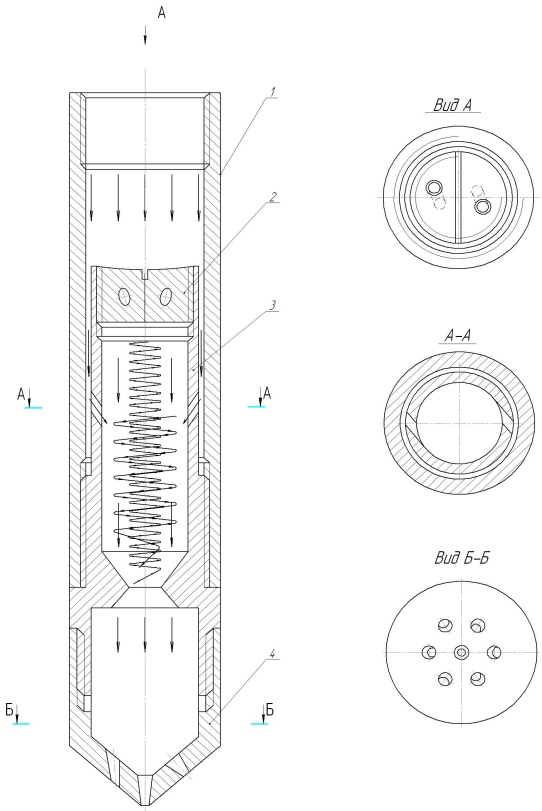


Рис. Устройство для размыва отложений [1]

Эффективность данного реагента была доказана лабораторными исследованиями для условий Октябрьского месторождения ОАО «Саратовнефтегаз».

На предлагаемый состав для удаления асфальтено–смоло–парофиновых отложений была отправлена заявка на получение патента и к настоящему времени получено положительное решение.

На практике нередко химические методы удаления парафиновых отложений применяются в сочетании с другими методами. Например, использование различных устройств и приспособлений для повышения результативности обработок. В качестве такого приспособления, авторами было разработано и предложено к применению устройство для размыва отложений (рисунок) [1].

Устройство предназначено для размыва органических и неорганических отложений со ствола и забоя скважины. Содержит корпус 1, центральный завихритель потока жидкости с каналами, выполненными под углом к вертикальной и горизонтальной осям устройства 2, крепящийся с помощью резьбового соединения к вихревой камере с входящими тангенциальными каналами и выходным соплом, выполненным в виде трубки Вентури 3, а также насадка с конически сходящимися соплами 4, крепящегося резьбовым соединением к вихревой камере устройства. Каналы центрального завихрителя и тангенциальные каналы вихревой камеры имеют одинаковое вращательное направление (вид А и разрез А–А).

При движении рабочего агента, поступающего по колоне труб от насосного агрегата в корпусе устройства происходит разделение потока на две составляющих, часть жидкости устремляется в вихревую камеру через центральный завихритель потока, образуя в камере малый вихрь, вторая часть поступает через тангенциально расположенные к вихревой камере отверстия, образуя большой вихрь.

В связи с тем, что вихри имеют одинаковое направление происходит увеличение амплитуды генерируемых колебаний, за счет чего увеличивается акустический коэффициент полезного действия. Совпадение генерируемой частоты колебаний с собственной частотой обрабатываемой среды обеспечивает осуществление резонансного режима работы, а применение в качестве сопла трубы Вентури позволяет обеспечить независимость параметров потока в устройстве от величины давления на входе в устройство. Таким образом, обеспечивается расширение области поддержания неизменными энергетических параметров (частоты, мощности и других) устройства при изменении величины противодавления на забое скважины.

Целью и техническим результатом изобретения является разработка конструкции устройства для размыва отложений с высоким акустическим коэффициентом полезного действия, большими скоростями истечения и независимость параметров работы устройства от противодавления жидкости на забое скважины, обеспечивающего эффективность размыва отложений.

Удаление асфальтено–смоло–парофиновых отложений из призабойной зоны пласта и с поверхности внутрискважинного оборудования насосно-компрессорных труб путем закачки разработанного растворителя с помощью предлагаемого устройства для размыва отложений позволит достичь наибольший технологический и экономический эффект в виду существенного ускорения процесса и полноты удаления асфальтено-смоло-парафиновых отложений.

Литература

1. Пат. 67175 Россия МПК E21B №43/25. Устройство размыва отложений. Саляев В.В., Воробьев С.В., Живаева В.В., Крайнов И.С. Заявлено 23.01.2007; Опубл. 10.10.2007, Бюл. №28. – 3 с.
2. Саляев В.В., Живаева В.В., Воробьев С.В. Совершенствование методов борьбы с асфальтено-смоло-парафиновыми отложениями при добыче нефти // Современные технико-технологические решения в области бурения и капитального ремонта скважин: Сб. науч. труд. XXII межотрасл. науч.-практич. конф. – Анапа, 2007. – Вып.16. – С. 242 – 247.

ПРОБЛЕМА ОБРАЗОВАНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НЕФТЕЙ ЮГО-ЗАПАДНОЙ ЯКУТИИ

И.К. Иванова
Научный руководитель доцент Е.Ю. Шиц
Институт проблем нефти и газа СО РАН, г. Якутск, Россия

В настоящее время на территории Якутии в опытно-промышленной эксплуатации находятся нефтяные залежи Талаканского, Среднеботуобинского и Иреляхского месторождений Непско-Ботуобинской антеклизы. Следует отметить, что эти газонефтяные месторождения расположены в зоне сплошного распространения многолетнемерзлых пород, поэтому для продуктивных горизонтов присущи регионально прослеженные низкие пластовые температуры (10–15^{0}С) и аномально низкие пластовые давления. Нефти Непско-Ботуобинской антеклизы являются малосернистыми и имеют преимущественно метановый состав (41–73 %), повышенное содержание асфальтенов (до 11 %) и смол (до 43 %). Перечисленные факторы способствуют осаждению асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на поверхности добывающего оборудования и в призабойной зоне пласта (ПЗП). Это приводит к уменьшению притока жидкости к забою и повышению гидравлических сопротивлений скважин, что снижает их продуктивность. Негативные последствия образования АСПО обусловили разработку огромного количества способов борьбы с этим явлением: механических, термических, физических, химических и микробиологических. Из них наибольшей эффективностью обладают химические способы, а именно, применение углеводородных (УВ) растворителей. Основное назначение обработок ПЗП с использованием растворителей – разрушение водонефтяных эмульсий в ПЗП и удаление АСПО. Большинство УВ растворителей хорошо разрушают водонефтяные эмульсии, а также растворяют АСПО, образующиеся в насосно-компрессорных трубах (НКТ), и не выделяют их после охлаждения раствора.

Основным способом борьбы с АСПО на Иреляхском месторождении в настоящий момент является периодическая обработка коллектора холодным конденсатом. Но, как показал опыт работ, этот метод оказался малоэффективен для борьбы с органическими отложениями. Следовательно, для удаления АСПО надо использовать смесевые составы, состоящие из базовых растворителей с добавлением присадок для усиления диспергирующей, растворяющей и сольватирующей функции базовых растворителей.

Широкое разнообразие составов АСПО затрудняет разработку композиционных растворителей, поэтому подбор присадок должен осуществляться с учетом состава АСПО. В исследуемых АСПО было определено содержание основных групповых компонентов (УВ+ твердых парафинов, смол, асфальтенов и неорганической части) при помощи адсорбционных методов анализа остаточных нефтепродуктов по Маркуссону [2]. Оценка эффективностей действия растворителей с присадками производилась в статических условиях по методике НПО «Нефтепромхим» [1] при температуре 10^{o}С.

В табл.1 приведен групповой состав АСПО.

Таблица 1

Групповой состав асфальтосмолопарафиновых отложений

Место отбора проб	Массовый состав, %				
	Асфальтены	Силикагелевые смолы	Вода	УВ+твердые парафины	Мехпримеси
Иреляхское месторождение РС(Я)	7,6	15,1	не обн.	72,9	4,4

Из табл. 1 видно, что АСПО характеризуется высоким содержанием парафиновых УВ. Парафинистый тип отложений и, как следствие, их невысокая полярность указывают на то, что основу композиции для разрушения структуры АСПО должны составлять низкокипящие алифатические УВ, в качестве которого был выбран гексан.

Оценка эффективности растворителей проводилась по комплексу показателей: диспергирующей, растворяющей и моющей способностей базовых растворителей (гексана) и углеводородных растворов, состоящих из гексана и присадки (смеси присадок различного функционального назначения). В качестве присадки, усиливающей растворяющую и сольватирующую функцию базового растворителя изучались концентраты ароматических УВ – полиалкилбензольная смола (ПАБС); жидкие продукты пиролиза (ЖПП); этилбензольная фракция (ЭБФ), бутилбензольная фракция (ББФ). В качестве присадки, обладающей детергентно-диспергирующими свойствами, изучалось выпускаемое отечественной промышленностью НПАВ, представляющее собой оксиэтилированный алкилфенол – Неонол АФ-9-10.

В первую очередь была исследована эффективность использования индивидуальных присадок при массовом содержании их в базовом растворителе от 0,5 до 3 % (табл.2). Как показывают результаты исследований, наибольшей эффективностью обладают присадки ЖПП и Неонол АФ-9-10. Использование этих присадок позволяет повысить эффективность разрушения и растворения АСПО в 1,3–1,6 раза по сравнению с базовым растворителем. Присадка Неонол АФ-9-10 в большей степени обладает диспергирующим действием по сравнению с ПАБС, ЭБФ, ББФ и ЖПП. Обнаружено, что увеличение концентрации индивидуальных присадок от 0,5 до 3 % ведет к снижению эффективностей моющих составов.

Таблица 2

Экспериментальные данные растворимости АСПО Иреляхского месторождения

Присадка		Диспергирующая способность, % мас.	Остаток АСПО в корзинке, % мас.	Растворяющая способность, % мас.	Моющая способность, % мас.
Компоненты и их соотношение	Концентрация в растворителе, % мас.				
Базовый растворитель: гексан					
Гексан		14,68	3,41	81,91	96,59
ПАБС	0,5	15,68	4,01	80,31	95,99
	1	18,82	7,13	74,05	92,87
	3	12,89	21,54	65,57	78,46
ЭБФ	0,5	13,92	4,85	81,23	95,15
	1	11,35	6,25	82,40	93,75
	3	11,52	11,19	77,29	88,81
ББФ	0,5	14,16	6,13	79,71	93,87
	1	14,39	8,63	76,98	91,37
	3	11,60	24,21	64,19	75,79
ЖПП	0,5	13,14	1,93	84,93	98,07
	1	11,89	8,00	80,11	92,00
	3	7,20	17,15	75,65	82,85
НЕОНОЛ	0,5	20,03	2,59	77,38	97,41
	1	30,83	9,29	59,88	90,71
	3	55,38	14,87	29,75	85,13

По всей видимости, при концентрации присадок более 1,0 % мас. происходит их адсорбция на поверхности АСПО, а образующийся полимолекулярный слой в условиях статического режима препятствует дальнейшему проникновению молекул растворителя к АСПО, о чем свидетельствует (независимо от характера используемых присадок) наблюдаемая общая тенденция ухудшения моющей способности растворителей.

Изучены эффективности действия композиций присадок: Неонол + ПАБС, Неонол + ЖПП, Неонол + ЭБФ и Неонол + ББФ с общей концентрацией в базовом растворителе 0,5 % мас. Как показывают экспериментальные данные, положительный синергетический эффект для исследованных композиций не наблюдается. По сравнению с индивидуально применяемыми присадками и чистым растворителем моющая способность композиционных присадок снижается.

Таким образом, наиболее эффективной для удаления АСПО Иреляхского месторождения можно считать углеводородный растворитель с ЖПП с общей концентрацией 0,5 % мас. в базовом растворителе. По сравнению с чистым гексаном этот растворитель обладает более высокой моющей и растворяющей способностью. Видимо, усиление растворяющей способности происходит за счет того, что присадка ЖПП повышает растворимость смол, которые цементируют между собой отдельные кристаллы парафина, частицы асфальтенов и механических примесей.

Работа выполнена при поддержке Гранта Президента Российской Федерации – МК-4561.2007.5.

Литература

1. Головко С.Н., Шамрай Ю.В., Гусев В.И., Люшин С.Ф. и др. Эффективность применения растворителей асфальтосмолопарафиновых отложений в добыче нефти // ВНИИОЭНГ, серия «Нефтепромысловое дело». – М., 1984. – 85 с.
2. Рыбак М.С. Анализ нефти и нефтепродуктов. – М.: ГНТИНГТЛ, 1962. – 888 с.

ПУТИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ОБРАЗОВАНИЯ АУТИГЕННЫХ МИНЕРАЛОВ В ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ НА ПРИМЕРЕ СПОРЫШЕВСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Л.А. Исламова[1], Р.Р. Гимаев[2]
Научный руководитель ассистент Р.Ф. Вафин[2]
[1]Камский трест инженерно-строительных изысканий, г. Набережные Челны, Россия
[2]Казанский государственный университет имени В.И. Ульянова–Ленина, г. Казань, Россия

Современные методы разработки нефтяных месторождений с поддержанием пластового давления путем закачки пресных и сточных вод приводят к осложнениям в добыче нефти, которые вызваны образованием твердых отложений неорганических солей в призабойной зоне пласта (ПЗП) и нефтепромысловом оборудовании. Снижение продуктивности добывающих и приемистости нагнетательных скважин приводит к значительным потерям в добыче нефти. Особо остро эта проблема проявляется на поздних стадиях разработки месторождений, когда начинается неизбежный процесс обводнения добываемой продукции [3]. Отложение солей происходит при

всех способах эксплуатации месторождения, однако наиболее отрицательные последствия возникают при добыче нефти электроцентробежными насосами (ЭЦН).

При вскрытии любого нефтяного пласта и с началом его разработки происходит нарушение равновесного состояния внутри этого пласта, созданного за миллионы лет. Особенно сильное изменение первичных физико-химических условий происходит при закачивании больших объемов вод в нагнетательные ряды, а также в ПЗП (резкое изменение Р-Т-параметров) и в радиусе дренирования. Факторов, приводящих к выпадению солей из растворов, очень много, но все они сводятся к следующим основным процессам:

– смешивание различных по природе и минерализации вод (несовместимых вод);
– растворение и выщелачивание нагнетаемыми водами минерального скелета и/или включений;
– десорбция ионов солей в нагнетаемые воды;
– изменение термодинамических параметров (особенно в лифте скважины);
– разгазирование добываемых флюидов, переход CO_2 в газовое состояние.

Система нефтяного пласта будет стремиться к равновесию и, как следствие, из вод, находящихся в пласте, начнут выпадать осадки всевозможных солей.

На процесс кристаллизации солей из водных растворов влияют растворимые и нерастворимые посторонние включения, которые рассматриваются как готовые поверхности, на границе с которыми облегчается возникновение зародышей новой фазы и оказывают влияние на процесс образования зародышей и рост кристалликов новой фазы. Из работы [1] следует, что при образовании эмульсии из водного раствора соли и нефти вероятность образования зародышей соли в глобулах раствора может быть значительно большей, чем при расслоении эмульсии. Когда раствор граничит со стенкой трубы и в последней появляется углубление, то чем меньше радиус его, тем больше скорость возникновения в нем зародышей кристаллов, увеличение шероховатости стенок труб равносильно в данном случае увеличению числа включений, т.е. центров кристаллизации. В пористой среде кристаллы будут образовываться в первую очередь в порах наименьших размеров, т.е. с наименьшими радиусами кривизны.

По исследованиям Гарифуллина Ф.С. и Гильмутдинова Р.С. [2] определяющую роль в повышении интенсивности образования и роста твердых солевых осадков играют активные компоненты нефти (асфальтены, смолы, парафины) и сульфиды железа.

Авторами были отобраны по скважинам образцы нефтей, пластовых вод и минералов новообразований, выделившихся из подземных вод в процессе эксплуатации скважин.

При изучении минеральных новообразований использовались методы рентгенографического анализа, дифференциального термомагнитного анализа (ДТМА), электронного парамагнитного резонанса (ЭПР).

В спектрах ЭПР наблюдаются сигналы от ферромагнитных окислов и гидроокислов железа. Вид спектра определяется, в основном, линиями ЭПР гематита и магнетита. Приведенные спектры ЭПР иллюстрируют многообразие фазового состава и степени упорядоченности окислов железа, образовавшихся на стенках скважин и буровом оборудовании, что видно из сравнения с типичными спектрами магнетита, гематита и гетита.

При сравнении спектров ЭПР нефтей Западной Сибири и Юго-востока Татарстана оказалось, что спектральные характеристики нефтей Спорышевского месторождения типичны для нефтей Западной Сибири и отличаются от нефтей Волго-Уральского региона отсутствием значимых примесей ванадил-порфиринов.

Присутствие примесей ванадил-порфиринов сопровождается возникновением осложнений – отложением асфальтеносмолопарафиновых веществ (АСПВ), что приводит к снижению межремонтного периода работы насосного оборудования, дебита добывающих скважин, пропускной способности нефтепроводных коммуникаций и другим нежелательным последствиям. Образцы нефти Спорышевского месторождения намного легче, чем нефти Юго-востока Татарстана и, как видно из спектров ЭПР, не содержат заметных количеств ванадил-порфиринов. Поэтому, в отличие от месторождений тяжелых нефтей Татарстана, на месторождениях Западной Сибири наиболее остро стоит задача не отложения АСПВ, а снижение рисков солеотложения и оптимизация применяемых технологий.

В целях определения фазового состава отложений, забивающих ствол скважин, был проведен рентгенографический анализ образцов, которые были отобраны из различной степени продуктивности нефтедобывающих скважин Спорышевского месторождения. Съемка проводилась на модернизированном дифрактометре ДРОН-2 с использованием медного излучения. Режимы съемки выбирались, исходя из поставленной задачи: начало съемки 3^o, конец около 50^o, экспозиция съемки 4 секунды с шагом 0,008.

В результате проведенных анализов в составе отложений на стенках труб были идентифицированы следующие минеральные фазы: кальцит, арагонит, гипс, галит, кварц, пирит, гетит, гидрогетит, магнетит, маггемит и др. Причем в большинстве проб главными минералообразующими компонентами являются кальцит, магнетит и маггемит. В качестве примеси наблюдается кварц, дающий на дифрактограммах отражения, микроклин и альбит с отражениями. Очевидно, эти минералы присутствуют в виде тонкодисперсных, механических включений в новообразованном кальците. Их наличие обусловлено выносом части скелета нефтяного коллектора фильтрационным потоком (от нагнетающих к добывающим).

Прогноз возможности выпадения карбоната кальция ($CaCO_3$) при разработке нефтяных месторождений с заводнением основывается на учете процессов, способствующих образованию твердого осадка из водных растворов, которые образуются при смешивании несовместимых вод, движущихся вместе с нефтью: разложение бикарбоната кальция в результате изменения физико-химических условий; уменьшение растворимости $CaCO_3$ в воде при снижении парциального давления и при уменьшении минерализации попутно добываемых вод и др.

Растворимость карбоната кальция в значительной степени зависит от содержания в воде CO_2, которая при динамическом равновесии находится в определенных количественных соотношениях с бикарбонатным (HCO_3^-) и карбонатным (CO_3^{2-}) ионами. Определить содержание двуокиси углерода в высокоминерализованных

водах трудно. Однако количественные соотношения между CO_2, HCO_3^- и CO_3^{2-} (карбонатное равновесие) могут определяться концентрацией ионов водорода (величиной pH), которая характеризует условия равновесия между жидкой фазой, с одной стороны, и твердой и газообразной – с другой.

На этом основан прогноз возможности осаждения карбоната кальция путем сравнения фактического pH воды с расчетным значением pH_S при насыщении данной воды карбонатом кальция. За показатель солеотложения обычно принимают «индекс насыщения» – *JS* и «индекс стабильности» – *JSt,* которые позволяют качественно оценить солеотложение. Зная уравнения и методику расчета индексов насыщения и стабильности, удалось создать программу по прогнозированию отложения карбоната кальция в формате Microsoft Excel. Имея данные химического анализа на ионный состав воды по скважинам, не занимает много труда внести их в программу, получить точный вердикт на возможность появления отложений солей и наметить наиболее перспективные методы борьбы с солеотложениями при данных условиях. Так же возможно построение прогнозных карт.

Преобладание новообразований оксидов железа, включая наноразмерный магнетит, выявленное на стенках ряда скважин Спорышевского месторождения требует специального изучения. Отложения оксидов/гидроксидов железа и магнетита появляются вследствие многоэтапного процесса коррозии стенок стальных труб. На начальном этапе коррозия инициируется сульфатредуцирующими бактериями и развивается в условиях агрессивной водной среды при повышенных концентрациях хлорид-ионов. По расчетам В.А. Котова, И.Ш. Гарифуллина и др из НГДУ «Уфанефть» [2] общая масса продуктов коррозии, которая может образоваться и осыпаться, изменяется от 5 до 12 кг/сут. В пересчете на средний дебит скважины содержание мехпримесей в продукции скважины составит от 224 до 500 мг/л (указанные данные хорошо согласуются с фактическим содержанием мехпримесей в сотнях добывающих скважинах). В [4] отмечается, что бактериальная деятельность на контакте нефть-вода является широко распространенным явлением, однако условия, благоприятствующие развитию колоний сульфатредуцирующих бактерий, возникают только на определенной стадии эксплуатации скважины, соответствующей фазовому разделению газо-водо-нефтяной смеси.

Восстановительная среда, образующаяся в районе нефтяной залежи, также может приводить к преобразованию немагнитных оксидов/гидроксидов железа в магнетит. Следует отметить, что образование наноразмерного магнетита в лабораторных условиях может происходить и в результате неорганических химических процессов с участием растворенных ионов двух- и трехвалентного железа ($[Fe^{2+}]/[Fe^{3+}] = 0{,}5$) при повышенных температурах и щелочности среды. С учетом того, что на Спорышевском месторождении для закачки в пласты используются поверхностные воды реки Тром-Яган, содержащие двух и трехвалентное железо, данный механизм осаждения магнетита также нельзя исключать из рассмотрения.

Предложения по борьбе с солеобразованием:

Освоить методику прогнозирования отложения карбоната кальция на основе данных о химическом составе воды из скважины, содержании CO_2 в пластовой нефти и распределении температуры и давления по стволу добывающих скважин.

Продолжить термобарические и химические исследования в скважинах, подверженных солеотложению, с анализом результатов выполненных работ.

Для обработки высокоагрессивных сред следует применять ингибиторы коррозии.

Защитить антикоррозионными покрытиями внутреннюю поверхность рабочих элементов ЭЦН.

С учетом различных механизмов появления новообразований представляется целесообразным принятие мер по дезинфекции, минимизации жесткости, бикарбонатной и карбонатной щелочности, концентрации хлорид-ионов.

Литература

1. Бабалян Г.А. Физико-химические процессы в добыче нефти. – М.: Недра, 1974. – 200 с.
2. Котов В.А., Гарифуллин И.Ш., Тукаев Ш.В. Образование осадков сульфидов железа в скважинах и влияние их на отказы ЭЦН // Нефтяное хозяйство. – М., 2001. – №4. – С. 58 – 63.
3. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 653 с.
4. Предупреждение солеобразования при добыче нефти / Под ред. В.Е. Кащавцева. – М.: Недра, 1985. – 215 с.

УТОЧНЕНИЕ И ОПТИМИЗАЦИЯ ВЫРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ ТУЛЬСКОГО ГОРИЗОНТА ЗЮЗЕЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

И.С. Камалетдинов
Научный руководитель ассистент Р.Ф. Вафин
Казанский государственный университет имени В.И. Ульянова–Ленина, г. Казань, Россия

Зюзеевское нефтяное месторождение относится к категории месторождений с трудноизвлекаемыми запасами с высоковязкими, высокосмолистыми, парафинистыми нефтями. Высокая вязкость нефти влияет на эффективность разработки залежей и заставляет искать технологии, которые позволили бы в какой-то степени устранить негативное влияние этого фактора.

В последние годы при разработке аналогичных нефтяных месторождений широкое распространение получили горизонтальные технологии строительства скважин.

Горизонтальные стволы, проходя по продуктивному пласту на сотни, а в некоторых случаях на несколько сотен метров, могут вскрыть в неоднородном пласте участки трещиноватых зон с повышенной

проницаемостью, что позволит получить по этим скважинам дебиты в несколько раз выше, чем по вертикальным за счет повышения степени охвата пласта дренированием [5].

В связи с этим, в рамках представленной работы автором предлагается оптимизировать отбор нефти из тульского горизонта путем бурения двух горизонтальных скважин.

Анализ выработки запасов нефти

Эффективная разработка месторождений нефти с применением горизонтальных скважин обуславливает необходимость наиболее полного представления о геологическом строении залежи [5].

В тульском горизонте прослежены два изолированных друг от друга глинистыми породами пласта-коллектора $C_{тл4}$ и $C_{тл3}$. Пласты сложены песчаниками и алевролитами пористыми, нефтенасыщенными. На сегодняшний день на Зюзеевском месторождении в разработку вовлечен пласт $C_{тл3}$.

Согласно классификации И.О. Брод [1] залежь является пластовой, сводовой, литологически экранированной. В центральной и южной частях месторождения залежь контактирует с плотными породами.

На тульскую залежь работают 11 добывающих скважин. Среднесуточный дебит составляет 8,39 т/сут, обводненность продукции – 12,2 %.

Выделение минимального количества объектов (т.е. расчленение на крупные многопластовые объекты) позволяет разрабатывать месторождение меньшим количеством скважин и, тем самым, обеспечивает весомую экономию капитальных вложений на разработку [3].

Для объединения в один объект эксплуатации пласты должны иметь достаточные запасы нефти, отделяться от выше- и нижележащих коллекторов пачкой глинистых пород, обладать примерно одинаковыми продуктивными свойствами, принадлежать единому этажу нефтеносности, иметь небольшие различия в значениях начального пластового давления и температуры, пласты должны быть идентичными по литологии и типу коллекторов и др. [4]. Выбранная система должна обеспечить достаточно полную выработку нефти высокими темпами при наилучших технико-экономических показателях. Однако в реальных условиях практически всегда в составе объекта оказываются неоднородные по продуктивной характеристике пласты. Это приводит к заметному ухудшению условий выработки малопродуктивных коллекторов и неравномерному их заводнению, снижению коэффициента нефтеотдачи объекта, удлинению сроков разработки, отбору больших объемов закачиваемой воды и, в конечном счете, к ухудшению технико-экономических показателей разработки нефтяных месторождений [2].

На Зюзеевском месторождении тульский и бобриковский горизонты обладают примерно одинаковыми свойствами нефтей, принадлежат единому этажу нефтеносности, начальные значения пластового давления и температуры примерно совпадают. На данном основании 9 скважин тульского и бобриковского горизонта были объединены в один объект эксплуатации.

Для определения относительных дебитов (в процентах) по нефти каждого продуктивного пласта в скважинах с совместной эксплуатацией на месторождении было проведено комплексное исследование нефтей из 38 скважин по выбранным физико-химическим характеристикам.

Для этого использовался набор традиционных и новых физико-химических параметров нефти: вязкость, коэффициент светопоглощения ($К_{сп}$) нефти и асфальтенов, содержание ванадия, никеля и асфальтенов. Основной принцип использованного в данном исследовании расчета заключался в выявлении таких параметров, которые позволяют различать нефти тульского и бобриковского продуктивных пластов.

В 9 исследованных скважинах получены значения относительных дебитов по нефти (в процентах) из каждого продуктивного горизонта.

Основываясь на карту накопленной добычи бобриковского горизонта и используя результаты геохимических исследований по совместным скважинам, автором была рассчитана накопленная добыча для тульско-бобриковских скважин.

Помимо 9 совместных тульско-бобриковских скважин на тульский горизонт работают одна вертикальная (1010) и одна горизонтальная (2356"г") скважины.

Таким образом, накопленная добыча по тульской залежи Зюзеевского месторождения составляет 114 446 тонн нефти, что составляет 11,3 1% от начальных извлекаемых запасов. Текущий коэффициент нефтеотдачи – 0,044. Количество остаточных извлекаемых запасов составляет 897 553 тонн нефти.

Проектирование горизонтальных скважин

Доказано, что разработка залежей углеводородов системами горизонтальных скважин обладает преимуществом перед традиционными:

– планируется ориентация ствола, что обеспечивает возможность управления гидродинамикой потоков в пласте;

– происходит снижение объемов поступления в скважину нежелательных пластовых флюидов за счет проявления «конусообразования» и снижения депрессии на пласт;

– в разработку вовлекаются ранее не дренируемые запасы, повышается коэффициент нефтеизвлечения.

– значительно возрастает спектр применения вторичных и физико-химических методов воздействия на пласт;

– окупаемость средств, вложенных на бурение скважин.

Необходимыми условиями для бурения горизонтальной скважины являются:

– удаленность от водонефтяного контакта;

– достаточная мощность пород-покрышек;

– ствол закладывается в сторону увеличения нефтенасыщенной толщины;

– достаточное содержание запасов;

– хорошие фильтрационные свойства пласта коллектора и др.

На рассматриваемом участке заложения горизонтальных скважин лабораторные значения пористости песчаников изменяются от 18,2 до 29,5 %, составляя в среднем по пяти образцам 23,1 %, а проницаемость в среднем составляет $21{,}5*10^{-3}$ мкм^2. Нефтенасыщенная толщина тульского горизонта колеблется от 0,7 до 7,2 м. Пласт C_{tl3} перекрыт пачкой глин, мощность которых достигает 4–6 м. Горизонтальная часть в проектируемых скважинах находятся на достаточном удалении от внешнего контура нефтеносности. На данном основании можно сделать вывод о том, что бурение горизонтальных скважин на данном участке залежи целесообразно.

Проектную скважину 1007"г", рекомендуется заложить между скважинами № 944 и № 2357 в непосредственной близости от последней. Вертикальная скважина № 2357 вскрыла пласт C_{tl3} толщиной 0,7 м. Направление горизонтальной скважины выбрано в сторону увеличения нефтенасыщенной толщины по направлению изопахиты 4 м, то есть траектория ствола нисходящая.

Вторую проектную скважину № 1008"г" рекомендуется заложить между скважинами № 2365 и № 945 в сторону увеличения нефтенасыщенной толщины.

Прогнозирование технологического эффекта

Технологическая эффективность бурения горизонтальных скважин на объекте исследования была рассчитана по упрощенной методике прогнозирования технологического эффекта от бурения ГС, которая создана Р. Абдулмазитовым [5] по результатам проведенного анализа данных фактической эксплуатации горизонтальных скважин. Эта зависимость прироста дебита скважины от длины ее горизонтальной части (по сравнению с вертикальной скважиной) в аналогичных условиях выражается формулой:

$$d_{ср} = 0{,}0027*L*q_в$$

Произведем расчет для скважины 1007"г":

– предполагаемая длина горизонтальной части ствола скважины составляет 200 м;

– среднесуточный дебит соседней вертикальной скважины (№ 2365) составляет 5,4 т/сут.

Итак, прирост дебита для скважины 1007"г" составит 2,916, следовательно, следует ожидать дебит, равный 15,75 т/сут.

Произведем расчет для горизонтальной скважины 1008"г":

– предполагаемая длина горизонтальной части ствола скважины составляет 200 м;

– среднесуточный дебит соседней вертикальной скважины (№ 945) составляет 6,2 т/сут.

Итак, прирост дебита для скважины 1008"г" составит 3,348, следовательно, ожидаемый дебит равен 20,76 т/сут.

Литература

1. Брод И.О. Основы геологии нефти и газа / Под. ред. И.О. Брод, Н.А. Еременко. – М: ГОСТОПТЕХИЗДАТ, 1957. – 476 с.
2. Дияшев Р.Н. Механизмы негативных последствий совместной разработки нефтяных пластов. – Казань: Изд-во Казанс. ун-та, 2004. – 192 с.
3. Иванова М.М., Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа / Под ред. М.М. Ивановой, Л.Ф. Дементьева, И.П. Чоловского. – Москва: Недра, 1985. – 422 с.
4. Камалетдинов И.С. Уточнение и оптимизация выработки запасов нефти тульского горизонта Зюзеевского месторождения // Сборник материалов Республиканского конкурса научных работ студентов и аспирантов на соискание премии имени Н.И. Лобачевского. – Казань, 2008. – Том 2. – 459 с.
5. Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения, проектирование, оптимизация и оценка эффективности. Учебное пособие / Под ред. Р.Х. Муслимоваю – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2005. – 688 с.

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА КОНВЕРСИИ ПОПУТНЫХ НЕФТЯНЫХ ГАЗОВ НА ЦЕОЛИТНЫХ НАНОКОМПОЗИТНЫХ КАТАЛИЗАТОРАХ

К.Н. Копылова[1], Р.А. Трегубкин[1], Е.В. Ерофеева[2]

Научные руководители профессор В.И. Ерофеев[1], профессор Г.Ю. Боярко[1]

[1]Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

[2]Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Известно, что Россия располагает значительными запасами нерационально используемого углеводородного сырья, которое может стать источником получения дополнительного количества ценных продуктов. В качестве таких источников можно рассматривать природный и попутный газы, уголь, нефтяные остатки и т.п. До недавнего времени значительная часть углеводородных компонентов природного, попутного нефтяного и нефтезаводских газов использовались лишь в качестве технологического топлива или просто сжигалась на факелах и не находила применения для синтеза химических продуктов. Так, например, из 500–600 млрд. м^3/год добываемого в России природного газа 20 млрд. м^3/год газа сжигается на факелах, причем сжигаемые газы содержат от 30 до 75 % углеводородов C_3–C_5. Поэтому в связи с дефицитом нефтяного сырья ведутся интенсивные работы по созданию новых безотходных высокоэффективных технологий по комплексной переработке легкого углеводородного сырья (широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ), природного и попутных нефтяных газов, газовых конденсатов) в низшие олефины C_2–C_4, ароматические углеводороды, высокооктановые бензины и другие ценные нефтепродукты.

Таблица

Сравнительная характеристика процессов конверсии легких углеводородов C_2-C_4 в жидкие углеводороды на цеолитсодержащих катализаторах

Параметры	**Предлагаемый процесс**	**Процесс «Cyclar»**
Температура реакции, ^oC	550–600	550–600
Давление, атм.	2–5	2–5
Гидроочистка сырья	Не требуется	Не требуется
Сырье	Легкие парафиновые углеводороды C_2–C_4	Легкие парафиновые углеводороды C_3–C_4
Катализатор	Не содержит благородных металлов, экологически безвреден	Содержит платину или палладий, может содержать другие тяжелые металлы
Состав конечного продукта	Высокооктановые компоненты бензина – смесь ароматических углеводородов	Высокооктановые компоненты бензина – смесь ароматических углеводородов
Водород	5–7	5–6
Метан и этан	25–30	25–30
Ароматические углеводороды	60–65	60–65
Содержание бензола в жид-ком продукте, мас. %	20–25	27–30
Допустимое содержание серы в сырье	не лимитируется	не лимитируется
Содержание серы в жидком продукте, мас. %	не более 0,001	не более 0,001
Стоимость катализатора (тыс. дол./т)	45–50	70–100
Экономические оценки	Для мощностей 50–100 тыс. т/ год срок окупаемости не более 2–3 лет	Для мощностей 50–100 тыс. т/год срок окупаемости не более 2–3 лет

Наиболее перспективными катализаторами для переработки легкого углеводородного сырья могут быть высококремнеземные цеолиты типа MFI, которые благодаря своей уникальной микропористой структуре и молекулярно-ситовым свойствам проявляют высокую активность и селективность в реакциях дегидрирования, крекинга, изомеризации, олигомеризации, дегидроциклизации различных классов углеводородов сырья.

Исследования по конверсии попутных нефтяных газов C_2–C_4 проводили на полученных цеолитных нанокомпозитных катализаторах на проточной каталитической установке со стационарным слоем катализатора в области 450–650^{o}C и объемной скорости подачи газообразного сырья 100–1300 $ч^{-1}$. Анализ газообразных и жидких продуктов процесса конверсии попутных нефтяных газов C_2–C_4 проводили газохроматографическим методом.

На основе проведенных исследований установлены оптимальные условия и особенности процесса превращения легких углеводородных газов C_2–C_4 в жидкие углеводороды на цеолитных нанокомпозитных катализаторах.

Степень конверсии попутных нефтяных газов C_2–C_4 при 550–600^{o}C и объемной скорости подачи легкого углеводородного сырья (легких парафиновых углеводородов C_2–C_4) 220–500 $ч^{-1}$ на исследуемых цеолитных нанокомпозитных катализаторах составляла 95–98 %, селективность образования жидких углеводородов – 60–65 %. Основными компонентами среди газообразных продуктов процесса превращения легких углеводородных газов C_2–C_4 являются метан и этан, селективность образования которых достигает 35–40 %.

Процесс конверсии легких углеводородов C_2–C_4 (аналог процесса «Cyclar») – процесс получения высокооктановых компонентов моторных топлив основан на реакциях олигомеризации и ароматизации легких парафиновых углеводородов C_2–C_4 в смесь ароматических углеводородов, преимущественно, в бензол, толуол, ксилолы (БТК-фракция) и нафталиновые углеводороды (C_{9+}) на цеолитсодержащих катализаторах.

В таблице представлена сравнительная технико-экономическая оценка предлагаемого нами процесса конверсии легких углеводородов C_2–C_4 в жидкие углеводороды и аналогичного процесса «Cyclar» на цеолитсодержащих катализаторах.

В процессе конверсии легких парафиновых углеводородов на цеолитных нанокомпозитных катализаторах в качестве углеводородного сырья используются попутные газы (легкие углеводороды C_2–C_4)

нефтяных и газовых месторождений, ШФЛУ и получаются высокооктановые компоненты моторных топлив, преимущественно смесь ароматических углеводородов C_6–C_9 и C_{9+}, которые могут быть использованы при получении высокооктановых не этилированных бензинов марок АИ-93, АИ-95 и выше, или в качестве исходного сырья в процессах нефтехимии и органического синтеза для получения различных полимеров, пластмасс, лакокрасочных материалов и других ценных продуктов. Для утилизации и переработки попутных углеводородных газов в местах добычи легкого углеводородного сырья необходимы использование малотоннажных установок мощностью от 30 до 100 тысяч т/год по сырью.

Выход готовых продуктов после процесса конверсии легких углеводородных газов C_2–C_4 зависит от состава сырья и режима эксплуатации установки, так, например, максимальный выход смеси ароматических углеводородов может достигать 65–67 %. Вторым газообразным продуктом процесса конверсии легких углеводородных газов C_2–C_4 является сухой газ (смесь метана и этана), который можнозакачивать в газопровод или использовать в качестве топливного газа в местах добычи углеводородного сырья.

Процесс конверсии легких парафиновых углеводородов на цеолитных нанокомпозитных катализаторах является экономически выгодным процессом при строительстве малотоннажных установок мощностью от 30 до 100 тыс. тонн в год по сырью в местах добычи углеводородного сырья и позволяет полностью утилизировать и перерабатывать попутные нефтяные газы, повысить коэффициент использования добытого углеводородного сырья до 98–100 % и будет способствовать развитию местной промышленности и более быстрому и эффективному освоению новых территорий.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ по ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2007–2012 годы» (госконтракт № 02.513.11.3336). Исследования проведены непосредственно авторами и защищены патентами.

ПОЛУЧЕНИЕ ОПЕРАТИВНОЙ ИНФОРМАЦИИ О ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРАХ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

В.В. Корочкин, Р.Р. Хафизов
Научный руководитель доцент В.А. Иванов
Филиал Тюменского государственного нефтегазового университета, г. Нефтеюганск, Россия

Существующий контроль за продукцией нефтедобывающих скважин с использованием автоматизированных групповых замерных устройств (АГЗУ) связан с дискретностью проведения измерений. Дебит каждой скважины, подключенной к АГЗУ, удается измерить один раз в течение нескольких суток. Рост технического уровня и автоматизации процессов добычи нефти, в том числе с использованием методов искусственного интеллекта, требует принципиально новых методов контроля за продукцией нефтедобывающих скважин, осуществляемых в режиме реального времени.

Целью данной работы является повышение качества контроля за продукцией нефтедобывающих скважин за счет переноса процесса измерения параметров непосредственно в скважину.

Характерным для нефтяных месторождений Западной Сибири, содержащих трудноизвлекаемые запасы, является появление воды в продукции скважин на начальном этапе эксплуатации скважин, т.е. основная часть добычи нефти осуществляется в водный период разработки месторождений. В монографии М.Л. Сургучева [3] отмечается, что на обводнение сильное влияние оказывают внешние факторы: различные воздействия на призабойную зону и режим работы данной и соседних скважин. В работе [2] приведены результаты гидродинамических исследований скважин, которые указывают на влияние дебита скважины на обводненность добываемой продукции. Поэтому рациональная разработка месторождения возможна лишь при эффективном непрерывном контроле за основными технологическими параметрами нефтедобывающих скважин: дебитом добываемой продукции, ее обводненностью и возможностью их регулирования. Применение погружных центробежных установок (УЭЦН) с регулируемым электроприводом позволяет осуществлять регулирование дебита скважины в процессе ее эксплуатации.

В работе [1] предлагается перенести процесс измерения дебита добываемой продукции и ее обводненности непосредственно в скважину. Измерительные датчики расхода, давления и температуры размещаются внутри соединительной муфты, установленной на расстоянии одной секции НКТ H_1 от добывающего насоса. Предполагается, что в этой области потока давление превышает давление насыщения и среда представляет собой поток водонефтяной смеси с растворенным в нефти попутным газом. Еще один датчик давления располагается выше по потоку в соединительной муфте на расстоянии нескольких секций НКТ H_2. По разности гидростатических давлений на глубинах H_1 и H_2 можно определить плотность протекающей жидкости ρ и обводненность B добываемой продукции.

Жидкость, протекающая через измерительную муфту, приводит во вращение тахометрический генератор, частота вращения которого определяет мгновенный расход, а число оборотов объем протекающей жидкости. В работе [1] приведены расчетные формулы для определения основных технологических параметров: дебита нефти $Q_н$, дебита воды $Q_в$ и дебита газа $Q_г$.

$$Q_н = Q \cdot \frac{\rho}{\rho_н + \rho_в \frac{B}{1-B} + \rho_г \Gamma}; \quad Q_в = Q \cdot \frac{B}{1-B}; \quad Q_г = Q_н \cdot \Gamma,$$

где $\rho_н$, $\rho_в$ *и* $\rho_г$ – плотности нефти, воды и газа, измеренные в химической лаборатории; B – обводненность добываемой продукции; Γ – газовый фактор. Погрешность измерения обводненности добываемой

продукции зависит от точности измерения давления и расстояния между измерительными датчиками давления. Если расстояние между измерительными датчиками давления составляет 2 или 3 секции насосно-компрессорных труб (НКТ), то относительная погрешность измерения обводненности менее 10 %.

Дебит жидкости является основным параметром, характеризующим продукцию нефтедобывающих скважин. Измерение дебита осуществляется с помощью тахометрического генератора переменного тока, недостатком которого является малая мощность переменного тока, т.к. постоянные магниты возбуждают слабое магнитное поле. В качестве соединительных проводов можно использовать, например, колонну НКТ и один из проводов, питающих центробежный насос. Малая мощность тахометрического генератора и большое сопротивление соединительных проводов приводит к сложности выделения информационного сигнала, поступающего от тахометрического генератора.

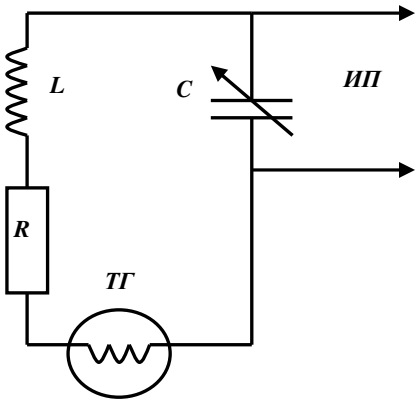


Рис. Принципиальная схема передачи информационного сигнала [1]

На рисунке приведена принципиальная схема передачи информационного сигнала от тахометрического генератора к измерительному прибору. Тахометрический генератор (*ТГ*), расположенный в скважине, генерирует информационный сигнал переменного тока, который по соединительным проводам, имеющим активное сопротивление *R*, передается на поверхность. На поверхности в цепь *ТГ* включены катушка индуктивности *L* и переменная емкость *C*. Информационный сигнал от емкости *C* передается к измерительному прибору (*ИП*). Тахометрический генератор *ТГ*, активное сопротивление подводящих проводов *R*, индуктивность *L* и емкость *C* образуют последовательно соединенную цепь, т.е. колебательный контур. Измерение частоты информационного сигнала основано на явлении резонанса.

Вынужденные электромагнитные колебания, представляющие собой информационный сигнал, изменяются по закону гармонических колебаний [4]:

$$u = U_a \cos \omega t ,$$

где U_a – амплитудное значение напряжения; ω – частота вынуждающих колебаний; t – время. Дифференциальное уравнение вынужденных электромагнитных колебаний в такой цепи имеет вид:

$$\frac{d^2 q}{dt^2} + 2\beta \frac{dq}{dt} + \omega^2 q = \frac{U_a}{L} \cos \omega t ,$$

где q – заряд, протекающий по цепи; $\beta = R/(2L)$ – коэффициент затухания. Частное решение этого дифференциального уравнения для заряда q имеет вид:

$$q = q_a \cos(\omega t + \alpha) .$$

Продифференцировав последнее уравнение по времени, найдем силу тока в контуре:

$$i = -\omega q_a \sin(\omega t + \alpha) = -I_a \sin(\omega t + \alpha) ,$$

где q_a – амплитудное значение заряда; α – сдвиг фаз между силой тока и приложенным напряжением;

$I_a = \omega q_a = \dfrac{U_a}{\sqrt{R^2 + (\omega L - 1/(\omega C))^2}}$ – амплитудное значение силы тока в контуре. Следовательно, величина силы тока в колебательном контуре зависит от амплитуды вынуждающего напряжения U_a, параметров контура R, C, L и частоты ω. Амплитуда силы тока достигает максимального значения $I_a = \dfrac{U_a}{R}$ при $\omega L = \dfrac{1}{\omega C}$, т.е. при частоте $\omega_0 = \dfrac{1}{\sqrt{LC}}$. Явление резонанса наблюдается в том случае, когда собственная частота колебательного контура ω_0 совпадает с частотой вынуждающих колебаний ω.

Точность выделения вынуждающей частоты ω определяется добротностью колебательного контура [4]:

$$D = \frac{\omega_0}{2\beta} = \frac{R_в}{R},$$

где $R_в = \sqrt{L/C}$ – волновое сопротивление колебательного контура. Возможность изменения волнового сопротивления $R_в$, а следовательно, добротности колебательного контура, позволяет с большой точностью определять частоту вынуждающих колебаний. При резонансе амплитудное значение напряжения на конденсаторе U_{ac} больше амплитуды входного вынуждающего напряжения U_a:

$$\frac{U_{ac}}{U_a} = \frac{\sqrt{L/C}}{R} = \frac{R_в}{R} = D \text{, т.е. } U_{ac} = U_a \cdot D .$$

Добротность колебательных контуров достигает значений, равных нескольким десяткам и даже сотням.

Перенос процесса измерения основных параметров нефтедобывающих скважин непосредственно в скважину позволяет осуществить основной принцип управления объектом – получение оперативной информации в режиме реального времени. Погрешности измерения технологических параметров скважин не превышают погрешности измерения этих параметров существующими методами. Рассмотренный метод не требует дорогостоящего оборудования, поддается автоматизации и может быть использован на любых этапах разработки нефтяных месторождений.

Литература

1. Белов В.Г., Иванов В.А., Мусаев Х.Ц., Соловьев В.Я. Глубинная станция измерения параметров скважины // Нефтяное хозяйство. – М., 2005. – №7. – С. 132 – 133.
2. Иванов В.А., Соловьев В.Я. Совместная фильтрация нефти и воды в заводненных нефтенасыщенных пластах // Новые идеи в науках о земле: Материалы VIII Международной конференции 10–13 апреля 2007. – М.: Изд-во РГГРУ, 2007. – Т.7. – С. 71 – 74.
3. Сургучев М.Л. Методы контроля и регулирования процесса разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1968. – 301 с.
4. Яворский Б.М., Детлаф А.А. Справочник по физике. – М.: Наука, 1977. – 942 с.

МЕТОД ИДЕНТИФИКАЦИИ ДЛЯ КОМБИНИРОВАННЫХ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН ПО КРИВОЙ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ С УЧЕТОМ ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ИНФОРМАЦИИ

Н.Ю. Костромин, П.В. Сергеев
Научный руководитель профессор В.Л. Сергеев
Томский университет систем управления и радиоэлектроники, г. Томск, Россия

В работе отмечается, что многие классические методы идентификации для гидродинамических исследований скважин (ГДИС), часто не обеспечивают устойчивостью и требуемую точность оценок параметров нефтяных пластов в связи с разного рода погрешностями измерений забойного давления, дебита, динамического уровня скважины, ошибками выбора модели пластовой системы, малым объемом исходных данных из-за необходимости прерывать исследования и обрабатывать короткие «недовосстановленные» кривые восстановления забойного давления (КВД), кривые падения давления (КПД) и т.п. [1, 3].

Для решения отмеченных проблем в [2] преложен метод интегрированных моделей, позволяющий объединить модели гидродинамических параметров исследуемой скважины, модели дополнительных априорных сведений и экспертные оценки о параметрах нефтяного пласта в единую систему моделей, что обеспечивает устойчивость процедур решения задач идентификации для ГДИС, существенно повышает точность оценок, сокращает простои скважины и увеличивает добычу нефти.

Данная работа является развитием метода интегрированных моделей для комбинированных ГДИС, где предлагается объединить модели КВД, индикаторной диаграммы (ИД) и дополнительные сведения о параметрах нефтяного пласта. Отмечается, что решение задач идентификации для ГДИС в широком смысле связано с выбором модели пластовой системы и определении оптимальных по заданным показателям качества оценок параметров модели. В данной работе задача идентификации решается в узком смысле и связанна с синтезом оптимальных оценок параметров моделей пластовых систем.

Метод идентификации для комбинированных ГДИС с учетом дополнительной информации

Метод основан на стохастической интегрированной системе моделей КВД, ИД с учетом дополнительной априорной информации о фильтрационных параметрах и энергетическом состоянии нефтяного пласта вида:

$$\begin{cases} \mathbf{P}^*_{з1} = \mathbf{P}_{з1}(\mathbf{a}) + \boldsymbol{\xi}_1, \mathbf{P}^*_{з2} = \mathbf{P}_{з2}(\mathbf{b}, \mathbf{q}^*) + \boldsymbol{\xi}_2, \\ \overline{\boldsymbol{\alpha}} = \boldsymbol{\alpha} + \boldsymbol{\eta}, \overline{\mathbf{b}} = \mathbf{b} + \boldsymbol{\nu}, \end{cases} \quad (1)$$

где $\mathbf{P}^*_{з1} = (P^*_{з1}(t_i), i = \overline{1,n})^T$ – вектор измеренных в моменты времени t_i значений забойного давления при исследовании скважины на неустановившихся режимах фильтрации по КВД; $\mathbf{P}_{з1}(\boldsymbol{\alpha}) = (f_{з1}(t_i, \boldsymbol{\alpha}), i = \overline{1,n})^T$ – вектор значений забойного давления в моменты времени t_i, вычисленный на основе модели КВД $f_{з1}(t, \boldsymbol{\alpha})$, заданной с точностью до вектора фильтрационных параметров пласта и призабойной зоны скважины $\boldsymbol{\alpha} = (\alpha_1, \alpha_2, ..., \alpha_m)$ таких, как гидропроводность, пьезопроводность, скин-фактор скважины и т.п. [3]; $\mathbf{P}^*_{з2} = (P^*_{з2}(t_j), j = \overline{1,\kappa})^T$, $\mathbf{q}^* = (q^*(t_j), j = \overline{1,\kappa})$ – векторы измеренных в моменты времени t_j значений забойного давления и дебита скважины на k установившихся режимах ее работы; $\mathbf{P}_{з2}(\mathbf{b}, \mathbf{q}^*) = (f_{з2}(t_j, \mathbf{b}, q^*(t_j))$,

$j=\overline{1,\kappa})^T$ – вектор значений забойного давления, вычисленный на основе модели ИД $f_{з2}(t,\mathbf{b},q(t))$, заданной с точностью до вектора параметров пласта $\mathbf{b}=(b_1,b_2,...,b_d)$ таких, как пластовое давление на контуре влияния скважины, продуктивность скважины и т.п. [1–2]; $\overline{\boldsymbol{\alpha}}_1=(\overline{\alpha}_1,\overline{\alpha}_2,...,\overline{\alpha}_m)^T$, $\overline{\mathbf{b}}_1=(\overline{b}_1,\overline{b}_2,...,\overline{b}_d)^T$ – векторы дополнительной информации о энергетическом состоянии, фильтрационных параметрах пласта, призабойной зоны скважины; $\xi_1,\xi_2,\boldsymbol{\eta},\boldsymbol{\nu}$ – случайные неконтролируемые величины, представляющие погрешности измерений забойного давления и дебита скважины, ошибки выбора вида модели пластовой системы, ошибки дополнительных априорных сведений и экспертных оценок параметров пласта.

Для модели (1) предлагаемый метод определения параметров пласта $\boldsymbol{\alpha},\mathbf{b}$ сводится к решению оптимизационных задач вида [2]:

$$\boldsymbol{\alpha}^*(\mathbf{h}),\mathbf{b}^*(\mathbf{h})=\arg\min_{\boldsymbol{\alpha},\mathbf{b}}[\boldsymbol{\Phi}=\varphi(J_1(\boldsymbol{\alpha}),J_2(\mathbf{b}),\overline{J}_1(\overline{\boldsymbol{\alpha}},\boldsymbol{\alpha}),\overline{J}_2(\overline{\mathbf{b}},\mathbf{b}),\mathbf{h})], \tag{2}$$

$$\mathbf{h}^*=\arg\min_{\mathbf{h}}(J_1(\boldsymbol{\alpha}^*(\mathbf{h})+J_2(\mathbf{b}^*(\mathbf{h})), \tag{3}$$

где $\boldsymbol{\Phi}$ – комбинированный функционал качества модели (1), сформированный на основе заданной функции φ от частных функционалов качества $J_l, l=\overline{1,4}$ моделей КВД, ИД, моделей дополнительных априорных данных и экспертных оценок параметров пласта; $\mathbf{h}^*$ – вектор оценок управляющих параметров $\mathbf{h}=(h_1,h_2,....,h_{m+d})$, определяющий значимость (вес) дополнительных априорных данных $\overline{\boldsymbol{\alpha}}$ и $\overline{\mathbf{b}}$. Под $\arg\min_{\boldsymbol{\alpha},\mathbf{b}}\boldsymbol{\Phi}$ здесь понимаются такие оценки $\boldsymbol{\alpha}^*(\mathbf{h}),\mathbf{b}^*(\mathbf{h})$, при которых функционала качества $\boldsymbol{\Phi}$ минимален, т.е. $\boldsymbol{\Phi}(\boldsymbol{\alpha}^*(\mathbf{h}),\mathbf{b}^*(\mathbf{h}))=\min_{\boldsymbol{\alpha},\mathbf{b}}\boldsymbol{\Phi}$.

Результаты исследования точности оценок

Исследование точности оценок фильтрационных параметров и пластового давления проводилось на основе (1–3) методом имитационного моделирования с использованием модели КВД для однородного неограниченного нефтяного пласта и линейной модели ИД вида:

$$f_{з1}(t,\sigma,\chi)=\frac{q_0}{4\pi\sigma}\ln(\frac{\chi t}{r_c^2});\ f_{з1}(t,\alpha_1,\alpha_3)=p_{пл}+\frac{2\pi\sigma}{\ln(R_c/r_c^2)}q(t), \tag{4}$$

где $\sigma,\chi,p_{пл}$ – гидропроводность, пьезопроводность и пластовое давление, R_c,r_c – радиусы зоны влияния и скважины, q_0, $q(t)$ – дебиты скважин до ее остановки и в процессе проведения ГДИС.

Показано, что для моделей (4) при выборе комбинированного критерия качества $\boldsymbol{\Phi}$ (2) в виде свертки частных квадратичных критериев ($\boldsymbol{\Phi}=\gamma_1 J_{з1}+\gamma_2 J_{з2}+h_1\overline{J}_1+h_2\overline{J}_2+h_3\overline{J}_3+h_4\overline{J}_4$) задача определения оценок параметров пласта (2) сводится к решению системы линейных уравнений:

$$(\gamma_1\mathbf{F}_{з1}^T\mathbf{F}_{з1}+\gamma_2\mathbf{F}_{з2}^T\mathbf{F}_{з2}+W(\mathbf{h}))\cdot\boldsymbol{\alpha}^*(\mathbf{h})=(\gamma_1\mathbf{F}_{з1}^T\mathbf{P}_{з1}^*+\gamma_2\mathbf{F}_{з2}^T\mathbf{P}_{з2}^*+W(\mathbf{h})\overline{\boldsymbol{\alpha}}), \tag{5}$$

где $\mathbf{F}_{з1}=(1,\ln(t_i),0,0,i=\overline{1,n})$, $\mathbf{F}_{з2}=(0,0,1,q^*(t_j),j=\overline{1,k})$ – матрицы; $W(\mathbf{h})=diag(h_j,j=\overline{1,n})$ – диагональная матрица управляющих параметров; $\overline{\boldsymbol{\alpha}}$ – вектор дополнительной информации и экспертных оценок ($\overline{\alpha}_j=\alpha_j+\alpha_j c_j\eta_j, j=\overline{1,4}$, $\alpha_1=(q_0/4\pi\sigma)/\ln(\chi/r_c^2)$), $\alpha_2=q_0/4\pi\sigma$, $\alpha_3=p_{пл}$, $\alpha_4=2\pi\sigma/\ln(R_c/r_c^2)$; c_j – уровень относительных ошибок экспертных оценок; $\mathbf{P}_{з1}^*=(P_{з1}^*(t_i)\cdot(1+c_{з1}P_{з1}^*(t_i)\xi_{з1}),i=\overline{1,n})$, $\mathbf{P}_{з2}^*=(P_{з2}^*(t_i)\cdot(1+c_{з2}P_{з2}^*(t_j)\xi_{з2}),j=\overline{1,k})$, $\mathbf{q}^*=(q(t_j)\cdot(1+c_q q(t_j)\xi_q),j=\overline{1,k})$ – векторы имитируемых измеренных значений забойных давлений и дебитов скважины с относительными уровнями погрешностей $c_{з1},c_{з2},c_q$;

$\eta_j,\xi_{з1},\xi_{з2},\xi_q$ – случайные величины с нулевыми средними значениями и ограниченными дисперсиями.

В качестве показателей точности оценок пластового давления, гидропроводности и пьезопроводности $P_{пл}^*,\sigma^*,\chi^*$ использовались их относительные ошибки (при $c_j=0,05, j=\overline{1,4}$; $c_{з1}=c_{з2}=0,01$; $c_q=0,05$):

$$\delta_n(P_{пл}^*)=abs((P_{пл}^*-P_{пл})/P_{пл}),\ \delta_n(\sigma^*)=abs((\sigma^*-\sigma)/\sigma)),\ \delta_n(\chi^*)=abs((\chi^*-\chi)/\chi), \tag{6}$$

где $P_{пл}^*=\alpha_3^*(\mathbf{h}^*)$, $\sigma^*=q_0/4\pi\alpha_2^*(\mathbf{h}^*)$, $\chi^*=r_c^2\exp(\alpha_1^*(\mathbf{h}^*)/\alpha_2^*(\mathbf{h}^*))$, $\mathbf{h}^*$ – оценки управляющих параметров (3).

Таблица

Значения относительных ошибок оценок параметров пласта в %

Ошибка	p_1, p_2	Длительность снятия КВД в часах										
		1	3	5	7	9	11	13	14	16	18	20
$\delta_n(P^*_{пл})$	$p_1= p_2=1$	35	28	14	7,1	4,6	4,2	4,1	3,7	3,6	3,1	2,9
	$p_1= 1, p_2=0$	-	51	46	34	11	8,2	6,1	5,6	4,8	4,2	4
$\delta_n(\sigma^*)$	$p_1= p_2=1$	28	21	12	6,3	4,6	4,2	3,6	3,2	2,5	2,15	2,1
	$p_1= 1, p_2=0$	-	41	32	21	8,2	6,6	4,7	4,3	3,5	3,3	3
$\delta_n(\chi^*)$	$p_1= p_2=1$	57	46	28	15,6	12,4	8,3	7,1	5,9	5,6	5,2	4,9
	$p_1= 1, p_2=0$	-	65	56	37	22	14,6	10,4	8,2	7,7	6,2	5,8

В таблице приведены значения относительных ошибок оценок (6) в зависимости от длительности снятия КВД, где $p_1= p_2=1$ (символ p_i совпадает по смыслу с переменной γ_i в (4)) означает, что производится совместная обработка КВД и ИД (5), а при $p_1=1$, $p_2=0$ производится обработка КВД. Следует отметить, что при $p_1=1$, $p_2=0$ предлагаемый алгоритм (5) совпадает с известным методом наименьших квадратов, используемый в ГДИС, как метод наилучшего совмещения (НС) [3]. Из таблицы видно, что использование алгоритма (5) существенно повышает точность оценок параметров нефтяных пластов по сравнению с методом НС.

Выводы: предложен метод и алгоритмы идентификации комбинированных ГДИС по КВД, которые позволяют:

– использовать результаты исследований скважин на установившихся режимах фильтрации и дополнительную информацию о фильтрационных параметрах и энергетическом состоянии нефтяных пластов;

– значительно повысить точность оценок фильтрационных параметров и пластового давления, что дает возможность обрабатывать короткие «недовосстановленные» КВД, КПД, КВУ, сократить простои скважин и увеличить добычу нефти.

Литература

1. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Этюды о моделировании сложных систем нефтегазодобычи. Нелинейность, неравновесность, неоднородность. – Уфа: Изд-во «Гилем», 1999. – 462 с.
2. Сергеев П.В., Сергеев В.Л. Идентификация гидродинамических параметров скважин на неустановившихся режимах фильтрации с учетом априорной информации // Известия ТПУ. – Томск, 2006. – Т.309. – №5. – С. 156 – 161.
3. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД. – М.: Наука, 1998 – 304 с.

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА В УСЛОВИЯХ РИСКА УВЕЛИЧЕНИЯ ОБВОДНЕННОСТИ

А.В. Лихтарев, К.Е. Уткина, А.Г. Клюкин
Научный руководитель научный сотрудник В.В. Сидоренко
ОАО «РН-ТомскНИПИнефть», г. Томск, Россия

Аннотация

Распространенной проблемой при проведении гидравлического разрыва пласта (ГРП) на месторождениях ОАО «Томскнефть» в большинстве случаях является резкий рост обводненности продукции после проведения операции. Одна из основных причин – сложный геологический разрез, представляющий собой чередование водо- и нефтенасыщенных пластов, разделенных тонкой глинистой перемычкой толщиной в 1–5 м. Проведение классического ГРП на сшитом геле в данной геологической ситуации ведет к 90–100 % обводненности продукции после проведения операции. Работа посвящена анализу технологий, которые позволяют решить данную проблему, и были успешно внедрены на месторождениях Западной Сибири.

Введение

Большинство месторождений ОАО «Томскнефть» находится на третьей–четвертой стадиях разработки. Основным методом поддержания пластового давления при разработке является заводнение, в связи с этим для многопластовых месторождений характерна неравномерная выработка объектов разработки. В результате скважины вскрывают в разрезе чередование водо- и нефтенасыщенных пластов, что является проблемой при выборе скважин-кандидатов для проведения операции ГРП.

Одним из эффективных методов увеличения нефтеотдачи являются операции по зарезке боковых стволов (ЗБС) и уплотняющее бурение. На месторождениях ОАО «Томскнефть» данный вид геолого-технических мероприятий в основном проводится на юрских пластах. Так как на данный момент основные невыработанные запасы сосредоточены в участках с ухудшенными коллекторскими свойствами, для дальнейшей эффективной разработки необходима стимуляция призабойной зоны с помощью ГРП. На данных скважинах особенно актуальна проблема контроля распространения трещины в высоту. Одним из ограничений классического ГРП на сшитом геле является высокий риск прорыва трещины в рядом лежащий водонасыщенный

пласт, что приводит к резкому росту обводненности (до 100 %). Опыт проведения ГРП после ЗБС на юрских пластах показывает, что используемые технологии проведения ГРП не эффективны и не позволяют удержать трещину в пределах нефтенасыщенной части пласта.

Использование новых технологий позволяет значительно расширить число скважин-кандидатов для ГРП, которые ранее не рассматривались по описанным выше геологическим причинам. На сегодняшний день при решении данной проблемы сервисными компаниями предлагается два направления:

1. Ограничение роста трещины в высоту за счет снижения вязкости жидкости разрыва [5]. Смысл этого направления раскрывается из уравнения Перкинса и Керна (PKN):

$$P_{NET} = \frac{\alpha E^{3/4}}{H}(\mu Q L)^{1/4} + p_{пр},$$

где P_{NET} – эффективное давление (атм), μ – вязкость (ср), E – модуль Юнга, H – высота трещины (м), Q – скорость закачки ($м^3$/мин), L – длина трещины (м), $p_{пр}$ – трещиностойкость.

При одинаковом эффективном давлении высота трещины будет меньше при снижении вязкости жидкости разрыва. Также возможно создание барьеров, препятствующих распространению трещины в высоту.

2. Ограничение притока воды в трещину. Использование модификатора проницаемости на основе амфотерного виниламида ($\alpha C_2H_3 \cdot \beta NH_2$) [4], способного адсорбироваться на гидрофильных породах, и, обволакивая их, уменьшать проницаемость породы по воде в 10^3 раз. Однако опыт применения данной технологии [3, 7] (коммерческое название «Aquacon» BJ Services и «CW Frac» Halliburton) на месторождениях «НК «Роснефть» оказался неудачным – на 26 скважинах технология не дала эффекта, либо был получен отрицательный результат.

В работе рассмотрены три технологии, с успехом применяемые на месторождениях Западной Сибири:

– ГРП с использованием технологий fiber-frac компании Schlumberger и контроля роста трещины в высоту;

– ГРП на нефтяной основе;

– локальный газодинамический разрыв пласта (ЛГРП).

ГРП с использованием технологий Fiber-Frac и контроля роста трещины в высоту

Начиная с 2003 г, ОАО «Томскнефть» совместно с сервисной компаний Schlumberger реализует технологии ГРП с использованием линейного геля (коммерческое название J-Frac) на меловых пластах Советского месторождения $АВ_1^1$, $АВ_1^{2А}$. Особенностями данного метода является применение флюида с меньшей вязкостью (линейный гель) для создания трещины и оптимального размещения проппанта в трещине, а также использование технологии, позволяющей контролировать рост трещины в высоту [6]. Технология заключается в закачке проппанта различного размера (рис.1) между стадиями закачки подушки и основной массы проппанта. С помощью наиболее крупных гранул создается дополнительный барьер, а благодаря гранулам меньшего размера образуется герметичное уплотнение, что позволяет значительно снизить проницаемость. Подобное сочетание технологий позволяет проводить ГРП на нефтяных пластах, отделенных от водоносных или высокообводненых пластов тонкой перемычкой. Такой тип разреза характерен для Советского месторождения, где ниже низкопроницаемого и нефтенасыщенного пласта $Ю_1^1$ («рябчик») залегает мощный высокопроницаемый пласт, который в ряде скважин изначально является водонасыщенным, а в других – промыт в результате разработки месторождения.

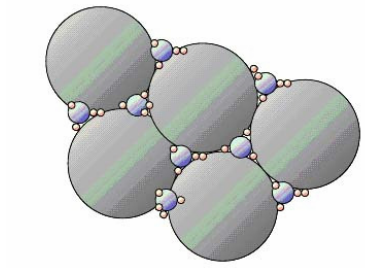


Рис.1 Упаковка проппанта при создании непроницаемого барьера в трещине

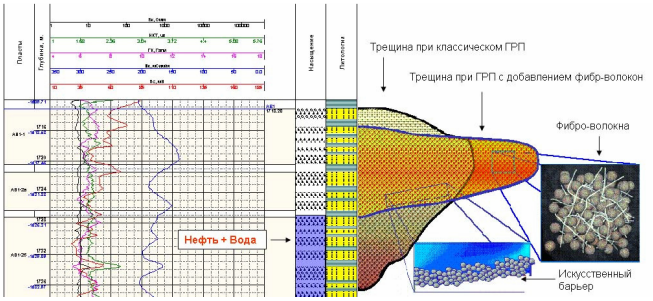


Рис.2 Геометрия трещины при классическом ГРП и ГРП с использованием фибр-волокон

Все вышесказанное позволяет сделать вывод, что ГРП на линейном геле успешно применяется на меловых пластах с абсолютными отметками около 1500 м и с температурой пласта 70°С. Однако данную технологию нельзя применить для юрских отложений, ввиду более высоких значений пластовой температуры и глубины. Линейный гель теряет свои несущие свойства с увеличением температуры и глубины, что приводит к увеличению риска неоптимального размещения проппанта в трещине или выпадению проппанта в стволе скважины. На данный момент единственным решением данной проблемы является закачка меньшей массы проппанта, так как на юрских пластах нельзя применять вышеописанную методику проведения ГРП.

Компания ОАО «Газпром Нефть» успешно использовала на Ярайнерском месторождении (150 км от Нижневартовска, юрские пласты, многопластовое месторождение) модификацию данной методики проведения ГРП с добавлением фибр-волокон на стадии закачки проппанта [8]. Главной особенностью подобной технологии является высокая несущая способность низковязкой жидкости при добавлении в нее фибро-волокон, что позволяет создавать оптимальную геометрию трещины – предупреждая рост трещины в высоту и увеличивая ее полудлину (рис.2). Добавление фибро-волокон обеспечивает более равномерное размещение проппанта в трещине, так как волокна поддерживают проппант во взвешенном состоянии, что препятствует его преждевременному выпадению. Также характерной особенностью фибр-волокон является их способность к распаду при высоких температурах при размещении в трещине пласта, что позволяет снизить кольматацию трещины. Скорость растворения зависит от температуры пласта и кислотного уровня среды. Данная методика позволяет рассматривать в качестве кандидатов для проведения операций ГРП скважины на месторождениях с юрскими пластами, ранее признанные рискованными.

ГРП на нефтяной основе

Идея проведения ГРП на нефтяной основе (BJ Services) появилась давно и применялась в основном из-за отсутствия необходимых химических добавок для стабилизации геля. Главные преимущества данной технологии – лучшая совместимость с пластовым флюидом и, как следствие, меньшее загрязнение призабойной зоны и контроль распространения трещины в высоту за счет меньшей вязкости жидкости разрыва.

Реология

Лабораторные исследования нефти Западной Сибири показали, что для температуры пласта 90^0C оптимальным соотношением огеливающего агента: активатора является 8:8/1 л/м^3. После получения стабильного базового флюида, в случае необходимости, добавляется компонент, понижающий вязкость системы [2]. Согласно лабораторным данным концентрация модификатора вязкости при температуре 90^0C варьируется от 0,6 до 2,4 кг/м^3. На рисунке 3 приведен график зависимости вязкости нефтяного раствора от времени.

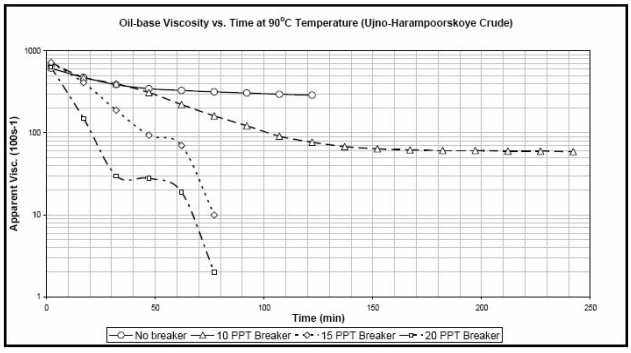


Рис.3 Зависимость вязкости нефти от времени, 90^0C Северо-Харампурское месторождение

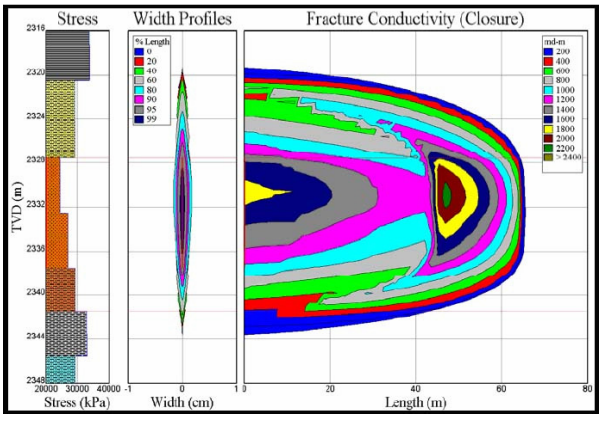


Рис.4 Результаты моделирования трещины при применении флюида на нефтяной основе

Опыт применения на юрских коллекторах

На средне-уплотненных песчаниках, содержащих глинистые пропластки на месторождениях Южно-Харампурское, Северо-Харампурское, Тарасовское (ОАО РН-Пурнефтегаз) ГРП с применением флюидов на водной основе не всегда дает ожидаемый результат. Опыт применения флюидов на водной основе на пласте $Ю_1^1$ привел к ухудшению коллекторских свойств продуктивного пласта и незначительному увеличению дебита нефти с 3,1 т/сут до 6 т/сут. Применение ГРП на нефтяной основе на пласте $Ю_1^1$ привело к значительному увеличению дебита нефти с 12 т/сут до 26,5 т/сут при практически не изменившейся обводненности. Полученные результаты означают, что замена базового флюида нефтяным препятствует повреждению продуктивного пласта.

Опыт применения на меловых коллекторах

На меловых формациях, в частности, в зоне ВР-11-1 применение ГРП на нефтяной основе привело к увеличению среднемесячного дебита нефти при незначительном увеличении обводненности (рис.4).

Дизайн жидкости для ГРП на нефтяной основе был выполнен согласно двум критериям:

– снижать риск проникновения трещины в водяную зону. Вязкость жидкости должна быть минимальной при сохранении своей несущей способности;

– удовлетворять реологии и химическим свойствам пластового флюида.

На рисунке 5 показан профиль трещины из симулятора для ГРП на нефтяной основе в зоне ВР-11-1.

Преимущества ГРП на нефтяной основе по сравнению с ГРП на водной основе:

– уменьшение скин-фактора во время проведения ГРП за счет меньшего загрязнения пласта жидкостью разрыва;

– контроль высоты трещины за счет снижения вязкости жидкости разрыва;

– средний прирост после ГРП на нефтяной основе составляет около 10 %;

– стоимость жидкости разрыва на нефтяной основе на 35 % ниже стоимости жидкости на водной основе, которую полностью поставляет подрядчик за счет частичного использования нефти.

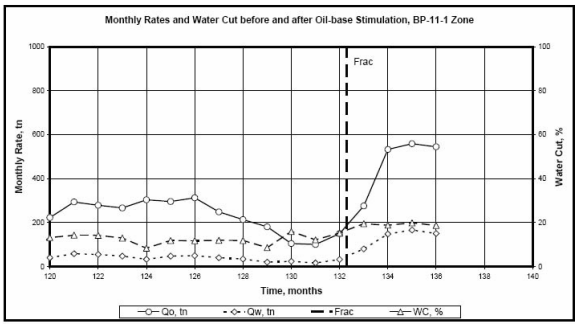


Рис.5 Динамика основных показателей добычи до и после ГРП на нефтяной основе

Локальный газодинамический разрыв пласта

Локальный разрыв продуктивного пласта (ЛГРП) в нефтяных и газовых скважинах основан на механическом воздействии пороховых газов на горные породы и насыщающие их флюиды. Комплекс предназначен для обработки призабойной зоны пласта нефтяных и газовых добывающих, а также нагнетательных скважин [1]. Схема проведения технологии заключается в том, что в скважину на уровень перфорации спускается заряд и производится взрыв (рис.6). В результате этого в призабойной зоне продуктивного пласта создается система трещин, которые обеспечивают надежную гидродинамическую связь скважины с удаленной зоной пласта, обладающей естественными фильтрационными свойствами (рис.7). Поведение давления и температуры приведено на рис.8.

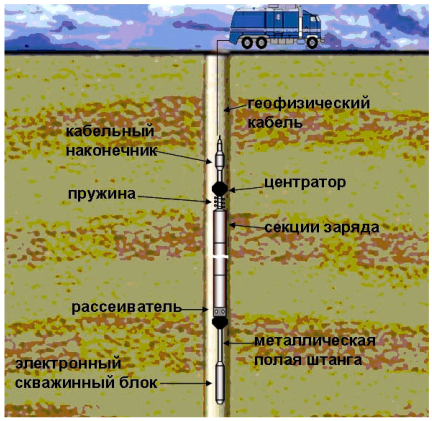


Рис.6 Погружное оборудование для ЛГРП

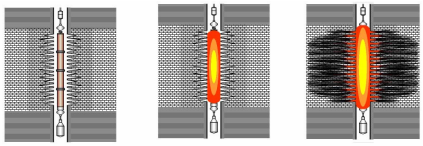


Рис.7 Схематическое отображение воздействия ЛГРП

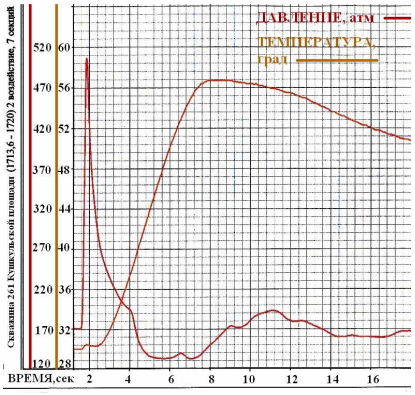


Рис.8 Пример регистрации аппаратурой «Тиса-4М» на скважине Кушкульского месторождения

Заряд, используемый при ЛГРП, ЗГРП 01-1, позволяет также проводить одновременное химическое воздействие на пласт с использованием различных активных жидкостей и составов, причем эффективность такого воздействия по сравнению с традиционными способами возрастает многократно, так как происходит глубокое проникновение высокотемпературных паров активной жидкости по образующейся сетке трещин в пласт. Опытным путем доказано, что в таком случае взаимодействие с породой происходит с высокой скоростью, без образования в дальнейшем нерастворимых продуктов реакции (кислотная обработка). Получены хорошие результаты применения данной технологии в следующих ситуациях:

– вывод скважин из бездействия и консервации;

– освоение скважин;

– вызов притока на разведочных скважинах;

– увеличение производительности нагнетательных скважин.

Преимущества ЛГРП по сравнению с ГРП:

– меньшая стоимость проведения работ – от 300 до 700 тыс.руб.;

– меньшие время и затраты на освоение скважины (оптимальные затраты времени на проведение ЛГРП без учета времени на дополнительную перфорацию – 12-18 час.);

– отсутствие необходимости закрепления трещин проппантом (нет риска выноса проппанта и повреждения подземного оборудования при освоении);

– сравнимый с ГРП по продолжительности эффект (более 1 года).

– эффективность воздействия на сложнопостроенных, заглинизированных терригенных коллекторах.

– уменьшение обводненности продукции на длительный период эксплуатации возникает после обработок ЛГРП в некоторых случаях.

– высокая локальная избирательность метода. Возможность обработки маломощных пластов толщиной от 1 м (минимальная толщина пласта для ГРП – 6-7 м); без повреждения выше- и нижележащих перемычек, с созданием развитой системы макро- и микротрещин в призабойной зоне и пласте. Подключение к работе изолированных прослоев и целиков, за счет этого воздействие носит характер повышения извлекаемости нефти, т.е. повышения коэффициента извлечения нефти (КИН), а не повышение производительности скважины за счет более интенсивного притока из удаленной части пласта после образования трещины большой протяженности, как это происходит при ГРП;

– допускается меньшая мощность изолирующих перемычек до близлежащего водонасыщенного коллектора – 2-3м (при ГРП эта величина, как правило, значительно больше).

Отличия ЗГРП-01 от ПГД-БК:

– повышенный газоприход на 1 кг ракетного топлива из которого изготовлены секции ЗГРП-01, т.е. выделение большего количества газов на единицу массы;

– повышенная скорость сгорания ЗГРП-01 за счет развитой и открытой поверхности горения;

– значительно меньшая вероятность аварийных ситуаций при работе с ЗГРП-01;

– возможность работы в скважинах с обсадной колонной внутренним диаметром 100–102 мм;

– реальное создание давления, превышающего горное;

– создание повышенной температуры в интервале обработки.

Наибольшее применение данный метод находит при обработке пластов средней и малой мощности в условиях близкого расположения водоносных пластов и ВНК в сложнопостроенных коллекторах. При обработке пластов с загрязненной при бурении призабойной зоной пласта и выработанных пластов на поздней стадии эксплуатации месторождения, характеризующейся снижением пластового давления и достаточно высокой обводненностью продукции. Данные по опыту проведения приведены в таблице. Среднее увеличение дебита составило 15 т/сут, среднее увеличение обводненности – 0 %.

Заключение

Ежегодно сервисные компании, проводящие ГРП, разрабатывают новые методики, оборудование, химические реагенты, позволяющие снизить риск проведения операции:

– снизить риск роста обводненности после проведения ГРП;

– расширить число потенциальных скважин-кандидатов, которые ранее были отклонены из-за сложных геологических условий и экономической нерентабельности;

– вовлечь в разработку трудноизвлекаемые запасы сложных коллекторов.

Одним из приоритетных направлений управления «Системы новых технологий» «НК-Роснефть» является поиск и внедрение передовых технологий проведения ГРП.

Таблица

Опыт проведения ЛГРП

Скважина	До ЛГРП	После ЛГРП
Унтыгейская 211/2 $ЮС_1^2$	Ожидаемый Q – **5–10** $м^3$/сут	30.10.06 **30** $м^3$/сут, вода – 3%
Ключевское 203/1 $Ю_1^{3-4}$	Q – **8** $м^3$/сут, вода – 3 %	28.11.06 **25** $м^3$/сут вода -3%
Средне-Нюрольская 109 (после ГРП) $Ю_1^{3-4}$	Q – **10** $м^3$/сут, вода – 15 %	28.11.06 **36** $м^3$/сут, вода 5%
Южно-Охтеурское Р-419 $Ю_1^1$	Q – **6** $м^3$/сут, вода – 0%, $Н_{дин}$ – 1100 м	01.10.05 Q-**15** $м^3$/сут, вода – 5% $Н_{дин}$ – 850 м
Казанское Р-21 $Ю_1^2$	Q – **4** $м^3$/сут, вода – 0%(испытание)	12.05.05 Q – **8** $м^3$/сут, вода – 0 %
Южно-Мыльдж. 212/6 $Ю_1^1$	Q – **0.5** $м^3$/сут, вода – 0 %	01.01.06 Q-**5** $м^3$/сут, вода – 0 %
Верхне-Салатское 217/2 (после ГРП) $Ю_1^1$	Q – **8** $м^3$/сут, вода – 15 %	01.01.06 Q – **8** $м^3$/сут, вода –15 %
Западно-Останин. 15/4 $Ю_1^1$	Q – **11** $м^3$/сут, вода – 3 %	20.03.06 Q-**19** $м^3$/сут, вода – 3 %
Унтыгейская 211/2 $ЮС_1^2$	Ожидаемый Q – **5–10** $м^3$/сут	30.10.06 **30** $м^3$/сут, вода – 3 %
Ключевское 203/1 $Ю_1^{3-4}$	Q – **10** $м^3$/сут, вода – 0 %	15.11.06 **27** $м^3$/сут, вода – 0 %
Средне-Нюрольск 109 (после ГРП) $Ю_1^{3-4}$	Q – **8** $м^3$/сут вода – 15 %	23.11.06 **35** $м^3$/сут вода – 5 %

Литература

1. Локальный газодинамический разрыв пласта (ЛГРП) // Методы повышения нефтеотдачи пласта. – Нижневартовск: ОАО «Нижневартовскнефтегеофизика», 2007.
2. Elgassier M.M. Reasons for Oil – Based Hydraulic Fracturing in Western Siberia. – SPE–112092.
3. Len Fry and Don Everett, Halliburton D. Successful Application of Relative–Permeability Modifiers To Control Water Production in Rose Run Fracturing. – SPE–104572–MS–P.
4. Mahajan M. Water Control and Fracturing A Reality. – SPE–101019–MS–P.
5. Mukherjee H. et al. Successful control of Fracture Height Growth be Placement of Artificial Barrier. – SPE–25917, presented at the Rocky Mountain Regional Meeting ald Low – Permeability reservoir symposium. Denver. Colorado. USA, 1993.
6. Oussoltsev D. Fiber – Based Fracture Fluid Technology a First for Oil Reservoirs in Western Siberia. – SPE–112438–MS–P.
7. Torres A. Conformance While Fracturing Technology Used to Reduce Water Production in North Mexico. – SPE–104053–MS–P.
8. Yudin A.V. A Novel Approach to Fracturing Height Control Enlarges the Candidate Pool in the Ryabchik Formation of West Siberia's Mature Oilfields. – SPE–107604–MS–P.

ПРИМЕНЕНИЕ ОБРАТНЫХ ЭМУЛЬСИЙ В ТЕХНОЛОГИЯХ ГЛУШЕНИЯ И СТИМУЛЯЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

Д.В. Мардашов
Научный руководитель профессор М.К. Рогачев
Санкт-Петербургский государственный горный институт имени Г.В. Плеханова (технический университет), г. Санкт-Петербург, Россия

При использовании в качестве жидкостей глушения скважин (ЖГС) водных растворов неорганических солей в процессе проведения ремонтных работ и других операций можно выделить основные причины, приводящие к снижению фильтрационных свойств призабойной зоны пласта (ПЗП):

– поглощение технологической жидкости продуктивным пластом или его насыщение фильтратом;

– образование нерастворимых осадков в призабойной зоне в результате контакта технологической жидкости с пластовыми флюидами и изменения температуры;

– набухание глинистого материала пласта в результате взаимодействия с фильтратом технологической жидкости;

– кольматация пор пласта частицами твердой фазы технологической жидкости [4].

Эти причины приводят к снижению проницаемости коллектора, трудностям при вызове притока и освоении скважины, осложнениям при эксплуатации скважины и, в результате, к снижению коэффициента нефтеотдачи пласта.

Эффективность солянокислотных обработок оценивается глубиной проникновения кислоты в пласт до ее полной нейтрализации. В пластах, представленных карбонатными породами с хорошо развитой естественной трещиноватостью, кислота может прореагировать в непосредственной близости от забоя скважины. Использование обратных кислотных эмульсий позволяет сочетать селективную изоляцию и направленную кислотную обработку за счет образования высоковязких эмульсий.

Результаты экспериментальных исследований и промысловых испытаний позволили выработать новый подход к решению проблемы сохранения и улучшения фильтрационных характеристик ПЗП в процессе эксплуатации скважин. Суть этого подхода заключается в совмещении каждой операции глушения скважины перед ее подземным ремонтом с воздействием на ПЗП с помощью специального химического состава, выполняющего функции буферной жидкости и жидкости-гидрофобизатора. Высокая частота проведения подземных ремонтов скважин в нефтедобывающей отрасли обуславливает перспективность такого подхода, что, в свою очередь, предоставляет возможность выхода на масштабное применение этой технологии и дальнейшее ее развитие [1, 2, 3].

При проведении исследований блокирующего гидрофобно-эмульсионного состава (БГЭС) в качестве эмульгатора обратных водонефтяных эмульсий использовалось синтезированное поверхностно-активное вещество (ПАВ) на основе полиэтиленполиамина и легкого таллового масла. Используемый эмульгатор обладает высокой поверхностной активностью или низким межфазным натяжением на границе раздела углеводородного раствора эмульгатора с дистиллированной водой. Низкое межфазное натяжение на границе раздела фаз – одно из важнейших условий получения стабильной эмульсии.

На основании проведенных лабораторных исследований (табл. 1) и обобщения опыта работы сформулированы главные требования к обратным эмульсиям, используемых в нефтедобыче:

– регулируемые плотности в широких пределах;

– наличие необходимых структурно-реологических свойств и их регулируемость;

– наличие определенных значений статического напряжения сдвига, снижающих глубину проникновения в пласт;

– стабильность во времени, а также устойчивость к температурному воздействию;

– низкая коррозионная активность;

– максимальное сохранение коллекторских свойств пласта.

Таблица 1

Технологические характеристики БГЭС

Параметр	Характеристики составов
Плотность, г/см^3	0,9–1,3
Динамическая вязкость, мПа·с	200–3040
Статическое напряжение сдвига, дПа	2,2–52,8
Термостабильность, ^{o}C	80–90
Скорость коррозии, г/м^2·час	0,07–0,14
Коэффициент восстановления проницаемости (для нефти), %	80–95

Плотность, согласно проведенным лабораторным исследованиям разработанного БГЭС, является регулируемой величиной и зависит от плотности дисперсионной среды (углеводородного раствора эмульгатора), плотности дисперсной фазы эмульсии и от соотношения фаз вода/масло. Диапазон изменения плотностей БГЭС составляет 0,90–1,30 г/см^3 при использовании в качестве дисперсной фазы водного раствора $CaCl_2$. Для достижения большей плотности возможно использование солевых растворов, имеющих более высокую плотность, например, водные растворы хлористого кальция с хлористым цинком.

Реологические исследования составили важную часть в общем исследовании по подбору и оптимизации эмульсионных составов. Реологические свойства изучались на ротационном вискозиметре Брукфильда в диапазоне скоростей сдвига 7,3–73,2 сек$^{-1}$. От количественного содержания дисперсной фазы в обратной эмульсии зависят значения практически всех ее технологических показателей.

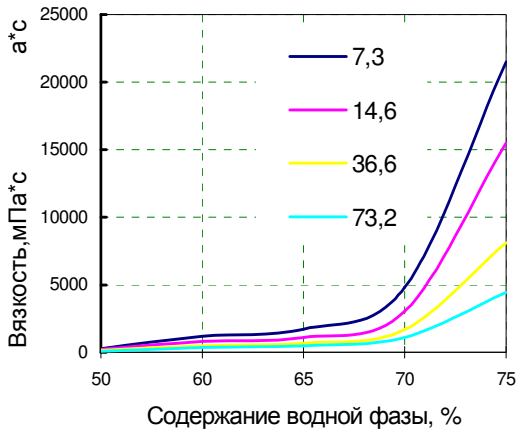


Рис. Изменение вязкости БГЭС в зависимости от содержания дисперсной фазы

Как видно на рисунка, вязкость БГЭС зависит от скорости сдвига и возрастает с увеличением содержания внутренней фазы. Наблюдается значительное увеличение вязкости при содержании дисперсной фазы больше 70 %, такая вязкость создает трудности при прокачке буровыми насосами. При использовании состава с соотношением фаз вода/масло от 50/50 до 70/30 вязкость БГЭС будет находиться в пределах 200–3040 мПа·сек.

Статическое напряжение сдвига (СНС) характеризует прочность тиксотропной структуры эмульсии в состоянии покоя. С увеличением содержания дисперсной фазы наблюдается рост значений СНС, согласно которому можно выбрать БГЭС со значениями СНС, соответствующими техническим требованиям.

Блокирующий гидрофобно-эмульсионный состав должен быть стабилен на весь период глушения, а значит должен иметь 100 %-ую агрегативную устойчивость. Стабильность БГЭС возрастает при увеличении концентрации электролита ($CaCl_2$) в водной фазе и уменьшается с увеличением температуры. Эмульсия сохраняет свою стабильность, т.е. имеет 100 %-ую агрегативную устойчивость в интервале температур 20–90^{o}С, что соответствует пластовым температурам большинства объектов разработки месторождений России.

Лабораторными исследованиями установлено, что коэффициент восстановления проницаемости ПЗП при контакте с обратными эмульсиями составляет 0,80–0,95, а при контакте с системами на водной основе – 0,05–0,35. В последнем случае проницаемость по нефти снижается в 2–6 раз. Глушение скважин обратными эмульсиями сопровождается сохранением дебитов по нефти после ремонтных работ, а также легкостью освоения скважин.

Универсальность синтезированного ПАВ на основе полиэтиленполиамина и легкого таллового масла заключается в способности данного эмульгатора к образованию агрегативно-устойчивого интенсифицирующего состава в виде обратной кислотно-нефтяной эмульсии, дисперсной (внутренней) фазой которого является водный раствор соляной кислоты, используемый для глубокой кислотной обработки трещиноватых карбонатных коллекторов. Подобным образом можно добиться решения одной из основных проблем в области солянокислотных обработок призабойной зоны карбонатных пластов – увеличение глубины обработки пласта.

Эффективность обратного кислотного состава (ОКС) оценивалась в соответствии с технологическими свойствами состава:

– регулируемая стабильность («время жизни» состава);
– регулируемые реологические свойства;
– низкая скорость коррозии;
– низкая скорость взаимодействия с карбонатной породой.

Время стабильности эмульсии регулируется температурой, концентрацией эмульгатора и составом дисперсной фазы и зависит, главным образом, от состава внутренней фазы. С увеличением концентрации соляной кислоты в дисперсной фазе время стабильности состава уменьшается (табл. 2).

Таблица 2

Стабильность ОКС на основе эмульгатора ЯЛАН Э-1

Состав ОКС, % об.			Термостабильность (при 80^{o}С), час.
Эмульгатор	Дизельное топливо	Дисперсная фаза/концентрация HCl	
0,25–3	37–39,75	50/10	20–24
1–3	37–39	50/20	13–17
1–3	37–39	70/10	19–23

Обратные кислотные эмульсии имеют регулируемые реологические свойства. Вязкость кислотных эмульсий варьируется в широком диапазоне и может регулироваться содержанием дисперсной фазы. Согласно исследованиям вязкость состава увеличивается при изменении дисперсной фазы (водный раствор 20 % соляной кислоты) от 50 % до 70 %. Превышение содержания дисперсной фазы более 70 % приведет к росту вязкости, что отрицательно скажется на глубине проникновения состава в пласт. С увеличением концентрации соляной кислоты от 10 до 20 % в водном растворе дисперсной фазы вязкость состава уменьшается в среднем в 2 раза.

При 100 %-ой агрегативной устойчивости обратный кислотный состав не взаимодействует с карбонатной породой, так как водный раствор соляной кислоты находится в дисперсной (внутренней) фазе, т.е. не происходит прямого контакта кислоты с карбонатом. При потере стабильности ОКС происходит разделение состава на углеводородную фазу и водный раствор, содержащий кислоту. Скорость взаимодействия разрушенного состава (Ау = 0 %) с карбонатной породой в 3–4 раза меньше, чем скорость взаимодействия кислоты с карбонатом. Это объясняется тем, что порода гидрофобизуется углеводородной фазой, содержащей синтезированное ПАВ на основе полиэтиленполиамина и легкого таллового масла.

Таким образом, глубина проникновения кислотного состава может быть увеличена без потери активности кислоты за счет значительного снижения скорости взаимодействия ОКС с породой, находящейся в дисперсной фазе обратной эмульсии.

Подобные составы с многофункциональным назначением являются основой совмещенной технологии, позволяющей комплексно решать проблемы сохранения, восстановления и повышения фильтрационно-емкостных свойств ПЗП.

Успешность использования обратных эмульсий объясняется их способностью к сохранению, восстановлению и повышению фильтрационно-емкостных свойств пласта, регулируемым диапазоном структурно-реологических свойств, высокой агрегативной устойчивостью и доступностью составляющих компонентов. Применение в качестве жидкостей глушения и интенсифицирующих составов гидрофобных обратных эмульсий позволяет сохранять и увеличивать дебиты скважин, снижать обводненность скважинной продукции, сокращать сроки выхода скважин на режим эксплуатации.

Литература

1. Нюняйкин В.Н., Генералов И.В., Рогачев М.К., Зейгман Ю.В. Регулирование фильтрационных характеристик пород призабойной зоны на поздней стадии разработки месторождения // Нефтяное хозяйство. – М., 2002. – №2. – С. 44 – 45.
2. Нюняйкин В.Н., Генералов И.В., Рогачев М.К., Зейгман Ю.В. Совершенствование технологий глушения скважин в условиях низкопроницаемых коллекторов // Нефтяное хозяйство. – М., 2001. – №10. – С. 74 – 75.
3. Рогачев М.К., Стрижнев К.В. Борьба с осложнениями при добыче нефти. – М.: Недра, 2006. – 57 с.
4. Токунов В.И., Саушин А.З. Технолоические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 2004. – 93 с.

КОНТРОЛЬ ГЕОФИЗИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ ЗА РАЗРАБОТКОЙ НЕФТЯНОГО ПЕРВОМАЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

С.А. Матвеев
Научный руководитель доцент Г.Ф. Ильина
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В административном отношении Первомайское нефтяное месторождение своей большей (южной) частью (172,6 тыс. км^2) расположено в Каргасокском районе Томской области, его меньшая (северная) часть (61,9 тыс. км^2) находится на территории Сургутского района Тюменской области Ханты-Мансийского автономного округа в 600 км к северу от г. Томска. Первомайское нефтяное месторождение приурочено к одноименной и Западно-Весенней структурам. Месторождение открыто в 1969 году геологами Томского геологического управления. Промышленная нефтеносность на Первомайском месторождении связана с надугольной подсвитой васюганской свиты, представленной продуктивным пластом $Ю_1^0$. В 1981 году согласно технологической схеме разработки, составленной СибНИИНП и утвержденной ЦКР (протокол № 625 от 19.05.1978 г.), начато эксплуатационное разбуривание месторождения. Промыслово-геофизические исследования Первомайского месторождения, проведенные с целью контроля за разработкой месторождения, осуществляются с начала разработки (1983 год) [1–5]. В настоящей работе проанализированы данные по 162 добывающим и 86 нагнетательным скважинам. Было выявлено, что низкие условные дебиты по подошвенной части пласта $Ю_1^0$ связаны с повышенной глинистостью коллектора (повышенная глинистость четко отмечается по кривой ПС и ГК). При среднем дебите скважин 25–30 м^3/сут из нижней части пласта будет получен приток порядка 2,0–2,5 м^3/сут, что находится ниже порога чувствительности приборов, применяемых в обсаженном стволе скважин. Коэффициент работающих толщин определялся по добывающим (в среднем по РГТ – 0,454, по СТД – 0,260) и нагнетательным (в среднем по РГТ – 0,268, по СТД – 0,260) скважинам для пласта $Ю_1^0$. В геологическом строении пласта на месторождении можно выделить три района: первый характеризуется монолитным песчаным пластом небольшой толщины (I–III блоки), второй состоит в основном из двух песчаных пропластков, разделенных глинистым прослоем толщиной более 2 м (IV–XII блоки), третий представляет песчаный пласт большой толщины с уплотняющими прослоями, разделяющими пласт на три и более пропластков (XIII–XVII блоки). Песчаники пласта $Ю_1^0$ месторождения представляют собой один объект разработки. Анализ выработки запасов нефти по данным промыслово-геофизических исследований VI, VII, XV блоков месторождения проведен по скважинам уплотняющей сетки. По построенным графикам начального коэффициента нефтенасыщенности от абсолютной глубины кровли пласта $Ю_1^0$ по основному фонду скважин (рис.1) был оценен начальный коэффициент нефтенасыщенности для уплотненных скважин. В пределах VI, VII блоков пробурено 23 скважины уплотняющей сетки. По данным электрометрии этих скважин определены величины текущей (начальной для скважин) нефтенасыщенности отдельных прослоев объекта разработки. По скважинам первой группы (№№ 1009, 1010, 1016, 1017, 1021, 1022) текущая нефтенасыщенность изменяется от 0,49 до 0,6, при опробовании получена высокообводненная продукция (91–93 % воды). Скважины второй группы (№№ 1004, 1005, 1006, 1012, 1013)

имеют текущую нефтенасыщенность, близкую к начальной. По уплотняющим скважинам методом сопоставления с раннее пробуренными скважинами по снижению удельного электрического сопротивления были выделены заводненные интервалы, определена заводненная толщина пласта и коэффициент охвата разработкой по формуле:

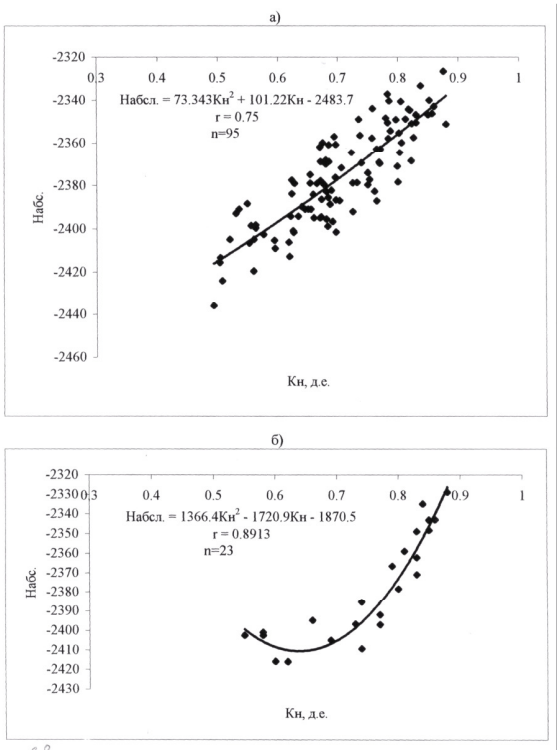


Рис.1 Зависимость Начального среднего коэффициента нефтенасыщенности пласта $Ю_1^0$ от абсолютной глубины VI, VII и XV блоков без учета эффективной мощности (а), и с учетом эффективной мощности h>5,2 м (б)

$$Кохв. = Нзав./ Нэф,$$

где Нзав – заводненная толщина пласта; Нэф – эффективная толщина пласта.

В уплотняющих скважинах также был определен текущий коэффициент вытеснения по формуле:

$$Квыт= (Кн нач. – Кн тек.)/Кн нач,$$

где Кн нач. – коэффициент начальной нефтенасыщенности; Кн тек. – коэффициент текущей нефтенасыщенности.

Для анализа результатов выработки по данным промыслово-геофизических исследований были посчитаны расчетным способом остаточные запасы по трем блокам (таблица). Остаточные нефтенасыщенные толщины с учетом обводненности продукции рассчитаны по формуле:

$$Ност = hнач *(1-(fв/(mн/mв)*(1- fв) +fв)),$$

где hнач – начальная нефтенасыщенная толщина; Ност – текущая нефтенасыщенная толщина; fв – обводненность продукции в пластовых условиях, равная отношению суммарной добычи воды к суммарной добыче жидкости в пластовых условиях; mн, mв – вязкости нефти и воды соответственно.

По данным накопленной добычи по годам с учетом рангового распределения начального коэффициента насыщения построены типовые усредненные кривые для VI VII XV блоков по скважинам основного фонда (рис.2).

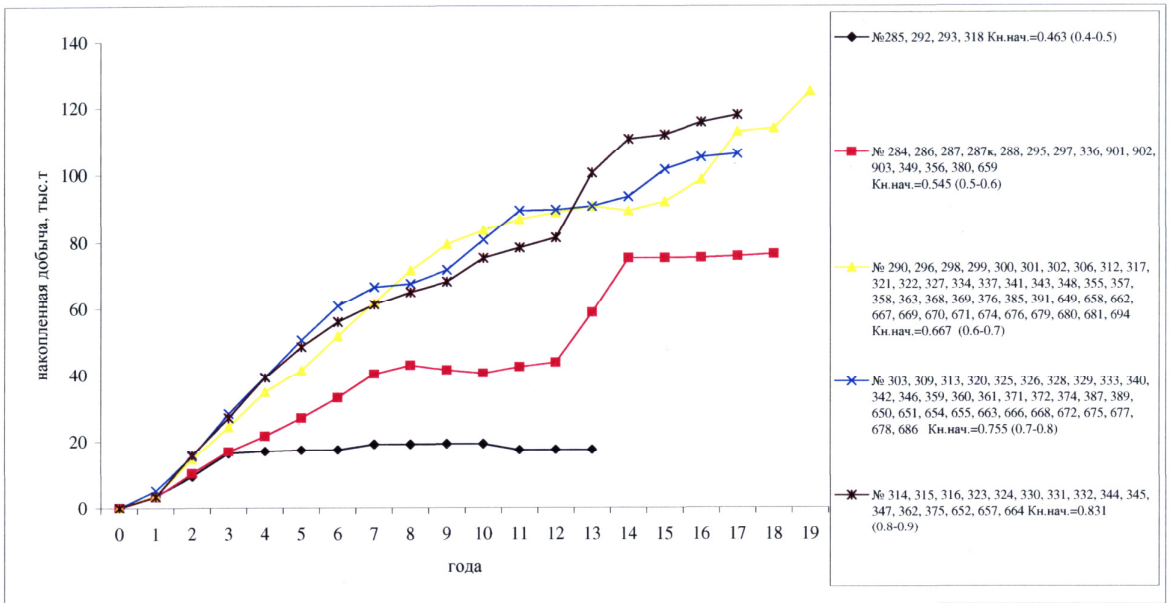


Рис.2 Динамика изменения накопленной добычи по годам с учетом рангового распределения начального коэффициента насыщения (Кн.нач. – (0,4–0,5; 0,5–0,6; 0,6–0,7; 0,7–0,8; 0,8–0,9) по основным скважинам блоков 6, 7, 15 пласта $Ю_1^0$ Первомайского месторождения

Анализируя полученные данные по промысловой геофизике, накопленной добыче предложено выделить три степени выработки для блоков:

1. Высокая степень выработки характерна для скважин с номерами 1002, 1005, 1008, 1009, 1010, 1014, 1015, 1016, 1017,1019, 1020, 1021, 1022, 1023, 1101, 1104, 1114, 1121, 1123, 1126, 1127, 1128, 1130, коэффициент нефтеотдачи у которых составляет величину от 0,20 до 0,30 и выше.

2. Средняя степень выработки характерна для скважин с номерами 1001, 1003, 1011, 1018, 1100, 1116, 1122, коэффициент нефтеотдачи у которых равен 0,152–0,2.

3. Низкая степень выработки характерна для скважин VI блока с номерами 1004, 1006, 1012, 1013 и для скважин с номерами 1105, 1106, 1107, 1109, 1110, 1111, 1112, 1113, 1115, 1118, 1119, 1122, 1124 XV блока с коэффициентом нефтеотдачи, равным 0,10–0,15.

Техническое состояние скважин Первомайского месторождения удовлетворительное. Обводнение скважин происходит преимущественно в процессе эксплуатации по причине прорыва закачиваемой воды и реже заколонных перетоков и выработки пластов. Критерием обводнения скважин служат обводненность продукции и геохимические аномалии, регистрируемые повторными замерами радиоактивного каротажа.

Скважины месторождения исследовались гидродинамическими методами: установившихся отборов и пробных откачек с построением индикаторных кривых восстановления давления (КВД), падения давления (КПД). Проницаемость определена в 295 скважинах, коэффициент продуктивности в 402 скважинах.

При контроле и регулирование процесса разработки Первомайского месторождения следует руководствоваться принятым регламентом комплексного контроля за разработкой нефтяных месторождений. Рекомендуется прежде всего уделить внимание изучению повреждений контура нефтеносности, регулярно проводить замеры положения водонефтяного контакта методами ГИС. Из всего принципиального комплекса исследований, предусмотренного регламентом, месторождения с высокой степенью обводненности продукции добывающих скважин, почти механизированным способом их эксплуатации, высокой степенью выработки запасов предусматривается применение ограниченного комплекса гидродинамических исследований. Существующие отечественные приборы позволяют проводить исследования при извлеченном насосном оборудовании, при этом исследования сводятся к замерам пластового давления с некоторой погрешностью (ствол заполнен жидкостью глушения) или измерению гидродинамической характеристики с помощью компрессирования (кривая восстановления давления).

Исследование нагнетательных скважин проводится с целью измерения пластового давления, определения коэффициента приемистости (закачка воды на различных режимах). Исследования сопровождаются определением профиля приемистости.

Применяемый комплекс промыслово-геофизических исследований позволят на качественном и количественном уровне решать задачи контроля за разработкой месторождения.

Литература

1. Коноплев Ю.В., Кузнецов Г.С., Леонтьев Е.И. Геофизические методы контроля за разработки нефтяных месторождений. – М., 2002.
2. Методическое руководство по гидродинамическим, промыслово-геофизическим и физико-химическим методам контроля разработки нефтяных месторождений. РД-39-100-91. – М., 1991.
3. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. РД. 153-39.0-109-01. – М., 2002.
4. Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах. – М., 1999.
5. Токарев В.А. Комплексный геолого-промысловый контроль за текущей нефтеотдачей при вытеснении нефти водой. – М.: Недра, 1990.

ТЕХНОЛОГИЯ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕСКОЛЬКИХ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ

С.А. Матвеев, В.В. Сидоренко
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Для многопластовых месторождений с целью сокращения капитальных вложений на бурение скважин (отдельной сетки на каждый из эксплуатационных объектов), а также эксплуатационных расходов и срока освоения месторождения недропользователи идут на укрупнение эксплуатационных объектов путем дострела новых пластов на существующих скважинах. При этом, как правило, не удается достигнуть заданного коэффициента извлечения нефти и суммарное значение дебитов значительно меньше на 20–40 %. При разработке неоднородных по проницаемости и нефтенасыщенности продуктивных горизонтов происходит опережающее обводнение высокопроницаемых и водонасыщенных нефтяных пластов и частичное или полное «отключение» из процесса выработки средне- и низкопроницаемых объектов. На залежах с такими продуктивными горизонтами имеется необходимость в массовом применении предлагаемой технологии ОРРНЭО с целью выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин и профиля притока в добывающих скважинах (интенсификации процесса выработки запасов нефти из низкопроницаемых пластов) путем дифференцированного воздействия на различные эксплуатационные объекты.

Технология ОРРНЭО включает следующие основные модули: ОРЗ – одновременно-раздельная закачка; ПЗ – поочередная закачка; ОРД – одновременно-раздельная добыча; ПД – поочередная добыча; ИН – изоляция негерметичности эксплуатационной колонны; ИП – изоляция выработанного или обводненного пласта или пласта еще не введенного в разработку; УВ – утилизация воды; УГ – утилизация газа; ПИ – постоянное или периодическое (поочередное) исследование пластов [2].

Рассматриваемая технология позволит в начальный период эксплуатации обеспечить фонтанирование скважины, а в поздний период при механизированном способе последовательность разработки объектов выбирается с учетом их продуктивности и обводненности. В скважинах, законченных в нескольких продуктивных пластах, устанавливаются пакеры для изоляции пластов друг от друга.

Центральной Комиссией по разработке месторождений углеводородного сырья (Протокол заседания нефтяной секции № 3367 от 28.04.2005, утвержденный ЦКР Роснедра) лицензионная технология ОРРНЭО рекомендована: недропользователям для широкого использования при разработке нефтяных, газонефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений; проектным организациям для обязательного рассмотрения при проектировании разработки месторождений [3].

Технология ОРРНЭО позволяет через один лифт скважины за счет регулирования забойными клапанами- отсекателями одновременно-раздельно или поочередно вести отбор и закачку в несколько нефтяных пластов, а также проводить постоянный учет и контроль за добычей флюида и закачкой рабочего агента.

Российская лицензионная технология ОРРНЭО принципиально отличается от известных способов последовательного посекционного монтажа скважинной установки (компоновки), что значительно повышает надежность проведения опрессовки пакеров (сверху и снизу), а следовательно, и надежность разобщения пластов. При этом технологический процесс монтажа не ограничивает количество устанавливаемых секций. Каждая секция устанавливается на отдельный продуктивный пласт. В базовом варианте пакерная секция включает пакер, разъединитель колонны, мандрель и регулятор – штуцер (клапан-отсекатель) (рис.1). Многопакерная компоновка может эксплуатировать столько пластов, сколько необходимо по проекту разработки. Известны случаи, когда одной компоновкой раздельно эксплуатировались 19 пластов [4]. Многопакерные секции компоновок соединяются между собой не жестко, а посредством разъединителя колонн (РК) и телескопических соединений. С помощью РК можно разделить секции и организовать промывку зоны сверху пакера через разъединитель.

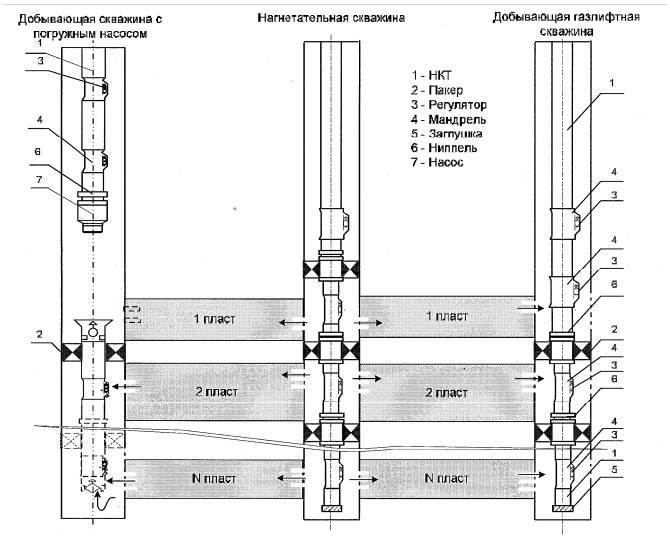


Рис.1 Дифференцированное воздействие на пласты [1]

В некоторых скважинах можно использовать газ из газоносных пластов или из газовых шапок для транспортирования флюида из нефтеносных интервалов с сильно пониженным пластовым давлением. Многопакерные компоновки идеально подходят для организации естественного внутрискважинного газлифта. Уровень развития технологии ОРЭ позволяет устанавливать напротив каждого пласта пакерную секцию со скважинными камерами и за счет смены клапанов-отсекателей, забойных штуцеров или регуляторов давлений/расходов более тонко регулировать и контролировать разработку залежей нефти и газа. В ряде случаев можно проводить поочередную разработку различных нефтяных залежей путем перевода всего фонда скважин с базового пласта на другой пласт на некоторый промежуток времени. После восстановления и стабилизации гравитационного и гидродинамического равновесия в истощенной залежи можно произвести возврат скважин к дальнейшей выработке остаточных запасов по базовому пласту [2].

Применение ЭЦН является стандартной практикой на большинстве месторождений в Сибири. Поэтому отметим важность решения сложной проблемы сочетания технологии ОРРНЭО с системами ЭЦН.

В ООО «КогалымНИПИнефть» разработаны и прошли испытания на нефтепромыслах ООО «Лукойл-Западная Сибирь» два варианта оборудования одновременно-раздельной эксплуатации для УЭЦН. Один вариант основан на применении струйного насоса, размещенного между дренируемыми пластами, другой предусматривает использование дополнительной нижней секции насоса (рис.2, рис.3). В результате выполненных работ был сделан вывод о принципиальной возможности применения обоих вариантов ОРЭ скважин [1].

Все внутрискважинное оборудование спускается в скважину одновременно, и узел расходомера физически закреплен на ЭЦН. Проектно-конструкторский отдел АО «Борец» выполнил расчеты напряженных состояний шпилек верхнего фланца ЭЦН для условий как статических, так и динамических нагрузок. Расчеты позволили определить максимально возможную дополнительную нагрузку, которую способны выдержать шпильки фланца ЭЦН, находясь в состоянии упругой деформации, но все же удерживая фланец. Таким образом, использование правильного подхода к расчетам допустимых нагрузок позволило избежать нежелательную вибрацию, которая приводила бы к снижению срока службы оборудования ЭЦН.

При эксплуатации скважины оборудованной компоновкой ОРЭ при помощи УЭЦН требуется более тщательно подходить к исследованию скважины, к подбору режимов ее эксплуатации, а также к настройке подземного оборудования (клапаов-отсекателей), таким образом, чтобы в любой момент можно было получить достоверные замеры дебита и обводненности по объектам разработки. Так, поочередно отсекая один из двух

пластов, можно проводить на устье прямые замеры дебита и обводненности в режиме реального времени, без использования глубинных замеров, не спуская оборудование в скважину [2].

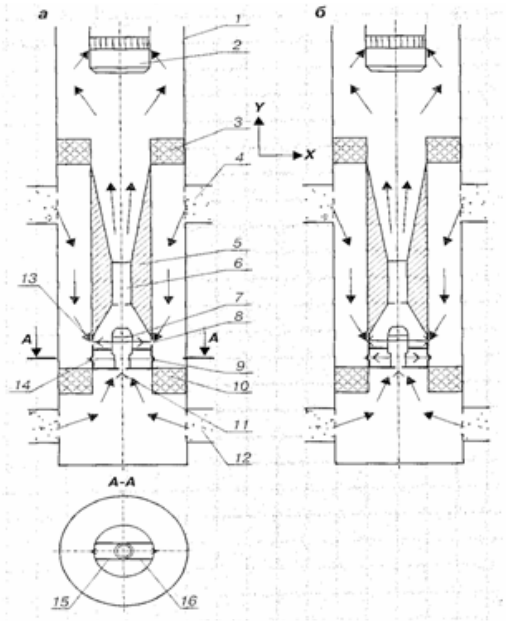


Рис.2 Схема комплекта оборудования для ОРЭ по варианту «ЭЦН – струйный насос» [4]
1 – скважина; 2 – ЭЦН; 3,10 – пакер; 4,12 – нефтяной пласт; 5 – труба; 6 – струйный насос; 7 – центральное сопло; 8,9,11,13,14 – отверстия для входа жидкости; 15,16 – радиальные каналы

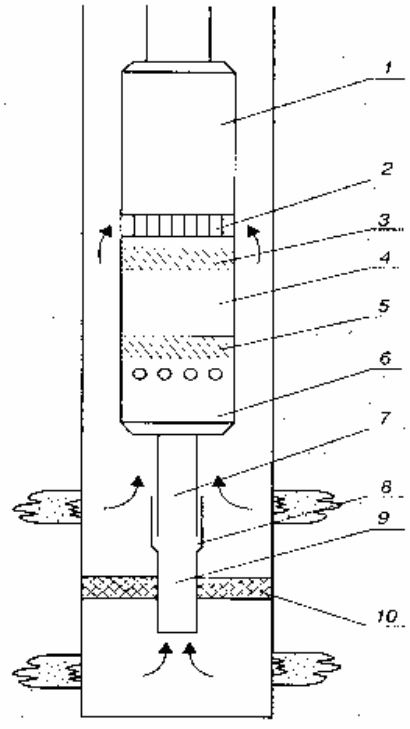


Рис. 3. Схема компоновки УЭЦН [4]
1 – верхняя секция; 2 – прием ЭЦН; 3,5 – гидрозащита; 4 – ПЭД; 6 – нижняя секция; 7 – патрубок насоса; 8 – скользящий разъем; 9 – посадочный патрубок; 10 – пакер

Технология ОРРНЭО эффективно внедряется в следующих нефтедобывающих компаниях: ООО СП Ванеганнефть; ООО «РН-Юганскнефтегаз»; ООО «РН-Пурнефтегаз»; ОАО «Сибнефть – Ноябрьскнефть»; ООО «Сибнефть – Хантос»; ОАО МПК «Аганефтегазгеология».

В настоящее время технология ОРРНЭО успешно используется на следующих месторождениях: Ван-Еганском, Ай-Еганском, Тарасовском, Барсуковском, Южно-Тарасовском, Фестивальном, Восточно-Ягтинском, Южно-Харампурском, Усть-Харампурском, Приобском, Южно-Приобском, Комсомольском, Спорышевском, Средне-Итурском, Карамовском, Сутторминском, Самотлорском, Мегионском, Ватинском, Северо-Покурском, Усть-Балыкское, Западно-Сутторминском, Муравленковском, Еты-Пуровском, Ярайнерском [2].

Одним из месторождений, на котором производят одновременно раздельную закачку является месторождение Серо Дракон, расположенное в штате Санта Круз, Аргентина, разрабатываемое Пан Американ ЛЛС. Месторождение эксплуатируется с 1959 года. Площадь месторождения – 348000 га. На месторождении пробурено более 2240 добывающих и нагнетательных скважин, средняя глубина которых составляет 2500 м.

Нефтяные и газовые пласты располагаются на глубине от 200 до 2850 м. Месторождение состоит из 30 продуктивных структур, каждая делится на 20–50 раздельных пластов от 1 до 8,5 м толщиной. Месторождение осложнено большим количеством непроницаемых разломов, которые формируют более 9000 раздельных блоков.

Добыча нефти по месторождению на январь 2006 года составила 11520 т/сут, жидкости 102400 т/сут и 257 млн. $м^3$ газа. Примерно 46 % нефти добывается с помощью раздельного заводнения на 46 участках. 402 нагнетательные скважины закачивают 114000 $м^3$/сут воды. С 1999 до 2005 добыча нефти выросла с 6080 т/сут до 14720 т/сут в значительной степени из-за оптимизации системы заводнения. С 1991 года начинается раздельная закачка, что приводит к увеличению добычи нефти. В 1999 г. раздельная закачка велась в 5 продуктивных пластах, в 2005 г. – в среднем в 12 пластах (максимум 19).

Основное увеличение добычи за счет раздельной закачки происходит в период с 2000 г. по 2005 г. В этот период на месторождении было установлено 173 компоновки для ОРЗ. В 2000 году дополнительная добыча нефти за счет применения ОРЗ составляла порядка 2 т/сут на каждую скважину (таблица) при средней закачке 47,7 $м^3$/сут и среднем количестве раздельных зон для закачки 4,5. В 2005 г. общее количество нагнетательных скважин увеличилось на 187 ед., количество раздельных интервалов для закачки выросло до 16, добыча нефти увеличилась до 5,3 т/сут на скважину, что составляет 283 % от показателей 2000 года. Закачка воды увеличилась на 133 % и составила 111,3 $м^3$/сут [4].

Необходимо отметить высокую инженерную подготовку и квалификацию специалистов, сумевших осуществить успешное управление компановками нагнетательных скважин с 19 пакерами.

На Приобском месторождении разрабатываются совместно три пласта $АС_{10}$, $АС_{11}$, $АС_{12}$, причем проницаемость пласта $АС_{11}$ на порядок больше проницаемости пластов $АС_{10}$ и $АС_{12}$. Для эффективной выработки запасов из низкопроницаемых пластов $АС_{10}$ и $АС_{12}$ нет другой альтернативы, как внедрение технологии ОРРНЭО, прежде всего, на нагнетательных скважинах, что на сегодняшний день уже сделано более чем по 15 нагнетательным скважинам [2].

Таблица

Увеличение добычи за счет раздельной закачки

Годы	**Кол-во нагнетательных скважин, ед.**	**Средние количество пластов орз, ед.**	**Добыча нефти, т/сут**	**Закачка воды, $м^3$/сут**
2000	215	4,5	2,0	47,7
2001	245	7	2,3	49,3
2002	280	7	2,5	55,7
2003	330	9	3,3	71,6
2004	355	12	3,8	87,5
2005	402	16	5,3	111,3

В период с 2000 г. по 2005 г. на Приобском месторождении было спущено 14 установок ОРЗ. Из них 5 спущено в 2002–2003 гг., 9 спущено с марта по июнь 2005 г. Компоновки, спущенные до 2005 г., были произведены фирмой «КАМКО», спущенные после 2005 г., выпущены предприятием «Нефтегазтехника». В настоящий время действуют 13 из них [2].

Анализируя эффективность применения данной технологии, авторы работы [4] сделали следующие выводы:

– происходит перераспределение закачки в сторону пропластков с меньшей проницаемостью;

– вовлекаются в разработку ранее недренируемые объекты;

– выравнивается профиль нагнетания, снижается темп роста обводненности по добывающим скважинам;

– происходит увеличение добычи нефти за счет вовлечения в разработку дополнительных низко проницаемых пластов $АС_{10}$ и $АС_{12}$.

В рамках проекта СНТ «Новые скважинные технологии» с 2006 г. на Приобском месторождении возобновились промышленные испытания систем ОРЗ. Общее количество скважин с компоновками для ОРЗ будет более 200 ед. Это означает, что данный проект ОРЗ на Приобское месторождение будет одним из самых больших в мире [4].

Реализация интенсивной системы разработки на Самотлорском месторождении с применением редких сеток скважин была достигнута путем объединения в один объект самостоятельной разработки продуктивных пропластков от 15 ($АВ_{2-3}$) до 24 ($АВ_{4-5}$). С целью увеличения добычи нефти из года в год шло укрупнение объектов разработки. Такой подход, исходящий из «экономических соображений», сыграл негативную роль и привел к быстрому обводнению залежей, низкому охвату их воздействием и к неконтролируемому образованию водяных блокад – отдельных невыработанных зон (целиков нефти). Для увеличения уровней добычи нефти не существует другой альтернативы, кроме доразработки остаточных извлекаемых запасов (около 1 млрд. т) Самотлорского месторождения. Очевидно, что для этого в будущем придется идти на большие расходы по разукрупнению объектов разработки. При традиционных подходах с учетом бурения скважин-дублеров для реализации данной программы потребуется более 30 млрд. $ USA. Предлагаемое альтернативное решение – внедрение технологии ОРРНЭО – позволит уменьшить капитальные вложения в 30–50 раз. Важным преимуществом данной технологии является возможность разработки пласта $АВ_{11-2}$ («рябчик») Самотлорского месторождения, запасы которого оцениваются в 939 млн. тонн [2].

Технология ОРРНЭО внедрена на Ван-Еганском месторождении на 7 газлифтных скважинах и 12 нагнетательных скважинах. Испытания показали, что оптимизация профилей притока и профилей приемистости позволяет увеличить не только текущую добычу нефти на 15–25 %, но и увеличить коэффициент извлечения нефти не менее, чем на 5 % [2].

Выводы:

Технология ОРРНЭО позволит: повысить нефтеотдачу и дебиты скважин; увеличить степень охвата и интенсивность освоения многопластового месторождения; сократить капитальные вложения на бурение скважин; интенсифицировать процесс регулирования отборов и закачки во времени и по разрезу скважины; увеличить рентабельный срок разработки месторождения; снизить эксплуатационные затраты; обеспечить учет добываемой продукции и закачки по каждому пласту; оперативно управлять полем пластовых давлений; предотвратить вредное воздействие растворов глушения на ПЗП; отсекать пласты без отрицательного техногенного воздействия на них; уменьшить вероятность осложнений; эксплуатировать скважину с негерметичной эксплуатационной колонной; использовать газ из газовой шапки для организации бескомпрессорного или внутрискважинного газлифта; проводить совместную разработку нефтяной оторочки и газовой шапки без образования газовых конусов; разрабатывать водоплавающие залежи, предупреждая образование водяных конусов [2].

Практика показала, что успешность и эффективность технологии во многом зависит от инженерного сопровождения. Ключевая задача состоит в правильном выборе скважин-кандидатов для внедрения технологии ОРРНЭО. В отдельно взятом начальном промежутке времени после запуска таких скважин эффекта от технологии можно вообще не почувствовать. Необходимо рассматривать весь жизненный цикл скважины. В этой

связи понятно, что эта технология до сих пор в России не применялась широкомасштабно в силу того, что во многих российских компаниях для оценки эффективности технологии все еще принято исходить из погодовых планов добычи.

Технология ОРРНЭО является одной из наиболее перспективных в нефтегазовой промышленности. Широкомасштабное внедрение данной технологии позволит преступить к созданию полноценной системы «интеллектуального месторождения».

Литература

1. Валеев М.Д., Газаров А.Г., Масенкин В.А, Немков А.Н., Миннахмедов Т.М. Разработка и результаты испытаний оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации скважин с установками ЭЦН // Нефтяное хозяйство. – М., 2008. – №2. – С. 86 – 88.
2. Леонов В.А., Шарифов М.З. Гарипов О.М. Опыт внедрения технологии ОРРНЭО на месторождениях Западной Сибири: ООО НИИ «СибГеоТех».– SPE–104338.
3. Протокол заседания нефтяной секции Центральной Комиссии по разработке месторождений углеводородного сырья № 3367 от 28.04.2005, утвержденный ЦКР Роснедра.
4. Injector-Well Completion Designs for Selectively Waterflooding Up to 18 Zones in a Multilayered Reservoir: Experiences in the Cerro Dragon Field. – SPE–99997.

ПРЕВРАЩЕНИЕ ПРЯМОГОННЫХ БЕНЗИНОВ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА МЫЛЬДЖИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ЦЕОЛИТНЫХ НАНОКОМПОЗИТНЫХ КАТАЛИЗАТОРАХ В ВЫСОКООКТАНОВЫЕ БЕНЗИНЫ

А.С. Медведев, Э.М. Омаров
Научный руководитель профессор В.И. Ерофеев
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последние годы в связи с интенсивным освоением газоконденсатных месторождений в Западной Сибири возникла острая необходимость в создании и разработке высокоэффективных процессов по утилизации и переработке попутных нефтяных газов и газовых конденсатов в различные ценные нефтепродукты.

Одним из перспективных процессов по утилизации и переработке попутных нефтяных газов и газовых конденсатов может быть их переработка в низшие олефины, ароматические углеводороды и моторные топлива на цеолитных нанокомпозитных катализаторах.

Цеолитсодержащие катализаторы, полученные на основе высококремнеземных цеолитов типа MFI, обладают высокой каталитической активностью и селективностью в реакциях дегидрирования, крекинга, изомеризации, олигомеризации и дегидроциклизации различных классов углеводородов в низшие олефины, ароматические углеводороды, высокооктановые моторные топлива и другие ценные нефтепродукты.

Целью настоящей работы является исследование процесса превращения прямогонных бензинов газового конденсата Мыльджинского месторождения Томской области в высокооктановые бензины на цеолитных нанокомпозитных катализаторах.

Высококремнеземные цеолиты получали из щелочных алюмокремнегелей при 175–185^{o}C в течение 2–4 суток с использованием различных органических структурообразующих добавок: «Х-масла», «спиртовой фракции» (отходов производства капролактама) и гексаметилендиамина.

Цеолитсодержащие нанокомпозитные катализаторы были получены на стадии гидротермального синтеза различных элементоалюмосиликатов (железа, галлия, цинка и других элементов), механохимическим смешиванием порошков синтезированных цеолитов с наноразмерными частицами металлов меди, железа, цинка, молибдена и других элементов, с порошками соответствующих соединений металлов и методом пропитки цеолитов растворами гетерополисоединений молибдена и вольфрама.

Исследования по превращению прямогонных бензиновых фракций газового конденсата Мыльджинского месторождения проводили на цеолитных нанокомпозитных катализаторах на проточной каталитической установке со стационарным слоем катализатора в области 350–550^{o}C, объемной скорости подачи сырья 1–3 ч$^{-1}$ и атмосферном давлении. Анализ газообразных и жидких продуктов процесса превращения прямогонных бензиновых фракций газового конденсата проводили газохроматографическим методом.

По фракционному составу газовый конденсат Мыльджинского месторождения имеет следующие характеристики: начало кипения – 31^{o}C, 82 об. % конденсата выкипает при 200^{0}C, конец кипения – 297^{o}C, потери и остаток – 10 об. %.

По групповому углеводородному составу прямогонная бензиновая фракция н.к.–195^{o}C состоит из 35 % н-алканов, 40 % изоалканов, 20 % нафтенов и 4 % аренов. Октановое число прямогонной бензиновой фракции н.к.–195^{o}C газового конденсата Мыльджинского месторождения составляет 55 пунктов по исследовательскому методу (ИМ).

На основе проведенных исследований по превращению прямогонных бензиновых фракций газового конденсата на полученных цеолитных нанокомпозитных катализаторах установлено, что максимальный выход высокооктановых бензинов составляет 81,4 мас. %, ароматических углеводородов – 30 мас. % на образце 2 при 400^{o}C и 3 ч$^{-1}$ (табл. 1).

С ростом температуры процесса с 400 до 450^{o}C выход высокооктановых бензинов из прямогонных бензинов на всех образцах падает с 75–81 % до 60–65 %, а выход ароматических углеводородов в жидких продуктах реакции увеличивается с 20 % до 40 %.

Исследования превращения прямогонных бензиновых фракций газового конденсата Мыльджинского месторождения на цеолитных катализаторах, модифицированных наноразмерными частицами металлов, позволило установить, что максимальный выход высокооктановых бензинов составляет 81–83 мас. %, ароматических углеводородов – 35–40 мас. % на образцах 2–3 при 400°С и 2 $ч^{-1}$ (табл. 2).

Основными углеводородами среди газообразных продуктов превращения прямогонных бензиновых фракций газового конденсата являются пропан и бутаны, которые могут быть использованы на получение товарных сжиженных пропан-бутановых газов для топливных целей или в качестве исходного углеводородного сырья в процессах нефтехимии и газохимии.

Таблица 1

Конверсия прямогонной бензиновой фракции н.к.–185 ^{0}С газового конденсата Мыльджинского месторождения на цеолитных нанокомпозитных катализаторах

Образец	$T_р$, ºС	$V_{об}$, $ч^{-1}$	Выход продуктов, мас. %		
			жидкая фаза	газовая фаза	арены
1	400	2	73,0	27,0	39,9
	425	2	65,1	34,9	42,7
	450	2	56,2	43,8	54,2
	400	1	70,0	30,0	61,9
	425	1	65,1	34,9	62,8
	450	1	60,6	39,1	70,0
2	350	1	78,0	22,0	45,1
	400	1	77,5	22,5	55,8
	450	1	63,6	36,4	69,3
	400	3	81,4	28,6	30,0
	425	3	74,4	25,6	37,6
	450	3	71,2	28,8	40,2
3	400	1	77,5	22,5	55,8
	425	1	64,0	36,0	64,6
	450	1	62,5	37,5	69,3
	400	3	72,6	27,4	26,2
	425	3	69,2	30,8	30,3
	450	3	65,0	35,0	35,7

Таблица 2

Конверсия прямогонной бензиновой фракции н.к.–185°С газового конденсата Мыльджинского месторождения на различных цеолитных катализаторах, модифицированных наноразмерными частицами металлов

Образец	$T_р$, ºС	$V_{об}$, $ч^{-1}$	Выход продуктов, мас. %		
			газовая фаза	жидкая фаза	арены
1	400	2	16,9	83,1	31,0
	425	2	21,8	78,2	32,3
	450	2	26,4	73,6	37,7
2	400	2	22,5	77,5	33,5
	425	2	28,2	71,8	39,1
	450	2	33,9	66,1	44,2
3	400	2	18,9	81,1	24,9
	425	2	27,8	72,2	32,5
	450	2	35,2	64,8	38,0
4	400	2	7,9	92,1	21,5
	425	2	24,4	75,6	25,2
	450	2	26,5	73,5	29,8

Таким образом, проведенные исследования по превращению прямогонных бензиновых фракций газового конденсата Мыльджинского месторождения на цеолитных нанокомпозитных катализаторах показали, что введение в цеолитный катализатор наноразмерных частиц металлов меди, цинка, железа и других элементов позволяет значительно увеличить активность и селективность образования высокооктановых моторных топлив, по сравнению с немодифицированными цеолитсодержащими катализаторами. Также, учитывая высокое содержание прямогонных бензиновых фракций н. к.–195°С (до 85 %) в газовом конденсате Мыльджинского месторождения, экономически наиболее выгодным является его прямая каталитическая переработка на цеолитных нанокомпозитных катализаторах в высокооктановые моторные топлива в местах его добычи, а не смешивать его с нефтяным сырьем и транспортировать по нефтепроводу, что делается в настоящее время на многих месторождениях.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ по ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2007–2012 годы» (госконтракт № 02.513.11.3336). Исследования проведены непосредственно авторами и защищены патентами.

ИССЛЕДОВАНИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ВЫСОКОКРЕМНЕЗЕМНЫХ ЦЕОЛИТОВ И КОНВЕРСИИ ЛЕГКОГО УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ В ВЫСОКООКТАНОВЫЕ БЕНЗИНЫ

А.С. Медведев, Ю.С. Юргина
Научный руководитель профессор В.И. Ерофеев
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последние годы высококремнеземные цеолиты типа MFI, благодаря своим особенностям химического состава, строению кристаллической решетки и микропористой структуре, которые придают им специфические молекулярно-ситовые и каталитические свойства, получили широкое применение во многих процессах превращения различных классов углеводородов углеводородного сырья.

Различные традиционные и нетрадиционные методы (ионный обмен, пропитка цеолита растворами определенных соединений металлов-модификаторов, смешение, механохимическая активация и другие) модифицирования высококремнеземных цеолитов позволяют в микропористой структуре цеолита стабилизировать наночастицы металлов или оксидов различных модификаторов-промоторов и считать в полной мере полученные модифицированные цеолитсодержащие катализаторы нанокомпозитными цеолитными материалами. При этом важно отметить, что размер и форма наночастиц вводимых металлов-модификаторов определяются геометрией полостей и каналов микропористого цеолита типа MFI и будут оказывать сильное влияние на адсорбционные и каталитические свойства получаемых нанокомпозитных цеолитсодержащих катализаторов. В настоящей работе проведены исследования по синтезу высококремнеземных цеолитов с использованием новых органических структурообразующих добавок и получению на их основе цеолитсодержащих катализаторов с использованием нанотехнологий.

Высококремнеземные цеолиты получали из щелочных алюмокремнегелей при 150–185^{o}C в течение 1–4 суток с использованием различных органических структурообразующих добавок: гексаметилендиамина, ε-капролактама, пентаэритрита, спиртовой фракции и «Х-масла» (отходов производства капролактама). После синтеза полученные порошки цеолитов промывали водой, сушили при 105–110^{o}C и прокаливали при 550–600^{o}C.

Физико-химические свойства синтезированных цеолитов исследовали с помощью ИК-спектроскопии, рентгенофазового и электронно-микроскопического анализов. ИК-спектры полученных высококремнеземных цеолитов снимали на спектрофотометре ИК-Фурье Nicolet 5700 в средневолновой части спектра 400–4000 см$^{-1}$. Для этого получали таблетки из порошков цеолитов с KBr (1 мг цеолита на 300 мг KBr).

В ИК-спектрах полученных цеолитов наблюдаются полосы поглощения, которые можно отнести к 2-м типам колебаний:

– колебаниям внутри тетраэдров TO4, являющихся первичными структурными единицами, эти колебания не отражают особенностей структуры цеолита;

– колебания по внешним связям тетраэдров, которые зависят от характера сочленения во вторичные структурные единицы, а также в структуры, образующие входные окна в полости цеолита.

Первому типу колебаний отвечают наиболее интенсивные, обнаруживаемые в ИК-спектрах всех высококремнеземных цеолитов полосы поглощения при 1120, 820 и 470 см$^{-1}$. Интенсивная полоса поглощения с максимумом поглощения при 1120 см$^{-1}$ обусловлена антисимметричными валентными колебаниями тетраэдров TO4, полоса поглощения при 820 см$^{-1}$ относится к валентным колебаниям, в которых участвуют, в основном, тетраэдры SiO4. На положение этой полосы поглощения влияет соотношение Si/Al в каркасе цеолита, с увеличением содержания тетраэдрически координированных атомов Al эта полоса поглощения смещается в область низких частот. Интенсивная полоса поглощения при 460 см$^{-1}$ соответствует деформационным колебаниям в тетраэдрах TO4.

Второму типу колебаний, чувствительных к характеру связей между тетраэдрами, топологии и виду окружения вторичных структурных единиц в цеолите, отвечает полоса поглощения при 560 см$^{-1}$. Эта полоса поглощения обусловлена присутствием сдвоенных пяти-членных колец в каркасе высококремнеземных цеолитов и указывает на принадлежность данного цеолита к семейству MFI (ZSM). По отношению полос поглощения при 560 и 460 см$^{-1}$ (I560/I460) была рассчитана степень кристалличности полученных цеолитов, степень кристалличности для всех образцов высококремнеземных цеолитов составляет примерно 75–90 %.

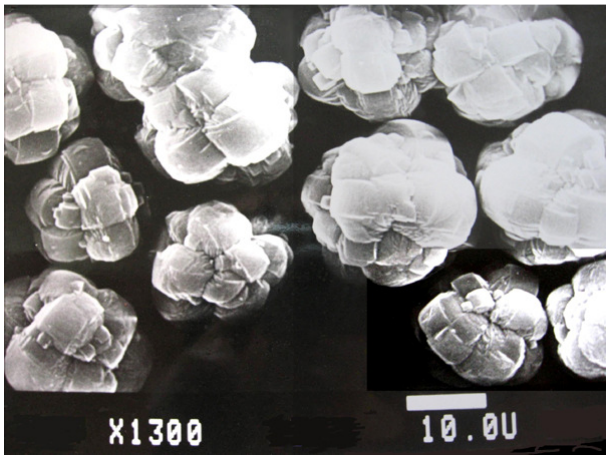


Рис.1 Микрофотография ВКЦ, синтезированного с использованием ГМДа

Таким образом, на основании литературных и экспериментальных данных и по наличию во всех спектрах полученных образцов полос поглощения при 1300–900, 820, 400–600 см$^{-1}$ эти образцы относятся к цеолитам, а по наличию во всех образцах полосы поглощения при 560 см$^{-1}$ эти высококремнеземные цеолиты относятся к структурному типу MFI (ZSM). По данным рентгенофазового анализа все полученные цеолиты идентичны цеолиту типа MFI (ZSM-5).

Из результатов электронно-микроскопического анализа установлено, что размеры частиц цеолитов находятся в пределах 400–1500 нм. Удельная поверхность цеолитов, синтезированных с использованием гексаметилендиамина, составляет 276–277, ε-капролактама – 184, «спиртовой фракции» – 329 и «Х-масла » – 349 $м^2$/г. Цеолитсодержащие катализаторы были получены на стадии гидротермального синтеза элементо-алюмосиликатов (железа, галлия, цинка, меди и других элементов), механохимическим смешиванием порошков цеолитов с наноразмерными частицами металлов меди, железа, цинка, молибдена, хрома, вольфрама и других элементов или с порошками соответствующих соединений металлов.

Размер наноразмерных частиц металлов-модификаторов цеолита составлял 20–300 нм, так, например, средний размер частиц меди – 50–80 нм, частиц цинка – 50–130 нм, железа – 80–130 нм, никеля – 20–30 нм, вольфрама – 20–40 нм.

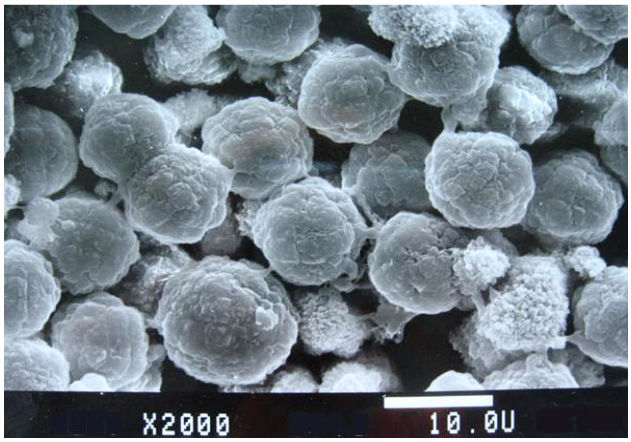


Рис. 2. Микрофотография железоалюмосиликата, синтезированного с использованием ГМДа

На рис. 1, рис. 2 представлены микрофотографии высококремнеземного цеолита (ВКЦ), синтезированного с использованием гексаметилендиамина, (рис. 1) и железоалюмосиликата (рис. 2), полученные с помощью электронной микроскопии.

Таким образом, на основании данных физико-химических исследований установлено, что все синтезированные цеолиты, полученные с использованием различных органических добавок, относятся к высококремнеземным цеолитам типа MFI (ZSM-5). Также показано, что химическая природа органических структурообразующих добавок, используемых при синтезе высококремнеземных цеолитов и условия их модифицирования различными металлами, оказывают существенное влияние на физико-химические свойства получаемых цеолитсодержащих катализаторов.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ по ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2007–2012 годы» (госконтракт № 02.513.11.3336). Исследования проведены непосредственно авторами и защищены патентами.

УСТАНОВИВШЕЕСЯ ТЕЧЕНИЕ ВОДЫ ЧЕРЕЗ КАПИЛЛЯРЫ ПЕРЕМЕННОГО СЕЧЕНИЯ

И.И. Мифтахов
Научный руководитель доцент В.А. Иванов
Филиал Тюменского государственного нефтегазового университета, г. Нефтеюганск, Россия

При изучении фильтрации жидкости в пористой среде используется физическое моделирование, основанное на теории подобия. Модель грунта, представляющая собой систему капилляров переменного сечения, используется давно. В [1] такая модель применялась для изучения электрических свойств пород в зависимости от геометрии порового пространства и свойств жидкостей, заполняющих это пространство. В настоящее время упрощенная модель пористой среды (капилляры переменного сечения) используется, например, при изучении течения полимерных растворов [2].

Целью настоящей работы является экспериментальное изучение характера течения воды через капилляры переменного сечения.

Закон течения жидкости в тонкой цилиндрической трубке впервые был получен французским ученым доктором медицины Пуазейлем в 1840 г. [3]:

$$Q = k(p - p_0)d^4 / l,$$

где Q – объем жидкости, протекающей за одну секунду через поперечное сечение трубки, $k = \pi/128\mu$ – коэффициент пропорциональности, μ – коэффициент динамической вязкости, p и p_0 – давления на входе в трубку и выходе из нее, d – диаметр трубки, l – длина трубки.

Пуазейль пришел к этой зависимости чисто эмпирическим путем, исследуя движение жидкости в тонких капиллярных трубках. Эта формула применима только при ламинарном течении жидкости и при условии, что длина трубки значительно превышает длину начального участка, на котором происходит развитие ламинарного течения в трубе.

Безразмерная величина *Re*, называемая числом Рейнольдса, является критерием подобия для течения вязких жидкостей и газов, характеризующим соотношение между инерциальными силами и силами вязкости [3]. При изучении движения жидкости в круглых трубах число Рейнольдса определяется формулой:

$$\mathrm{Re} = \rho \cdot \upsilon \cdot d / \mu,$$

где ρ – плотность жидкости, υ – средняя скорость течения жидкости, d – диаметр трубы, μ – коэффициент динамической вязкости.

Согласно теории [4] коэффициент гидравлического трения λ при ламинарном установившемся течении жидкости, подчиняющемся формуле Пуазейля, определяется зависимостью:

$$\lambda = 64/\mathrm{Re}.$$

В этом случае λ зависит от скорости и свойств жидкости, так как эти параметры непосредственно входят в определение числа Рейнольдса.

Принципиальная схема экспериментальной установки приведена на рис.1. Очищенная питьевая вода истекала из источника 1 в сливной стакан 2 через капилляр 3. Из сливного стакана 2 вода через сливной патрубок поступала в мерную емкость 4. Уровни воды в источнике h_1 и в сливном стакане h_2 поддерживались постоянными. Истечение воды через капилляр в затопленное пространство происходило под действием гидростатического давления столба жидкости высотой h_1

$$p = \rho \cdot g \cdot h_1,$$

где ρ – плотность воды, g – ускорение свободного падения, h_1 – разность уровней. При проведении измерений изменялся уровень h_1, что приводило к изменению величины гидростатического давления и, соответственно, к изменению средней скорости течения воды через капилляр.

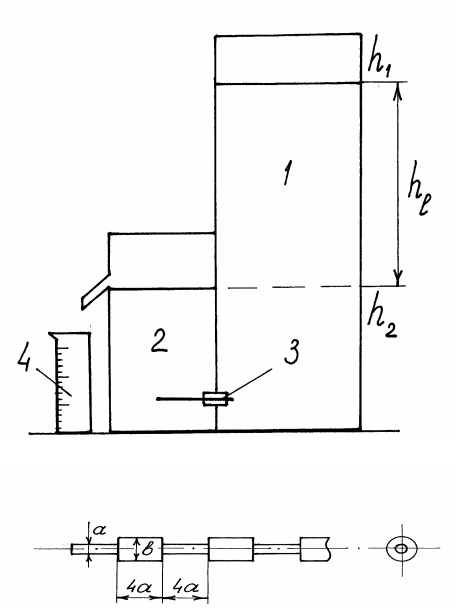


Рис.1 Принципиальная схема экспериментальной установки и внутреннее строение капилляра
1 – источник; 2 – сливной стакан; 3 – капилляр; 4 – мерная емкость

Величина h_1 в процессе проведения экспериментов изменялась в пределах от $2 \cdot 10^{-3}$ м до 1,5 м. При проведении исследований использовались капилляры простой формы, представляющие собой цилиндрические капилляры постоянного сечения, и капилляры сложной формы, представляющие собой цилиндрические капилляры переменного сечения.

Основным измеряемым параметром являлся массовый расход жидкости через капилляр:

$$G = \rho \cdot V,$$

где $\rho = 10^3$ кг/м^3 – плотность воды; V – объемный расход жидкости в м^3/с. Поэтому другие параметры, характеризующие течение, определялись через массовый расход жидкости. Число Рейнольдса в этом случае принимает вид:

$$\mathrm{Re} = 4G/(\pi \cdot d \cdot \mu),$$

где d – диаметр капилляра; $\mu = 10^{-3}$ Па·с – коэффициент динамической вязкости, а коэффициент гидравлического трения:

$$\lambda = \frac{\pi^2 \cdot g \cdot \rho^2 \cdot h_1 \cdot d^5}{8 \cdot l \cdot G^2}.$$

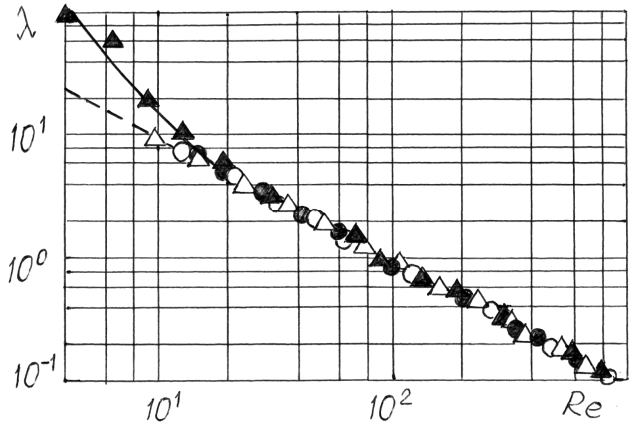


Рис.2 Зависимость коэффициента гидравлического трения λ от числа Рейнольдса Re
Штриховая линия – теория λ = 64/Re; капилляры: ○ – цилиндрический d = 0,9 мм; ● – переменного сечения d = 0,9 мм; Δ – цилиндрический d = 0,5 мм; ▲ – переменного сечения d = 0,5 мм

На рис.2 представлены экспериментальные результаты в виде зависимости коэффициента гидравлического трения λ от числа Рейнольдса Re. В диапазоне изменения числа Рейнольдса $Re > 20$ относительная погрешность измерения λ не превышала 10 %. При малых значениях h_1, что соответствовало значениям массового расхода $G < 5 \cdot 10^{-6}$ кг/с и числам Рейнольдса $Re < 20$ относительная погрешность измерения достигала 50 %. Погрешность измерения числа Рейнольдса во всем диапазоне изменения

параметров не превышала 6 %.

Из рис.2 видно, что в диапазоне изменения чисел Рейнольдса от 20 до 1000 измеренные значения коэффициента гидравлического трения λ для капилляров цилиндрического и переменного сечения описываются теоретической зависимостью $\lambda = 64/Re$. Отклонение от теоретической зависимости наблюдалось только для капилляра переменного сечения с меньшим диаметром 0,5 мм при значениях $Re < 20$. В исследованном диапазоне максимальное значение $\lambda \sim 100$ соответствовало значению $Re = 4$, т.е. отличается от теоретического значения в 6 раз. Для капилляра цилиндрического сечения такого же диаметра 0,5 мм во всем диапазоне чисел Рейнольдса от 9 до 1000 отклонение от теоретической зависимости не наблюдалось. Это позволяет предположить, что увеличение гидравлического трения зависит от периодической перестройки структуры течения в капиллярах переменного сечения.

Таким образом, экспериментально изучено установившееся течение воды через капилляры переменного сечения в диапазоне чисел Рейнольдса $4 < Re < 1000$, соответствующем ламинарному режиму течения. Для капилляра переменного сечения с меньшим диаметром 0,5 мм в области значений $4 < Re < 20$ отмечено существенное отличие коэффициента гидравлического трения от теоретических значений. Увеличение коэффициента гидравлического трения связано с периодической перестройкой структуры течения в капиллярах переменного сечения.

Литература

1. Амикс Дж., Басс Д., Уайтинг Р. Физика нефтяного пласта. – М.: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, 1962. – 572 с.
2. Власов С.А., Каган Я.М. О возможном механизме повышения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений, разрабатываемых в режиме заводнения // Нефтяное хозяйство. – М., 2005. – №2. – С. 70 – 73.
3. Физический энциклопедический словарь / Под ред. А.М. Прохорова. – М.: Советская Энциклопедия, 1984. – 944 с.
4. Чугаев Р.Р. Гидравлика. – Л.: Энергия, 1975. – 600 с.

АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ГАЗООТДАЧИ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

П.Г. Мусинов
Научный руководитель доцент Г.Ф. Ильина
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Основным районом исследований по получению в промышленных масштабах метана из угольных пластов стала территория Кузбасса. По результатам ранее проведенных геологоразведочных и оценочных работ прогнозные ресурсы метана в угольных пластах Кузбасса равны 13,1 трлн. куб. м до глубины 1800 м (при метаноносности свыше 8–10 куб. м /т угля), что позволяет рассматривать Кузбасс как гигантский источник метана, его по праву можно считать крупнейшим метаноугольным бассейном мира, обладающим идеальными возможностями широкомасштабной добычи метана. Глубина оценки прогнозных ресурсов углей и метана охватывает только около одной трети бассейна, а нижние его этажи на больших глубинах сохраняют на отдаленную перспективу неоцененные огромные ресурсы метана в угольных пластах (более 20 трлн. куб. м) [1–3]. В Кузбассе благоприятные условия для организации промышленной добычи метана из угольных пластов следующие:

– уникальные ресурсы метана в угольных пластах до глубины 1,8 км;
– суммарный объем – 13 трлн. $м^3$;
– в границах лицензионной площади – около 6 трлн. $м^3$;
– в границах первоочередных площадей – около 2 трлн. $м^3$;
– высокая плотность ресурсов метана – 2-3 млрд. $м^3/км^2$;
– развитая промышленная база и инфраструктура потребления газа.

Особенности формы нахождения и распределения газов в угленосных толщах требуют специальных технологий добычи сорбированного газа из угольных пластов, отличных от технологии разработки традиционных месторождений свободного газа.

Для достижения коммерческих дебитов для углеметановых скважин необходимо применение методов стимулирования. Технологии стимулирования помогают установить эффективную связь между стволом скважины и коллектором. В настоящее время, применяются четыре метода для достижения таких связей. Они приведены ниже в порядке частоты использования.

Гидроразрыв в настоящее время используется больше, чем на 80 % действующих углеметановых скважинах мира. Из-за возможности использования этой технологии в различных пластовых условиях рекомендуется ее применение при реализации Проекта экспериментальных работ в Кузбассе.

Технологии кавитации применялись на большинстве действующих месторождений угольного метана в США, Австралии, Китае и в других странах. Однако не всегда эта процедура заканчивалась успехом. В настоящее время, только менее чем на 10 % скважин в мире применяют процесс кавитации и большая часть из них (более 95 %) сосредоточена на небольшой площади бассейна Сан-Хуан (San Juan fairway). Из-за ограниченного и неповсеместного успеха применения кавитации использование в Кузбассе этой технологии на данный момент не рекомендуется. Однако по мере расширения Проекта этот процесс должен быть исследован.

Разбуривание открытого забоя скважины в необсаженном стволе является относительно новой технологией завершения скважин для углеметановой промышленности. Применяемая на практически эксклюзивных правах в бассейне Powder River (США, штат Вайоминг) [4–5].

Несмотря на простоту, эта технология эффективна только для пластов с очень высокой проницаемостью от 100 мДарси до 3 Дарси и более. Так как проницаемость угольных пластов Кузбасса меньше, чем в бассейне Powder River и дебиты экспериментальных скважин Кузбасса невелики, использование технологии разбуривания открытого забоя скважины в Кузбассе не рекомендуется.

Бурение протяженных горизонтальных скважин в пределах намеченных угольных пластов – это одна из самых эффективных технологий для обеспечения связи между коллектором и стволом скважины.

Из-за больших экономических затрат на бурение горизонтальных скважин и производственную деятельность применение метода горизонтального бурения в проектах коммерческой добычи метана из угольных пластов достаточно ограниченное. Меньше, чем на 1 % углеметановых скважин в мире применяется такой метод стимулирования. Поэтому бурение горизонтальных скважин на испытательных площадях в Кузбассе рекомендуется производить на более поздних стадиях эксперимента.

Проектом «Поисковых работ и геолого-промысловых исследований на площадях, подготавливаемых к опытно-промышленной добыче метана из угольных пластов в Ерунаковском районе Кузбасса» было предусмотрено бурение и исследование двух оценочно-тестовых скважин на Талдинском месторождении. В них предусматривалось выбрать и испытать до 3-х интервалов стратиграфического разреза, содержащих наиболее продуктивные угольные пласты.

Первая скважина № 1-УМ была заложена на Талдинском месторождении в 80-ти м от керновой скважины № 16116. В ней было намечено проведение испытаний угольных пластов в 3-х интервалах стратиграфического разреза при проектном забое 1800 м. Исследования в скважине проводились сверху вниз в необсаженном стволе. Предусмотренный проектом третий интервал, расположенный ниже 1100 м, не удалось пересечь скважиной и испытать из-за огромной каверны на забое, образовавшейся в результате испытаний второго интервала.

В результате бурения и исследования скважины №1-УМ был получен большой фактический материал, необходимый для дальнейшего ведения исследовательских работ. Однако в скважине не удалось заметно повысить газоотдачу угольных пластов, а полученные притоки газа близки к теоретически возможным для невозбужденных угольных пластов, что обусловлено пониженными мощностями компрессорного оборудования и рядом технологических ошибок при проектировании.

Модель гидроразрыва для экспериментальных скважин в Кузбассе была основана на результатах предварительного моделирования резервуара. Как показало моделирование, проницаемость угольных пластов требует формирования только коротких трещин с высокой проводимостью. Тем не менее, большое количество угольных пластов требует оптимизации процесса формирования трещин так, чтобы количество гидроразрывов было минимальным, но при этом достигалась искомая высокая проводимость трещин.

Вывод: наиболее эффективной может быть комбинированная технология, заключающаяся в первоначальном применении гидроразрыва с последующим пневмо-гидродинамическим воздействием на угольные пласты.

Литература

1. Гельфгат Я.А. Еще раз о приоритете газа в топливно-энергетическом комплексе России (Кризисное состояние в развитии газодобывающей промышленности может быть устранено без перевода теплоэлектроцентралей с газа на уголь) // Нефтепромысловое дело. – М., 2003. – №3. – С. 21 – 32.
2. Каракозов А.А., Угнивенко В.В. Повышение эффективности бурения газовых скважин на угольных месторождениях // Наук. праці Донец. держав. техн. ун-ту. – Донецк, 2001. – №23. – С. 61 – 66.
3. Шаровар И.И. Современное состояние и перспективы развития отдельных отраслей топлива и энергетики, а также научно-технического его обеспечения // Большая нефть: реалии, проблемы, перспективы. Нефть и газ Европейского Северо-Востока: Материалы Всероссийской конференции, г. Ухта, 15–17 апр., 2003. – Ухта: Изд-во Ухтин. гос. техн. ун-та, 2003. – С. 12 – 21.
4. Ayers Walter B. Coalbed gas systems, resources, and production and a review of contrasting cases from the San Juan and Powder River basins // AAPG Bull., 2002. – №11. – P. 1853 – 1890.
5. The next big gas source // Petrol. Econ., 2002. – №3. – P. 32.

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ПОДБОРУ КОМПОЗИЦИЙ НА ОСНОВЕ ХЛОРИСТОГО КАЛЬЦИЯ ДЛЯ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН

В.С. Нагорнов, В.А. Измоков, М.А. Чабаева
Научный руководитель старший преподаватель С.В. Воробьев
Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

Целью данной работы является выбор наиболее оптимального реагента для обработки раствора на основе хлористого кальция при глушении скважин, изучение физико-химических процессов раствора, влияющих на коллекторские свойства пласта.

Первоочередной задачей при выборе жидкости глушения, наряду с обеспечением достаточного гидростатического давления, является сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта. Определяющее влияние на снижение продуктивности скважин после глушения оказывают технологические жидкости, которые используют при работе с пластом. Это происходит в результате их глубокого проникновения в пласт и последующего физико-химического взаимодействия с породами и пластовым флюидом.

Традиционно в качестве жидкости глушения применяют растворы солей, пластовые воды, как менее затратные. Практика глушения скважин растворами солей показывает, что в процессе глушения происходит снижение дебитов нефти.

Снижение естественной проницаемости коллектора по нефти происходит вследствие его внутрипоровой кальматации при взаимодействии технологических жидкостей за счет следующих процессов:

- набухание глинистых минералов содержащихся в породе коллектора;
- блокирующее действие воды, обусловленное капиллярными и поверхностными явлениями, происходящими в поровом пространстве в результате взаимного вытеснения несмешивающихся жидкостей;
- образование в пласте стойких водонефтяных эмульсий;
- образование в поровом пространстве нерастворимых осадков в результате взаимодействия фильтратов и пластовых флюидов;
- закупорка пор твердыми частицами, проникающими в пласт вместе с фильтратом (жидкой фазой).

Потеря добычи нефти после глушения скважин существующими жидкостями составляет значительную долю (около 40 % в течение двух месяцев). При глушении высокодебитных скважин влияние жидкости глушения особенно заметно. Эти потери изменяются в зависимости от коллекторских свойств, обводненности продукции, состава нефти, газового фактора, градиента пластового давления и других факторов.

С целью сохранения коллекторских свойств пласта (дебита скважины), применяют модифицированную жидкость глушения (МЖГ), т.е. жидкость с добавками различных реагентов. Основными компонентами модифицированной жидкости глушения являются минерализованные технологические воды и поверхностно-активное вещество (ПАВ), небольшие добавки которого снижают межфазное натяжение на границе раздела жидкости глушения и нефти. В работе будет подробнее рассмотрено действие различных ПАВ на коллекторские свойства пласта.

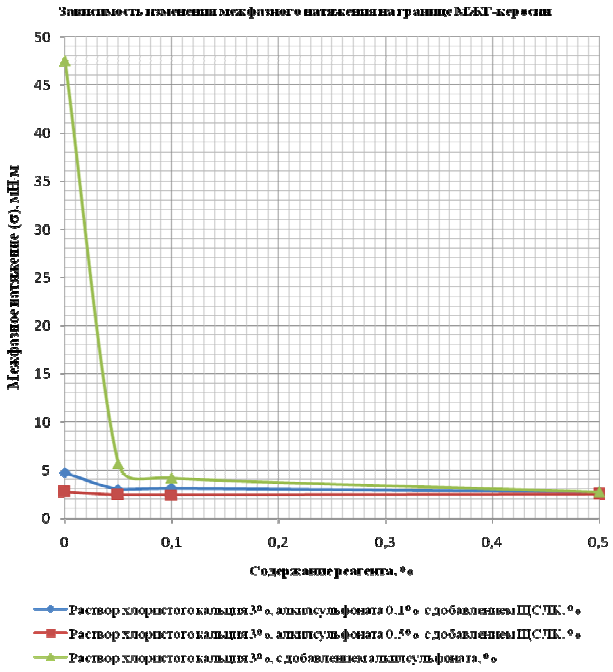


Рис. Зависимость изменения величины межфазного натяжения на границе МЖГ – керосин

При проникновении МЖГ в пласт происходит изменение смачиваемости пористой среды, снижается поверхностное натяжение на границе нефть-вода-порода, уменьшается величина капиллярных сил с одновременным снижением глубины пропитки породы, что сказывается на фильтрационно-емкостных свойствах пористой среды [1]. Проникновение МЖГ в принимающие участки порового пространства предотвращает взаимодействие этих участков с водой и образование пленок воды на породе, за счет чего происходит увеличение проницаемости для нефти и, как следствие, увеличение производительности скважин в послеремонтный период. Были проведены исследования растворов (0 %, 1 %, 3 %, 5 %, 10 %, 15 %,) концентрации хлористого кальция с добавками реагентов МЛ-СУПЕР (0,05 %, 0,1 %, 0,5 %), ЩСЛК (0,05 %, 0,1 %, 0,5 %), АЛКИЛСУЛЬФОНАТ (0,05 %, 0,1 %, 0,5 %). Были проведены дополнительные исследования: в приготовленные растворы АЛКИЛСУЛЬФОНАТ (0,1 %, 0,5 %) добавили реагент ЩСЛК. Исследования показали, что из приведенных МЖГ наиболее эффективно действует на снижение величины межфазного натяжения на границе МЖГ – керосин, раствор хлористого кальция (на водной основе), обработанный реагентом АЛКИЛСУЛЬФОНАТ (паста от белого до светло-желтого цвета). Тем не менее, результаты оказались далеки от желаемых. При проведении исследования действия АЛКИСУЛЬФОНАТА в комплексе с реагентом ЩСЛК величина межфазного натяжения оказалось наименьшей из всех полученных. Результаты приведены на графике (рисунок). По графику видно, что действие АЛКИЛСУЛЬФОНАТа в комплексе с ЩСЛК на раствор хлористого кальция (3 %) существенно улучшает результаты при концентрации АЛКИЛСУЛЬФОНАТа 0,1 % и ЩСЛК 0,05 %. Данная работа является актуальной. Ускоренные темпы разработки нефтяных и газовых месторождений, широкое внедрение вторичных методов добычи, заводнение пластов, а также выход из строя со временем и обводнение определенной части действующего фонда скважин – все это приводит к росту ремонтно-восстановительных работ и, следовательно, требует совершенствования служб ремонта и внедрения новейших материалов и технологий.

Литература

1. Технология повышения нефтеотдачи пластов. – М.:ОАО «Всероссийский нефтегазовый научный институт», 2005. – 156 с.

О НЕКОТОРЫХ ПРИЧИНАХ ПРОСТОЕВ СКВАЖИН НА ЕТЫ-ПУРОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Л.А. Нафикова
Научный руководитель ассистент Р.Ф. Вафин
Казанский государственный университет имени В.И. Ульянова–Ленина, г. Казань, Россия

Многопластовое и сложнопостроенное Еты-Пуровское месторождение открыто в 1971 году, состоит из двух поднятий – северного и южного. Эксплуатационное разбуривание начато с южного купола месторождения в мае 2002 года. В пробную эксплуатацию месторождение введено в 2003 году.

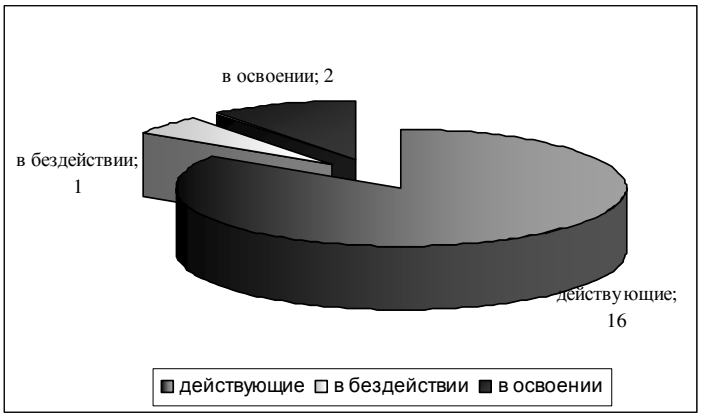


Рис.1 Распределение добывающего фонда скважин по категориям

Геологический разрез Еты-Пуровского месторождения представлен песчано-глинистыми отложениями мезозойско-кайнозойского возраста. В разрезе месторождения выделяется несколько перспективных и продуктивных пластов, в разработку введены следующие: $БП_1$, $БП_9$, $БП_9^2$, $БП_{10}^0$, $БП_{10}^1$, $БП_{12}^1$.

Проведем краткий анализ фонда скважин на Еты-Пуровском месторождении.

К моменту исследования в границах южного купола пробурено 27 скважин, из них 19 – добывающих, в т.ч. действующих – 16, 1 – в бездействии, 5 – нагнетательных, 2 – в освоении, кроме того, 3 – водозаборные, пробуренные на сеноман. Скважин, находящихся в консервации и ликвидации, нет.

Как видно из рис.1, в бездействии находится одна скважина, которая была переведена в данную категорию по причине высокой обводненности и падения дебита нефти после неудачного проведения гидроразрыва пласта. Обводненность достигла 92,5 %, дебит скважины снизился с 319,2 до 61 т/сут.

Таблица 1

Распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти и обводненности

дебит нефти, т/сут	обводненность, %						всего
	0–10	10–20	20–50	50–70	70–95	>95	
до 10	0	0	0	1	4	1	**6**
10-40	1	0	0	0	2	0	**3**
40–100	0	0	0	1	2	0	**3**
100–200	0	0	0	1	1	0	**2**
>200	0	1	1	0	0	0	**2**
итого	**1**	**1**	**1**	**3**	**9**	**1**	**16**

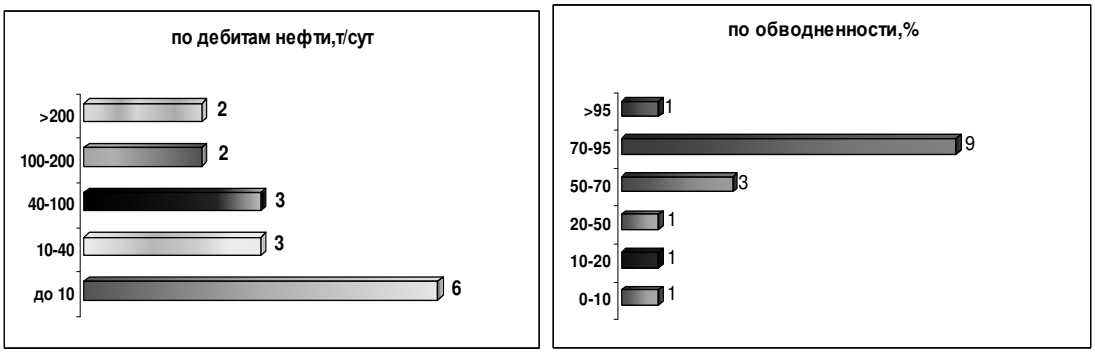


Рис.2 Распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти и обводненности

Из табл. 1 и рис. 2 видно, что малодебитный фонд с дебитом нефти до 10 т/сут составил 6 скважин, по 3 скважины в интервале дебитов 10–40 и 40–100 т/сут, 4 высокодебитные скважины работают с дебитами более 100 т/сут.

По обводненности наблюдается следующая ситуация: 1 скважина добывает малообводненную продукцию (0–10 %), 2 скважины – 10–50 %, 3 скважины – 50–70 %. Более половины действующего фонда – 9 скважин – добывают продукцию с обводненностью от 70 до 95 %. Одна скважина работает с предельной обводненностью более 95 %.

В табл. 2 приведены показатели способов эксплуатации скважин, из которой видно, что в 2003 г. большая часть скважин (2/3 действующего фонда) была введена в работу фонтаном со средним дебитом жидкости 328,3 т/сут и обводненностью 25,2 %. В 2004 г. дебит жидкости фонтанных скважин снизился до 125,8 т/сут, а обводненность практически не изменилась (23,4 %).

Таблица 2

Показатели способов эксплуатации действующего фонда скважин

Способ эксплуатации	Показатели	2003 г.	2004 г.
Фонтан	действующий фонд	5	2
	дебит по жидкости, т/сут: средний	328,3	127,7
	максимальный	714,4	205,4
	минимальный	21,1	36,9
	средняя обводненность, %	25,2	23,4
ЭЦН	действующий фонд	2	14
	дебит по жидкости, т/сут: средний	212,8	167,8
	максимальный	403,0	628,8
	минимальный	31,6	5,8
	средняя обводненность, %	78,7	73,2

В 2004 г. действующий фонд увеличился в 2,3 раза. По причине роста обводненности и снижения производительности скважины перевели на механизированный способ эксплуатации – 87,5 % действующего фонда эксплуатируются ЭЦН и только 2 скважины (12,5 %) работают фонтаном. Скважины, оборудованные ЭЦН, имеют средний дебит жидкости 167,8 т/сут при средней обводненности 73,2 %.

Межремонтный период работы (МПР) скважин, оборудованных ЭЦН, составляет 117 сут, причем импортные насосные установки имеют больший МРП (168 сут) из-за высокого качества и производительности.

Межремонтный период фонтанных скважин на дату анализа составляет 179 суток, что выше МРП скважин, оборудованных ЭЦН.

В табл. 3 представлены причины простоев скважин, имеющие место на Еты-Пуровском месторождении.

Таблица 3

Распределение причин простоев скважин на период с начала эксплуатации до 01. 11. 2005 г.

причина простоя	всего скважин	кол-во простоев	в % отн. (от общего кол-ва простоев)
заклинивание ЭЦН	2	2	6
вывод скважины на режим	8	8	25
ожидание исследования скважины	3	3	9
ожидание капитального ремонта	6	6	18
отсутствие подачи	6	6	18
прекращение фонтанирования	7	7	21
спуск оптимального насоса	1	1	3
ИТОГО:	**33**	**33**	**100**

Из табл. 3 видно, что за исследуемый период из 33 зафиксированных простоев большинство их связано с выводом скважин на режим (25 %), прекращением фонтанирования (21 %), ожиданием капитального ремонта (18 %) и отсутствием подачи (18 %).

По такому распределению можно сделать вывод:

– преобладание простоев, связанных с выводом скважин на режим, обусловлено с вводом их в эксплуатацию после ремонта и бурения, а высокий темп последнего процесса, как известно, неизбежен на начальных стадиях разработки месторождений;

– причиной прекращения фонтанирования скважин на Еты-Пуровском месторождении является падение пластового давления из-за интенсивных отборов;

– долговременное ожидание капитального ремонта, видимо, вызвано экономическим фактором;

– для избежания простоев, связанных с отсутствием подачи, необходим выбор оптимального насоса и глубины его погружения.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОСВОЕНИЯ НЕДР СРЕДНЕ-ХУЛЫМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ ПЛАСТОВ АС10 И АС9-3

Л.А. Нафикова
Научный руководитель ассистент Р.Ф. Вафин
Казанский государственный университет имени В.И. Ульянова–Ленина, г. Казань, Россия

Проблемы повышения эффективности освоения недр являются основными на любом месторождении и на всем протяжении разработки. Успешное решение их требует дополнительной ответственности, интеллектуальных и материальных вложений со стороны недропользователя. В данной работе рассмотрены некоторые из них на примере Средне-Хулымского месторождения, а именно пластов АС10 и АС9-3 Черкашинской свиты нижнего мела (Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция).

Оба пласта по своей литологической характеристике представлены переслаиванием песчаников, алевролитов и глин. В разрезе друг от друга их отделяет мощная пачка глин толщиной от 10 до 16 метров. Залежи объектов пластовые, сводовые, литологически экранированные.

Пласт АС9-3 залегает на глубинах 2703–2739 м, общая толщина изменяется от 7,4 до 14,4 м (среднее значение – 10,1 м), эффективная толщина 1,4–5,2 м (среднее значение – 3,1 м), средние значения коэффициента песчанистости – 0,3, коэффициента расчлененности – 1,9. Проницаемость варьирует в пределах от 2 до 112 мД, пористостьм– 15–21 % (среднее значение – 17 %), начальная нефтенасыщенность – 46–72 % (среднее значение – 58 %).

Пласт АС10 делится на две части: АС10-1-1 и АС10-1+2.

АС10-1-1 залегает на глубинах 2732–2753 м, общая толщина изменяется от 2,2 до 4,6 м (среднее значение – 4,7 м), эффективная толщина 0,8–9,2 м (среднее значение – 2,8 м), средние значения коэффициента песчанистости – 0,7, коэффициента расчлененности – 1,2, проницаемость – 32–271 мД, пористость – 19–22 % (среднее значение – 21 %), начальная нефтенасыщенность – 42–78 % (среднее значение – 67 %).

АС10-1+2 залегает на глубинах 2735–2800 м, общая толщина изменяется от 28,6 до 53,2 м (среднее значение – 42,6 м); эффективная толщина – 2,2–16,6 м (среднее значение – 12,5 м), средние значения коэффициента песчанистости – 0,3, коэффициента расчлененности – 6,5, проницаемость – 13–242 мД, пористость – 15–22 % (среднее значение – 17 %), начальная нефтенасыщенность – 36–73 % (среднее значение – 58 %).

На момент исследования на Средне-Хулымском месторождении эксплуатируется пласт АС10. Пласт АС9-3 рассматривается в качестве возвратного объекта разработки.

С 2001 по 2003 год залежь пласта АС10 разрабатывалась на естественном упруго-водонапорном режиме с незначительной активностью законтурных вод. Это подтверждалось снижением пластового давления при эксплуатации скважин. Поэтому была необходима оперативная организация системы поддержания пластового давления по мере формирования ячеек эксплуатации. Приняв во внимание особенности геологического строения объекта, его неоднородность и расчлененность, была оценена целесообразность применения избирательного заводнения. Под нагнетание переводились те скважины, местоположение которых наиболее полно отвечало геологическому строению пластов и обеспечивало эффективное воздействие на пласт. В качестве рабочего агента для поддержания пластового давления на Средне-Хулымском месторождении используют воду апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса и подтоварную воду.

На Средне-Хулымском месторождении пластовое давление поддерживается не ниже 17 МПа (в области нагнетательных скважин – 27 МПа) при давлении насыщения нефти газом 8,34–15,9 МПа.

Суточные дебиты жидкости в скважинах колеблются от 15 до 100–105 т/сут. Рассмотренные 59 добывающих скважин южной части залежи распределяются в следующих интервалах обводненности продукции: 0–10 % – 30 скв.; 10–50 % – 16 скв.; 50–70 % – 8 скв.; 85–96 % – 5 скв.

На Средне-Хулымском месторождении проводились различные мероприятия по регулированию процесса разработки и интенсификации притока в скважины. До организации системы поддержания пластового давления основными методами интенсификации притока были дострел продуктивных интервалов пласта АС10, обработка призабойных зон пласта соляной кислотой, а также перевод скважин из фонтанного способа эксплуатации в механизированный.

С внедрением искусственного заводнения возникает необходимость качественного контроля динамики пластового давления и процесса вытеснения нефти из пласта.

Как уже отмечалось выше, пласт АС9-3 планируется сделать возвратным объектом разработки, и эксплуатация его планируется раздельно и совместно с пластом АС10. Разработка двух пластов единой сеткой скважин, с одной стороны, дает возможность увеличить добычу на месторождении, с другой стороны, накладывает на предприятие дополнительные обязательства. В скважинах с сочетанием двух пластов должно быть предусмотрено снятие профилей притока, проведение промысловых геофизических исследований и других исследовательских работ чаще, чем в «однопластовых».

Учитывая геологическое строение и коллекторские свойства пластов, можно предложить альтернативный вариант разработки. Это одновременно-раздельная эксплуатация пластов АС10 и АС9-3. При разработке неоднородных по проницаемости продуктивных пластов может произойти опережающее обводнение высокопроницаемых прослоев и частичное или полное отключение из процесса выработки средне- и низкопроницаемых. Одновременно-раздельная эксплуатация позволяет обеспечить регулируемую выработку пластов при разбуривании многопластового объекта единой сеткой скважин [1].

Учитывая более низкие коллекторские свойства пласта АС9-3 и его относительно высокую нефтенасыщенность, хотелось бы предложить внедрение технологии гидроразрыва пласта (ГРП) на скважинах, эксплуатирующих этот пласт. ГРП следует рассматривать как метод повышения нефтеотдачи лишь для

слабопроницаемых пластов. Здесь этот метод наряду с увеличением темпов отбора нефти повышает нефтеотдачу за счет увеличения охвата залежи заводнением. Применение ГРП в высокопроницаемых коллекторах может рассматриваться как метод ускорения извлечения проектного количества нефти. Причем, создавая дополнительные трещины в высокопроницаемых пластах, мы повышаем природную неоднородность коллектора, что приводит к усилению процессов неравномерного продвижения закачиваемых вод и преждевременному обводнению скважин [2].

Еще одной очень важной проблемой для залежей с высокой степенью зональной неоднородности являются потери запасов нефти в тупиковых зонах. Следует обратить внимание на вопросы оптимизации плотности сетки скважин в комплексе с совершенствованием системы поддержания пластового давления.

Также на Средне-Хулымском месторождении имеют место такие проблемы, как парафиноотложение и гидратообразование в подземном и наземном оборудовании скважин, связанные с наличием многолетнемерзлых пород. Для предотвращения данных явлений рекомендуется применение электрических, тепловых, механических и химических методов: обработка горячей нефтью и паром, использование скребков, прогрев насосно-компрессорных труб (НКТ) греющим кабелем, подача в НКТ ингибиторов гидратообразования и т.д.

Конечно, этот ряд вопросов не является исчерпывающим для данного месторождения, новые осложнения возникают и будут возникать в процессе многолетней эксплуатации. Однако на данном этапе, по мнению автора, они наиболее важные.

Литература

1. Муслимов Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения. – Казань, 2003. – 596 с.
2. Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности. – Казань, 2005. – 688 с.

ПОСТРОЕНИЕ КАРТЫ ПРОВОДИМОСТИ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН С УЧЕТОМ ПРОМЫСЛОВЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

А.С. Поливахо
Научный руководитель профессор А.Т. Росляк
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Данные о значениях проводимости *kh* могут быть получены из двух источников: из интерпретации гидродинамических исследований (ГДИС) и геофизических исследований (ГИС). Данные ГДИС позволяют получить наиболее достоверные результаты, напрямую характеризующие продуктивность скважин. Данное положение справедливо для отдельных скважин, однако при построении карты важна еще и представительность имеющейся выборки *kh*. Так как охват пласта сложными ГДИС зачастую бывает не полный, требуется проверка достоверности представления о пласте полученного из ГДИС.

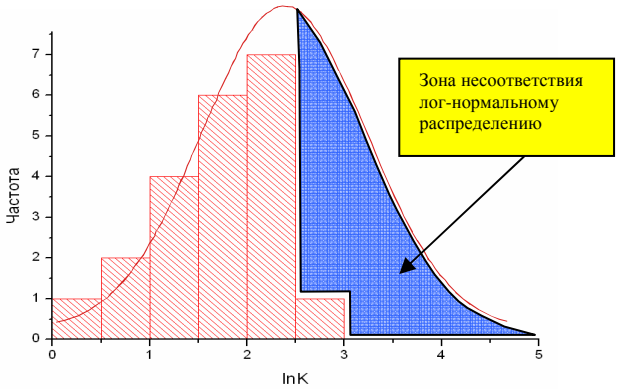


Рис.1 Распределение параметра log(k) по гидродинамическим исследованиям

Рассмотрим распределение параметра проницаемости *k,* полученное по ГДИС и ГИС (рис.1, рис.2).

В общем распределение по ГДИС схоже с логнормальным (рис.1), исключение составляет область от 12,2 мД (логарифм от 2,5 и выше), где частота встречающихся замеров резко падает, делая распределение несимметричным.

Распределение параметра *k* по ГИС более равномерное и может быть отнесено к логнормальному (рис.2). Это объясняется тем, что распределение проницаемости в пласте обычно близко к логнормальному, что верно и в нашем случае [3].

Этот критерий может быть использован для проверки достоверности имеющейся выборки *k* по ГДИС. На распределении логарифма проницаемости, полученного по ГДИС (рис.1), четко прослеживается область, где распределение не соответствует логнормальному. Это указывает на то, что выборка гидродинамических исследований в высокопроницаемых областях явно недостаточна.

Низкая плотность исследований в высокопроницаемых областях объясняется тем, что при составлении программы ГДИС и их проведении минимизируются потери нефти, что исключает из исследований большинство высокопродуктивных скважин [3].

Построение карты *kh* с использованием только данных ГДИС приведет к общему занижению параметра. Наибольшая погрешность построения карты будет наблюдаться в высокопроницаемых зонах, представляющих наибольший интерес для разработки.

Так как повышение плотности гидродинамических исследований связано со значительными затратами и потерями добычи нефти, необходима разработка метода, позволяющего восполнить неравномерное распределение исследований по проницаемости и по площади пласта.

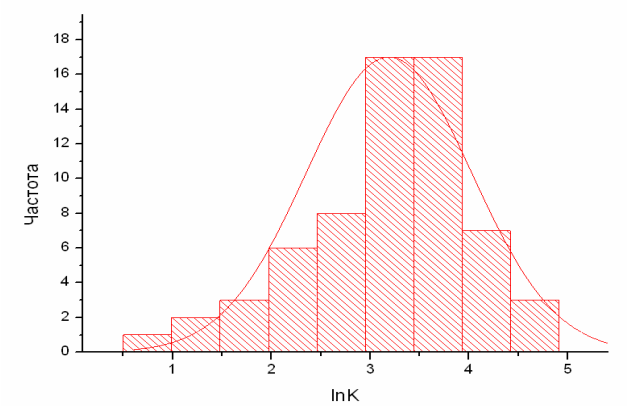


Рис.2 Распределение параметра log(k) по данным ГИС

Построение карт результатов ГДИС позволяет обобщить полученную информацию и согласовать ее распределение по площади с другой информацией о месторождении. Одним из основных результатов проведения комплекса ГДИС на месторождении является информация о распределении *kh*. Учитывая недостаточность замеров для отображения полной картины распределения *kh*, был предложен алгоритм картирования этого параметра, позволяющий объединить достоинства различных методов определения коллекторских свойств пласта – большой охват скважин ГИС и точность ГДИС. Следует помнить, что по ГИС мы определяем абсолютное значение проницаемости, а на проницаемость по ГДИС имеет большое влияние текущее соотношение нефте- и водонасыщенности в исследованном интервале. Поэтому для сравнения этих параметров был предложен метод приведения проницаемости по ГДИС к проницаемости, эквивалентной по ГИС с учетом фазовых проницаемостей воды и нефти [1].

Индикатором текущего состояния нефти- и водонасыщенности пласта в районе исследуемой скважины является обводненность. Для того, чтобы найти зависимость *k* от водонасыщенности исследуемого пласта были построены единые фазовые проницаемости [2], аппроксимированные функцией Кори (рис.3). Исходные данные для построения взяты из исследований керна [4].

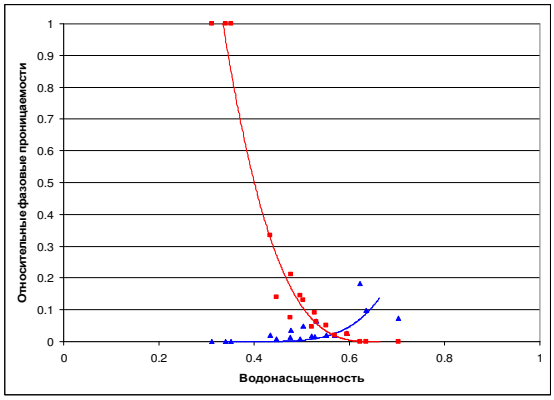


Рис.3 График единых фазовых проницаемостей, аппроксимированных функцией Кори

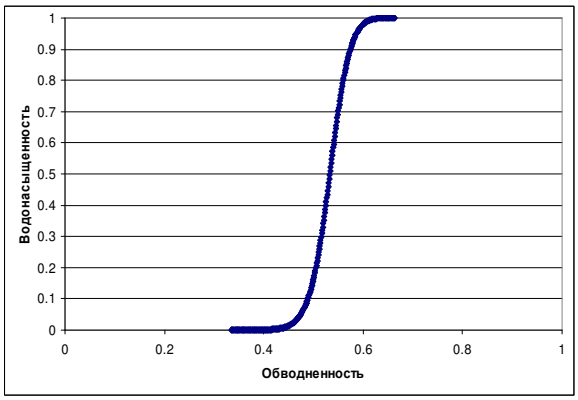


Рис.4 Кривая фракционного потока (зависимость насыщенности от обводненности в пласте)

По фазовым проницаемостям была рассчитана подвижность и далее с помощью кривой фракционного потока (рис.4) получена зависимость подвижности от обводненности продукции (рис.5) [1].

Таким образом, зная текущее значение обводненности, проницаемость из ГДИС можно привести к эквивалентной по ГИС по формуле:

$$Kabs = \frac{Kгдис}{\mu_o\left(\frac{Kro}{\mu_o}+\frac{Krw}{\mu_w}\right)},$$

где, *Kabs* – проницаемость, эквивалентная проницаемости по ГИС; *Кгдис* – проницаемость по ГДИС; $\left(\frac{Kro}{\mu_o}+\frac{Krw}{\mu_w}\right)$ – параметр подвижности; *Kro, Krw* – фазовая проницаемость нефти и воды; μ_o, μ_w – вязкость нефти и воды.

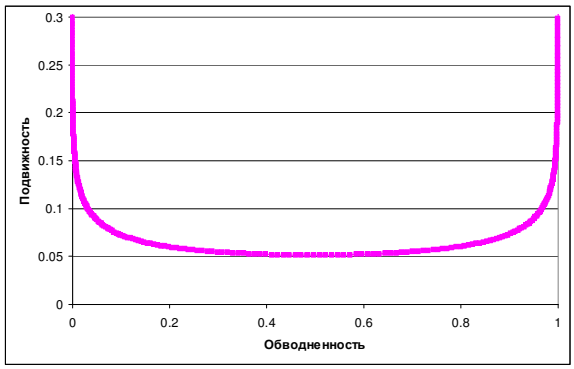


Рис.5 Зависимость подвижности от обводненности

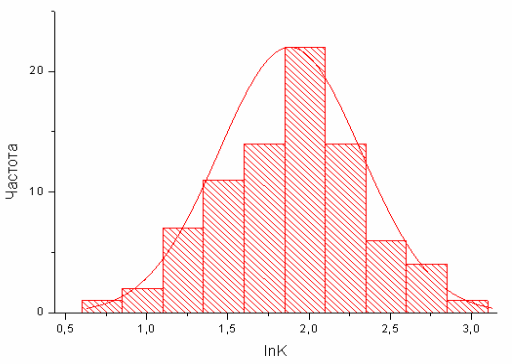
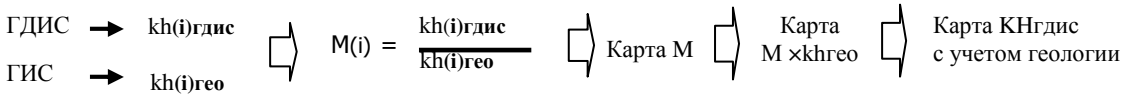


Рис.6 Распределения проницаемости из карты КН с учетом геологии

Во всех скважинах, где были данные ГДИС, вычисляется коэффициент отношения *kh* по ГДИС к *kh* по ГИС – M(i). Далее строится карта распределения данного коэффициента по площади пласта. Конечная карта *kh* получается путем перемножения карты *kh,* построенной по результатам ГИС и карты коэффициента M(i). По условию построения значения карты в скважинах с ГДИС будут совпадать со значениями, полученными во время исследований. Схема построения карты приведена ниже.



В подтверждение правильности выбранного подхода к построению карты *kh* на рис.6 приведено распределение проницаемости из полученной карты. Видно, что при сохранении значений среднего и дисперсии получено практически логнормальное распределение со значительно уточненными данными в интервале от 12,2 мД (логарифм от 2,5 и выше).

Литература

1. Коробкин А.П., Поливахо А.С. Проект анализа разработки месторождения К. – Томск: «СИАМ-Инжиниринг», 2008.
2. Котяков Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. – М.: Недра, 1977. – 287 с.
3. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984. – 260 с.
4. Проект разработки месторождения К. – Тюмень, 2005.
5. Reservoir Engineering. – Heriot–Watt University: Edinburgh.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА И ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ ЗАЛЕЖИ С ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ

В.В. Поплыгин[1], Л.Л. Поздеев[2]
Научный руководитель профессор В.А. Мордвинов[1]
[1]Пермский государственный технический университет, г. Пермь, Россия
[2]ООО «Лукойл–Пермь», г. Пермь, Россия

Целесообразность и эффективность применения различных методов и технологий, направленных на увеличение текущих отборов нефти и повышение нефтеизвлечения, зависят от величины остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ) в продуктивных пластах, состава и свойств горных пород и пластовых флюидов, а также от затрат, связанных с проведением работ по реализации проектов (технологий).

Значительное отставание темпов отбора извлекаемых запасов нефти от динамики обводненности продукции скважин является одним из аргументов в пользу применения технологий воздействия на пласт, улучшающих показатели нефтеизвлечения.

Неоднородность продуктивных пластов, высокая вязкость пластовой нефти и другие факторы, осложняющие разработку залежей, определяют комплекс требований, которые необходимо учитывать при технико-экономическом обосновании выбора технологий. Решение задачи требует применения современных пакетов прикладных программ, используемых при создании геолого-гидродинамических моделей залежей, с помощью которых оцениваются и оптимизируются технологические показатели проекта.

В данной работе рассмотрены вопросы оценки эффективности применения технологий повышения нефтеотдачи для турнейской залежи нефти Бугровского месторождения (ООО «ЛУКОЙЛ–ПЕРМЬ»). Залежь

характеризуется высокой вязкостью нефти (табл. 1), ее низкой газонасыщенностью, невысокой активностью водонапорной системы. Основные показатели, характеризующие состояние начатой в 1978 г разработки залежи, приведены в табл. 2. В разные периоды времени обводненность добываемой нефти достигала 50–70 %, при этом выработка извлекаемых запасов нефти остается ниже 40 %. Отключение высокообводненных скважин, сокращение закачки воды и проведение геолого-технических мероприятий обеспечили снижение обводненности до 27 %, однако снова проявляется тенденция к ускорению ее роста. Нестабильная динамика показателей обводненности свидетельствует о сложном характере процесса вытеснения нефти и выработки ее запасов.

В условиях турнейской залежи Бугровского месторождения в соответствии с [1] и [2] следует рассматривать тепловые методы и метод полимерного заводнения. Наряду с этими технологиями при расчете технико-экономических показателей рассмотрен также метод водогазового воздействия (циклическая закачка воды и газа).

Таблица 1

Геолого-физическая характеристика пласта Т Бугровского месторождения

Параметр	Значение
Средняя глубина залегания, м	1637,4
Тип коллектора	карбонатный
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	6,4
Пористость,%	16
Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0,88
Проницаемость, мкм^2	0,189
Начальное пластовое давление, МПа	16,6
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	87,08
Вязкость нефти в поверхностных условиях, мПа·с	412,77
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м^3	914
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м^3	926
Давление насыщения нефти газом, МПа	8,9
Газосодержание нефти, м^3/т	6,6

Таблица 2

Основные показатели, характеризующие состояние разработки залежи нефти пласта Т Бугровского месторождения

Пласт	Действующий добывающий фонд скважин	Годовая добыча нефти в 2007 г., тыс. т	Накопленная добыча нефти, тыс. т	Степень выработки НИЗ, %	Обводненность, %	Текущий КИН	Остаточные извлекаемые запасы нефти, тыс. т
Т1	8	5,9	156,19	38,2	27	0,088	252,81

Действующая гидродинамическая модель залежи выполнена в программном пакете Tempest More (модель Black Oil) и является изотермической двухфазной. Для моделирования разработки залежи с закачкой теплоносителя в модели активирована термическая функция. Физико-химические свойства пород в зависимости от температуры определены по методике, изложенной в [2]. При закачке полимера в модели активированы функции закачки и обратимой адсорбции полимера [3], зависимость изменения вязкости воды от концентрации полимера принята для водного раствора полиакриламида [1]. Для реализации водогазового воздействия в модель включена газовая фаза, свойства которой рассчитаны при заданном составе газа по методикам, изложенным в [4], произведен перерасчет фазовых проницаемостей.

С помощью гидродинамической модели рассчитаны варианты, отличающиеся объемами и температурой теплоносителя, концентрацией полимера в закачиваемой воде, параметрами циклики при водогазовом воздействии (табл. 3). Количество вариантов с закачкой теплоносителя составило 8, с закачкой полимера – 6, с водогазовым воздействием – 2. В первом варианте ВГВ закачка газа велась только в течение первого года по схеме: 5 дней – газ, 15 дней – вода. Во втором варианте после 1-го года (вариант 1) закачка газа в последующие годы велась в течение 5 дней один раз в год.

Все расчеты выполнены на период продолжительностью 15 лет, начиная с 01.01.2009 г.

Таблица 3

Характеристика вариантов при моделировании

Вариант	Приемистость нагнетательной скважины, м^3/сут	Температура теплоносителя на забое, ^{0}C	Концентрация полимера в закачиваемой воде, %	Периоды закачки полимера
Базовый	20	31	–	–
Закачка теплоносителя				
1	20	60	-	-
2	20	70	-	-
3	20	80	-	-
4	20	90	-	-
5	20	85	-	-
6	30	85	-	-
7	40	85	-	-
8	50	85	-	-
Закачка полимера				
1	20	31	0,1	постоянно
2	20	31	0,2	постоянно
3	20	31	0,3	постоянно
4	20	31	0,3	(оторочками) 01.01.09–01.06.09, 01.01.10–01.06.10, 01.01.15–01.06.15, 01.01.20–01.06.20
5	20	31	0,6	(оторочками) 01.01.09–01.06.09, 01.01.10–01.06.10, 01.01.15–01.06.15, 01.01.20–01.06.20
6	20	31	2,0	(оторочками) Закачка по 3 м^3 01.01.09, 01.01.10, 01.01.15, 01.01.20

Результаты расчетов для вариантов с наилучшими для каждой технологии показателями приведены в таблице 4 и на рисунке.

Таблица 4

Результаты гидродинамического моделирования

	Вариант	Накопленная добыча нефти, тыс. т	Увеличение КИН по сравнению с базовым вариантом, %
Теплоноситель	8	235,58	14,34
Полимер	6	217,5	5,6
ВГВ	2	213,39	3,6

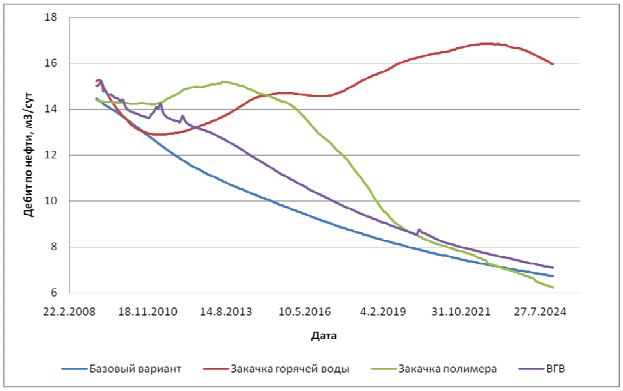


Рис. Суточная добыча нефти

Наиболее эффективной, с точки зрения увеличения коэффициента нефтеотдачи, является закачка теплоносителя с температурой на забое нагнетательных скважин 85^{0}C и приемистостью скважин 50 м^3/сут. В данном варианте текущая компенсация отборов жидкости закачкой воды в начальный период существенно превышает 100 %, к концу расчетного периода накопленная компенсация становится равной 109 %. При использовании полимера наиболее рациональной является закачка 2 % раствора в виде четырех оторочек объемом 3 м^3 полиакриламида при приемистости скважин 20 м^3/сут. При расчете ВГВ учтено, что наиболее эффективно закачивать газ и воду в пропорции 1 к 3 [5, 6].

Накопленная добыча нефти при базовом варианте разработки к концу расчетного периода составит 206,04 тыс. т, при закачке теплоносителя – 235,58 тыс. т, при закачке полимера – 217,5 тыс. т, при ВГВ – 213,39 тыс. т. Увеличение коэффициента извлечения нефти составит соответственно 14,34 %, 5,6 %, и 3,6 %. Максимальные затраты на реализацию проекта имеют место при закачке ВГВ, несколько менее затратной является технология с теплоносителем. Срок окупаемости проектов по технологиям с ВГВ и тепловым воздействием превышает 15 лет. Закачка полимерного раствора окупается через 3,5 года, расчетная прибыль составляет около 8 млн. руб.

Литература

1. Кудинов В.И., Сучков Б.М. Интенсификация добычи вязкой нефти из карбонатных коллекторов. – Самара, 1996. – 440 с.
2. Мищенко И.Т., Сахаров В.А., Грон В.Г. и др. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи: Учебное пособие для вузов. – М.: Недра, 1984. – 272 с.
3. Руководство пользователя Tempest View. – v 6.3.
4. Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1987. – 309 с.
5. SPE 89367 L.L. Lo, D.S. McGregor, P. Wang, DeGolyer, MacNaughton, S. Boucedra, C. Bakhoukhe. Application of the novel miscible interpretation of RST data and the WAG pilot results in reservoir simulation for Hassi Berkine South field. Paper presented at the 2004 SPE/DOE Fourteenth Symposium on Improved Oil Recovery held in Tulsa, Oklahoma, U.S.A., 17–21 April, 2004, – P. 1 – 14.
6. SPE 84366. R.T. Johns, L. Bermudez, H. Parach. WAG optimization for gas floods above the MME. Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver, Colorado, U.S.A., 2003, – P. 1 – 12.

ПРИМЕНЕНИЕ ВИХРЕВОЙ ТРУБЫ КАК ЭЛЕМЕНТА СИСТЕМЫ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

В.В. Пустовой
Научный руководитель доцент Л.В. Шишмина
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Если проводить анализ системы утилизации попутного газа, который по существующей схеме сбора и подготовки нефти и газа на платформе «Моликпак» должен закачиваться в газонагнетательную скважину ПА-101 в целях поддержания пластового давления, то в период летних месяцев существует проблема с его температурой. На выходе из газонагнетательного компрессора температура газа составляет, порядка 125°С. Такое значение температуры приводит к термическому расширению обсадной колонны в нижней части скважины, в результате чего колонну выдавливает. В 2002 г. это привело к тому, что колонна уперлась в крышу технологического модуля. В то время эта проблема была решена установкой воздушного охладителя на выходе из нагнетательного компрессора. Но после установки в 2004 г. модуля заводнения и в 2005 г. MTI модуля поток воздуха через охладитель был перекрыт, и проблема с температурой закачиваемого газа возникла снова (в жаркий период добычи значение температуры поднимается до 105°С). Потери, связанные с различными внештатными ситуациями с 2006 г. стали отражаться в отчетах по добыче нефти как разница между запланированной и фактической добычей. Причины этих потерь условно делят сезон добычи на три периода:

– май–июнь – ограниченная пропускная способность подводного стояка, соединяющего ОЯП с ПНХ;

– июль–сентябрь – высокая температура закачиваемого газа

– октябрь–декабрь – ограниченная пропускная способность скруббера на выходе сепаратора высокого давления из-за повышенного газового фактора.

Предлагается решить проблему с высокой температурой закачиваемого газа и, тем самым, избавиться от потерь в летний период добычи установкой на участке между газонагнетательным компрессором и устьем газозакачивающей скважины вихревой трубы. Основным требованием, предъявляемым к данной установке, будет понижение температуры газового потока до 85°С при заданном перепаде давления.

Вихревая труба в ее основной модификации – это устройство, в котором сжатый газ при расширении разделяется на два потока – один более холодный, чем исходный, и второй – более горячий. В вихревой трубе нет никаких движущихся частей, ее конструкция чрезвычайно проста. На рис.1 показан общий вид вихревой трубы. Цилиндрическая труба 1 соединена с распределительной головкой 2, которая содержит сопловой ввод 3, диафрагму 4 и трубу холодного потока 5. С противоположной стороны расположен корпус регулирующего вентиля 6 с конусом 7 и трубой 8 горячего потока.

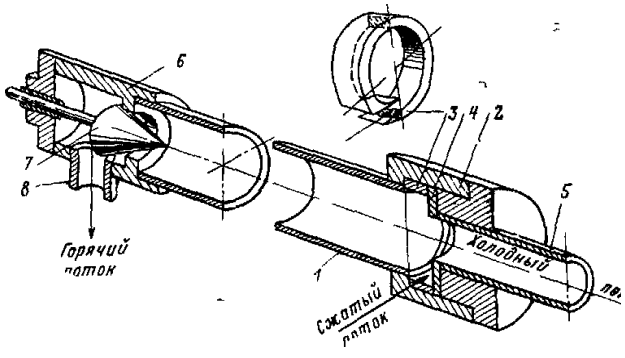


Рис.1 Общий вид вихревой трубы [2]

Поток сжатого газа подводится к соплу 3. В сопловом вводе и затем в вихревой трубе сжатый газ расширяется и разделяется на два потока – холодный и горячий. Холодный поток (с температурой t_x, значительно меньшей, чем температура t_c сжатого потока) отводится через диафрагму 4 по трубе холодного потока.

Горячий поток (с температурой $t_г$, значительно большей, чем t_c) отводится с противоположного конца через вентиль 6 по трубе горячего потока.

Меняя положение конуса 7, можно изменять расходы и температуры холодного и горячего потоков. Для понижения температуры t_x необходимо расход холодного потока уменьшить (вентиль 7 открывается). Для повышения температуры $t_г$, горячего потока, наоборот, вентиль 7 прикрывается.

Понижение температуры Δt_x определяется по разности температур поступающего сжатого газа и получаемого холодного потока $\Delta t_x = t_c - t_x$, а повышение температуры другой части потока составляет разность между температурами горячего потока $t_г$ и сжатого газа t_c, $\Delta t_г = t_г - t_c$.

Расчет основных параметров вихревой установки как элемента системы утилизации попутного газа [1]

В настоящее время попутный газ закачивается в скважину под давлением 21 МПа, поэтому при давлении на выходе из газонагнетательного компрессора 31,3 МПа перепад давления составит 10,3 МПа.

Выбираем весовую долю холодного газа $\mu = 0,87$. Получаем суточный объем горячего потока равный 172478,56 $м^3$/сут.

Таблица

Основные параметры вихревой трубы

P_0, МПа	P_{0x}, МПа	T_0, К	$Q_{сут}$, $м^3$/сут	μ	T_x, К
31,3	21	378	1326758	0,87	359,21

Повышение эффективности работы вихревой трубы

Рассматривая процесс взаимодействия вихрей, можно убедиться, что двигающийся к дросселю горячего конца трубы периферийный вихрь получает все новые порции энергии от внутреннего вынужденного вихря, что приводит к повышению его температуры.

Можно ожидать, что чем холоднее будут формирующие внутренний вихрь элементы, тем совершеннее процесс их охлаждения в сопловом сечении. Этот принцип был заложен в основу метода повышения эффективности вихревой трубы путем охлаждения периферии вихря.

Высокая температура периферийных слоев внешнего вихря позволяет легко отбирать от них тепло в окружающую среду, чему в значительной степени способствуют высокие скорости турбулентного вихря, обеспечивающие большие значения коэффициента теплообмена.

Существуют два вида охлаждаемых вихревых труб (рис.2): с охлаждающей рубашкой (рис.2а) и с

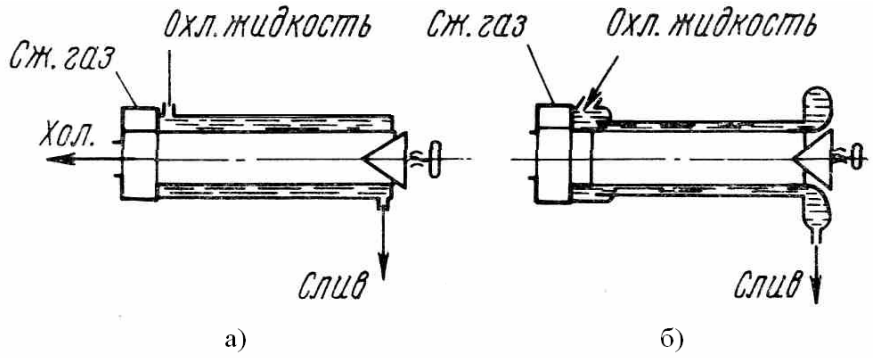


Рис.2 Вихревая труба с водяной рубашкой (а) и водяным охлаждающим вихрем (б)

охлаждающим жидкостным вихрем (рис.2б).

В первом предусматривается охлаждение наружной поверхности стенки трубы протекающей по рубашке жидкостью.

Во втором охлаждающая жидкость вводится с определенной скоростью закрутки через кольцевую щель внутрь вихревой трубы.

Более поздние исследования конической вихревой камеры энергоразделения охлаждаемой вихревой трубы позволили уточнить ее характеристики и получить для безразмерных эффектов охлаждения зависимость [3]:

$$\Theta_x = 0,5415 * \Theta_0 + 0,6547 / \pi^{0,627},$$

где $\Theta_x = T_x / T_0$ – температурный эффект; $\Theta_0 = T_{ов} / T_0$ – отношение температуры охлаждающей воды к температуре газа на входе; $\pi = P_0 / P_{0x}$ – степень расширения газа в трубе.

Данное соотношение можно использовать для расчета необходимого давления газа на входе в вихревую трубу при известных температурном эффекте, температуре охлаждающей воды и необходимом давлении нагнетания.

$T_x = 359,21$ К; $T_0 = 378$ К; $T_{ов} = 283$ К

$$\pi = \left(\frac{0{,}6547}{\frac{T_x}{T_0} - \frac{0{,}5415 \cdot T_{ов}}{T_0}} \right)^{\frac{1}{0{,}627}} = 1{,}34.$$

Тогда $P_0 = P_{0x} \cdot \pi = 21 \cdot 1{,}34 = 28{,}14$ МПа.

Таким образом, из расчета основных параметров вихревой трубы видно, что ее применение в данной технологической схеме целесообразно, так как температура холодного потока на выходе из вихревой трубы достигает $T_x = 359{,}21$ K (86,21° C). Такое значение температуры закачиваемого газа не будет вызывать теплового расширения колонны обсадных труб и обеспечивать равномерную утилизацию попутного газа, не вызывая необходимости сокращения объемов добычи нефти в летний период. К тому же использование охлаждаемой вихревой трубы позволит снизить давление на выходе из нагнетательного компрессора и работать ему не на максимальном режиме ($P_{max} = 31{,}3$ МПа, $P_{расч} = 28{,}14$ МПа). Необходимая охлаждающая вода может быть взята из системы закачки воды в целях поддержания пластового давления (ППД) путем отбора ее на участке до входа в нагнетательные насосы.

Естественно возникает вопрос об утилизации горячего потока на выходе из вихревой трубы. По расчетам значение объема горячего потока равно 172478,56 м^3/сут. или 7186,61 м^3/ч. Можно предложить множество способов использования горячего потока. Во-первых, данное количество газа может сжигаться на факельной линии (в 2007 г. компании разрешено сжечь 1,3 млрд. куб. фут., что соответствует 184063 м^3/день). Но политика компании направлена на минимизацию объемов сжигаемого газа и повышение дебита скважин за счет направления части попутного газа на факел не будет являться рациональным и эффективным решением.

В данной работе доля холодного потока подобрана таким образом ($\mu = 0{,}87$), что весь объем горячего потока (7186,61 м^3/ч) может использоваться как топливо для внутренних нужд платформы (объем топливного газа равен 7360 м^3/ч). Также горячий газ можно использовать в системе обогрева различных систем и модулей.

Литература

1. Базлов М.Н., Жуков А.И., Алексеев Т.С. Подготовка природного газа и конденсата к транспорту. – М.: Недра, 1968. – 213 с.
2. Меркулов А.П. Вихревой эффект и его применение в технике. – М.: Машиностроение, 1969. – 183 с.
3. Пиралишвили Ш.А., Поляев В.М., Сергеев М.Н. Вихревой эффект. Эксперимент, теория, технические решения / Под ред. А.И. Леонтьева. – М.: УНПЦ «Энергомаш», 2000. – 412 с.
4. Руководство по эксплуатации платформы ПА-А «Моликпак» в 28 т. – М., 1998.

ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ РАЗРАБОТКИ НЕСКОЛЬКИХ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

А.И. Рублев
Научный руководитель доцент Г.Ф. Ильина
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При оптимизации процессов нефтедобычи [1] в качестве критерия используется как максимизация текущей добычи нефти, так и увеличение нефтеотдачи всех разрабатываемых пластов на месторождении. Очевидно, что чем больше выделяется эксплуатационных объектов, тем более высокую конечную нефтеотдачу по сумме пластов можно получить. Однако соображения экономической эффективности (прежде всего количество пробуренных скважин) ограничивает это направление. Но есть и альтернативный способ разукрупнения эксплуатационных объектов без бурения дополнительных скважин, а именно, разделение несколько совмещенных пластов на отдельные пласты. Таким образом, противоречие между экономическими соображениями и охраной недр по вопросу выбора эксплуатационных объектов можно урегулировать использованием технологии одновременно-раздельной разработки нескольких эксплуатационных объектов (ОРРНЭО) [3].

Технология ОРРНЭО с использованием многопакерно-секционных компоновок включает в себя организацию одновременно-раздельной добычи (ОРД) и одновременно-раздельной закачки (ОРЗ) на многопластовых месторождениях. Разработка месторождения с использованием систем совместной эксплуатации пластов без создания надежной системы контроля и регулирования процессов выработки запасов по каждому пласту является грубым нарушением горного законодательства и регламента на проектирование разработки. Интеллектуальные скважины с многопакерными компоновками подземного оборудования дают возможность контролировать промысловые параметры работы системы «пласт-коллектор» в режиме реального времени.

Данный способ внедрен на Ван-Еганском месторождениях на 7 газлифтных скважинах и 12 нагнетательных скважинах. Испытания показали, что оптимизация профилей притока и приемистости позволяет увеличить не только текущую добычу нефти на 15–25 %, но и увеличить коэффициент извлечения нефти не менее чем на 5 % [3]. В таблице приведены результаты исследований нагнетательных скважин при совместной эксплуатации нескольких пластов.

Таблица

Результаты исследования нагнетательных скважин при совместной эксплуатации нескольких пластов

№ скв. Дата ввода дата иссл.	Интервал перфорации (приемистости)	Расход воды по интервалам перфорации, м3/сут	Распределение воды по интервалам перфорации, %	Суммарный расход воды в пластовых условиях по пласту, м3/сут	Расхода на пласт, %	Кохв.за в	Заводненная мощность в интервале перфорации	Рпл, МПа	Δр, МПа
534 16.10.00 29.05.01	2064-2067 2065.6-2067.2 2071.6-2073	39,2 100 24	24 61,3 14,7	163,2	42	1,0	3,6	262,6	49,5
	2076-2077 2079-2081 2083.5-2089	225	100	225,2	58	0,17	7,2	263,6	49,5
536 25.06.99 29.09.00	2132-2135 2138.5-2142 2144-2149	120 0	46,8 0	120	46,8	0,52	5,6	266,1	61,2
	2175-2179.5 2181-2187	136,1	53,1	136,1	53,2	0,81	9,6	270,3	61,2
3538 14.10.96 09.08.00	2115-2128	0	0	0	0	0	0	265,0	–
	2128.5-2131	0	0	0	0	0	0	267,2	–
	2196.4-2198.8 2202-2213	200,4 279,6	41,75 58,25	480	100	0,9	18,7	272,5	–

В настоящее время на многих месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки для увеличения нефтеотдачи и добычи нефти необходимо широкомасштабно проводить разукрупнение объектов разработки. Рассмотрим для примера Самотлорское месторождение.

Реализация интенсивной системы разработки с применением редких сеток скважин, без достаточной информации о геолого-физическом строении залежей и при ограничении на капитальные вложения была возможна лишь за счет объединения в один объект самостоятельной разработки от 15 ($АВ_{2-3}$) до 24 ($АВ_{4-5}$) продуктивных пропластков. С целью увеличения добычи нефти из года в год шло укрупнение объектов разработки, приобщая к эксплуатационному объекту все большее число новых продуктивных пластов. Такой подход, исходящий из «экономических соображений» и не соответствующий физическим основам вытеснения нефти в расчлененных, неоднородных продуктивных пластах, сыграл негативную роль и привел к быстрому обводнению залежей, низкому охвату их воздействием и к неконтролируемому образованию водяных блокад – отдельных невыработанных зон (целиков нефти). При этом усиливается отрицательное влияние неоднородности пластов, стимулируются прорывы воды к забоям действующих скважин и как следствие возрастают объем попутно добываемой воды и затраты на ее нагнетание.

Для увеличения уровней добычи нефти не существует другой альтернативы, кроме доразработки остаточных извлекаемых запасов (около 1 млрд. т) Самотлорского месторождения, т.е. перевода их в категорию рентабельно извлекаемых запасов. Очевидно, что для этого в будущем придется идти на большие расходы по разукрупнению объектов разработки. При традиционных подходах с учетом бурения скважин-дублеров для реализации данной программы потребуется более 30 млрд. $ USA. Предлагаемое альтернативное решение – внедрение технологии одновременно-раздельной разработки нескольких эксплуатационных объектов (технология ОРРНЭО) – позволит уменьшить капитальные вложения в 30–50 раз.

Следует отметить, что успешное внедрение данной технологии при сегодняшнем уровне техники возможно только в скважинах, имеющих открытый ствол до продуктивных пластов, т.е. на нагнетательных или газлифтных скважинах.

На Самотлорском многопластовом месторождении на одну эксплуатационную скважину в среднем приходится 2,2 уже вскрытых (перфорированных) эксплуатационных объектов. Это было сделано в конце 80-х годов для поддержания уровня добычи нефти при ограничении капитальных вложений на строительство скважин.

Практика совместной эксплуатации нескольких пластов привела по оценкам экспертов к потере:

– извлекаемых запасов нефти (300 млн. тонн);

– накопленной добычи нефти (80 млн. тонн);

– текущей годовой добычи нефти (6 млн. тонн);

– информации о фактических отборах и об остаточных запасах из каждого эксплуатационного объекта.

Технология ОРРНЭО позволит проводить совместную разработку нефтяной оторочки и газовой шапки, предупреждать образование газовых и водяных конусов.

Важным преимуществом данной технологии является возможность разработки пласта $АВ_{11-2}$ («рябчик») Самотлорского месторождения. Запасы $АВ_{11-2}$ (939 млн. тонн) относятся к категории трудноизвлекаемых и поэтому для их разработки является важным выбор эффективной технологии. Предлагается с максимальной степенью использовать имеющийся фонд скважин, эксплуатирующих нижележащие горизонты ($АВ_1^3$, $АВ_{2-3}$, $АВ_{4-5}$, $БВ_8$, $БВ_{10}$), для одновременно-раздельной эксплуатации с пластом $АВ_{11-2}$. Это позволит повысить рентабельность эксплуатации многих высоко обводненных скважин, в том числе ныне бездействующих. Следует отметить, что для достижения проектных значений коэффициента извлечения нефти (КИН) эти скважины необходимо продолжать эксплуатировать, причем на форсированных режимах. Данная технология позволит

организовать форсированный отбор с одновременным широкомасштабным ограничением водопритока прежде всего на газлифтных скважинах.

При газлифте можно контролировать отборы из каждого объекта и, главное, оптимально регулировать процессы разработки – дифференцированно воздействовать на отдельные пласты за счет оперативного изменения режимов каждого из пластов скважины в широком диапазоне, что в конечном итоге позволит увеличить коэффициент нефтеотдачи.

Таким образом, на Самотлорском месторождении необходимо проводить широкомасштабное разукрупнение эксплуатационных объектов путем промышленного внедрения технологии ОРРНЭО с целью обеспечения дифференцированного воздействия на различные эксплуатационные объекты (интервалы и/или участки пласта).

В качестве другого примера можно привести Приобское месторождение.

На Приобском месторождении разрабатываются совместно три пласта $АС_{10}$, $АС_{11}$, $АС_{12}$, причем проницаемость пласта $АС_{11}$ на порядок больше проницаемости пластов $АС_{10}$ и $АС_{12}$. Для эффективной выработки запасов из низкопроницаемых пластов $АС_{10}$ и $АС_{12}$ нет другой альтернативы как внедрение технологии ОРРНЭО и прежде всего на нагнетательных скважинах, что на сегодняшний день уже сделано более, чем по 15 нагнетательным скважинам.

В настоящее время технология ОРРНЭО также внедрена на Тарасовском, Барсуковском, Южно-Тарасовском, Фестивальном, Восточно-Ягтинском, Южно-Харампурском, Усть-Харампурском, Комсомольском, Спорышевском, Средне-Итурском, Карамовском и других месторождениях Западной Сибири.

Литература

1. Донков П.В., Леонов В.А., Кирилов С.И., Савченко С.И. Идентификация гидродинамической модели неоднородных пластов // Повышение нефтеотдачи пластов: Материалы Международного технологического симпозиума. – Москва, 2003.
2. Леонов В.А., Донков П.В., Ахтямова Э.Н. и др. Освоение высоковязкой нефти залежей ПК Ван-Еганского месторождения // Повышение нефтеотдачи пластов: Материалы XII Европейского симпозиума. – Казань, 2003.
3. Пат. 2211311 Россия. Способ одновременно-раздельной разработки нескольких эксплуатационных объектов и скважинная установка для его реализации. Леонов В.А., Шарифов М.З., и др. Опубл. 27.08.2003.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ $ПК_1$ СЕВЕРО–КОМСОМОЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Р.Р. Сабитов, О.В. Фоминых
Научный руководитель профессор С.И. Грачев
Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Большая часть запасов высоковязких нефти (ВВН) России связана с терригенными коллекторами, а также с переходными зонами крупных залежей. Наибольшие разведанные запасы ВВН (54 %) приурочены к Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. При этом основная часть залежей ВВН разрабатывается традиционными методами (истощение энергии, гравитационный, режим растворенного газа) с применением различных методов повышения нефтеотдачи (сгущение сетки скважин, нестационарное или циклическое заводнение, бурение вторых или горизонтальных стволов и т.д.).

Одним из месторождений ВВН в Западной Сибири является Северо-Комсомольское месторождение. Основной объект разработки – нефтегазовая залежь $ПК_1$. Ее нефтяная часть представляет собой относительно тонкий, протяженный по площади слой высоковязкой (до 100 МПа·с) нефти толщиной до 20 м, повсеместно подстилающийся подошвенной водой и перекрытый газовой шапкой толщиной до 40 м. Литологически вмещающий коллектор сложен рыхлыми (слабоцементированными) песчаниками, чередующимися с глинами с различной толщиной (до 1 м и более). Характеризуется высокими емкостными и фильтрационными свойствами. Пористость – 0,36, проницаемость – до 2,5 Д и выше.

Установлено, что породы пласта $ПК_1$ имеют нефиксируемую методами ГИС, сильно развитую слоистую микронеоднородность. Она выражена в частом чередовании миллиметровых и сантиметровых прослоев и слойков песка и глин, составивших в целом весьма рыхлую толщу, представленную преимущественно алевритами и алевролитами (44 %), мелкозернистыми песчаниками (37 %) и глинами (18 %). При этом предварительное изучение шлифов по керну из продуктивной части пласта позволяет сделать вывод о значительном участии самой высоковязкой пластовой нефти в качестве породосвязывающего материала [1].

Опытный (пилотный) участок расположен в пределах юго-восточной части южного крыла нефтегазовой залежи $ПК_1$. Состоит из 3 кустовых 9-точечных скважинных элементов с расстояниями между забоями скважин примерно 250 м. В участок входят 3 вертикальные нагнетательных скважины, 21 добывающая наклонно-направленная скважина и одна контрольная. Кроме того, запроектировано бурение 3-х горизонтальных скважин, в том числе одной нагнетательной и двух добывающих. В настоящее время все работы по эксплуатации залежи $ПК_1$ приостановлены, т.к. не разработано эффективной технологии, позволяющей эксплуатировать данную залежь высоковязкой нефти. Это связано с отсутствием выраженных, достаточно мощных непроницаемых перемычек между нефтяной части пласта, газовой шапкой и подстилающей водой, что благоприятствует возникновению перетоков газа и воды к интервалу перфорации. Усугубляет эту проблему крайне низкая механическая прочность пород коллекторов.

Рассмотрим перспективы тепловых методов освоения залежей, которые весьма активно используются в Татарстане [3]. В известных технологиях необходимо учитывать глубину залегания пласта и его толщину, т.к. с

этими параметрами связаны потери тепла в окружающие породы и технические сложности подачи нагретой воды или пара. При постоянном массовом расходе гидравлическое сопротивление пористой среды играет более существенную роль при нагнетании в пласт водяного пара, чем при использовании горячей воды. Принято, что толщина слоя должна быть больше 10 м, а глубина его залегания не должна превышать 1000 м. Можно, обеспечить рентабельную разработку месторождений с глубиной скважин, превышающей 1000 м., если установлено эффективное теплоизолированное оборудование, в частности, теплоизолированные трубы.

Исходя из результатов исследований [3], можно сказать, что нижний предел абсолютной проницаемости месторождений, при разработке которых используют термические методы, составляет примерно 300 мД [2].

На применение внутрипластового прямоточного горения также существуют ограничивающие технологические факторы, которые нужно учитывать. Критерии использования прямоточного горения: глубина залегания не должно превышать 1000–1500 м. Толщина пласта должна быть не менее 2–3 м, чтобы тепловые потери в окружающие породы не оказывали серьезного влияния на распространение фронта горения. В пластах значительной толщины отмечается гравитационный эффект, приводящий к преимущественной фильтрации воздуха по кровельной части пласта, причем пласт должен быть однороден и обладать достаточной проницаемостью [2]. Применение других методов теплового воздействия для разработки залежи $ПК_1$ Северо – Комсомольского месторождения нерационально, ввиду большой глубины залегания пласта (1100 м), сложного геологического строения залежи, физико-химических особенностей нефти.

Как один из возможных вариантов разработки данной залежи – добыча нефти из двух параллельных горизонтальных стволов, работающих в пароциклическом режиме. Данная технология показала хорошие результаты при разработке месторождений ВВН в Татарстане [1].

Рассмотрим подробнее возможность применения данной технологии. Пласт $ПК_1$ имеет достаточную мощность для строительства в нем двух параллельных горизонтальных стволов в вертикальной плоскости с последующим созданием между ними сети трещин при помощи гидроразрыва пласта (ГРП). Технология создания трещин подробно рассмотрена в работе [4]. Предлагается зарезка из вертикальной скважины двух горизонтальных стволов, их перфорация, закачка под давлением жидкости разрыва и жидкости песконосителя. Перфорацию горизонтальных стволов производят в направлении друг к другу и в плоскости, проходящей через оба ствола, после чего закачку жидкости гидроразрыва производят в оба горизонтальных ствола [4]. Для достижения наилучшего результата предлагается проводить щелевую перфорацию таким образом, чтобы созданные перфорационные каналы были ориентированы навстречу друг к другу в одной плоскости. В результате проведения ГРП между стволами образуется вертикальная трещина, длина которой равна длине перфорированного участка горизонтального ствола, а высота – расстоянию между горизонтальными стволами. Таким образом, это позволит создать сеть трещин между горизонтальными стволами, исключив попадания их в газовую шапку и в зону подошвенных вод. Далее предлагается в один из стволов закачивать теплоноситель для прогревания зоны, уменьшения вязкости нефти и вытеснения ее ко второму стволу. Добыча нефти будет осуществляться по второму горизонтальному стволу. Использование предлагаемого способа образования направленной вертикальной трещины гидроразрыва по сравнению с существующими способами имеет следующие преимущества:

1. Образуемая трещина имеет регулируемую высоту по вертикали, задаваемую расположением горизонтальных стволов.
2. Трещину можно располагать на любом расстоянии и в любом направлении от обводненной призабойной зоны вертикального ствола.
3. Можно образовывать подобные трещины в пластах с подошвенной водой.

Литература

1. Антониади Д.Г., Галлиев Г.Г., Джалалов К.Э. Проблемы разработки залежи высоковязкой нефти Северо-Комсомольского месторождения. // Интервал, 2003. – №4(51). – С. 24 – 27.
2. Бурже Ж., Сурио П., Комбарну М. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1988. – С. 89 – 90.
3. Муляк В.В., Чертенков М.В. Технология освоения залежей высоковязких нефтей (краткий обзор) // Нефтепромысловое дело. – М., 2006. – №1. – С. 15 – 20.
4. Пат. РФ 2176021 С2. Сохошко С.К., Грачев. С.И.

О СОВРЕМЕННОМ СОСТОЯНИИ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ (ППД) НА ЗАЛЕЖИ НЕФТИ ПЛАСТА БС11 МУРАВЛЕНКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

И.А. Савичева
Научный руководитель ассистент Р.Ф. Вафин
Казанский государственный университет имени В.И. Ульянова–Ленина, г. Казань, Россия

Для поддержания одного из важнейших параметров продуктивного пласта давления пластового (Рпл) на высоком уровне на месторождениях внедряется система ППД, что повышает эффективность разработки залежей. Это система нагнетательных скважин, предназначенных для компенсации отбора жидкости, поддержания Рпл, утилизации рассолов с установки предварительного сброса нефти (УПСН).

Залежь пласта БС11 введена в разработку в 1981 г. Залежь относится к пластово-сводовому типу с обширной водонефтяной зоной, которая занимает 35 % ее площади. Общая толщина пласта составляет 3,6–

60,2 м, эффективная толщина – 1,7–36,1 м, коэффициент песчанистости и расчлененности – 0,65 и 5,2 соответственно.

Пласт БС11 – наибольший по площади нефтеносный объект Муравленковского месторождения и испытывает наибольшие потребности в области заводнения. На объекте сформирована блоковая трехрядная система воздействия. В последствии был принят вектор на уплотнение сетки скважин в отдельных блоках, в результате чего некоторые элементы разработки объекта БС11 были разбурены по пятирядной системе. Разработка ведется при поперечном разрезании залежи широтными рядами нагнетательных и добывающих скважин. Расстояние между нагнетательными скважинами в рядах – 500 м. В настоящее время на некоторых участках пласта БС11 идет постепенное формирование блочно-замкнутой системы заводнения. В результате частичной трансформации системы ППД повышается величина коэффициента охвата пласта заводнением и усиливается доотмыв слабоовлеченной в разработку нефти. На участках с плохой гидродинамической связью за счет увеличения плотности нагнетательных скважин повышается давление в зоне отбора до оптимальной величины. Продольные нагнетательные ряды в бывшей зоне стягивания формируются по линиям высокообводненных добывающих скважин так, что дополнительного отрицательного эффекта, определяемого ростом обводненности продукции от организации закачки в центральных зонах блоков, практически не наблюдается.

На 1.01.2006 г. накопленная закачка по пласту БС11 составила 228482,6 тыс. м^3 воды. Накопленная компенсация отборов оценивается величиной в 105,8 %.

В целом динамика уровней закачки по объекту совпадает с динамикой закачки по месторождению в целом.

Максимальный уровень закачки по пласту (15644,7 тыс. т) отмечался в 1990 году. Текущая компенсация тогда составила 120,9 %. Последние несколько лет, за исключением 2004 года, текущая компенсация превышала 100 %. Накопленная, за исключением первого года разработки, также была выше отметки в 100 %.

Возможностей системы ППД в целом хватает, чтобы поддерживать пластовое давление на необходимом уровне. Характер распределения пластовой энергетики по блокам свидетельствует, что по отношению к начальному максимальное снижение пластового давления (1,2 МПа), наблюдается по блоку 1. Можно отметить, что в настоящее время по объекту отсутствуют участки, которым присуща проблема дефицита пластовой энергии. На рис.1 приводится характеристика анализируемого параметра по блокам разработки. Данное распределение указывает, что средневзвешенное давление в центральных блоках выше, чем давление в краевых зонах пласта, что свидетельствует о менее активном участии водоносного бассейна в обеспечении пластовой энергетики по отношению к системе ППД. На рис.2 представлено изменение пластового давления по отношению к начальному также по блокам разработки.

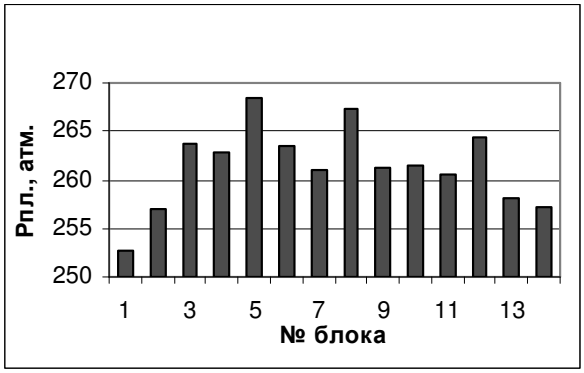


Рис.1 Объект БС11. Распределение пластового давления по блокам разработки

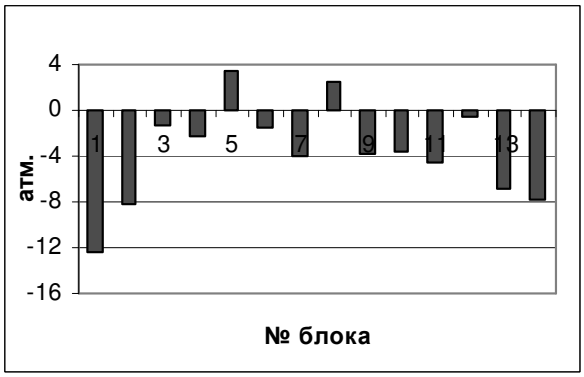


Рис.2 Объект БС11. Изменение пластового давления по отношению к начальному по блокам разработки

Текущее пластовое давление оценивается величиной 262,5 атм. Начальное пластовое давление по залежи – 265 атм. Среднее давление в зоне отбора равно 256,2 атм., в зоне закачки – 283,7 атм. Анализируя распределение пластового давления, можно отследить следующую тенденцию: пластовое давление в зоне отбора увеличивается от южной части залежи к северной, несмотря на то, что отборы жидкости северных участков намного выше, чем в южной части. Давление зоны закачки, наоборот, увеличивается с севера на юг. По блокам амплитуды колебания пластовых давлений возрастают с севера на юг, северные участки отличаются более равномерным распределением пластовой энергии. Так, разница пластовых давлений между зоной отбора и зоной закачки по блоку II, расположенному в южной части залежи, составляет 41,5 атм., по блоку XIII, который относится к северной части, разница давлений равна 19 атм. (рис.3).

С момента начала закачки и до настоящего времени система ППД работала довольно активно, об этом свидетельствуют значения компенсации. Фронт вытеснения продвигался намного быстрее, чем предполагалось по проекту, зачастую это приводило к преждевременному обводнению скважин, однако существенных отставаний фактических объемов добычи от проектных в связи с этим не наблюдалось. В последние годы проводился ряд исследований с целью определения состава воды в добываемой продукции.

По результатам этих исследований сделали вывод, что доля собственных пластовых вод даже в водонефтяной зоне в общем объеме добываемой воды, судя по всему, не превышает первых единиц процентов. Все это указывает на то, что в области заводнения объекта БС11 сформировались две негативные тенденции:

- законтурная вода в процессе нефтевытеснения практически не участвует, контур не работает;
- фильтрационные потоки в межскважинном пространстве пласта движутся по устоявшимся каналам и трещинам с наименьшим фильтрационным сопротивлением. На этом основании можно предположить о наличии целиков нефти, не вовлеченных в разработку.

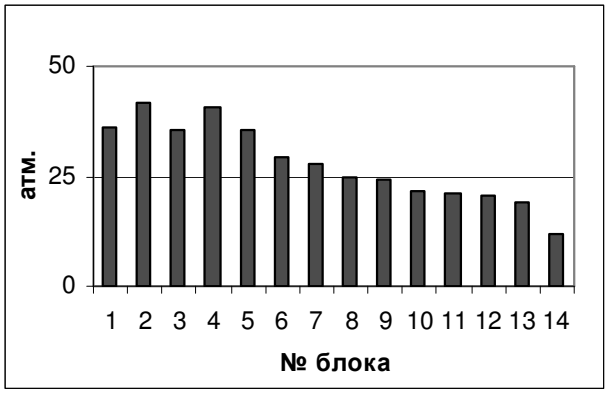


Рис.3 Объект БС11. Перепад давления: зона отбора – зона нагнетания

Дальнейшее совершенствование системы заводнения должно быть направлено на изменение кинематики фильтрационных потоков, а также на увеличение коэффициента охвата пласта и ремонт негерметичности эксплуатационных колонн в нагнетательных скважинах. По нашему мнению, значительной части нагнетательного фонда присуща проблема некачественного цементного камня, что приводит к заколонным перетокам. Имеются резервы для повышения коэффициента работающей толщины в нагнетательных скважинах.

На наш взгляд, для повышения эффективности системы заводнения нужно продолжать доформирование блочно-замкнутой системы, внедрение нестационарного заводнения, а также рассмотреть целесообразность проведения работ по выравниванию профилей приемистости и ликвидации заколонных перетоков нагнетательных скважин.

Однако, несмотря на все негативные тенденции и имеющиеся резервы для дальнейшего совершенствования системы ППД, в целом, приняв во внимание состояние в вопросах выработки запасов, положение дел в области заводнения можно считать удовлетворительным.

АНАЛИЗ ДЕЙСТВУЮЩЕГО ФОНДА СКВАЖИН ПО ПОКАЗАТЕЛЯМ ДЕБИТОВ НЕФТИ И ОБВОДНЕННОСТИ ПРОДУКЦИИ НА ОБЪЕКТЕ 1БС10 МУРАВЛЕНКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

И.А. Савичева
Научный руководитель ассистент Р.Ф. Вафин
Казанский государственный университет имени В.И. Ульянова–Ленина, г. Казань, Россия

Активное разбуривание площади нефтеносности на Муравленковском месторождении ведется с 1981 года. В соответствии с проектными решениями на объектах БС11 и 1БС10 была реализована трехрядная система разработки с размещением скважин по треугольной сетке с расстоянием 500х500 м. При этом сетки скважин основных объектов были смещены относительно друг друга с целью бурения скважин вышележащего объекта до нижнего нефтеносного горизонта и последующим переводом этих скважин на верхний объект.

В целом система разработки осталась прежней – трехрядной, но на некоторых участках решено было уплотнить сетку добывающих скважин до пятирядной.

К настоящему времени площадь месторождения разбурена практически полностью. Объект 1БС10 разбурен в основном в северной и центральной частях залежи, южная часть, где наблюдается резкое ухудшение геолого-физических параметров, бурением практически не тронута. Результатом геологоразведочных работ, дополнительно проведенных на объекте 1БС10, стало сокращение площадей нефтеносности и нефтенасыщенных толщин. По этой причине часть фонда была отменена, часть углублена на БС11.



Рис.1 Пласт 1БС10 Муравленковского месторождения. Распределение пробуренного фонда по объекту 1БС10 Муравленковсуого месторождения

На 1.01.2006 г. пробуренный фонд объекта 1БС10 составляет 205 скважин. В добывающем фонде на 1.01.2006 г. числится 70 скважин, нагнетательный фонд насчитывал 15 ед., в консервации находилось 111 скважин, пьезометрических – 6 ед., ликвидированных – 3 ед. (рис.1). Большая часть эксплуатационного фонда на отчетную дату находилась в консервации. Вообще с 2003 г. количество скважин в консервации по объекту увеличилось в полтора раза.

Общий проектный фонд реализован на 92,2 %. Фонд добывающих реализован на 94 %, нагнетательных – на 97 %, в основном остается непробуренным резервный фонд.

По состоянию на 1.01.2006 г. практически все добывающие скважины переведены на механизированные способы добычи. Распределение действующего добывающего фонда по способам эксплуатации изображено

на рис.2. Для оценки текущего состояния в области дебитов и обводненности, а так же для оценки потенциальных возможностей действующего эксплуатационного фонда, была составлена таблица. В ней представлено распределение фонда по этим параметрам, а так же по способам эксплуатации.

Проведенный анализ показал, что почти половина действующего фонда (31 скв. или 44,3 %) работают с обводненностью, превышающей 90 %. Скважин, обводненность которых не превышает 50 %, всего 2 ед. или 2,8 % от действующего фонда объекта 1БС10 Муравленковского месторождения. Доля воды в продукции 20 скважин (28,6 % работающего фонда) варьирует в интервале значений от 50 до 90 %. Отслеживая состояние в области дебитов нефти действующего фонда, можно сделать следующий вывод: по состоянию на 1.01.2006 г. на объекте 1БС10 работали всего 2 относительно высокодебитные скважины, дебит нефти которых превышал 50 т/сут, в то время, как в конце 2004 г. таких скважин было 4. Одна скважина на отчетную дату работала с дебитами нефти более 100 т/сут. Эта скважина расположена в высокопродуктивной зоне объекта 1БС10. Все высокодебитные скважины на 1.01.2006 г. работали с обводненностью не превышающей 80 %.

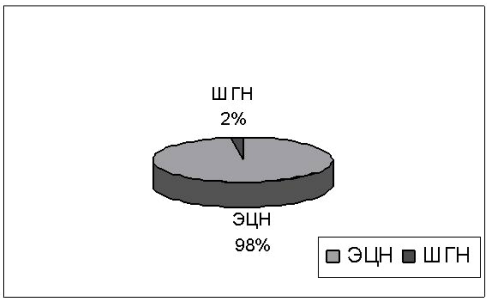


Рис.2 Пласт 1БС10 Муравленковского месторождения. Распределение действующего добывающего фонда скважин по способам эксплуатации по состоянию на 1.01.2006 г.

Подводя итог анализу действующего фонда в вопросах дебитов нефти и обводненности продукции, можно сказать, что в этой области на Муравленковском месторождении наблюдается типичная ситуация, присущая практически всем месторождениям, разработка которых находится на стадии падающей добычи. Около половины фонда составляют малодебитные скважины, работающие с обводненностью продукции более 90 %. Скорее всего, в ближайшие годы не удастся избежать выбытия скважин в пассивный фонд вследствие высокой обводненности. Учитывая, что основная часть площади нефтеносности уже разбурена, то логично предположить, что в ближайшее время не предвидится ввода новых высокодебитных скважин. По нашему мнению основной потенциал в области добычи и основная доля добываемой нефти будет приходиться на скважины, работавшие на 1.01.2006 г. в интервале обводненности 20–90 % и дебитами нефти более 5 т/сут, таких скважин 8.

Таблица

Распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти и обводненности по состоянию на 1.01.2006 г. Пласт 1БС10

Диапазон дебитов, (т/сут)	Способ эксплуатации	Интервал обводненности, (%)						**Итого**
		0–10	10–20	50–80	80–90	90–98	98–100	
0–10	фонтан	0	0	0	0	0	0	**0**
	ЭЦН	0	0	4	8	27	3	**42**
	ШГН	0	0	0	0	1	0	**1**
	Всего	0	0	4	8	28	3	**43**
10–20	фонтан	0	0	0	0	0	0	**0**
	ЭЦН	0	0	2	4	0	0	**6**
	ШГН	0	0	0	0	0	0	**0**
	Всего	0	0	2	4	0	0	**6**
20–50	фонтан	0	0	0	0	0	0	**0**
	ЭЦН	1	1	1	0	0	0	**3**
	ШГН	0	0	0	0	0	0	**0**
	Всего	1	1	1	0	0	0	**3**
50–100	фонтан	0	0	0	0	0	0	**0**
	ЭЦН	0	0	0	0	0	0	**0**
	ШГН	0	0	0	0	0	0	**0**
	Всего	0	0	0	0	0	0	**0**
100–120	фонтан	0	0	0	0	0	0	**0**
	ЭЦН	0	0	1	0	0	0	**1**
	ШГН	0	0	0	0	0	0	**0**
	Всего	0	0	1	0	0	0	**1**
Итого	**фонтан**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
	ЭЦН	**1**	**1**	**8**	**12**	**27**	**3**	**52**
	ШГН	**0**	**0**	**0**	**0**	**1**	**0**	**1**
	Всего	**1**	**1**	**8**	**12**	**28**	**3**	**53**

Подавляющее большинство скважин Муравленковского месторождения являются субвертикальными. Однако в 2003 г. на месторождении было пробурено 3 скважины, стволы двух из которых имеют горизонтальное окончание. Это скважины № 9003Г и № 9004Г на залежи пласта 1БС10. Однако их параметры работы после вывода на режим оказались неудовлетворительными. Так, обводненность сразу превышала 95 %, а дебит нефти

был около 10 т/сут. Мы полагаем, что такие низкие показатели работы, учитывая, что скважины горизонтальные, объясняются их расположением в водонефтяной зоне, а также участком, где в прошлом велась интенсивная разработка, и все соседние скважины бездействуют или находятся в консервации по причине предельной обводненности, значит, зона в значительной степени выработана. Вместе с тем следует отметить, что в последующие годы ситуация по этим скважинам немного улучшилась. В течение двух лет наблюдалось некоторое увеличение дебита нефти и по окончанию 2005 г. он был равен 19,5 т/сут (скв. № 9003Г) и 37,2 т/сут (скв. № 9004Г). Однако обводненность остается довольно высокой, примерно 90 %. Не исключено, что в ближайшие годы эти скважины перейдут в неработающий фонд по причине достижения предельной обводненности. На наш взгляд для бурения скважин с горизонтальными участками больше подходит юго-западная часть ЧНЗ залежи пласта 1БС10. Этот участок характеризуется ухудшением гидродинамической связи по отношению к остальной части пласта, здесь наблюдается развитие низкопроницаемых коллекторов, скважины этого участка работают с относительно невысокими дебитами жидкости, несмотря на массовое проведение работ с целью интенсификации притока, а также отмечается значительный разброс значений обводненности. На основании этого можно сделать вывод о наличии зон, степень выработки запасов которых значительно дифференцируется. Мы считаем, что от бурения горизонтальных скважин на этом участке можно ожидать высокого технологического и экономического эффекта. Поэтому мы рекомендуем рассмотреть возможность строительства здесь скважин с горизонтальными окончаниями ствола.

ХОЛМИСТОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ НЕФТИ (ЗАПАДНО-СИБИРСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ БАССЕЙН): ВЫЯВЛЕНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ МЕТОДОМ ГИДРОПРОСЛУШИВАНИЯ

Р.Х. Сайфуллин
Научный руководитель доцент Н.Г. Нургалиева
Казанский государственный университет имени В.И. Ульянова–Ленина, г. Казань, Россия

В процессе поисково-разведочных работ на территории Холмистого месторождения были открыты залежи нефти, приуроченные к отложениям васюганской свиты. Нефтеносными оказались залежи пластов $Ю_1^1$, $Ю_1^2$ [1–2].

Структура Холмистого месторождения осложнена разрывными нарушениями. Выделяются три тектонических блока (первый – западный, второй – центральный и третий – восточный). Юрские пласты разбиты на самостоятельные залежи нефти, приуроченные к разным тектоническим блокам и имеющие различные водонефтяные контакты.

По линии скв. № 3–скв. № 5 (номера скважин даны условно) выделяется локальный разлом, влияние которого на процесс выработки залежи в настоящее время не изучено. На рисунке изображен участок, где был применен метод гидропрослушивания (рисунок). Возможно, разлом оказывает экранирующее воздействие и гидродинамическая связь между нагнетательной скважиной № 3 и добывающим окружением (скв. № 5 и № 8) затруднена. С помощью настоящего исследования решались следующие задачи: оценка фильтрационных свойств пласта; изучение гидродинамической связи между исследуемыми скважинами. Для создания возмущения выбрана скв. № 3, как единственная нагнетательная скважина на месторождении. Дебит нагнетания составляет 975 м^3/сут, что вполне достаточно для создания хорошего импульса возмущения. В качестве реагирующих, использовались фонтанирующие скважины № 5 и № 8, обе они имеют горизонтальное завершение. Реагирующие скважины в процессе исследования не останавливались и наблюдение за реакцией на возмущение осуществлялась по наличию и величине изменения забойного давления. Добывающие скважины характеризуются высокими дебитами жидкости 240–265 м^3/сут и значительной обводненностью продукции (30–70 %).

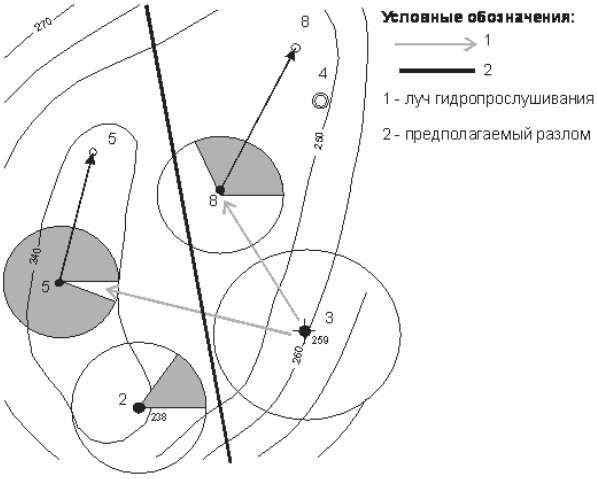


Рис. Схема участка, где был применен метод гидропрослушивания

Изменение дебита возмущающей нагнетательной скважины № 3 осуществлено путем его снижения (полная остановка закачки), а затем пуска. Изменение дебита было одинаковым, до остановки скважина поглощала 975 м^3/сут воды и последующий запуск также выполнен с дебитом 975 м^3/сут. Иными словами, возмущение создано двумя равнодебитными импульсами. Кривая гидропрослушивания в скважине № 5 имеет более или менее четко выраженный максимум или точку, где изменение давления (ΔP) имеет максимальную для данного исследования величину по отношению к фоновому забойному давлению. Отметим, что реагирующая скважина № 5 в процессе исследования не останавливалась и наблюдение за реакцией на возмущение выполнена в процессе ее работы (фонтанирования). Манометр устанавливался на глубину 2990 м. В возмущающей скважине № 3 манометр располагался на глубине 1000 м.

Результаты исследования позволили достоверно установить наличие гидродинамической

связи по пласту между скв. № 3 и скв. № 5, изменение давления на забое выражено четко.

Предполагаемый по геологическим данным тектонический разлом не оказывает экранирующего воздействия на процесс распространения давления в пространстве между исследуемыми скважинами.

Длительное наблюдение за изменением забойного давления в скважине № 5 позволяет говорить о том, что скважина работает в режиме квазиустановившейся фильтрации, несмотря на влияние нагнетательной скважины. Это является результатом изолированности участка разработки, которая, вероятно, носит тектонический характер. Последнее утверждение нуждается в уточнении с привлечением сейсмических данных. В процессе работы нагнетательной скважины также отмечается тенденция снижения забойного давления. Последнее не противоречит и даже усиливает достоверность предположения о квазистационарной фильтрации.

Анализ данных гидропрослушивания выполнен методами максимума и палетки. В обоих случаях получена очень тесная сходимость результатов. Проницаемость составила соответственно 108,7 и 100,4 мД. Коэффициент гидропроводности 120 и 143 Д·см/сПз. Пьезопроводность определена только методом максимума и составила 7250 $см^2$/сек. Для того, чтобы прокомментировать полученный результат необходимо обратить внимание на то, что коллектор пласта $Ю_1^1$ имеет большую мощность (~50 м) и расчленен маломощными (до 1,5 м) пропластками алевролито – аргиллитового состава. В пласте преобладает вода и лишь верхняя его часть насыщена нефтью (3~5 м). Именно она и разрабатывается.

Литература

1. Гидродинамические исследования скважин и методы обработки результатов измерений / Под ред. Р.С. Хисамова. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1999. – 226 с.
2. Силов В.Ю., Мажар В.А. Особенности проведения и интерпретации гидродинамических исследований скважин на месторождениях ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. – М., 2006. – №12. – С. 70–72.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА КОНВЕРСИИ ПОПУТНЫХ НЕФТЯНЫХ ГАЗОВ НА ЦЕОЛИТСОДЕРЖАЩИХ НАНОКОМПОЗИТНЫХ КАТАЛИЗАТОРАХ

Р.А. Трегубкин, Е.К. Сушко
Научный руководитель профессор В.И. Ерофеев
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последние годы в связи с дефицитом нефтяного сырья проводятся интенсивные исследования по созданию процессов получения низших олефинов, ароматических углеводородов и моторных топлив из дешевых видов сырья: природного и попутного нефтяного газов, окиси углерода, метанола и других видов. Несмотря на сокращение в России добычи нефти и газа, проблема рационального использования компонентов природного и попутного нефтяного газов (углеводородов C_2–C_4) остается неразрешенной.

До недавнего времени значительная часть углеводородных компонентов природного и попутного нефтяного газов использовались лишь в качестве технологического топлива, закачивалась обратно в пласт для повышения внутрипластового давления или сжигалась на факелах и не находила применения для синтеза химических продуктов. Сжигание газообразных углеводородов является самым простым и дешевым способом их утилизации, но при этом безвозвратно теряется ценное углеводородное сырье и ухудшается экологическая обстановка в местах добычи нефти и природного газа.

Наиболее перспективными катализаторами для переработки легкого углеводородного сырья могут быть высококремнеземные цеолиты типа MFI, которые благодаря своей уникальной микропористой структуре и молекулярно-ситовым свойствам проявляют высокую активность и селективность в реакциях превращения различных классов углеводородов сырья. Целью настоящей работы является исследование процесса конверсии попутных нефтяных газов (ПНГ) C_2–C_4 на цеолитсодержащих нанокомпозитных катализаторах.

Высококремнеземные цеолиты (ВКЦ) получали из щелочных алюмокремнегелей при 175–185°С в течение 2–4 суток с применением различных органических структурообразующих добавок: гексаметилендиамина, «спиртовой фракции» и «Х-масла» (отходов производства капролактама). Цеолитсодержащие нанокомпозитные катализаторы были получены механохимическим смешиванием порошков синтезированных цеолитов с наноразмерными частицами металлов меди, цинка, молибдена, хрома и других элементов и методом пропитки цеолитов растворами гетерополисоединений молибдена и вольфрама. Переработку ПНГ проводили на проточной установке при атмосферном давлении. В качестве сырья для процесса превращения ПНГ использовали смесь углеводородных газов состава: метан – 0,5; этан – 1,71; пропан – 61,35; н-бутан – 32,43; изобутан – 4,51 % мас. Схема установки приведена на рисунке.

Попутный нефтяной газ (ПНГ) из баллона (1) через редуктор (2), вентиль тонкой регулировки (3) и ротаметр поступает в кварцевый реактор (4). Объем катализатора в реакторе 3 $см^3$. Нагрев реактора осуществляется при помощи печи (5), температура в печи задается и регулируется с помощью регулятора температуры (7). Пройдя слой катализатора (12), продукты реакции и оставшееся непревращенное сырье проходят через водяной холодильник-сепаратор для конденсации газообразных углеводородов. Жидкие продукты реакции собираются в сборнике (8), помещенном в сосуд Дьюара (9) со льдом. Объем отходящих газов измеряли с помощью газового счетчика ГСБ-400 (10). Отбор газовой пробы на газохроматографический анализ осуществляли с помощью крана-дозатора.

Каталитическую переработку ПНГ C_2–C_4 проводили при атмосферном давлении с варьированием температуры реакции от 450 до 650°С, объемной скорости подачи газовой смеси алканов 50–200 $ч^{-1}$.

Основными продуктами переработки ПНГ C_2–C_4 на ВКЦ и цеолитных нанокомпозитных катализаторах, модифицированных наноразмерными частицами меди, были газообразные углеводороды состава C_1–C_4 и жидкие углеводороды: бензол, толуол, ксилолы (фракция БТК), арены C_9–C_{10}, нафталин, метил- и диметилнафталины.

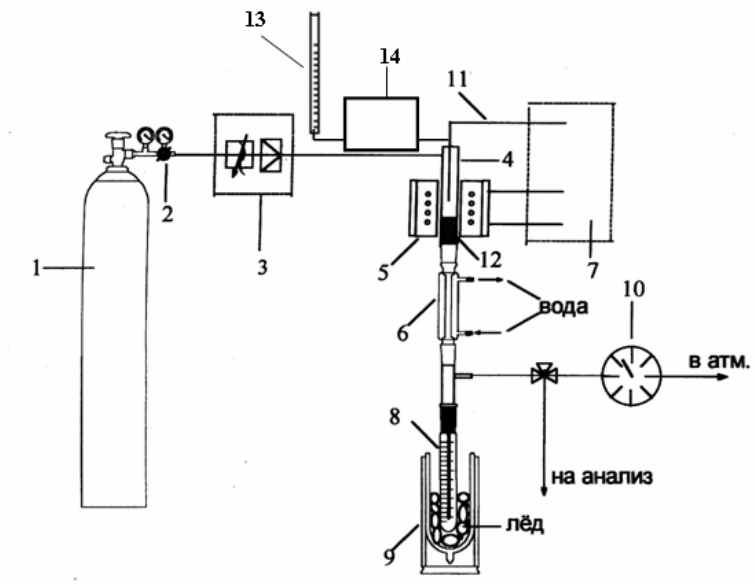


Рис. Схема проточной каталитической установки 1 – баллон с ПНГ (ШФЛУ); 2 – редуктор; 3 – вентиль тонкой регулировки; 4 – реактор; 5 – электрическая печь; 6 – водяной холодильник; 7 – регулятор температуры; 8 – сборник; 9 – сосуд Дьюара; 10 – газосчетчик барабанный ГСБ-400; 11 – термопара; 12 – катализатор; 13 – бюретка с жидким сырьем; 14 – насос для подачи жидкого сыр

Результаты исследований активности и селективности исходного ВКЦ в Н-форме (НВКЦ) и цеолита, модифицированного наноразмерными частицами меди (Cu/НВКЦ), в процессе конверсии попутного нефтяного газа C_2–C_4 представлены в таблице.

Исследование влияния температуры на состав продуктов конверсии ПНГ на НВКЦ и Cu/НВКЦ показало, что введение меди в цеолит значительно увеличивает активность и селективность образования аренов. Введение меди в НВКЦ приводит к значительному суммарному выходу аренов с повышением температуры конверсии ПНГ с 450°С до 550°С с 24,3 % до 47,7 %, а на чистом НВКЦ суммарный выход аренов с ростом температуры реакции с 450°С до 550°С практически не изменяется и составляет 28,2–27,3 %, а степень конверсии ПНГ достигает 99 % (таблица).

Среди ароматических углеводородов наибольших выход наблюдается для бензола и толуола 22,8 % и 16,7 % при 550°С соответственно. Среди газообразных продуктов наблюдается высокий выход метана и этана 28,8 и 14,9 % при 550°С соответственно, что указывает на значительное протекание реакций крекинга ПНГ. Таким образом, цеолитные катализаторы, модифицированные наноразмерными частицами меди, обладают повышенной активностью, селективностью в образовании алкилароматических углеводородов из попутного нефтяного газа и высокой термостабильностью по сравнению с чистым высококремнеземным цеолитом.

Продукты	Температура, °С					
	450		500		550	
	НВКЦ	Cu/НВКЦ	НВКЦ	Cu/НВКЦ	НВКЦ	Cu/НВКЦ
Метан	10,4	18,6	15,1	27,5	18,2	28,8
Этан	10,9	16,7	13,7	18,0	15,8	14,9
Этилен	1,6	1,0	2,1	2,4	4,1	3,3
Пропан	41,0	34,2	30,8	12,9	30,9	3,7
Пропилен	1,1	1,0	2,8	0,9	2,8	1,0
Изобутан	2,5	1,9	0,9	0,0	0,9	0,1
Н-бутан	3,0	2,1	1,2	0,0	1,2	0,1
Бутен	0,3	0,0	0,4	0,0	0,4	0,0
Бензол	5,6	8,2	8,4	14,0	14,5	22,8
Толуол	13,2	10,1	14,7	15,3	16,6	16,7
п,м-ксилолы	5,3	2,9	2,4	3,3	1,6	2,1
о-Ксилол	1,5	0,8	0,7	0,8	0,4	0,5
Арены C_{9+}	2,7	2,3	1,1	4,7	0,9	5,6
Алканы C_{4-}	67,9	73.5	64,7	58,5	64,9	47,5
Алкены C_{4-}	3,1	2,0	5,3	3,5	8,3	4,3
ΣC_{4-}	71,0	75,5	72,3	61,7	72,5	51,8
Арены	28,2	24,3	27,3	38,1	27,1	47,7
ΣC_{5+}	29,0	24,4	25,0	38,1	37,1	47,7
Конверсия, %	53	62	67	87	67	96

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ по ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2007–2012 годы» (госконтракт № 02.513.11.3336). Исследования проведены непосредственно авторами и защищены патентами.

СОВМЕСТНАЯ КОНВЕРСИЯ ПОПУТНЫХ НЕФТЯНЫХ ГАЗОВ И МЕТАНОЛА НА ЦЕОЛИТНЫХ НАНОКОМПОЗИТНЫХ КАТАЛИЗАТОРАХ

Р.А. Трегубкин, В.В. Караченцев
Научный руководитель профессор В.И. Ерофеев
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время значительная часть углеводородных компонентов природного и попутного нефтяного газов используется преимущественно в качестве топливного газа, закачивается обратно в пласт для повышения внутрипластового давления или сжигается на факелах. Сжигание газообразных углеводородов является самым простым и дешевым способом их утилизации, но при этом безвозвратно теряется ценное углеводородное сырье и ухудшается экологическая обстановка в местах добычи нефти и природного газа. Несмотря на сокращение в России добычи нефти и газа, проблема рационального использования компонентов природного и попутного нефтяного газов (углеводородов C_2–C_4) остается неразрешенной.

В связи с этим, процесс совместного превращения метанола и низкомолекулярных углеводородов является новым перспективным методом получения олефинов и ароматических соединений, однако практическая реализация этого метода связана с разработкой новых каталитических систем на основе высококремнеземного цеолита типа MFI (ZSM-5). Высококремнеземные цеолиты типа MFI, благодаря своей уникальной микропористой структуре и молекулярно-ситовым свойствам, проявляют высокую активность и селективность в реакциях превращения различных классов углеводородов сырья.

Высококремнеземные цеолиты (ВКЦ) получали из щелочных алюмокремнегелей при 175–185^{o}C в течение 2–4 суток с применением гексаметилендиамина в качестве органической структурообразующей добавки. Цирконийсодержащие цеолиты готовили двумя способами: ионным обменом и механическим смешением. Введение элемента-модификатора по методу ионного обмена осуществляли добавлением рассчитанного количества раствора $ZrO(NO_3)_2$ к HZSM-5 при интенсивном перемешивании. Модифицирование методом механического смешения в твердой фазе проводили добавлением порошка оксида ZrO_2 к исходному цеолиту с последующей механохимической активацией. Таким образом, методом ионного обмена был получен Zr/ZSM-5, методом механического смешения – ZrO_2/ ZSM-5.

Совместную конверсию попутного нефтяного газа (ПНГ) и метанола проводили на проточной установке при атмосферном давлении. В качестве сырья для совместной конверсии ПНГ и метанола использовали смесь углеводородных газов состава: метан – 0,5; этан – 1,71; пропан – 61,35; н-бутан – 32,43; изобутан – 4,51 % мас.

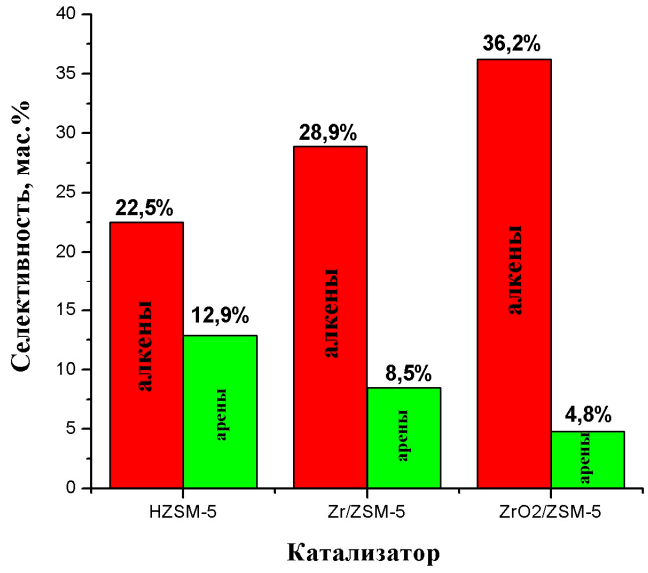


Рис. Зависимость селективности по конечным продуктам от способа введения модификатора в исходный ZSM-5 (T=873 K, объемная скорость подачи пропан-бутановой фракции 240 ч$^{-1}$)

Основными продуктами совместной конверсии ПНГ C_2–C_4 и метанола на исследуемых катализаторах были газообразные углеводороды состава C_1–C_4 и жидкие углеводороды: бензол, толуол, ксилолы (фракция БТК), арены C_9–C_{10}, нафталин, метил- и диметилнафталины.

Исследование совместной конверсии попутных нефтяных газов C_2–C_4 и метанола на немодифицированном HZSM-5 показало, что селективность в образовании олефинов не превышает 20 %, ароматических соединений – 18 %.

Промотирующее действие модификатора на каталитическую активность в образовании алкенов исходного цеолита демонстрируют данные рисунке.

Каталитическая активность цеолитов определяется, главным образом, свойствами присутствующих в их структуре бренстедовских кислотных центров (B-центров) – гидроксильных групп различной природы и льюисовских кислотных центров (L-центров) – структурных вакансий, координационно-ненасыщенных ионов и т.д. Кислотные характеристики поверхности исследуемых образцов оценивали методом низкотемпературной адсорбции CO с последующей регистрацией ИК-спектров.

ИК-спектры CO, адсорбированного на поверхности немодифицированного цеолита, содержат полосы поглощения, отнесенные: 2165–2175 см$^{-1}$ к CO, связанному водородной связью с B-центрами (полоса 2175 см$^{-1}$ характеризует мостиковые OH-группы на поверхности цеолита); 2185–2202 см$^{-1}$ к CO, связанному с L-центрами, представленными зародышами фазы оксида алюминия; 2212–2232 см$^{-1}$ к CO, связанному с L-центрами, представленными вышедшими из каркаса кластерами с числом атомов алюминия 2 и более. Модифицирование H/ZSM-5 приводит к уменьшению интенсивности полос поглощения в области 2165–2175 см$^{-1}$, а, следовательно,

концентрации В-центров за счет частичного обмена водорода в катионных позициях цеолита на ионы модификатора. Введение циркония обоими методами способствует изменению природы L-центров.

Модифицирование цеолита цирконием путем механического смешения приводит к появлению довольно интенсивной полосы поглощения в области 2182 $см^{-1}$, типичной для оксида циркония, что может свидетельствовать о том, что при сухом смешении Zr локализуется в порах цеолита в виде фазы оксида, являясь при этом носителем льюисовской кислотности.

Измеренные суммарные концентрации В- и L-кислотных центров как исходного HZSM-5, так и модифицированных образцов представлены в таблице.

Таблица

Измеренные концентрации кислотных центров исследуемых цеолитов

Катализатор	Концентрация к. ц., мкмоль/г		Концентрация к. ц. в сумме
	В-центры	L-центры	
HZSM-5	532	159	691
Zr/ZSM-5	305	194	499
ZrO_2/ZSM-5	392	279	671

.

Модифицирование цеолита цирконием в обоих случаях приводит к исчезновению в ИК-спектрах полос поглощения, относящихся к CO, адсорбированному на внекаркасных атомах алюминия. Вместо этих полос появляются довольно интенсивные полосы, связанные с модификатором, т.е. при введении циркония в цеолит происходит его взаимодействие с некаркасными кластерами алюминия с образованием смешанных L-центров, в результате чего сильная льюисовская кислотность внекаркасных кластеров алюминия исходного цеолита переходит в более слабую кислотность смешанных биметаллических кластеров. Высокая дегидрирующая способность ZrO_2/ZSM-5 может быть связана с резким увеличением концентрации люисовских кислотных центров по сравнению с исходным HZSM-5. Из предположения о том, что именно льюисовские кислотные центры, в состав которых входят ионы металла-модификатора, ответственны за стадию дегидрирования можно заключить, что, по-видимому, именно этот факт приводит к значительному увеличению селективности по алкенам для образца, приготовленного механическим смешением.

Таким образом, исследована каталитическая активность Zr-содержащих нанокомозитных цеолитных катализаторов в процессе совместной конверсии метанола и попутных нефтяных газов и показано, что катализаторы, модифицированные цирконием, проявляют высокую каталитическую активность и селективность в образовании олефинов и жидких углеводородов по сравнению с исходным немодифицированным цеолитом.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ по ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2007–2012 годы» (госконтракт № 02.513.11.3336). Исследования проведены непосредственно авторами и защищены патентами.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ЗАЛЕЖИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

М.С. Турбаков, П.Ю. Илюшин
Научный руководитель профессор В.А. Мордвинов
Пермский государственный технический университет, г. Пермь, Россия

Вязкость пластовой нефти тульского (68 мПа·с) и бобриковского (98 мПа·с) горизонтов Москудьинского месторождения (Пермское Прикамье) превышает величину 30–40 мПа·с, начиная с которой вытеснение нефти водой становится недостаточно эффективным. В связи с этим следует считать актуальным вопрос о применении при разработке залежи высоковязкой нефти методов повышения нефтеотдачи, одним из которых является технология водогазового воздействия (ВГВ). Существует несколько разновидностей данного метода, из которых наиболее известен способ попеременной закачки в продуктивный пласт воды и газа. Менее известен и недостаточно исследован способ вытеснения нефти водой с диспергированными в ней пузырьками газа.

Работа посвящена численному исследованию эффективности разработки участка залежи при вытеснении нефти однородной водогазовой смесью, в которой газ присутствует внутри жидкой фазы в виде мельчайших пузырьков, которые могут доставляться водой в самые мелкие каналы коллектора. Данные исследований на керновом материале по вытеснению нефти водогазовой смесью, проведенные в РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина [2], позволяют рассчитывать на более высокую эффективность вытеснения нефти водогазовой смесью по сравнению с обычной водой.

Перемешивание с пластовой нефтью и растворение в ней закачиваемого газа изменяет вязкость нефти на фронте вытеснения, что следует учитывать при расчете технико-экономических показателей процесса.

Цель работы – оценить эффективность воздействия водогазовой смеси на продуктивные пласты в пределах выбранного участка с учетом изменения вязкости нефти. Работа включает два этапа:

– выбор расчетного участка, создание и адаптация геолого-технологической модели выбранного участка;

– проведение расчетов технологических показателей разработки рассматриваемого участка при закачке водогазовой смеси через действующие нагнетательные скважины.

Для расчета показателей разработки залежи при ВГВ выбран участок Москудьинского месторождения, скважины которого работают на ДНС-0342. Участок включает две нагнетательные (№№ 1272, 343) и семь добывающих (№№ 341, 960, 342, 895, 1274, 335, 901) скважин. Начальные поля давлений и нефтенасыщенности для модели расчетного участка выделены из текущих полей полной модели по состоянию на 01.01.2008 г.

Все расчеты проводились с использованием симулятора ROXAR Tempest MORE 6.3 при размерах сетки модели Ix = 26, Jy = 19, Kz = 19.

В модели использован известный принцип масштабирования, когда в каждой ячейке относительные фазовые проницаемости задаются как функции водонасыщенности S_w, критической водонасыщенности S_{wc} (минимальная S_w, при которой относительная проницаемость по воде $K_w = 0$) и критической нефтенасыщенности S_{oc} (минимальная S_o, при которой относительная проницаемость по нефти $K_o = 0$).

Исходные кубы критических значений водонасыщенности и нефтенасыщенности для модели опытного участка взяты в соответствии с полной моделью. В процессе адаптации куб критической водонасыщенности подвергался определенной модификации. Значение остаточной (критической) нефтенасыщенности, постоянное для всех ячеек ($S_{oc} = 0{,}357$), не изменялось в процессе адаптации.

При создании гидродинамической модели принято, что через границу выделенного участка нет потока флюидов, в то время как реально такой поток существует. С учетом того, что вырезанная из большой модели прямоугольная область больше по площади в четыре раза выбранного элемента залежи, принято, что технологические параметры скважин расчетного участка окажутся малочувствительными к граничным условиям. Для проверки на уже адаптированной модели расчетного участка вдоль его границы был увеличен в 10 раз поровый объем (моделирование отброшенной при вырезании опытного участка области). Расчет показал, что при этом накопленная добыча нефти изменяется за период с 01.01.2006 г. по 01.01.2008 г. на 2 %, т.е. что созданная модель малочувствительна к потоку флюидов через границу участка.

Адаптация модели (модификация с учетом фактических данных эксплуатации) проведена в соответствии с данными по эксплуатации скважин (добыча, закачка) и данными о величинах забойного и пластового давлений за период эксплуатации с 01.01.2006 г. по 01.01.2008 г. Модификации подверглись лишь параметры сообщаемости «скважина–пласт» в сторону уменьшения, что можно объяснить ухудшением состояния призабойных зон пластов в процессе эксплуатации скважин.

Настройка модели по обводненности проведена с модификацией множителей относительных фазовых проницаемостей пласта в окрестности скважин. Затем эти множители интерполировались на межскважинное пространство.

Основное внимание уделено адаптации накопленных значений нефти и воды по каждой скважине. О качестве адаптации можно судить по данным рис.1.

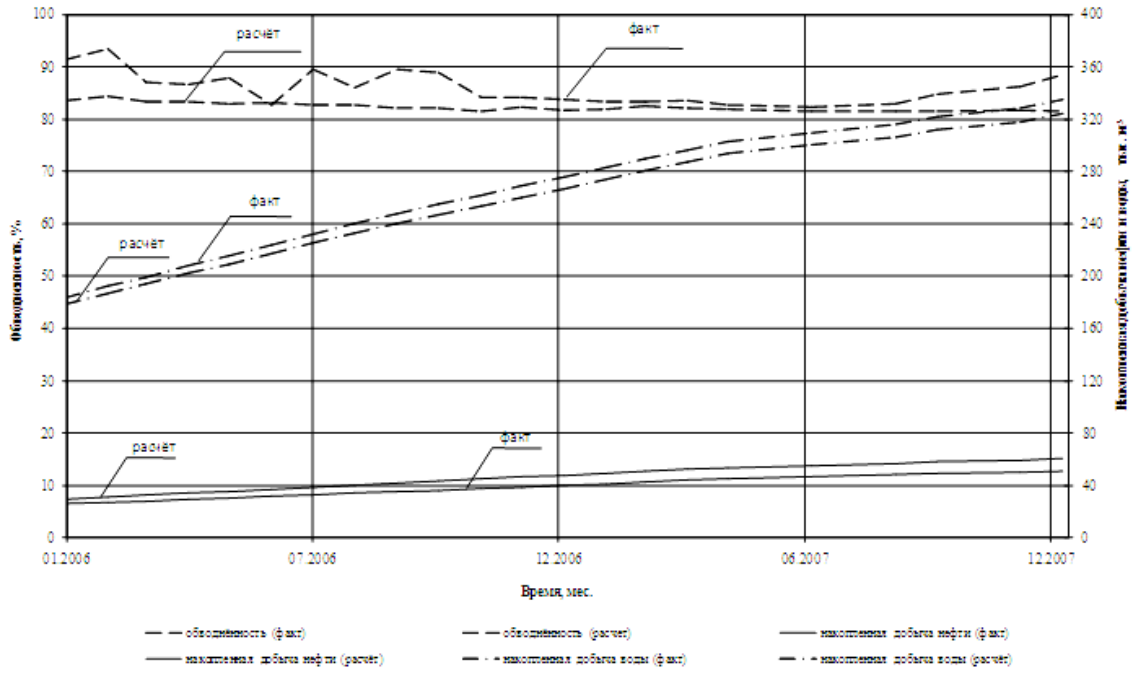


Рис.1 Сравнение фактических и расчетных показателей

Средние расчетные и измеренные значения забойного и пластового давлений (осредненные по всем добывающим скважинам расчетного участка) вполне удовлетворительно согласуются между собой: 8,4 и 8,5 МПа – по забойным давлениям; 12,0 и 11,9 – по пластовым давлениям.

Расчет показателей процесса вытеснения нефти водогазовой смесью выполнен по методике, принятой в работе [1] и основанной на данных лабораторных исследований: в этой работе обосновано, что при проведении расчетов на расчетном участке остаточная нефтенасыщенность SoNew (i, j, k) в каждой расчетной ячейке (i, j, k) при вытеснении водогазовой смесью равна остаточной нефтенасыщенности SoOld (i, j, k) в этой расчетной ячейке при вытеснении водой, умноженной на коэффициент (меньше единицы), зависящий от газосодержания Gas (i, j, k) в этой ячейке:

$$SoNew(i,\ j,\ k) = SoOld(i,\ j,\ k)\cdot\left[1-\frac{0{,}0769\cdot Gas(i,\ g,k)}{0{,}29}\right],$$ для ячеек тульского горизонта;

$$SoNew(i,\ j,\ k) = SoOld(i,\ j,k)\cdot\left[1-\frac{0{,}0455\cdot Gas(i,g,k)}{0{,}29}\right],$$ для ячеек бобриковского горизонта.

Из приведенных зависимостей следует, что при газосодержании, равном 0,29, достигается максимальное снижение остаточной нефтенасыщенности, что соответствует данным, полученным при лабораторных исследованиях с керновым материалом. При больших, чем 29 %, значениях газосодержания эксперименты не проводились, поэтому расчеты проведены для содержания газа в закачиваемой водогазовой смеси до 29 %.

При выполнении расчетов учтено, что вязкость нефти на фронте вытеснения при контакте с водогазовой смесью изменяется за счет растворения части газа в нефти (см. табл.).

Таблица

Изменение физических свойств нефти в зависимости от количества добавленного газа по расчетному участку Москудьинского месторождения [2]

Параметры	Количество добавленного газа, % об.				
	0	6	12	25	30
Плотность, кг/см^3	917	912	908	903	902
Вязкость, мПа·с	54,02	42,0	33,7	28,3	28,0
Газосодержание, м^3/м^3	13,5	19,3	24,6	27,3	27,5
Объемный коэффициент, доли ед.	1,031	1,072	1,098	1,109	1,111

Для отслеживания динамики изменения содержания газа в каждой расчетной ячейке использовалась опция POLYMER симулятора Tempest MORE. При этом принято, что вместо водогазовой смеси в пласт закачивается полимер с нулевой адсорбцией и со свойствами водогазовой смеси. Вязкость полимера принята равной вязкости водогазовой смеси, задаваемой линейной функцией газосодержания $\mu=\mu_o\cdot[1+2.5\cdot Gas(i, j, k)]$.

При закачке в нагнетательные скважины такого полимера с концентрацией, численно равной начальному содержанию газа в водогазовой смеси (например, 0,29), концентрация полимера в каждой ячейке в каждый момент времени, отслеживаемая симулятором (POLY), равна содержанию газа.

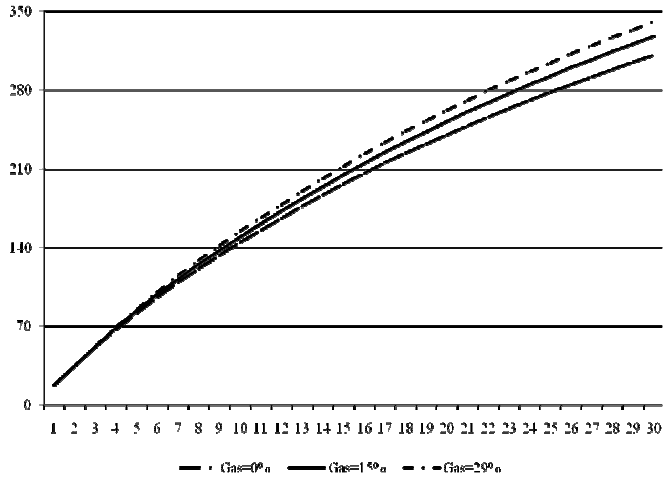


Рис.2 Результаты расчета накопленной добычи нефти при закачке водогазовой смеси

Расчеты по моделированию вытеснения нефти водогазовой смесью проведены путем последовательных рестартов через равные промежутки времени. Экспериментально установлено, что рестарты через три месяца, полгода и год дают величины накопленной добычи нефти, отличающиеся друг от друга на доли процента. Поэтому все расчеты проведены при ΔT = 1 год.

В качестве начального состояния параметров модели расчетного участка принято состояние на 01.01.2008 г., полученное в результате адаптации, т.е. закачка водогазовой смеси при выполнении расчетов начата с января 2008 г. через нагнетательные скважины 1272 и 343. Все расчеты проведены на период 30 лет. В качестве базового варианта выполнен расчет с закачкой обычной воды (содержание газа в смеси Gas = 0).

В дальнейшем при расчете каждого прогнозного варианта анализировалось продвижение фронта закачиваемой смеси (массив CPLY) во времени и в зависимости от газонасыщенности изменялись значения остаточной нефтенасыщенности и PVT-свойства для каждой ячейки. Для изменения PVT-свойств в модель

изначально было заложено 14 OPVT-таблиц (7 для пласта Тл и 7 для пласта Бб), описывающих поведение нефти при изменении газонасыщенности смеси от 0 % до 29 % через каждые 5 %.

На рис.2 приведены результаты расчета накопленной добычи нефти по всем скважинам в каждом расчетном году для каждого рассмотренного варианта.

Сравнение результатов оценки накопленной добычи нефти при максимальном (29 %) и минимальном (0 %) газосодержании водогазовой смеси с результатами, полученными в [1], показывает:

– накопленная добыча нефти по базовым вариантам (при газонасыщенности 0 %) примерно одинаковая (309 и 311 тыс. $м^3$), но имеются отличия в ее динамике;

– прирост добычи нефти в [1] составил 16,0 % (45,5 тыс. $м^3$), в данной работе он равен 9,6 % (27,4 тыс. $м^3$).

Расхождение в результатах может быть связано, в основном, с двумя моментами:

– корректировка модели в данной работе с учетом изменения свойств пластовой нефти;

– разные версии использованного гидродинамического симулятора (версия 5.5 в работе [1] и версия 6.3. в данной работе).

Оценка экономической эффективности применения ВГВ выполнена по методике, применяемой в ООО «ПермНИПИнефть». Чистая прибыль по варианту прогноза с максимальным газосодержанием за расчетный период (15 лет) составляет более 60 млн. руб.

Литература

1. Клепацкий А.Р. Расчет водогазового воздействия на опытном участке Москудьинского месторождения. – М.: ОАО «Центральная геофизическая экспедиция», 2005.
2. Разработка технологического комплекса и технологии подготовки газированной воды для закачки в системе ППД с использованием линии многофазного транспорта продукции скважин для Ножовского, Шумовского, Москудьинского и Шагиртского месторождений / Под ред. А.Н. Дроздова. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2006.

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ СКВАЖИН НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ООО «ЛУКОЙЛ–ПЕРМЬ»

А.А. Устинов
Научный руководитель профессор В.А. Мордвинов
Пермский государственный технический университет, г. Пермь, Россия

На нефтяных месторождениях Пермского Прикамья, разрабатываемых ООО «ЛУКОЙЛ–ПЕРМЬ», для увеличения производительности добывающих скважин в последние годы применяется ряд новых технологий. В данной работе рассмотрена эффективность геолого-технических мероприятий по созданию радиальных каналов (РК) в продуктивных пластах и проведению кислотного гидроразрыва пласта (КГРП) в действующих и простаивающих добывающих скважинах.

Создание радиальных каналов путем глубокой, достигающей 100 м, гидроперфорации горных пород проведено (по состоянию на 01.01.2008 г.) в 47 скважинах на 14 месторождениях. По данным технологических режимов дебит скважин по нефти увеличился в среднем в 2,77 раза, успешность проведения мероприятий составила 89,5 %. Кислотный ГРП выполнен в 32 скважинах на 15 месторождениях. Дебиты нефти увеличились в среднем в 3,34 раза, успешность мероприятий составила 75 %.

Данные о дебитах скважин по нефти до и после проведения успешных мероприятий приведены на рис.1. При создании радиальных каналов дебиты увеличились в среднем в 3,06 раза, при проведении КГРП – в 3,91 раза.

Более полным и точным показателем, характеризующим производительность скважины, является коэффициент продуктивности, поэтому оценка эффективности выполненных работ по проведению геолого-технических мероприятий (ГТМ) проведена с учетом изменения данного показателя.

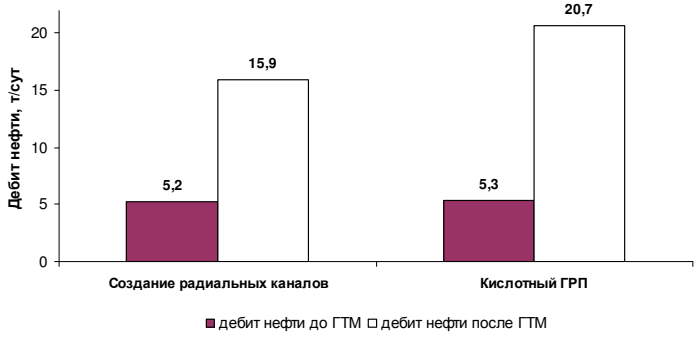


Рис.1 Средние дебиты скважин по нефти по успешным мероприятиям

При анализе результатов ГТМ рассмотрены объекты разработки, количество обработанных скважин по которым не менее трех для каждой технологии и по каждой скважине имеются необходимые данные для определения коэффициентов продуктивности до и после проведения мероприятий (табл. 1).

Особо выделены скважины с коэффициентами продуктивности до ГТМ не более 0,1 $м^3$/(сут·МПа) и дебитами менее 1 $м^3$/сут, которые относятся к категории должным образом неосвоенных после бурения или низкопродуктивных по геологическим причинам (плотные породы и др.).

Таблица 1

Распределение скважин с ГТМ по объектам разработки и начальной продуктивности

Технология	Объект разработки	Кол-во скважин	Коэффициенты продуктивности, м³/(сут·МПа)			Кратность изменения коэффициентов продуктивности	
			до ГТМ	после ГТМ		для начальных значений	для средних значений после ГТМ
				начальные	средние за период после ГТМ		
		Начальная продуктивность более 0,1 м3/(сут·МПа)					
Радиальные каналы	В	6	1,77	6,29	6,03	3,55	3,41
	Бш	9	1,42	4,93	4,70	3,47	3,31
	Т	17	1,26	4,16	3,94	3,30	3,13
Средние значения			1,48	5,13	4,89	3,47	3,30
Кислотный ГРП	В	6	1,93	6,70	14,85	3,47	7,69
	Бш	4	1,42	7,47	3,94	5,26	2,77
	Т	12	1,53	5,47	4,27	3,58	2,79
Средние значения			1,63	6,55	7,69	4,02	4,72
		Начальная продуктивность менее 0,1 м3/(сут·МПа)					
Радиальные каналы	Бш	4	0,05	1,69	1,74	33,80	34,80
Кислотный ГРП	В; Бш	4	0,03	1,55	1,85	51,70	61,70

Из табл. 1 следует, что рассматриваемые технологии позволяют успешно осваивать «сложные» скважины с высокой степенью кольматации пород в околоскважинных зонах продуктивных пластов и скважины, вскрывшие такие пласты в зонах распространения непроницаемых или низкопроницаемых линз. Из практически бездействующих такие скважины после проведения ГТМ переходят в категорию продуктивных, работающих с вполне реальными дебитами до 5–15 м³/сут.

Оценка влияния различных факторов (проницаемость пласта в зоне дренирования скважины до ГТМ, коэффициенты песчанистости, характеризующие степень однородности пород в разрезе, вещественный состав пород и др.) не привела к установлению устойчивых и однозначных зависимостей между результатами ГТМ и этими факторами. В качестве примера на рис.2, рис.3 приведены графики, вид которых характерен для всех рассмотренных зависимостей. Наблюдается лишь определенная тенденция повышения эффективности ГТМ с уменьшением начальных значений коэффициентов продуктивности, что может быть связано не только с увеличением площади фильтрации и дренируемых скважинами объемов продуктивного пласта, но и с проявлением скин-фактора и площадной неоднородностью коллектора.

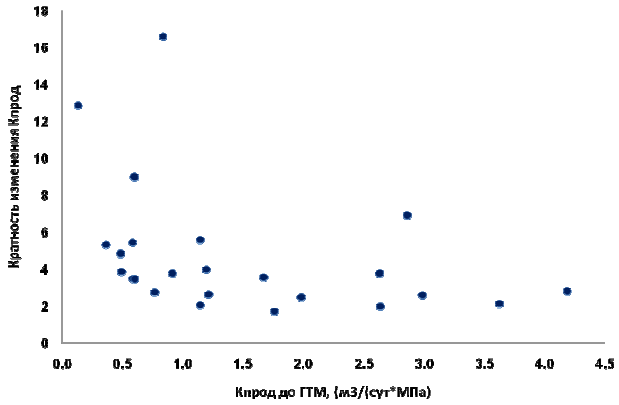


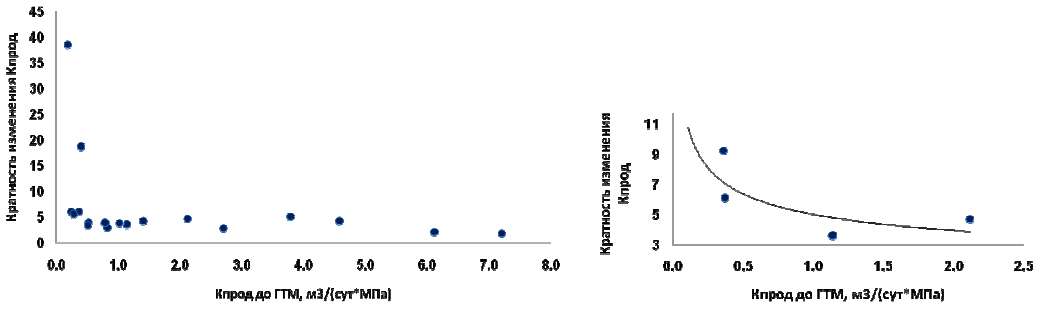
Рис.2 Изменение Кпрод при создании радиальных каналов

Одним из факторов, оказывающих влияние на результаты ГТМ, является выполнение основных технологических требований при их проведении. Отклонения от утвержденного плана проведения работ (недостаточная глубина радиальных каналов, меньшее их количество) снижают эффективность ГТМ. Средние показатели увеличения коэффициента продуктивности по скважинам с технологическими нарушениями при создании радиальных каналов были в два раза ниже, чем по скважинам без таких нарушений.

По ряду скважин проведение ГТМ оказалось полностью нерезультативным. Детальный анализ выполненных работ показывает, что такие факты связаны в основном не с технологическими нарушениями при проведении геолого-технических мероприятий, а с выбором скважин для ГТМ. Особенно это характерно для скважин в терригенных коллекторах, общее количество ГТМ по которым равно 4. При этом в трех скважинах с начальным коэффициентом продуктивности более 3 м³/(сут·МПа) результаты ГТМ оказались отрицательными.

Для более обоснованного выбора скважин при планировании ГТМ следует проводить предварительные расчеты с помощью геолого-гидродинамических моделей. В качестве примера ниже приведены результаты моделирования с целью определения показателей работы после ГТМ скв. 220 Трифоновского месторождения (турнейская залежь). Оценка потенциального дебита скважины при создании радиальных каналов выполнена с применением трехмерной геолого-гидродинамической модели Black Oil в программном пакете ECLIPSE 100.

В модели были вскрыты соседние нефтенасыщенные ячейки вокруг скважины каналами длиной по



а) *б)*

Рис.3 Изменение Кпрод при КГРП

а) для всех скважин с успешным ГТМ; б) для скважин Москудьинского месторождения (пласт В)

100 м и диаметром 30 мм в четырех направлениях. Результаты расчета представлены на рис. 4. Расчетный дебит оказался более высоким, чем фактический, что можно объяснить неполным соответствием параметров модели характеристикам пласта в зоне дренирования скважины.

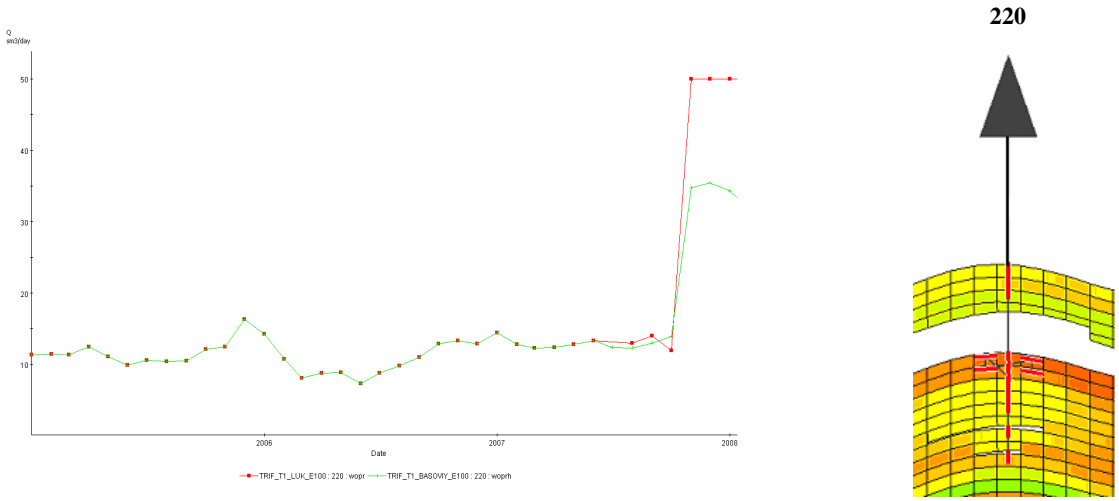


Рис.4 Трифоновское месторождение, скважина 220
Моделирование создания радиальных каналов

Экономическая оценка эффективности ГТМ проведена с учетом фактических показателей работы скважин до и после проведения ГТМ, затрат на проведение работ и цены реализации нефти.

В связи с тем, что по мероприятиям, выполненных в 2007 г., расчетный период составляет менее одного года, оценка экономической эффективности проведена только за 2006 г. (табл. 2).

Таблица 2

Оценка экономической эффективности мероприятий, выполненных в 2006 г.

Показатели	Значения показателей		
	РК	КГРП	всего
Количество скважин	8	7	15
Прирост дебита на 1 скв., т/сут	9,5	12,1	–
Дополнительная добыча, тыс. т	28,9	64,8	93,7
Чистый дисконтированный доход, млн. руб	16,03	68,85	84,89
Срок окупаемости, мес.	6,4	6,5	–

Технологии создания в продуктивных пластах радиальных каналов и кислотного гидроразрыва на месторождениях Пермского Прикамья показали высокую эффективность:

– коэффициенты продуктивности скважин после проведения ГТМ увеличились соответственно в 3,47 и 4,02 раза;

– сроки окупаемости затрат, связанных с проведением ГТМ, не превышает 6,5 месяцев;

– экономическая эффективность (чистый дисконтированный доход) в расчете на одно мероприятие превышает 5,6 млн. руб.

Обоснованный с учетом накопленного за два года опыта выбор скважин для проведения ГТМ и выполнение работ в полном соответствии с техническим заданием обеспечивают повышение технико-экономических показателей при создании радиальных каналов и кислотном гидроразрыве пластов в скважинах с низкими коэффициентами продуктивности.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕВЫТЕСНЯЮЩИХ СВОЙСТВ РАСТВОРОВ ПОЛИМЕРОВ В УСЛОВИЯХ АНОМАЛЬНО НИЗКИХ ПЛАСТОВЫХ ТЕМПЕРАТУР

А.Ф. Федорова, А.С. Портнягин
Научный руководитель заведующий лабораторией Е.Ю. Шиц
Институт проблем нефти и газа СО РАН, г. Якутск, Россия

Извлекаемые запасы нефти в России в настоящее время – более 60% относятся к категории трудноизвлекаемых. Запасы нефти таких месторождений с приемлемыми технико-экономическими показателями могут быть выработаны только при условии применения физико-химических методов воздействия на нефтяной пласт. В этой связи особую актуальность приобретает выбор наиболее эффективной технологической схемы воздействия на пласт, направленный на максимальное снижение остаточных запасов нефти. В мировой и отечественной практике широко используется в качестве агентов поддержания пластового давления (ППД) и повышения коэффициента извлечения нефти (КИН) закачка оторочек различных химреактивов (поверхностно-активных веществ, концентрированной серной кислоты, тринатрийфосфата, углекислоты и др.) и, в том числе композиций на основе водорастворимых полимеров. Использование водорастворимых полимеров позволяет в значительной степени нивелировать проводимость фильтрационных путей для нефти и воды, выровнять фронт вытеснения нефти водой, продлить безводный период эксплуатации скважин, что в результате способствует увеличению нефтеизвлечения.

Полимерное воздействие в программах использования методов нефтеотдачи пластов США, Канады, стран Латинской Америки и КНР занимает одно из ведущих мест, постоянно возрастают объемы его внедрения и у нас в стране.

Широкое распространение полимерного заводнения обусловлено несомненными его достоинствами, метод хорошо подходит для извлечения нефти с высокой вязкостью, в условиях различных стадий разработки месторождений с неравномерной проницаемостью, различных по свойствам и строению коллекторов, осуществляется при небольших расходах реагента, не требует применения дорогостоящего и сложного оборудования. Недостатки метода такие, как снижение стабильности растворов полимеров при высоких температурах (термодеструкция) и минерализации пластовых флюидов, как правило, устранимы за счет тщательного подбора состава полимерной композиции, а также проведения ее модификации.

В настоящее время широкое промысловое использование метода полимерного заводнения в процессах нефтедобычи основано на проведенных многочисленных научных исследованиях. Однако следует отметить, что в мировой практике водорастворимые полимеры для ППД и повышения КИН в условиях низких пластовых температур не применялись и особенности их поведения в пласте не изучались.

Нефтяные залежи юго-западной Якутии характеризуются весьма специфическими термобарическими параметрами: аномально низкими пластовыми температурами и давлениями. Так, пластовые температуры этих месторождений на глубинах от 1100 до 2000 м, составляют 12–16^{o}C, что на 40–50^{o}C ниже среднемировых (при геотермическом градиенте 3^{o}C/100 м). Во всех проектах опытно-промышленной и промысловой эксплуатации планируется, либо уже используется метод гидродинамического воздействия (заводнения) с применением высокоминерализованных солевых растворов. Как известно, при заводнении КИН в лучших условиях составляет не более 55–65 % и при этом значительная часть нефти (до 70 % от остаточных запасов) остается в неохваченных заводнением участках пласта вследствие макронеоднородности и высокой подвижности воды относительно нефти.

Всестороннее изучение проблемы совместимости пластовых вод и закачиваемых растворов с учетом индивидуального химического состава, ионной силы смешиваемых растворов, возможности протекания конкурирующих реакций, а также низких температур позволило установить, что при совмещении этих растворов происходит значительное снижение фильтрационных характеристик пород-коллекторов по причине их интенсивной сульфатизации и кальцинирования [2]. Для исключения нежелательного кристаллообразования и ухудшения фазовой проницаемости по нефти, а также повышения эффективности метода гидродинамического воздействия в качестве агентов нефтевытеснения было предложено использовать растворы полимеров.

Таким образом, исследования направлены на экспериментальное изучение возможности повышения КИН путем применения водорастворимых полимерных составов, способных сохранять свою стабильность в специфических термобарических условиях месторождений юго-западной Якутии.

При исследовании нефтевытесняющих свойств растворов ПАА и КМЦ в условиях, приближенных к пластовым, были получены зависимости коэффициента проницаемости от объема раствора полимера, проходящего через образец керна-коллектора.

Установлено, что для растворов КМЦ с увеличением концентрации полимера происходит снижение коэффициента проницаемости, возможно, обусловленное повышением сдвиговых напряжений полимера при его фильтрации. Так, при прокачке растворов КМЦ с различной концентрацией через образцы в количестве, соответствующем более чем 4-м объемам его порового пространства, коэффициент проницаемости при использовании раствора с концентрацией 3 г/л уменьшается в 10 раз, с концентрацией 5 г/л – 5,5 раз, а 7 г/л – в 4,4 раза. Снижение фильтрационных характеристик образцов керна-коллектора происходит в результате частичной адсорбции и механического улавливания полимера пористой средой.

Применение раствора полиакриламида в качестве агента вытеснения нефти приводит к более резкому снижению фильтрационных характеристик керна-коллектора, чем раствора карбоксиметилцеллюлозы. Так при прохождении растворов ПАА 4-х объемов порового пространства образца наблюдается снижение коэффициента проницаемости до нуля, причем это снижение наблюдается для всех исследованных концентраций полимера.

На микрофотографиях сколов образцов кернов до и после фильтрации через них растворов полимеров наблюдается явное изменение «живого сечения» поверхности образца при использовании вытесняющего раствора на основе ПАА. Видно, что часть пор образца подверглась физически необратимой закупорке и блокированию полимерными частицами. Это вызвано так называемым «фактором сопротивления» и обусловлено неньютоновским характером течения растворов ПАА, а также адсорбцией полимера на поверхности пористой среды, что уменьшает размер и изменяет форму фильтрационных каналов. Кроме того, пластовая вода Ireляхского месторождения характеризуется высокой минерализацией (396 г/л), содержание ионов кальция и магния составляет 100,2 и 22,7 г/л соответственно, снижение коэффициента проницаемости связано с активным протеканием процесса высаливания макромолекул ПАА и образованием второй фазы (явление коацервации), которая представляет собой более концентрированнный раствор полимера.

Таким образом, экспериментальными исследованиями показано, что вытесняющие растворы на основе КМЦ по сравнению с растворами на основе ПАА имеют большую стабильность свойств при нефтевытеснении.

Для разработки базовых вытесняющих составов на основе водорастворимых полимеров экспериментально был определен коэффициент извлечения нефти (КИН) в зависимости от типа полимера и его концентрации в растворе (таблица) на установке УИПК-02М, входящей в исследовательский комплекс АКМ, по методике [1], соответствующей ГОСТ 26450.2-85. Для увеличения эффективности исследовательского процесса была произведена модернизация заводской комплектации этой установки, что позволило последовательно определять газопроницаемость и проницаемость по жидким флюидам образцов керна.

Установлено, что растворы на основе ПАА и применяемый на Ireляхском месторождении РС(Я) высокоминерализованный солевой раствор ППД характеризуются практически одинаковыми значениями КИН (растворы ПАА от 37 % до 40 %, раствор ППД – 40 %). Низкие нефтевытесняющие свойства этих растворов обусловлены химической несовместимостью этих агентов с пластовыми флюидами в существующих термобарических условиях, результатом которой в первом случае является выпадение твердого осадка сульфата кальция, а во втором – полимерных частиц на поверхности пористой среды, что и приводит к значительному снижению фильтрационных характеристик породы- коллектора и КИН.

Таблица

Зависимость коэффициента извлечения нефти от концентрации раствора КМЦ при 10°С

№ п/п	Раствор	Концентрация, г/л	КИН, %
1	КМЦ	3	56,1
2		5	68
3		7	61
4	ПАА	0,5	40,5
5		1	40
6		2	37
7	Высокоминерализованный раствор ППД	285	40

Для вытесняющих растворов на основе КМЦ значение коэффициента извлечения нефти в 1,4–1,7 раза больше, чем для солевого раствора ППД. Самым высоким значением КИН (68 %) характеризуется вытесняющий раствор КМЦ с концентрацией полимера 5 г/л, который и по показателю соотношения вязкостей растворов полимера и нефти в 1,5 раза превосходит раствор ППД. Следовательно, применение раствора карбоксиметилцеллюлозы с концентрацией 5 г/л в качестве базового нефтевытесняющего агента может быть наиболее целесообразно с точки зрения повышения технико-экономических показателей месторождений, характеризующихся высокой минерализацией пластовых флюидов и низкими пластовыми температурами.

Таким образом, при выборе агента вытеснения нефти на основе водорастворимых полимеров, стабильных и эффективных в условиях низких пластовых температур, исследования их реологических характеристик, нефтевытесняющей способности применительно к конкретному месторождению с учетом реальных пластовых температур, химической совместимости агента вытеснения нефти с пластовыми флюидами и свойств породы-коллектора несомненно сохраняют свою актуальность.

Литература

1. Калинко М.К. Методика исследования коллекторских свойств кернов. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 435 с.
2. Федорова А.Ф., Сафронов А.Ф., Шиц Е.Ю., Портнягин А.С. Исследование совместимости пластовой воды Ireляхского газонефтяного месторождения с агентами поддержания пластового давления // Нефтяное хозяйство. – М., 2008. – №1. – С. 82 – 85.

МЕТОД ВЫЯВЛЕНИЯ ЗОН ИНТЕНСИВНОГО ДРЕНИРОВАНИЯ В СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ ЗАЛЕЖАХ

О.В. Фоминых, Р.Р. Сабитов
Научный руководитель профессор С.И. Грачев
Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

В настоящее время территория Западной Сибири достигла высокой степени изученности, поэтому открытие крупнейших месторождений типа Самотлорского уже не предвидится. В таких условиях возрастает роль месторождений со сложнопостроенными залежами, т.к. содержащиеся в них запасы жидких углеводородов исчисляются миллиардами тонн [8].

Как показывает опыт, выработка запасов из сложнопостроенных залежей является одной из сложнейших задач, т.к. возрастают проблемы создания математических моделей, дефицита гидродинамических исследований скважин на месторождениях, по которым впоследствии будет выполняться проектирование разработки [3]. Это обуславливает значительно более жесткие требования к информационному обоснованию технологий добычи, поэтому проблема повышения эффективности использования недр каждого участка залежи, максимального использования возможностей каждой скважины, достижения ее потенциальной продуктивности встает наиболее остро [5]. Для эффективного применения современных технологий извлечения нефти при разработке таких месторождений необходима детальная информация как о природных физических свойствах пласта, так и об техногенных изменениях при воздействии на пласт, от достоверности которой зависит точность подсчета запасов нефти и выбор оптимальной системы разработки.

В технологическом плане возникают особенности, связанные с разработкой водонефтяных зон, для которых характерны низкие коэффициенты извлечения нефти и высокая обводненность продукции скважин. В то же время водонефтяные зоны содержат значительные запасы, которые требуют промышленного освоения [1]. Такими месторождениями в Западной Сибири являются Холмогорское, Сутормининское, Каменное, Ем-Еговское, Пальяновское, Нивагальское, Тарасовское и др., на которых переходные зоны нефтяных залежей достигают значительных размеров, а некоторые из них целиком расположены в зонах недонасыщения, и выработка запасов из них представляет определенные трудности [9]. При этом одна из основных проблем – низкая продуктивность скважин, обусловленная невысокими фильтрационно-емкостными характеристиками пластов, сильной зональной и послойной неоднородностью их геологического строения, усиливающейся наличием как естественной, так и техногенной трещиноватости. Очагами техногенных деформаций в продуктивных пластах становятся естественные трещины различного генезиса в результате бурения, нагнетания воды, изменения пластового давления при отборе пластовых флюидов и проведении гидравлического разрыва пласта (ГРП). На основании накопленной за последние десятилетие геологической информации, в частности, по результатам бурения и испытания глубоких скважин, В.М. Матусевичем и др. [4] выявлена тенденция к структурной дифференциации геофлюидальных систем, состоящих из иерархии дискретных деформационных блоков. В случае техногенных возмущений происходят разрядка концентрации напряжений, нарушения естественного поля напряжений в недрах, провоцируя возникновение короткоживущих структур деформации. Материалы гидродинамических испытаний скважин позволяют обнаружить изначально существующие системы каналов фильтрации, связанные с дискретной структурой фильтрационного пространства пород. С глубиной блоковая структура проявляется в более контрастной форме, особенно на объектах, подверженных интенсивным воздействиям (добыча нефти, закачка воды в продуктивные пласты). Образуются техногенные трещины, которые соединяют нагнетательные скважины с тектоническими разломами, а в дальнейшем, при неизменном давлении нагнетания, раскрываются и тектонические разломы.

В качестве основного способа выявления трещин и определения их характеристик в настоящее время широко используются трассерные (индикаторные) исследования, при этом обработка материалов исследований проводится мо методике института СевКавНИПИнефть, как наиболее достоверно отражающей параметры продвижения трассеров по пласту. Однако получаемые при интерпретации данные индикаторных исследований (розы-диаграммы приведенных скоростей фильтрации) позволяют определить направление распространения трещин, лишь приближенные к реальности характеристики каналов низкого фильтрационного сопротивления (НФС). На рис.1 приведены результаты индикаторных исследований на одном из месторождений Западной Сибири.

Проведенное в работе [7] обобщение материалов индикаторных исследований показало следующее:

– практически полное отсутствие фильтрации из каналов НФС в матрицу коллектора (слабая гидродинамическая связь);

– количественное влияние давления нагнетании (перепада давления) на раскрытость каналов НФС и коэффициента охвата;

– непроизводительную фильтрацию закачиваемой воды по каналам НФС в количестве 8–43 %, не совершающей работу по нефтевытеснению.

В этой связи для уточнения гидродинамических характеристик залежи, определения характера фильтрации закачиваемой воды предлагается комплексное использование индикаторных исследований и фотоколориметрии добываемой нефти, а также контроль за изменением плотности добываемой нефти. При разработке нефтяных залежей характерно закономерное изменение основных свойств нефти в пределах площади и объема залежи – увеличение плотности, вязкости, величины коэффициента светопоглощения, содержания асфальтосмолистых веществ, парафина и серы по мере возрастания глубины залегания пласта, т.е. от свода к крыльям и от кровли к подошве (в мощных пластах).

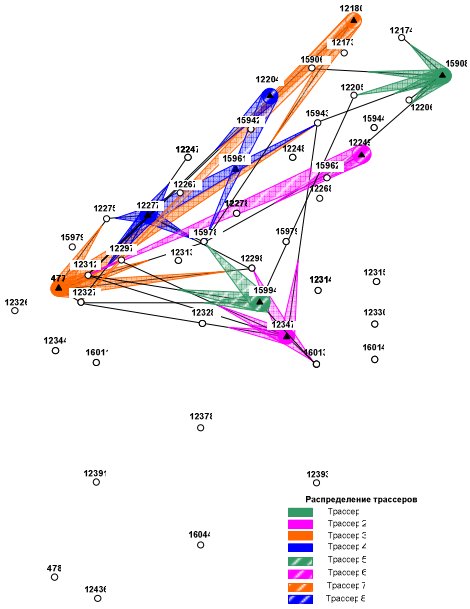


Рис.1 Роз-диаграммы приведенных скоростей прохождения трассеров

Иногда малоподвижные высоковязкие УВ (асфальты, твердые битумы и т. п.) образуют в подошве залежи монолитный слой, который частично или полностью запечатывает залежь, изолируя ее от законтурной области. Эти закономерности объясняются физико-химическим взаимодействием нефти с подошвенной водой [2]. Поэтому контроль за величиной коэффициента светопоглощения нефти позволит определить характер и продолжительность контакта нефти с подошвенной или закачиваемой водой.

Контроль за плотностью добываемой нефти как на начальном этапе разработки месторождения, так и в последующем процессе разработки позволяет определить направления фильтрационных потоков в залежи, что можно использовать для характеристики фильтрационно-емкостной неоднородности пластов [6]. Использование комплексной обработки данных трассерных исследований и мониторинга плотности нефти позволит уточнить характер распространения каналов НФС, а также определить участки интенсивного дренирования залежи.

Таким образом, комплексное использование различных методов контроля за распространением каналов НФС и определения направления фильтрационных потоков позволяет наиболее точно определить участки интенсивного дренирования залежи, прогнозировать скорость и характер обводнения скважин, выработать комплекс мероприятий, направленных на повышение эффективности выработки запасов из сложнопостроенных залежей.

Литература

1. Закиров С.Н., Закиров Э.С., Закиров И.С., Баганова М.Н., Спиридонов А.В. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. – М.: РАН, 2004. – 520 с.
2. Иващенко И.И. Геологические основы разработки нефтяных и газовых месторождений: Электронный справочник «Нефтяной магнат». – 167 с.
3. Лысенко В.Д. Проблема точности проектирования разработки нефтяных месторождений // Нефтепромысловое дело. – М., 2005. – №9. – С. 5 – 7.
4. Матусевич В.М., Бакуев О.В. Геодинамика водонапорных систем Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна // Советская геология. – М., 1986. – №2. – С. 117 – 122.
5. Михайлов Н.Н. Информационно-технологическая геодинамика околоскважинных зон. – М.: Недра, 1996. – 339 с.
6. Муляк В.В., Порошин В.Д., Сенкевич А.Э. Использование массовых данных о плотностях нефти при анализе и контроле разработки нефтяных залежей // Нефтепромысловое дело. – М., 2005. – №6. – С. 20 – 24.
7. Трофимов А.С., Бердников С.В., Кривова Н.Р., Алпатов А.А., Давиташвили Г.И., Гарипов О.М. Обобщение индикаторных (трассерных) исследований на месторождениях Западной Сибири // Территория Нефтегаз. – М., 2006. – №12. – С. 72 – 77.
8. Фаткуллин А.А. Выбор приоритетных методов воздействия на пласт с низкопроницаемыми коллекторами // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – М., 1999. – №8. – С. 29 – 32.
9. Ягафаров А.К., Кузнецов Н.П. и др. Новые технологии повышения нефтеотдачи пластов и продуктивности скважин // Территория Нефтегаз. – М., 2004. – №12. – С. 50 – 57.

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОЦЕССА ПОЛУЧЕНИЯ ЦЕОЛИТНЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ, МОДИФИЦИРОВАННЫХ НАНОРАЗМЕРНЫМИ ЧАСТИЦАМИ МЕТАЛЛОВ

Я.И. Холин[1], Е.В. Ерофеева[2]
Научные руководители профессор В.И. Ерофеев[1], профессор Г.Ю. Боярко[1]
[1]Томский политехнический университет, г. Томск, Россия,
[2]Томский государственный университет, г. Томск, Россия

В последние годы в связи с дефицитом нефтяного сырья за рубежом и в России проводятся интенсивные работы по созданию высокоэффективных процессов по переработке альтернативных видов углеводородного сырья – природного и попутного газов, газоконденсатов, синтез-газа, метанола и других дешевых видов сырья – в низшие олефины, ароматические углеводороды, моторные топлива и другие ценные нефтепродукты. Необходимо отметить, что до последнего времени на долю попутного нефтяного газа (ПНГ) приходилось до 30 % общей валовой добычи газа в мире, из них более 25 % от этого количества сжигалось в факелах на промыслах из-за отсутствия достаточных мощностей по сбору, подготовке, транспортировке и переработке ПНГ, также неэффективно использовался газовый конденсат, который в лучшем случае смешивался с нефтью в нефтепроводе.

В связи с этим наиболее перспективными для утилизации и переработки легкого углеводородного сырья, синтез-газа, метанола и других дешевых видов углеводородного сырья в низшие олефины, ароматические углеводороды и моторные топлива могут быть цеолитные нанокомпозитные катализаторы. Использование уникальных микропористых цеолитсодержащих катализаторов делает процессы утилизации и переработки альтернативных видов углеводородного сырья в низшие олефины, ароматические углеводороды и моторные топлива очень гибкими, высокорентабельными и экономически выгодными процессами.

В настоящее время промышленным процессом получения высокооктановых бензинов из прямогонных бензиновых фракций нефти является процесс каталитического риформинга, который проводится в жестких условиях, в качестве катализаторов применяются дорогостоящие алюмоплатиновые или алюмопалладиевые катализаторы с содержанием платины или палладия до 0,5–0,6 мас. %, для активации которых в процессе риформинга необходимо постоянное использование хлорсодержащих органических соединений. В связи с этим предъявляются очень высокие требования по качеству исходного углеводородного сырья и его очистки от микропримесей сернистых соединений, азотистых соединений и воды.

Для обеспечения такого качества исходного углеводородного сырья в состав установок каталитического риформинга входят блок ректификации прямогонных бензиновых фракций для выделения из нее узкой прямогонной бензиновой фракции с температурами выкипания 80–180^{o}C, блок гидроочистки прямогонной бензиновой фракции, блок получения водородсодержащего газа (ВСГ), реакторный блок получения высокооктановых компонентов, блок ректификации и выделения ароматических углеводородов и блок компаундирования и получения высокооктановых бензинов различных марок.

Аналогом промышленного процесса каталитического риформинга прямогонных бензиновых фракций нефти является ***процесс «цеоформинг»*** – процесс получения неэтилированных высоко-октановых автомобильных бензинов. Он основан на реакциях превращения низкооктановых компонентов – парафиновых и нафтеновых углеводородов – прямогонных бензиновых фракций нефти на цеолитсодержащих катализаторах (ЦСК), в результате чего преимущественно образуются высокооктановые компоненты – изопарафиновые и ароматические углеводороды.

В процессе «цеоформинга» на цеолитных нанокомпозитных катализаторах в качестве углеводородного сырья используются газовые конденсаты, различные низкооктановые углеводородные фракции нефти, газоконденсатов, компрессаты попутных газов, легкого углеводородного сырья, выкипающие при 140–180^{o}C, и получаются высокооктановые неэтилированные автомобильные бензины, которые по своим основным эксплуатационным и химическим характеристикам соответствуют товарным автомобильным бензинам марок АИ-80, АИ-93, АИ-95 и выше.

Промышленным процессом для переработки ПНГ в жидкие ароматические углеводороды является ***процесс «циклар»,*** разработанный фирмой «UOP». Процесс проводится при температуре 550–650^{o}C, объемной скорости подачи 100–1200 ч$^{-1}$ по газу и атмосферном давлении на цеолитсодержащих катализаторах, модифицированных платиной до 0,3–0,5 мас.). Выход жидких углеводородов из ПНГ на ЦСК, модифицированных платиной, достигает 55–60 %.

Для комплексной утилизации и переработки газовых конденсатов и ПНГ в моторные топлива в местах добычи легкого углеводородного сырья целесообразно использование малотоннажных установок мощностью от 30 до 100 тысяч т/год по сырью.

Вторым продуктом процесса «цеоформинга» является сжиженный газ, а процесса «циклар» – метан и этан, которые можно использовать в качестве товарных продуктов.

В таблице представлена сравнительная технико-экономическая оценка процессов получения жидких ароматических углеводородов из ПНГ на цеолитсодержащих катализаторах, модифицированных платиной (процесс «циклар» и предлагаемый нами процесс ароматизации ПНГ на цеолитных нано-композитных катализаторах (процесс ароматизации ПНГ, разработчик ИГНД ТПУ).

Таблица

Сравнительная характеристика процессов ароматизации попутных нефтяных газов

Параметры	**Процесс «циклар» (фирма «UOP»)**	**Процесс ароматизации ПНГ (ИГНД ТПУ)**
Температура реакции, ^{o}C	550–600	550–630
Давление, атм.	1–2	1–2
Объемная скорость, ч$^{-1}$	100–1200	100–1200
Сырье	Попутный нефтяной газ C_3–C_4	Попутный нефтяной газ C_2–C_4
Катализатор	Содержит платину до 0,5 % мас.	Не содержит благородные металлы
Состав конечного продукта	Смесь ароматических углеводородов C_6–C_{14}.	Смесь ароматических углеводородов C_6–C_{14}.
Содержание бензола, % мас.	20–30	25–35
Допустимое содержание серы в сырье	не лимитируется	менее 0,001 % мас.
Допустимое содержание воды в сырье	не лимитируется	менее 0,001 % мас.
Содержание серы в продукте	не более 0,05 % мас.	не более 0,05 мас.
Выход жидких углеводородов, % мас.	55–60	57–63
Экономические оценки	Для мощностей 50–100 тыс. тонн в год срок окупаемости не более 2–3 лет	Для мощностей 50–100 тыс. тонн в год срок окупаемости не более 2–3 лет

Из всего выше перечисленного можно сделать вывод, что с внедрением установок каталитического «цеоформинга» и «ароматизации ПНГ» на цеолитных накокомпозитных катализаторах по комплексной переработке газоконденсатного сырья и попутных нефтяных газов в местах добычи легкого углеводородного сырья значительно снижаются капитальные затраты и эксплуатационные расходы по производству высокооктановых бензинов.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ по ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2007–2012 годы» (госконтракт № 02.513.11.3336). Исследования проведены непосредственно авторами и защищены патентами.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ОТЛОЖЕНИЯ НЕОРГАНИЧЕСКИХ СОЛЕЙ И ПОДБОР ИНГИБИТОРОВ ДЛЯ БОРЬБЫ С ЭТИМ ЯВЛЕНИЕМ

М.А. Чабаева, В.С. Нагорнов, В.А. Измоков
Научные руководители старший преподаватель С.В. Воробьев, доцент В.В. Живаева
Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

Целью данной работы было изучение процессов отложения неорганических солей в призабойной зоне скважины и нефтепромысловых коммуникациях, а также проведение разработки и исследования реагентов – ингибиторов.

Процессы добычи нефти часто сопровождаются отложением твердых осадков неорганических веществ, накапливающихся на стенках скважин и подъемных насосно-компрессорных труб, в насосном оборудовании и наземных коммуникациях системы сбора и подготовки нефти. В составе осадков преобладают соли: сульфаты кальция (гипс и ангидрит), карбонаты кальция (кальцит), сульфаты бария (барит), сульфаты стронция (целестин), хлориды натрия (галит или поваренная соль) и др. Накопление солей осложняет добычу нефти, приводит к порче дорогостоящего оборудования, трудоемким ремонтным работам, а в итоге – к значительному недобору и потерям нефти.

Главный источник выделения солей – вода, добываемая совместно с нефтью. Ее химический состав постоянно меняется по мере выработки запасов нефти, что обусловливает многообразие и изменчивость во времени состава солевых отложений. В процессе добычи нефти в различных элементах нефтепромысловой системы из пластовой продукции могут отлагаться неорганические соли. Эти отложения, возникающие при определенных термодинамических и физико-химических условиях, вызывают снижение надежности оборудования и уменьшение производительности. Выпадение любого вещества в осадок происходит в том случае, если концентрация этого вещества или иона в растворе превышает равновесную (или предельную) концентрацию [1]. Осадок выпадает либо за счет возрастания фактической концентрации, либо за счет снижения растворимости. Первое из этих условий возникает, как правило, при смешивании вод разного состава, несовместимых друг с другом. Термином «совместимость» обозначают способность смеси вод сохранять в течение длительного времени свой химический состав, не выделяя из раствора твердые, неорганические соединения. Таким образом, смешивание несовместимых вод является одной из важнейших причин выпадения осадков. Второй причиной выпадения осадков служит перенасыщение вод в результате изменения температуры, давления, испарения воды, выделения газов и т.д., когда в исходном растворе снижается равновесная концентрация или возрастает фактическая концентрация.

В настоящее время в практике борьбы с солеотложением в добывающих скважинах нашли широкое применение методы, предотвращающие их образования [1, 2, 5]. Методы удаления солеотложений применяются как вынужденная мера, когда по каким-то причинам не было предусмотрено использование какого-либо способа предотвращения солеотложения.

Методы предотвращения солеотложения принято подразделять на: физические (магнитная обработка, обработка электрическим полем, воздействие акустическими методами); химические (ингибирование); технологические (оптимизация источников водоснабжения системы ППД, селективная изоляция обводнившихся пластов (пропластков) в нефтяной скважине, турбулизация потока водонефтяной смеси в скважине, использование защитных покрытий и др.).

Методы удаления солей подразделяются на механические и химические.

Механические методы удаления солей основаны на использовании для разрушения твердых осадков бурового инструмента (в скважине), специальных устройств и гидромониторов. Разбуривание применяют, когда другие методы защиты и удаления не удались.

Химические методы удаления солей основаны на использовании комплексных растворов при определенной температуре. В составе твердых осадков, накапливающихся в нефтепромысловом оборудовании, в особенности в скважинах, как правило, присутствуют углеводородные соединения в виде парафина, асфальтосмолистых веществ, тяжелых компонентов нефти и т.д. (до 25 %). Эти соединения препятствуют эффективному протеканию реакции между применяемым реагентом и неорганической солью и, следовательно, быстрому растворению твердого осадка. Поэтому в состав сложного химического реагента добавляют компонент, действующий на углеводородную составляющую отложений, которые называют стимуляторами растворения.

Сравнительная эффективность обычных растворителей и растворителей со стимуляторами была испытана применительно к отложениям, содержащим 74,5 % неорганических солей (в том числе 65 % гипса), 4 % влаги и более 20 % углеводородных соединений. Результаты испытаний свидетельствуют о целесообразности добавления указанных стимуляторов в обычные растворители [2].

Методы удаления неорганических солей из призабойной зоны скважины и нефтепромысловом оборудовании весьма дороги и требуют значительных капиталовложений. Поэтому применяются наиболее перспективные методы предотвращения образования отложений, таких как ингибирование, магнитная и ультразвуковая обработка [3, 4].

Несмотря на разнообразие средств борьбы с осадками солей, основной метод предотвращения отложений – применение специальных химических реагентов-ингибиторов.

Ингибиторы – это химические вещества, при добавлении которых в раствор неорганической соли процесс осадкообразования резко замедляется, а количество осадка уменьшается.

Механизм действия ингибиторов отложений солей связан с процессами диффузии в растворе и последующей адсорбцией на поверхности микрочастичек солей. Процесс адсорбции поверхностью частиц молекул ингибитора сопровождается образованием достаточно устойчивых ассоциаций.

Ингибиторы бывают масло-, нефтерастворимые и водорастворимые, однокомпонентные и многокомпонентные. По химической природе однокомпонентные ингибиторы делятся на анионные и катионные.

На практике большее применение нашли водорастворимые ингибиторы. Композиционные химические реагенты представляют собой либо смесь ингибиторов, либо смесь ингибиторов с другими химическими веществами. В качестве сопутствующего ингибитору компонента обычно выступают поверхностно-активные вещества (ПАВ) неионогенного типа, которые либо усиливают ингибирующее действие композиции, либо имеют самостоятельное назначение, не ухудшая при этом действия основного компонента.

Существует два метода исследования процессов осаждения солей. Количественные методы испытаний ингибиторов основаны либо на измерении количества выпадающего на поверхность металла осадка, либо на оценке количества осадка в объеме раствора. Другой способ основан на измерении проницаемости пористых металлических или стеклянных фильтров до и после фильтрации через них пересыщенного раствора. Количество осадка в объеме раствора можно оценивать по оптической плотности раствора, по остаточной жесткости, электропроводности и т. д.

При данном исследовании был использован первый метод испытаний. Исследуемый материал образовался в результате смешивания продукции из пласта девона, насыщенного серой, и карбона, насыщенного железом на нефтяном месторождении Самарской области. В качестве испытуемых растворов выбрана дистиллированная вода, сплав солей и фосфорит, в результате действия которого было обнаружено выпадение солей из добываемой продукции. Выпадение соли из растворов достигалось тем, что в рабочей емкости создается перенасыщение данного раствора путем выпаривания пластовой воды при постоянной температуре и сохранении объема выпариваемой воды. Ингибиторы вводят в один из исходных растворов. Готовят также контрольный раствор, в который не вводят ингибитор. Данная модель точно отражают реальные с большим числом ионов системы, встречающиеся в практике разработки.

В процессе упаривания производилось измерение выпарившейся жидкости и образовавшегося осадка.

В результате проведенных опытов были построены графики зависимости количества выпавшего осадка от объема выпаренной воды. В результате опытов были определены наиболее перспективные реагенты-ингибиторы и их необходимая концентрация.

Данная работа является актуальной, т.к. на данном этапе развития нефтедобывающего комплекса при разработке нефтяных месторождений в целях поддержания пластового давления используют закачку вод. Тем самым в пласте меняется солевой баланс и возможно выпадение неорганических осадков, что ведет к ухудшению фильтрационно-емкостных свойств и в конечном итоге снижению коэффициента нефтеизвлечения.

В результате проведенной работы были рассмотрены причины выпадения солей, их прогнозирование и контролирование, а также вопросы предотвращения отложения солей из растворов. Исследование процессов отложения неорганических солей позволили выявить наиболее эффективный реагент, снижающий скорость выпадения последнего из растворов.

Литература

1. Кашавцев В.Е., Гаттенберг Ю.П. и др. Предупреждение солеобразования при добыче нефти. – М.: Недра, 1985.
2. Кащавцев И.Е. Компьютерное моделирование прогнозных оценок отложения солей при добыче нефти // Нефтяное хозяйство. – М., 2002. – №12. – С. 73 – 75.
3. Маринин Н.С., Ярышев Г.М. и др. Методы борьбы с отложениями солей. – М.: ВНИИОЭНГ, 1980.
4. Пантелеев А.С., Козлов Н.Ф., Персиянцев М.Ф. и др. Исследование физико-химических процессов при заводнении продуктивных пластов и добычи нефти. – Оренбург: Оренбургское книжное издательство, 2000.
5. Отложения неорганических солей в скважинах, призабойной зоне пласта и методы их предотвращения. – М.: ВНИИОЭНГ, серия «Нефтепромысловое дело», 1983. – Т.II (29).

АНАЛИЗ ВОССТАНОВЛЕНИЯ БЕЗДЕЙСТВУЮЩИХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ С ЮРСКИМИ КОЛЛЕКТОРАМИ МЕТОДОМ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ

Л.В. Шевелева
Научный руководитель заведующий сектором П.В. Шевелев
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Программа бурения боковых стволов (БС) на месторождениях Томской области реализуется с 2006 г. Задачи, решаемые бурением БС – выработка остаточных извлекаемых запасов, восстановление аварийных скважин. За 2006–2007 гг. проведена зарезка около 50 скважин. Достоверность расчетов, по которым

обосновывается целесообразность бурения БС, составляет: по жидкости – 90 %, по нефти – 64 %. Недостижение планируемых дебитов объясняется причинами геологического и технологического характера: сложное геологическое строение месторождений; неопределенность местоположения забоев; высокообъемные гидроразрывы пласта (ГРП); объем и качество исходной информации. Зарезка боковых стволов позволяет решить множество сложных задач, таких как вывод из бездействия малодебитных, аварийных и преждевременно обводнившихся скважин [1, 2]. Работы по бурению наклонно-направленных скважин (БННС) с ГРП или боковых горизонтальных стволов (БГС) являются во многих случаях единственным средством восстановления работоспособности тех скважин, где невозможно ликвидировать аварии, связанные с наличием на забое скважинного оборудования. Новые технологии и технические средства бурения могут повысить экономическую эффективность проекта за счет вскрытия мелких залежей нефти. Сеть боковых стволов, пробуренных из основной скважины, могут вскрыть различные части месторождения, позволяя снижать расходы на новое бурение. Бурение боковых стволов рекомендуется, прежде всего, в скважинах, на которых имели место неоднократные ремонтные работы, не имевшие успеха, с целью увеличения нефтеотдачи при вовлечении в разработку недренируемых областей пластов. Следующие скважины также можно рекомендовать для забуривания боковых стволов (ЗБС):

1. Аварийные скважины: аварийный забой (неизвлеченное оборудование), негерметичность колонны.
2. Скважины, на которых неоднократно проводились операции по ограничению водопритока и прорыва газа, что привело к невозможности стимуляции скважины традиционными методами.
3. Эксплуатационные скважины, которые попали в области ухудшенных условий фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта, либо не встретили его.
4. Неэффективные добывающие скважины (в настоящий момент), вблизи которых потенциально может находится целик нефти.
5. Уплотняющее бурение при помощи ЗБС.
6. При отсутствии целесообразности перехода на другой продуктивный горизонт в существующей скважине.
7. При переводе скважины под закачку в том случае, когда необходима компенсация в другой области пласта.
8. Возвращение к старым скважинам, на которых невозможно устранить проблему и которые уже имеют значительную накопленную добычу.

В связи с тем, что данный вид геолого-технических мероприятий (ГТМ) является самым дорогостоящим, подобные операции требуют изучения условий выработки запасов на тех участках, где находятся выбранные для ремонта скважины.

Одной из проблем проектирования операций бурения боковых стволов для реконструкции малодебитных и аварийных скважин, а также вовлечения в разработку недренируемых зон продуктивных пластов, является проблема принятия экономически обоснованного решения для следующих планируемых параметров скважины в конкретных геологических условиях: профиль, направление, длина БГС, положение БГС относительно кровли и подошвы. Для решения поставленной проблемы используется гидродинамическое моделирование с целью прогнозирования работы скважины в определенных геологических условиях с целью определения оптимальных параметров.

В настоящее время проектирование зарезок боковых стволов выполняется на основе 3-х мерного геологического и гидродинамического моделирования и является трудоемкой и неоднозначной работой. Исходными данными для выполнения обоснования оптимального положения бокового ствола внутри продуктивного горизонта являются обобщенная геологическая информация по месторождению (данные геофизических исследований (ГИС), исследования керна, структурные данные и пр.), а также геологопромысловая информация и данные по добыче. Проектирование ЗБС выполняется на секторной модели, представляющей собой участок месторождения с целевой скважиной, расположенной в центре сектора. Проверка результатов моделирования осуществляется с использованием методики материального баланса, а также кривых падения добычи для обоснования динамики среднепластового давления в секторе и остаточных извлекаемых запасов. Результатом выполнения работ по проектированию ЗБС является обоснование оптимального типа (БННС или ГС) и оптимального положения БС внутри продуктивного горизонта на основе рассчитанных технологических показателей работы скважины на срок, определенный заказчиком.

Для построения адекватной геологической и гидродинамических моделей необходимо использовать всю имеющуюся геологическую и промысловую информацию, накопленную за период разработки месторождения. При этом исполнителю необходимо вносить рекомендации по выполнению дополнительных исследований с целью повышения качества моделей для рассмотрения недропользователем. Из базы данных необходимо выгрузить следующую информацию: структурные карты по целевым продуктивным пластам; инклинометрию скважин, входящих в область интереса; историю по добыче и закачке скважин; данные о перфорации, ГРП, КО и пр.; забойные давления; Las-файлы результатов интерпретации ГИС; результаты проведения ПГИ; результаты исследований с закачкой трассеров; регламентные карты изобар; PVT-свойства флюидов; данные капилляриметрии образцов керна; фазовые проницаемости. Перед построением геологической модели необходимо проанализировать последние данные по проведенным исследованиям с помощью гироскопа и уточнить фактическое положение скважин в рассматриваемой области пласта. Гидродинамическое моделирование осуществляется в программных комплексах GeoQuest или Petrel. Адекватность гидродинамической модели проверяется при помощи сопоставления материалов ГИС и их интерпретации в каждой скважине и результатов распределения свойств в модели в районе соответствующих скважин. При изменении положения скважины по результатам проведения исследований при помощи гироскопа модель перестраивается с учетом уточнения структуры, а свойства заново распределяются. В гидродинамическую модель загружаются PVT-свойства флюидов, соответствующие данным согласно последнему защищенному

проектному документу или результатам последних лабораторных исследований. Фазовые проницаемости и данные по капиллярным давлениям берутся по результатам исследований керна рассматриваемого месторождения. При отсутствии подобных данных информация берется по соответствующим пластам по аналогии с соседними месторождениями, расположенными в данном регионе. По результатам инициализации гидродинамической модели запасы геологической и гидродинамической моделей сопоставляются, расхождение не должно превышать 2 %.

После завершения построения гидродинамической модели необходимо провести адаптацию. Целью работы по адаптации гидродинамической модели является достижение максимального соответствия между модельными уровнями добычи нефти, газа и воды и историческими данными как по сектору в целом, так и по каждой скважине. Расхождение между результатами моделирования и фактическими данными по сектору в целом не должно превышать 2 %. По скважинам накопленная добыча нефти должна быть в пределах 5%, накопленная добыча воды – 5 % (в случае отсутствия межпластовых перетоков и негерметичности колонны). По результатам адаптации строятся следующие карты:

– распределения остаточных запасов нефти в секторе на текущую дату,

– распределение проницаемости,

– модельная карта изобар, соответствующая фактической на соответствующий временной период для обоснования адекватности энергетического состояния залежи на момент начала прогноза работы БС.

В рамках уже проведенных работ разработан и внедрен комплексный подход к подбору скважин-кандидатов под зарезки БС, проектированию и сопровождению бурения – сочетание аналитической составляющей для оценки остаточных запасов по целевому участку (а также рисков с помощью карт распространения фронтов нагнетаемой воды, запускных и максимальных дебитов) и моделирования – основного инструмента для принятия решения о направлении бурения. Для минимизации рисков выдаются рекомендации по проведению исследований на скважинах-кандидатах и окружении.

С середины 2007 г. реализована методология сопровождения геологического проекта на бурение БС, включающая:

– согласование траектории бурения подрядчика;

– уточнение модели при поступлении новых данных – бурение пилота, гироскоп, определение технического состояния эксплуатационной колонны;

– сопровождение бурения горизонтального ствола в реальном времени;

– выдача рекомендаций по дизайну ГРП.

При выборе и обосновании рекомендуемого варианта БС необходимо рассчитать модельные технологические показатели работы не менее 4 различных вариантов положений и типов стволов на период не менее 3 лет. Рекомендуемый вариант должен иметь оптимальные технологические показатели работы – накопленную добычу, динамику изменения дебита жидкости и нефти, а также динамику изменения обводненности. При выборе рекомендуемого варианта БННС необходимо определить координаты точки входа в пласт или нескольких точек входа в каждый пласт при наличии многопластовой залежи.

С учетом опыта работ можно заключить, что зарезки БС – один из основных способов поддержания уровней добычи нефти месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки. Проведение геолого-промыслового анализа (включая программу исследований) и моделирование – эффективный инструмент для минимизации рисков при зарезках БС. Итак:

– ЗБС – основной способ поддержания уровня добычи на месторождениях на поздней стадии разработки;

– геолого-промысловый анализ (включая программу исследований) и моделирование – эффективный инструмент для минимизации рисков при ЗБС;

– взаимодействие научных институтов и добывающих предприятий по программе ЗБС обеспечивает недропользователю значительную дополнительную добычу нефти.

Литература

1. Грибанов В.А. Комплексный инженерный подход к восстановлению скважин методом зарезки второго ствола // Материалы V-ой научно-технической конференции. – Томск: Изд-во ТГУ, 2006. – С. 94 – 95.
2. Дэвид Хилл, Эрик Ним, Кристин Элиг-Экономайдес. Бурение боковых стволов из существующих скважин дает новую жизнь старым месторождениям: Нефтегазовое обозрение. – Shlumberger, 1997.

ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕПЛООБМЕНА МЕЖДУ ПОГРУЖНЫМ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕМ И ПЕСЧАНО-ЖИДКОСТНОЙ СМЕСЬЮ

А.В. Язьков
Научный руководитель профессор А.Т. Росляк
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Известно, что вынос песка является одним из осложняющих факторов при механизированной добыче нефти. Так, при эксплуатации скважины, оборудованной установкой электроцентробежного насоса (УЭЦН), механическая примесь приводит к абразивным эффектам, оседанию примеси в рабочих секциях насоса и заклиниванию. Теми или иными методами концентрация механической примеси может быть уменьшена, но какая-то доля твердых частиц будет всегда присутствовать в скважинной продукции. Кроме того, как показывает анализ эксплуатационных параметров, концентрация взвешенных частиц (КВЧ) может меняться несколько раз в месяц, а значения КВЧ могут измениться в два и более раза. В то же время механическая примесь участвует в

процессе теплопередачи между узлами УЭЦН и газожидкостной смесью, в частности, между погружным электродвигателем (ПЭД) и газожидкостной смесью. Если рассматривать механическую примесь с точки зрения вышеперечисленных эффектов, то ответ на вопрос о том, каково ее влияние на работу погружного оборудования, однозначен – негативное. Однако решение задачи теплообмена для ПЭД и скважинной продукции, содержащей твердую фазу, не дает столь очевидного и однозначного ответа: теплопередача может как улучшиться, так ухудшиться. В связи с этим учет твердой фазы в задачах моделирования процесса теплопереноса в скважинах имеет особую значимость, поскольку влияет на тепловой режим ПЭД.

Анализ существующей литературы показал, что имеется достаточно много работ, посвященных проблеме абразивного износа [4, 9, 8], оседанию механической примеси в рабочих секциях насоса, которые могут привести к так называемому «клину» в момент его запуска. Однако работ, изучающих влияние твердой фазы на тепловой режим ПЭД, автором не обнаружено. Математические модели теплообмена ПЭД с обтекающим флюидом, встречающиеся в литературе, не учитывают наличие твердой фазы [2, 3].

Говоря о течении песчано-жидкостной смеси в кольцевом пространстве между ПЭД и эксплуатационной колонной, процесс теплопередачи можно разложить на четыре элементарных процесса теплопередачи: теплопередача при взаимодействии частица–частица, при взаимодействии частица–стенка (стенки ПЭД и эксплуатационной колонны), при взаимодействии жидкость–частица и при взаимодействии стенка–жидкость. Теплопередача при взаимодействии частица–частица незначительна. Поэтому задачу о влиянии твердой фазы на теплопередачу необходимо рассматривать с точки зрения теплового и гидродинамического взаимодействия частиц с вязким пристеночным слоем вблизи стенки ПЭД, где основной вклад в теплопередачу дают оставшиеся три механизма.

В работах [6] и [7] была исследована теплопередача для смеси вода–частицы полевого шпата, текущей в турбулентном режиме в кольцевой геометрии. Экспериментально показано комбинированное влияние на коэффициент теплопередачи таких экспериментальных параметров, как размер частиц, гидравлический диаметр кольцевого пространства, отношение гидравлического диаметра к среднему диаметру частицы, концентрация частиц в смеси, числа Прандтля и Рейнольдса. На рисунке приведена экспериментальная зависимость [7] параметра $\left(\frac{h_s}{h_{sw}}-1\right)\cdot 100$, (где h_s – коэффициент теплопередачи для потока смеси (вода–частицы полевого шпата) в кольцевом пространстве, Вт·К/м^2; h_{sw} – коэффициент теплопередачи для однофазного потока воды в кольцевом пространстве, Вт·К/м^2) от безразмерного параметра d_p^*, определяемого соотношением $d_p^* = \left(d_p / D_h\right)\mathrm{Re}_m^{\frac{11}{16}}$, (где d_p – диаметр частицы, м; D_h – гидравлический диаметр, м; $D_h = D_c - D_m$; D_c – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м; D_m – диаметр ПЭД, м; Re_m – число Рейнольдса для смеси, определяемое как $\mathrm{Re}_m = \frac{D_h U_m \rho_m}{\mu_m}$, U_m – скорость смеси, м/с; ρ_m – средняя плотность смеси, кг/м^3, определяемая как $\rho_m = \varphi\rho_p + (1-\varphi)\rho_l$, где φ – локальное объемное содержание частиц, д. ед.; ρ_p – плотность частицы, кг/м^3; ρ_l – плотность жидкости, кг/м^3; μ_m – средняя вязкость смеси (Па·с). Из рисунка видно, что при определенной комбинации выше перечисленных параметров улучшение коэффициента теплопередачи для смеси может достигать значений, превышающих значения для однофазного потока более, чем в два раза. Пиковое значение коэффициента теплопередачи наблюдается при значении $d_p^* = 4{,}2$, что, как оказывается, довольно универсально для различных геометрий и состава смеси и согласуется с моделью [5]. Такое увеличение коэффициента теплопередачи достигается за счет того, что при определенных параметрах частицы имеют большую степень свободы для бомбардировки стенки, тем самым утоньшая вязкий пристеночный слой, внутри которого наблюдается резкое изменение температуры в отличие от ядра потока, по сечению которого температура суспензии практически постоянна.

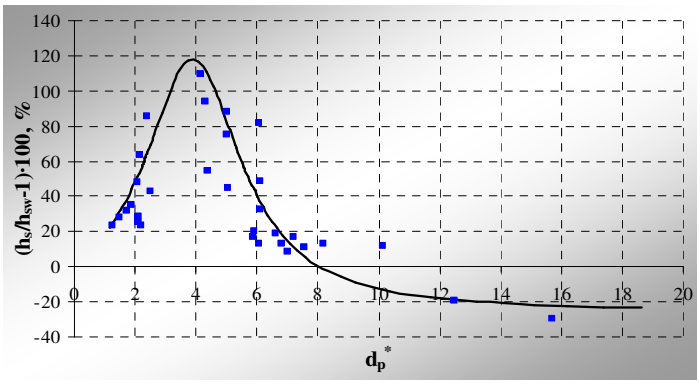


Рисунок. Положение пикового значения коэффициента теплопередачи для смеси вода – частицы полевого шпата, текущей в турбулентном режиме в кольцевом пространстве

Таким образом, отсутствие учета механической примеси в модели теплообмена между ПЭД и песчано-жидкостной смесью может приводить к ошибкам в расчетном коэффициенте теплопередачи более чем в два раза.

В данной работе предлагается методика учета содержания твердой фазы в модели теплообмена между ПЭД и песчано-жидкостной смесью. Такой подход был реализован в модели, разработанной в работе [1]. Тепловой режим моделировался для ПЭД 140-117М. Технологические параметры использовались такие же, как в [1]. В качестве твердых частиц принимались частицы полевого шпата, физические свойства которых приведены в таблице.

Таблица

Физические характеристики частиц твердой фазы

Материал	Плотность, кг/м^3	Теплоемкость, Дж/(кг·К)	Теплопроводность, Вт/(м·К)
Полевой шпат ($K_2O \cdot Al_2O_3 \cdot SiO_2$)	2500	836,8	1,09

Было исследовано влияние взаимодействия частиц с вязким пристеночным слоем, чувствительность температуры ПЭД к среднему размеру частиц, влияние величины кольцевого зазора между ПЭД и эксплуатационной колонной на охлаждение ПЭД.

На основе результатов моделирования можно сформулировать следующие результаты и выводы:

– в данной работе предложена методика учета механической примеси при расчете температурного режима ПЭД на основе современных экспериментальных данных;

– показано, что без учета механической примеси расчетный коэффициент теплопередачи может отличаться от истинного более чем в два раза, а температура ПЭД – до 10°С;

– при правильном подборе типоразмера кожуха, режима работы насоса и других технологических параметров, значения которых дают величину безразмерного параметра d^*_p в диапазоне от 2 до 6, механическая примесь может быть использована в качестве инструмента для интенсификации теплообмена между ПЭД и скважинной продукцией.

– при значении параметра $d^*_p > 8$ происходит ухудшение теплопередачи между ПЭД и скважинной продукцией.

Литература

1. Языков А.В., Росляк А.Т., Арбузов В.Н. Моделирование процесса теплообмена между трехфазным флюидом и погружным электродвигателем // Нефтепромысловое дело. – М., 2007. – №10. – С. 27 – 34.
2. Уразаков К.Р., Кутдусов А.Т., Алексеев Ю.В. Тепловой режим погружного электродвигателя // Ученые Башнипинефти – дальнейшему развитию нефтедобывающего комплекса республики Башкортостан. – Уфа, 2000. – Вып.100. – Ч.I. – С. 101 – 115.
3. Шмидт С.А., Люстрицкий В.М. Тепловой режим ПЭД в процессе освоения скважины, оборудованной УЭЦН // Разработка, эксплуатация и обустройство нефтяных месторождений: Сборник научных трудов Института «Гипровостокнефть», 2000. – С. 194 – 200.
4. Benchaita M.T., Griffith P. and Rabinowicz E. Erosion of a Metallic Plate by Solid Particles Entrained in a Liquid // Eng. Ind., 1983. – №3215. – P. 105.
5. Brandon C.A., Thomas D.G. Transport characteristics of suspensions // Proceedings of the Fourth International Heat Transfer Conference. – Paris, 1970.
6. Özbelge T.A., Köker S.H. Heat transfer enhancement in water-feldspar upflows through vertical annuli // Int. J. Heat Mass Transfer, 1996. – №39. – P. 135 – 147.
7. Özbelge T.A. Heat transfer enhancement in turbulent upward flows of liquid-solid suspensions through vertical annuli // Int. J. Heat Mass Transfer, 2001. – №44. – P. 3373 – 3379.
8. Rabinowicz E. The Wear Equation for Erosion of Metals by Abrasive Particles // Proc. Fifth Intl. Conference on Erosion by Liquid and Solid Impact. – Cambridge, 1979.
9. Shirazi S.A. et. al. Generalization of the API RP14E Guideline for Erosive Services // JPT, 1995. – №8. – P. 693.

Секция 9

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

ИССЛЕДОВАНИЕ СЕДИМЕНТАЦИОННОЙ УСТОЙЧИВОСТИ БУРОВЫХ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ С pH МЕНЕЕ 7

Г.А. Дашковский
Научный руководитель старший преподаватель Л.Н. Нечаева
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Подходя к вопросу выбора промывочной жидкости в современных условиях истощения крупных нефтяных месторождений, предприятию, осуществляющему буровые работы, необходимо учитывать влияние бурового раствора на качество вскрытия продуктивного пласта. Тип промывочной жидкости и ее свойства играют ключевую роль в сохранении естественной проницаемости пласта-коллектора и, как следствие, дальнейших дебитов скважины. Применение современных технологий позволяет осуществлять качественное вскрытие продуктивного пласта с практически полным восстановлением естественной проницаемости коллектора. Основными технологиями и методами качественного вскрытия продуктивных горизонтов являются применение ингибированных буровых растворов и растворов на углеводородной основе, существенными недостаткам которых являются высокая стоимость и экологическая опасность. В производственной практике все чаще находит применение метод вскрытия пласта-коллектора на депрессии, что, в свою очередь, сопряжено с риском возникновения газонефтеводопроявлений и дополнительными затратами на специальное оборудование устья скважины. Недостатки перечисленных методов свидетельствуют об актуальности поиска низкозатратной и экологически безопасной технологии качественного вскрытия продуктивного пласта.

Следует различать два рода загрязнения призабойной зоны: загрязнение твердой и жидкой фазой. Загрязнение твердой фазой происходит в результате закупорки пор пласта-коллектора мелкодисперсными частицами, входящими в состав промывочной жидкости. В практике бурения образование глинистой корки (результат загрязнения околоствольной части пласта твердой фазой) встречается повсеместно и не может быть исключено при бурении на репрессии. Загрязнение жидкой фазой – это результат набухания глинистых частиц, входящих в состав пласта-коллектора. Механизм набухания представлен адсорбцией молекул щелочи и воды на поверхности глинистых частиц, приводящий к мицеллообразованию, и, как следствие, к сокращению сечения поровых каналов, через которые осуществляется фильтрация пластового флюида в скважину. Адсорбция, в свою очередь, происходит из-за специфики строения глинистой частицы, ядро которой слагается на 75-90 % алюмосиликатами, имеющими избыток отрицательного заряда.

Предлагаемым решением стало понижение pH бурового раствора до значений 5,5-6 непосредственно перед вхождением в продуктивный пласт. Данный подход позволяет снизить влияние фильтрата бурового раствора на глинистые частицы, что понизит степень их набухания и в большей степени сохранит естественную проницаемость коллектора. Необходимо отметить, что на данном этапе работы рассматривается наиболее характерный для Западной Сибири тип коллектора – гранулярный песчано-глинистый.

В практике бурения нефтяных и газовых скважин наибольшее распространение получили буровые промывочные жидкости с показателем pH от 8,5 до 9,5. Такой водородный показатель, как отмечается в ряде литературных источников, обеспечивает наибольшую устойчивость коллоидной системы за счет электростатического фактора и хорошей работы полимеров, поэтому при понижении pH раствора высока вероятность следующих осложнений:

- неудовлетворительные реологические свойства бурового раствора,
- отсутствие ингибирующей способности,
- недостаточная седиментационная устойчивость.

Как показали исследования, проведенные на полимерглинистых растворах различного компонентного состава, понижение pH бурового раствора от значений 8,5 до 6 не оказывает значительного влияния на реологические свойства промывочной жидкости.

Для исследования ингибирующей способности растворов с водородным показателем менее 7 была проведена серия из 8 опытов с применением универсального прибора для оценки ингибирующей способности ПОИКС конструкции Томского политехнического университета. Суть опыта: приготавливается образец глинистой породы, который помещается в жидкость с исследуемым значением pH – в половине опытов pH = 5,5, в другой половине pH = 9. Образец нагружается, производится замер времени его разрушения. Чем больше время разрушения образца, тем лучшими ингибирующими способностями обладает раствор, а следовательно вызывает набухание глинистых частиц в меньшей степени. Данные эксперимента говорят о том, что устойчивость глинистого образца, помещенного в кислую среду, на 40 % выше устойчивости образца, помещенного в щелочную среду. Это выражается в следующих средних значениях времени, затраченного на разрушение образца: для щелочной среды – 7,5 часов, для кислой – 9 часов. Проведенный эксперимент подтверждает основное предположение – буровой раствор с pH менее 7 обладает большим ингибирующим воздействие на глинистые частицы, входящие в состав пласта коллектора.

Седиментационная устойчивость буровых растворов с pH менее 7 была исследована при помощи двух различных опытов. В первом определялся суточный отстой буровых растворов с pH, равном 5,5 и 9. Суть опыта: в мерный цилиндр объемом 100 мл наливается исследуемый раствор и оставляется в покое на 24 часа. По

истечении этого времени по шкале цилиндра определяется объем воды (в мл), выделившейся в верхней части пробы промывочной жидкости. Полученный результат численно соответствует величине суточного отстоя промывочной жидкости в процентах. Данные опыта показывают равенство суточных отстоев буровых промывочных жидкостей с pH 5,5 и 9 – по 1,5 %.

Во втором опыте производилась оценка стабильности тех же буровых растворов при помощи цилиндра стабильности ЦС-2. Суть опыта: в цилиндр, посередине которого имеется отвод с пробкой, заливается испытуемая промывочная жидкость и оставляется в покое на 24 часа. По истечении этого времени пробка открывается и буровой раствор, находящийся в верхней части ЦС-2, сливается в отдельную емкость. Происходит измерение плотностей раствора в нижней и верхней части прибора ЦС-2. Стабильность исследуемой промывочной жидкости определяется как разность плотностей раствора в нижней и верхней части ЦС-2. Данные серии из 4 опытов, проведенных на буровых растворах с различной плотностью и показателями pH, свидетельствуют о возможности применения неутяжеленных буровых промывочных жидкостей с pH менее 7 (показатель стабильности +/- 0 для обоих значений pH, плотность раствора 1050 кг/м^3) и сложности их применения при использовании утяжелителя в качестве регулятора их плотности (показатель стабильности 12,5 кг/м^3 для бурового раствора с pH = 5,5 против 8 кг/м^3 для бурового раствора с pH = 9, плотность раствора 1080 кг/м^3).

Проведенные всесторонние исследования буровых растворов с показателем pH менее 7 показали целесообразность их применения для качественного вскрытия продуктивного пласта с нормальным пластовым давлением. Наряду с этим использование буровых растворов такого типа имеет несомненное экономическое преимущество перед использованием ингибированных и щелочных полимерглинистых растворов. Для внедрения раствора в производство не требуется приобретения предприятием-заказчиком дополнительных химических реагентов, поскольку регуляторы показателя pH бурового раствора присутствуют на буровых площадках повсеместно. Не требуется также обеспеченности высококвалифицированным инженерным персоналом: раствор представляет собой относительно простую систему. Отсутствует необходимость переоборудования блоков приготовления и очистки бурового раствора.

Литература

1. Чубик П.С. Практикум по промывочным жидкостям. – Томск: Изд-во ТПИ, 1991. – 100 с.
2. Крылов В.И., Крецул В.В. Реологическое моделирование биополимерных промывочных жидкостей // Нефтеотдача. Специальное приложение к журналу “Нефть и капитал”. – М., 2002. – №5. – С. 16 – 20.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ НА ИМПУЛЬСНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ТОКИ, ВОЗНИКАЮЩИЕ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

А.В. Епихин
Научный руководитель доцент М.А. Самохвалов
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение.

Объектом обзора являются электромагнитные явления при разрушении горных пород бурением, а именно исследование влияния нефтенасыщенности песчаников на импульсные электрические токи, возникающие при бурении скважин. На наш взгляд, эта тема весьма актуальна и может вызвать интерес в широких научных кругах.

Много времени и средств тратится для точного определения момента внедрения породоразрушающего инструмента в продуктивный пласт. Погрешности в определении этого момента существенно сказываются на процесс бурения и на самом результате. Если бы при бурении мы могли с точностью до сантиметров, а главное, до минут определить момент входа в продуктивный пласт, то это существенно сократило бы расходы на данном этапе бурения, а также увеличило скорость бурения.

Основной целью исследований электромагнитных явлений при разрушении горных пород, проводимых на кафедре бурения скважин Томского политехнического университета, является разработка методики контроля разрушения горных пород бурением путем записи и анализа токов, протекающих через бурильную колонну с границы раздела породоразрушающий инструмент – порода. Объектами исследования служили песчаники различного гранулометрического состава, так как именно эта горная порода является основной составляющей поровых коллекторов Западной Сибири. Проводились лабораторные исследования токов при резании и бурении горных пород в широком диапазоне частот от 0 до 10 МГц, а также записи токов через бурильную колонну при бурении скважин на Игольско-Таловом нефтяном месторождении. В результате были установлено, что влияние на величину и характер токов оказывают следующие факторы: тип горной породы, ее механическая прочность и состав; состав промывочной жидкости, используемой при бурении и резании; усилие на породоразрушающий инструмент; нефтенасыщенность горных пород.

Краткая история лабораторных исследований.

Следует отметить, что данная работа является развитием ранних работ Томского политехнического института по регистрации электрических явлений при разрушении горных пород. Еще в 1970 году в ТПИ под руководством профессора А.А. Воробьева были начаты теоретические и экспериментальные исследования на тот период совершенно нового явления – электризации твердых тел при механическом воздействии на них. Эти исследования позволили выйти на различные направления практического использования данного явления. Было доказано, что минеральный состав, а также насыщенность горной породы флюидом существенно влияют на измеряемое электромагнитное поле. В ТПИ также предпринимались попытки контролировать разрушение

горной породы при бурении алмазным породоразрушающим инструментом [1], однако электромагнитное поле за пределами образцов удалось зарегистрировать только при сухом бурении. Промывочная жидкость, в качестве которой во время лабораторных исследований использовалась вода, полностью экранировала электромагнитные поля растущих трещин. Для решения этой проблемы на кафедре бурения скважин была сформулирована идея перехода от бесконтактной регистрации электромагнитных полей к измерению токов, замыкаемых с породоразрушающего инструмента на внешний контур в составе: бурильная колонна, элементы бурового станка и горная порода. На основе этой идеи были выполнены лабораторные измерения токов, возникающих при бурении и резании горных пород с промывкой различными растворами [2].

Используемое оборудование.

Изначально исследования проводились на буровом станке СКБ-5 с алмазной бурголовкой. Позже был совершен переход на регистрацию импульсных токов и при резании образов горных пород алмазными дисками. Запись импульсных токов при резании образцов горных пород проводили на специальной установке, которая позволяла также регистрировать акустические сигналы. Схема этой установки приведена на рис. 1. Установка состоит из нагружающего блока и компьютеризированной измерительной системы. Нагружающий блок прибора включает основание – 1, электродвигатель – 2, направляющую – 4, подвижную каретку – 5 с захватом для закрепления образца горной породы 6, шпиндель – 12, служащий для передачи вращения алмазному кругу – 11, передаточные механизмы шпинделя – 13 и подвижной каретки – 3. Охлаждение алмазного круга и удаление шлама осуществляется промывочной жидкостью в процессе резания образца.

Измерительная система прибора состоит из персонального компьютера - 9, усилителя – 8 и датчиков. Акустический сигнал принимается микрофоном – 7, усиливается и подается на вход платы аналого-цифрового преобразователя, установленного в компьютере.

Для регистрации импульсного тока, на шпинделе – 12, изготовленном из немагнитного металла, установлен индукционный датчик – 14 (трансформатор тока на ферритовом кольце). Напряжение на выходе индукционного датчика, наведенное импульсными токами, подается на усилитель – 16, который имеет режекторный фильтр, отсекающий помехи промышленной частоты. Далее напряжение поступает на осциллограф “Tektronix” – 15 и компьютер – 9, где производится спектрально-частотная обработка сигнала.

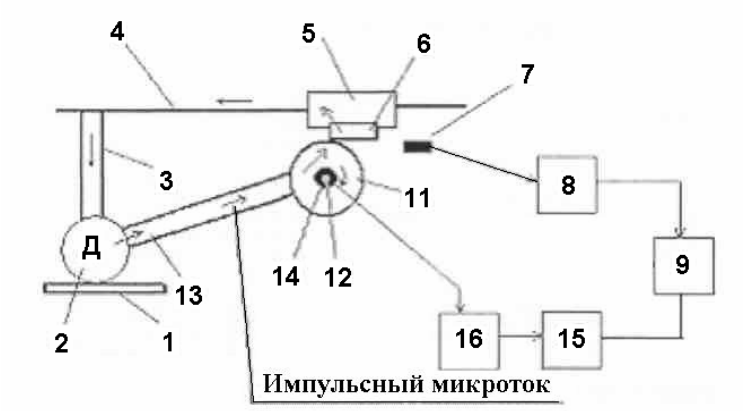


Рис.1 Схема установки для регистрации акустических сигналов и импульсного тока при резании образцов горной породы

Подготовка образцов к испытаниям.

Для оценки величины импульсов из каждой горной породы готовили не менее 3 образцов. Часть образцов высотой 35 мм изготовили из кернов диаметром 30 мм, другие образцы готовили в виде параллелепипедов размеров от 35*30*20 мм до 35*40*35 мм. При регистрации импульсного тока образцы резали алмазным кругом 100 мм на глубину 5 мм; скорость подачи составляла 2,1 мм/с, частота вращения 22,7 1/с.

Исследование различных факторов на величину импульсных токов.

Влияние типа и состава породы на величину импульсных токов

Были исследованы – среднезернистый песчаник с высоким содержанием крупнозернистого материала, глинисто-гидрослюдистый цемент -1, крупно-среднезернистый песчаник с кальцитовым цементом – 2, крупно-среднезернистый песчаник с кальцитовым и кварцевым цементом – 3, мелкозернистый песчаник с кальцитовым цементом – 4.

Результаты исследований представлены на рисунке 2. Исследуя данную гистограмму, следует отметить, что большое влияние на величину импульсных токов оказывает гранулометрический состав. Видна закономерность – чем мельче частицы, составляющие песчаник, тем более высокий импульсный ток регистрируется. Это можно объяснить большей площадью контакта породоразрушающего инструмента и породы при малой величине частиц ее составляющих. Также на величину токов оказывает влияние тип цемента: в образце с кварцевым цементом токи больше по величине, нежели в образце с кальцитовым цементом. Это можно объяснить большей твердостью кварца по сравнению с кальцитом, что при разрушении горной породы приводит к возникновению более сильных электрических импульсов.

Влияние промывочной жидкости

Были исследованы следующие образцы горных пород: мелкозернистый песчаник с кальцитовым цементом – 1, среднезернистый песчаник с кальцитовым цементом – 2, крупнозернистый песчаник – 3. Результаты исследований приведены на рис. 3. Из графиков видны следующие закономерности: разрушение горной породы в солевом растворе приводит к образованию максимальных по величине токов, затем идет вода, водный раствор ПАВ. Минимальные по величине токи регистрировались при разрушении горной породы в присутствии глинистого раствора. Также подтверждается обратно пропорциональная зависимость величины токов от гранулометрического состава породы и ее прочности: чем меньше размер частиц, тем более высокие токи возникают при разрушении, а также чем выше прочность образца, тем больше значения токов.

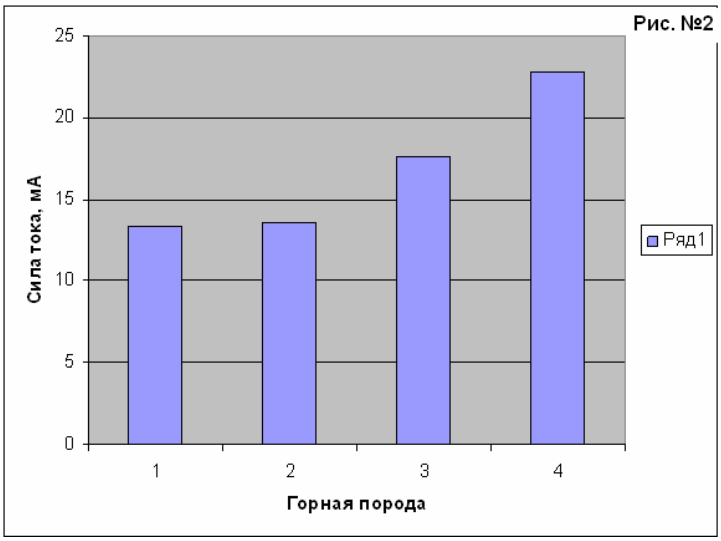


Рис.2 Зависимость тока от типа горной породы

Промывочная жидкость	Удельное электрическое сопротивление, Ом*м	Сила импульсного тока, мА		
		Горная порода 1	Горная порода 2	Горная порода 3
Солевой раствор	0,0126	30,2	21,6	20,6
Вода	7,07	22,5	18,5	9
Водный раствор ПАВ	5,21	21	12,3	8,1
Глинистый раствор	1,57	18	11,2	7,4

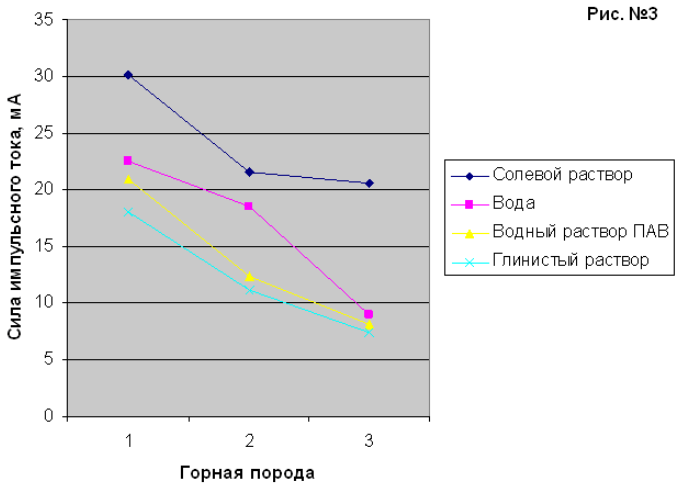


Рис.3 Зависимость тока от типа промывочной жидкости

Заключение.

Результатом проведенных на кафедре бурения скважин Томского политехнического университета исследований являются выявленные зависимости импульсных токов от типа горной породы и ее механических характеристик, промывочной жидкости, насыщенности флюидом. Полученные результаты используются для

создания системы контроля геологического разреза при бурении скважин, которая позволит сократить денежные и временные затраты на скважинные геофизические исследования при заканчивании скважин бурением.

Литература

1. Кривошеев В.В., Нейштетер И.А., Ларин А.А., Гордеев В.Ф. Изучение электромагнитной эмиссии при бурении анизотропных пород // Сборник трудов 4-го Международного симпозиума по бурению скважин в осложненных условиях. – СПб.: Изд-во Санкт-Петербургского государственного горного института, 1998.
2. Евсеев В.Д., Петухов М.В., Самохвалов М.А. Импульсные токи с забоя скважины – источник информации о свойствах горных пород // Известия Томского политехнического университета. – Томск: Изд-во ТПУ, 2005. – Т.308, – №6. – С. 39 – 44.

КОМПЛЕКСНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ КАЧЕСТВЕННОГО КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ РАСШИРЯЮЩЕГО ТАМПОНАЖНОГО МАТЕРИАЛА И ОБЛЕГЧЕННОГО ТАМПОНАЖНОГО РАСТВОРА НА ОСНОВЕ АСПМ

Г.В. Нартов, Ф.А. Тагиров
Научный руководитель ассистент О.А. Нечаева
Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

Для современного этапа развития нефтедобычи в Российской Федерации характерна тенденция к росту трудноизвлекаемых запасов. Во многих случаях извлечение нефти без применения новых технологий становится весьма проблематичным. Проблема обеспечения качественной изоляции затрубного пространства при цементировании скважин является актуальной в настоящее время.

Ряд скважин эксплуатируется с межколонными давлениями и поступлением в добываемый флюид посторонних продуктов, не относящихся к разрабатываемому пласту. В большинстве случаев это проявляется в период ОЗЦ, или в начальной стадии эксплуатации. Качественное крепление нефтяных и газовых скважин до сих пор представляет важную и трудно разрешаемую проблему.

Основными осложнениями при креплении скважин являются недоподъем тампонажного раствора; межпластовые перетоки; флюидопроявления; недоспуск колонн [2].

Если недоподъем раствора или недоспуск колонн в целом связан с нарушением технологического регламента при креплении, то межпластовые перетоки и флюидопроявления требуют изменения технологии крепления скважин и применения других тампонажных материалов, повышения качества геофизического исследования скважин.

Межпластовые перетоки, затрубные проявления являются результатом негерметичности цементного кольца по различным причинам. Положение усугубляется при креплении наклонных, горизонтальных скважин, строительстве боковых стволов.

Условия формирования цементного кольца в заколонном пространстве и надежность изоляционного экрана в основном определяют типы применяемых тампонажных материалов и технологию их применения. Как показали исследования, подтвержденные практикой, качество цементирования резко повышается при применении расширяющихся тампонажных материалов (РТМ).

Для обеспечения герметичности заколонного пространства в зоне контакта цементный камень – обсадная труба и цементный камень – порода должно развиваться определенное давление со стороны камня. Поэтому герметичность скважин в большей степени зависит от объемных изменений цементного камня при его твердении. Этого можно достичь применением тампонажных смесей, способных расширяться в процессе структурообразования. При этом величина расширения должна быть больше, чем уменьшение объема системы за счет контракции, и в то же время не должна превышать предельного усилия на смятие или нарушение целостности обсадных колонн.

Основной отличительной особенностью технологии является применение для цементирования интервала залегания продуктивных и водоносных пластов расширяющегося тампонажного материала на основе специально изготовленных расширяющихся добавок, а также комплекса технологических мероприятий по приготовлению тампонажных растворов и проведению процесса цементирования эксплуатационных колонн.

Расширяющийся тампонажный материал на основе расширяющих добавок различных типов (ДР-20, ДР-50, ДР-80, ДР-100) применяется в диапазоне температур 20 – 140 °С и обеспечивает расширение тампонажного раствора в пределах 8 – 15 % [1]. Одновременно в 2 – 3 раза повышается прочность контакта цементного камня с обсадной колонной и стенками скважины, повышается прочность и снижается газопроницаемость цементного камня. Динамика расширения тампонажного раствора подбирается таким образом, чтобы при сохранении максимальной эффективности соблюдалось условие сохранения в течении периода эксплуатации скважины целостности и прочности цементного камня.

Тампонажный раствор РТМ хорошо сочетается с реагентами, снижающими водоотдачу. При этом реологические свойства тампонажного раствора хорошо регулируются широко применяемыми реагентами-замедлителями, пластификаторами и стабилизаторами.

Применение технологии в газовых скважинах предполагает обязательное использование при цементировании вышележащих интервалов эксплуатационных колонн ряда реагентов и технологических мер, исключающих миграцию газа в заколонном пространстве в процессе цементирования и при ОЗЦ.

С целью снижения гидродинамической нагрузки на пласты, склонные к поглощениям, при цементировании верхних интервалов обсадных колонн предусматривается применение облегченных тампонажных растворов на основе алюмосиликатных полых микросфер (АСПМ) плотностью 1,22 – 1,24 г/см^3.

Применение таких систем позволило отказаться от двухступенчатого цементирования, обеспечить снижение давления столба цементного раствора на пласт на 2,5 – 4,5 МПа, предотвратить возможность гидроразрывов пластов и поглощения тампонажного раствора в сеноманских отложениях, снизить проникновение фильтрата раствора в пласт. Кроме того, при высоких скоростях продавки облегченный раствор на основе АПСМ, имеющий небольшую абразивность, движется в интервале открытого ствола в турбулентном режиме, что позволяет активно очищать заколонное пространства от остатков бурового раствора и рыхлой части глинистой корки [2,3].

Предлагаемая технология серийно применяется на ряде месторождений Западной Сибири, Калининградской и Самарской областей, Татарстана, Украины.

С целью обеспечения максимального качества крепления скважин в интервале продуктивных и водоносных пластов при цементировании эксплуатационных колонн в скважинах на группах месторождений Самарской и Ульяновской области с успехом применяется расширяющийся тампонажный материал РТМ на основе расширяющей добавки ДР-100. К настоящему времени достигнуты достаточно высокие показатели: 80-90 % жесткого сцепления с колонной и с породой в интервале продуктивных и водоносных пластов, а также отсутствие заколонных перетоков при освоении и эксплуатации скважин.

Анализ результатов внедрения технологии на скважинах Варваровского месторождения (ОАО «Ульяновскнефть») показал улучшение качества сцепления цементного камня с горной породой и обсадной колонной в 1,26 раза (по данным АКЦ). В качестве сравнительных взяты все скважины Варваровского месторождения, пробуренные в тот же период времени на те же продуктивные пласты и зацементированные по традиционной технологии (таблица). Изучив данные по скважинам, зацементированным с применением РТМ на месторождениях ОАО «Самаранефтегаз», можно увидеть рост показателя качества крепления с 77 % до 100 % (см. рис.).

Таблица

Сравнительные результаты внедрения технологии цементирования с применением РТМ на скважинах Варваровского месторождения ОАО «Ульяновскнефть»

Технология с РТМ								
Номера скв.	36	38	40	37	42	**Среднее**		
Коэффициент качества цементирования	0,98	0,98	0,86	0,99	0,85	0,93		
Традиционная технология								
Номера скв.	28	30	31	32	33	35	34	**Среднее**
Коэффициент качества цементирования	0,86	0,74	0,95	0,55	0,58	0,77	0,75	0,74

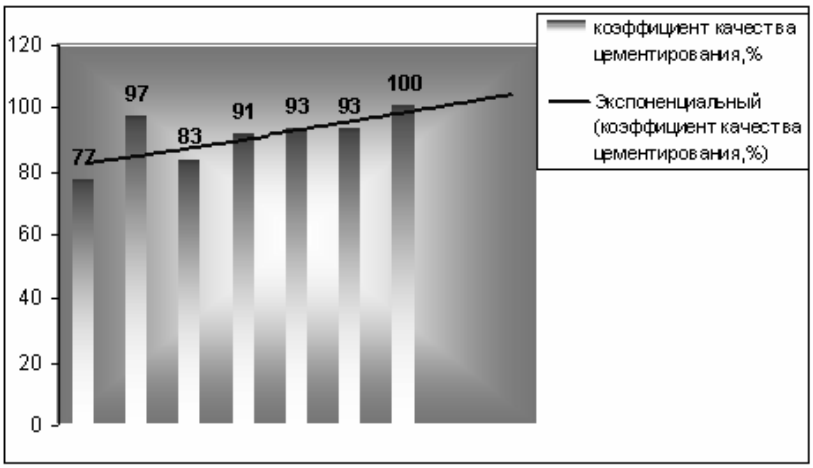


Рис. Значение коэффициента качества цементирования на скважинах ОАО «Самаранефтегаз»

Литература

1. Бредихин Н.М., Рябова Л.И., Кривошей А.В. Внедрение новых эффективных технологий крепления скважин // Нефтяное хозяйство. – М., 2006. – №1. – С. 98 – 100.
2. Газгереев А.О. Исследование и разработка облегченных расширяющих тампонажных растворов для цементирования скважин в криолитозоне: Автореферат диссертации на соискание ученой степени канд. техн. наук. – Тюмень, 2004. – 16 с.
3. Кривошей А.В. Инновационные технологии, технические средства и материалы для крепления скважин в сложных геолого-технических условиях // Бурение и нефть. – М., 2005. – №12.

ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

Г.В. Нартов, Ф.А. Тагиров
Научный руководитель ассистент О.А. Нечаева
Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

Разработка нефтяных залежей наклонно-направленными скважинами с горизонтальным участком ствола в продуктивном пласте ведется давно и успешно. Применение горизонтальных скважин позволяет увеличить объем добычи нефти из залежи за счет повышенных дебитов нефти по сравнению с обычными наклонно-направленными скважинами; уменьшения вероятностей образования конусов воды и газа; добычи нефти из зон, недоступных для традиционного бурения (под населенными пунктами, промышленными объектами, угодьями в природоохранных и водоохранных зонах и др.) [1]; рентабельности добычи нефти из низкопродуктивных залежей и др.

Буровые растворы, которые успешно выполняли свои функции при бурении обычных наклонных скважин, являются основой, безусловно требующей модификации для бурения горизонтального участка.

Качественная транспортировка шлама и хорошая удерживающая способность раствора являются важными факторами при бурении скважин с горизонтальным окончанием. Эффективную транспортировку твердых частиц обеспечивает турбулентный поток раствора. Повышенная концентрация шлама в растворе, возникающая при высокой скорости проходки долота, может превысить песконесущую способность раствора. Поэтому скорость течения раствора в затрубном пространстве рассматривается как один из главных параметров очистки ствола. При очень высокой скорости турбулентного потока большинство всех твердых частиц могут быть вынесены потоком. При низкой скорости потока частицы могут концентрироваться на нижней поверхности стенки скважины, и в итоге формируется шламовая подушка [2].

Большинство исследователей утверждает, что при турбулентном режиме течения вынос шлама улучшается [2, 3]. Одно из возможных объяснений этого явления заключается в том, что профиль скоростей при турбулентном режиме более плоский, чем при ламинарном режиме течения и частицы породы поднимаются в виде скопленных частиц.

В горизонтальных скважинах продуктивный пласт дольше подвергается воздействию бурового раствора. Следовательно, необходимо уделять больше внимания сохранению коллекторских свойств пласта, регулированию содержания и состава твердой фазы в буровом растворе, регулированию водоотдачи раствора.

Высокие выносные и тиксотропные свойства растворов способствуют предотвращению в них седиментации твердой фазы. В то же время они должны способствовать поддержанию минимальных гидравлических сопротивлений в процессе бурения. Это положительно влияет на показатели работы долот.

Регулирование реологических свойств буровых растворов может осуществляться двумя путями: изменением концентрации коллоидной глинистой составляющей твердой фазы раствора и введением высокомолекулярных полимерных соединений [2].

Устойчивость стенок скважины обеспечивается подбором плотности раствора, а также ингибирующих (гидрофобизирующих) и фильтрационных свойств. Ингибирующие свойства фильтрата раствора одновременно влияют на размер и свойства частиц шлама.

В интервалах бурения сильно искривленного участка из-под башмака промежуточной колонны (при наборе угла до 90 %), а также при проходке горизонтального ствола скважины в продуктивном пласте, химическая обработка промывочной жидкости имеет ряд особенностей. В частности, она позволяет предотвратить прихват инструмента, повысить эффективность очистки ствола от шлама, сохранить качество ствола скважины, улучшить качество вскрытия продуктивного горизонта.

В проведенной нами исследовательской работе изучались свойства бурового раствора на основе реагентов фирмы Baroid, таких как Tunnel-Gel Plus, Quik-Trol LV, Ez-Mud Gold, Filter-Chek, No-Sag.

Tunnel-Gel Plus. Готовая смесь Tunnel-Gel Plus разработана для использования в горизонтальном бурении, для прокладки трубопроводов при помощи проходческих щитов и установок ГНБ. Tunnel-Gel Plus очень хорошо смешивается и восстанавливается благодаря чрезвычайно низкому коэффициенту трения. Позволяет снизить расход бентонита на 60 – 70 %. Обладает отличными смазывающими свойствами. Tunnel-Gel Plus имеет оптимальную способность к гелеобразованию и низкой водоотдаче; снижает расходы на создание запасов бентонитов и полимеров; минимизирует вес раствора и содержание в нем твердых частиц; снижает риск утечки раствора; улучшает способность к восстановлению раствора; увеличивает скорость работы.

Quik-Trol LV – представляет собой модифицированный натуральный целлюлозный полимер, при помощи которого можно регулировать показатель фильтрации большинства типов буровых растворов на водной основе без значительного увеличения вязкости последних. Добавление материала Quik-Trol LV в растворы Quik-Gel, Bore-Gel или Tunnel-Gel Plus позволяет использовать данные промывочные системы для разбуривания песчаных пластов. Материал Quik-Trol LV может добавляться в растительное или минеральное масло для создания жидкой суспензии на масляной основе, которая может закачиваться непосредственно в колонну бурильных труб.

Ez-Mud Gold – стабилизатор глины/сланца, подавляет формирование скоплений глины/сланца в буровых растворах на водной основе без существенного увеличения вязкости. Ez-Mud Gold позволяет материалу легко смешиваться в минимальных долях, тем самым исключая необходимость в жидких эмульсиях. Ez-Mud Gold улучшает реологические характеристики бурового раствора с низким содержанием твердых частиц; стимулирует стабилизацию глины и сланца, предотвращая набухание и/или дисперсию.

Filter-Chek - представляет собой видоизмененный крахмал, может использоваться для сохранения воды в смеси при минимальных потерях уровня вязкости. Filter-Chek проявляет необычайную устойчивость против

воздействия бактерий и не содержит токсичных веществ; обеспечивает удержание буровой смеси в канале при работе в районах с повышенной степенью экологического восприятия.

No-Sag - легковесный, порошкообразный и легко рассасывающийся биополимер. Это единственный в мире полимер, который поможет сделать прокол с первого раза в таких тяжелых грунтах, как мелкий песок, песок с галькой, галька, пласты строительного мусора. Он обладает уникальными свойствами по увеличению гельности бурового раствора и стабилизации бурового канала, что очень важно, когда работа ведется с остановками (когда приходится останавливать работу на ночь или пару дней). При использовании No-Sag канал после пилотного бурения или первого расширения не обрушится и не придется его делать заново.

Стоимость данных реагентов несколько выше отечественных и некоторых зарубежных аналогов. Тем не менее, хорошая система бурового раствора может снизить общую стоимость сооружения скважины. Если дорогостоящий буровой раствор может уменьшить время бурения или качество вскрытия продуктивных горизонтов, то это всегда будет выгодно.

Применение качественного бурового раствора, надлежащая гидравлическая программа, эффективная методика очистки скважины от шлама, тщательное проектирование – некоторые основные моменты, обеспечивающие успешное бурение горизонтальных скважин.

Таблица

Приготовление бурового раствора при производстве работ методом горизонтально-направленного бурения

№	Грунт	Продукт	Расход реагентов	Параметры раствора									
				ρ, кг/м^3	Т, с	В, см^3/ 30 мин	К, мм	pH	СНС $_{1/10,}$ Па	τ_0, Па	η, Па·с	$\eta_д$, Па·с	П, %
1	Тонкий песок	Tunnel-Gel Plus Quik-Trol LV	25кг/м^3 2,5 кг/м^3	1040	32	12	1,15	9	1,3/1,83	16,4	39,8	112	1,2
2	Песок и глина	Tunnel-Gel Plus Quik-Trol LV Ez-Mud Gold	35кг/м^3 2кг/м^3 0,5кг/м^3	1020	68	11	1,1	7	5,8/6,11	14,1	29,8	89,6	1,1
3	Сухая глина	Tunnel-Gel Plus Ez-Mud Gold	50кг/м^3 4кг/м^3	1020	65	11	1,1	8	1/1,27	23,9	14,0	24,6	1,1
4	Разбухающая глина	Tunnel-Gel Plus Ez-Mud Gold	25кг/м^3 3кг/м^3	1015	59	9	1,0	8	3,27/3,4	47,6	22,39	50,0	1,05

Примечание: ρ – плотность бурового раствора, кг/м^3; Т – условная вязкость, с; В – водоотдача, см^3/30 мин; Водородный показатель pH; СНС $_{1/10,}$ – статическое напряжение сдвига, Па; τ_0 – динамическое напряжение, Па; η – пластическая вязкость Па·с; η – динамичекая вязкость, Па·с, П – содержание песка, %.

Литература

1. Акбулатов Т.О., Хабибуллин И.А., Левинсон Л.М. Исследование процессов транспорта частиц шлама при промывке горизонтальных скважин // Повышение качества строительства скважин: Сб. науч. тр. УГНТУ. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2005. – С. 113 – 116.
2. Петров Н.А., Кореняко А.В., Давыдова И.Н., Комлева С.Ф. Обработка бурового раствора при бурении скважин с горизонтальным окончанием // Нефтегазовое дело. – Москва, 2007. – №3. – С. 27 – 31.
3. Феллер В.В., Слюсарев Н.И. Предупреждение осложнений в процессе проводки и повышение эффективности продуктивности горизонтальнонаправленных скважин // Повышение качества строительства скважин: Сб. науч. тр. УГНТУ. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2005. – С. 50 – 53.

АНАЛИЗ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ДОЛОТ РАЗЛИЧНОГО ТИПА НА ПРИМЕРЕ КЛЮЧЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

Р.В. Столяров

Научный руководитель профессор В.Д. Евсеев

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Выбор породоразрушающего инструмента при проектировании строительства эксплуатационных скважин на нефть и газ имеет большое значение. Стоимость долота составляет весьма небольшую долю от общей стоимости строительства скважины – около 1 – 3 %, однако от правильного выбора типоразмера долота зависит, прежде всего, механическая скорость бурения, а также рейсовая скорость. В конечном счете эти параметры оказывают сильное влияние на коммерческую скорость бурения, которая, в свою очередь, определяет размер затрат на строительство скважины в целом.

Технология бурения нефтяных и газовых скважин, как в России, так и за рубежом, в последнее время тяготеет к переходу от бурения шарошечными долотами, которыми до недавнего времени выполнялось до 95 % объема буровых работ, к бурению с использованием безопорных поликристаллических алмазных долот. Пионером в области производства таких долот является фирма Baker Hughes, инженерные разработки которых в данной области относятся ко второй половине семидесятых годов прошлого столетия.

Сегодня безопорные долота с резцами PDC выпускаются многими производителями, в том числе и отечественной фирмой ООО НПП “Буринтех” (г. Уфа), что имеет немаловажный социальный аспект. Долота данной фирмы находят все большее применение при производстве буровых работ на месторождениях Томской и Тюменской областей.

Областью применения безопорных долот с резцами PDC являются мягкие и средние терригенные горные породы на сравнительно протяженных по длине участках. Именно в таких породах достигаются наилучшие технико-экономические показатели. Однако, шарошечные долота, хотя и уступают во многом долотам с резцами PDC, имеют и определенные преимущества. К ним относятся использование при разбуривании цементных стаканов, поскольку при применении долот PDC высоки риски скола резцов, низкая стоимость, что позволяет эффективно разбуривать короткие интервалы, и лучшее поведение при направленном бурении.

Долота с резцами PDC, с технологической точки зрения, характеризуются некоторыми особенностями. Прежде всего, к ним относится высокая механическая скорость при разбуривании средних по твердости горных пород. По результатам непосредственных замеров мгновенная механическая скорость в мягких глинистых отложениях достигает 100 м/ч, в средних – 30 м/ч (наблюдения автора при прохождении производственной практики). Механическая скорость остается, как правило, постоянной в течение всего интервала. Эти долота имеют и весьма высокую суммарную проходку. Данные по средней механической скорости и суммарной проходке приведены в табл. 1 и 2.

Таблица 1

Механическая скорость бурения долот в различных интервалах

Долото	Средняя механическая скорость, м/ч	Интервал, м
393,7С-ЦГВУ- R-37	120	0 – 50
295,3МС-ЗГВУ- R-206	60	50 – 700
215,9МЗ-ГВУ- R-155	20	700 – 1500
	8	1500 – 2500
БИТ2 295,3 М4	60	50 – 700
БИТ2 215,9 МС	30	700 – 1500
	23	1500 – 2500

Таблица 2

Данные по суммарной проходке на долота PDC, использовавшиеся при разбуривании Ключевского месторождения

Долото	Суммарная проходка, м	Степень отработки
БИТ2 295,3 М4	10782	Средняя
БИТ2 215,9 МС	7134	Средняя
БИТ2 215,9 МС	3013	Отработано по диаметру
БИТ2 215,9 МС	4908	Начальная
БИТ2 215,9 М516	3580	Начальная

Данные преимущества обусловлены использованием иного, в отличие от шарошечных долот, принципа разрушения горной породы. Разрушение горной породы происходит при внедрении в нее резца с углом резания, превышающим 90º, что позволяет разрушать ее воздействием касательного напряжения. Это значительно эффективнее разрушения за счет вдавливания. Вращение долота при наличии вдавливающего усилия способствует развитию сдвигов в возникающем под пятном контакта ядре сжатия горной породы. Таким образом, происходит стимулирование сдвиговой неустойчивости, обеспечивающее облегчение сдвигового разрушения горной породы [1].

Шарошечные долота имеют невысокую долговечность и скорость проходки в интервале залегания средних по твердости горных пород, однако в интервалах залегания мягких пород механическая скорость вполне сравнима со скоростью, обеспечиваемой долотами с резцами PDC. Эти данные представлены в табл. 1 и 3.

Таблица 3

Данные по средней суммарной наработке на шарошечные долота, использовавшиеся при разбуривании Ключевского месторождения

Долото	Проходка, м	Основная причина выхода из строя
393,7С-ЦГВУ- R-37	321	Износ опоры
295,3МС-ЗГВУ- R-206	300	Износ опоры
215,9МЗ-ГВУ- R-155	300	Износ опоры
215,9 С-ГВ	125	Износ опоры

При разбуривании Ключевского месторождения использовались как шарошечные долота, так и долота с резцами PDC отечественного производства. Однако больший объем бурения выполнялся безопорными долотами PDC. Несмотря на кажущееся явным преимущество высокой механической скорости в интервалах залегания средних по твердости горных пород, вопрос о целесообразности использования долот с резцами PDC остается открытым, т.к. эти долота имеют высокую стоимость. Необходимо проведение экономического анализа использования долот в каждом конкретном случае (себестоимость бурения 1 м проходки), для каждого технологически обоснованного интервала.

Наиболее обобщающим критерием, позволяющим судить о рациональности процесса бурения, является величина удельных эксплуатационных затрат. Данный критерий учитывает несколько величин, таких как продолжительность спускоподъемных операций, время механического бурения, стоимость долота и стоимость эксплуатации буровой установки, и по этой причине выбирается в качестве показателя эффективности использования того или иного долота [1].

Большинство скважин в Западной Сибири (около 90 %) являются наклонно-направленными. Это накладывает ограничения на продолжительность рейса долота, поскольку скважина имеет определенный профиль и необходимо использование специальных компоновок для достижения требуемых параметров искривления, что вынуждает поднимать буровой инструмент для смены компоновки низа бурильной колонны. Наиболее широко распространенным типом профиля скважин является четырехинтервальный [2]. Именно такой профиль имеют скважины, пробуренные на Ключевском месторождении. На рисунке представлен средний профиль для скважин первого куста. Данный профиль содержит условно вертикальный участок 0 – 100 м, участок набора зенитного угла 100 – 253 м, участок стабилизации 253 – 2703 м и участок снижения зенитного угла 2703 – 2768 м. Глубина по вертикали составляет 2560 м, отход 1000 м. Представленные данные с учетом конструкции скважины позволяют разбить профиль на несколько участков, после проходки которых неизбежен подъем бурового инструмента: 0 – 50 м (интервал под направление), 50 – 100 м (вертикальный участок кондуктора), 100 – 253 м (набор зенитного угла), 255 – 743 м (интервал под кондуктор), 743 – 2703 м (участок стабилизации зенитного угла), 2703 – 2768 м. Из приведенных данных следует, что большинство рейсов спускоподъемных операций производится исключительно по технологическим соображениям, поскольку время проходки интервалов не ограничивается долговечностью используемых долот. Исключение составляет лишь интервал стабилизации параметров искривления, характеризующийся значительной протяженностью.

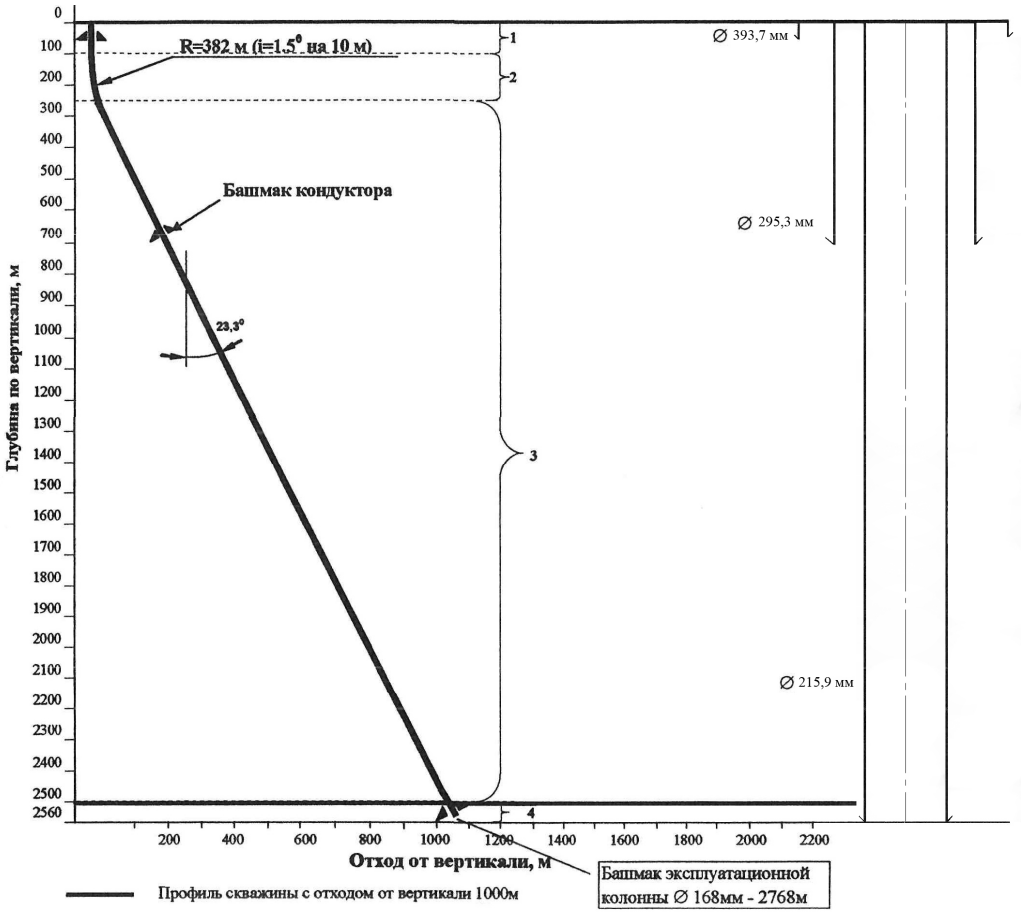


Рис. Средний профиль и конструкция скважин на Ключевском месторождении

В табл. 4 представлены результаты расчетов стоимости метра проходки при применении долот отечественного производства фирм ОАО «Волгабурмаш» и ООО НПП «Буринтех».

Таблица 4

Стоимость метра проходки

Долото	Интервал, м	Стоимость метра проходки, руб/м
295,3МС-3ГВУ- R-206	50 - 100	2311
БИТ2 295,3 М4		1963
295,3МС-3ГВУ- R-206	100 – 253	1449
БИТ2 295,3 М4		1278
295,3МС-3ГВУ- R-206	253 – 743	1761
БИТ2 295,3 М4		1321
215,9МЗ-ГВУ- R-155 215,9МЗ-ГАУ- R-233	743 – 2703	6002
БИТ2 215,9 МС		1948
215,9МЗ-ГАУ- R-233	2703 – 2768	17311
БИТ2 215,9 М516		13860

Опыт сооружения скважин на Ключевском месторождении и приведенные данные экономического расчета свидетельствуют о том, что в случае использования безопорных долот с резцами PDC стоимость 1 метра скважины оказывается минимальной в любом из рассмотренных интервалов за счет одновременного сочетания высокой долговечности, механической скорости и приемлемой стоимости долота. Кроме этого полностью исключается необходимость совершения рейсов для смены изношенного долота, поскольку суммарная проходка на долото кратно превышает протяженность интервала. Это заставляет по экономическим причинам практически полностью отказаться от использования шарошечных долот. Однако полностью исключить их использование нельзя: шарошечные долота обладают одним весьма существенным преимуществом по сравнению с безопорными долотами с резцами PDC. Из-за несовершенства техники направленного бурения долота с резцами PDC не позволяют достичь необходимого профиля скважины, время от времени приходится корректировать параметры искривления с применением компоновок с шарошечными долотами. Данные долота лучше ведут себя при возвращении ствола к необходимой траектории. Шарошечное долото за счет перекатывания шарошек по забою позволяет плавно вернуть фактическую трассу скважины на теоретическую траекторию, при применении же долот с резцами PDC в такой ситуации возникают определенные трудности. Кроме этого из-за высокого риска скола резцов не рекомендуется использовать долота типа PDC для разбуривания цементного стакана, поэтому вертикальный участок из под башмака направления и первый рейс до полного износа долота из под башмака кондуктора целесообразно выполнять с использованием шарошечных долот.

Литература

1. Евсеев В.Д. Физика разрушения горных пород при бурении нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – 151 с.
2. Рязанов В.И. Направленное бурение нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие. – Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2007. – 118 с.

РАЗРАБОТКА ГИДРОМОНИТОРНОГО ДОЛОТА ЭЖЕКЦИОННОГО ТИПА

Р.В. Столяров, А.В. Ковалев
Научный руководитель доцент М.А. Самохвалов
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Впервые явление понижения давления в суженом участке трубы при протекании по ней жидкости было установлено итальянским физиком Дж. Вентури (1746-1822), по имени которого была названа трубка, основанная на данном явлении. Если какой-либо объем присоединить к трубе в месте ее сужения, то газ или жидкость из него будет переходить в область пониженного давления и уноситься струей жидкости. На основе этого явления впоследствии была разработана широкая гамма различных технических устройств. Эжектор одновременно с инжектором изобретен в 1858 году французским инженером Жиффаром. Сегодня струйные аппараты на основе эжекторов находят широкое применение в различных областях техники и промышленности, таких как нефтедобывающая, атомная, угольная, теплоэнергетическая и др.

Отличительными особенностями струйных аппаратов являются простота конструкции и изготовления, низкая стоимость, отсутствие движущихся частей, небольшие габариты, надежность работы, однако отрицательным моментом, сужающим область применения данных устройств, является относительно низкий КПД, составляющий при оптимальных геометрических размерах 30 – 35 %.

Сегодня, наряду с традиционным методом разрушения горных пород – механическим, существует множество альтернативных. Механический способ, обладая рядом существенных преимуществ, в некоторых случаях имеет и серьезные недостатки, к числу которых, прежде всего, относится использование дорогого и технологически сложного в изготовлении породоразрушающего инструмента – шарошечных и лопастных долот. Данное обстоятельство особенно актуально при бурении в твердых и крепких горных породах по промысловой классификации. Использование гидромониторного способа разрушения горной породы позволяет избавиться от недостатков механического способа, перечисленных выше. Разрушение горных пород гидромониторной струей легко вписывается в существующую технологию бурения, так как струя может быть сформирована из жидкости,

подаваемой на забой для промывки скважины. Однако опыты показали, что при современном парке буровых насосов гидромониторное разрушение с приемлемой скоростью возможно только в рыхлых породах. По этому основное внимание необходимо уделить повышению эффективности гидромониторного разрушения твердых и крепких горных пород [1].

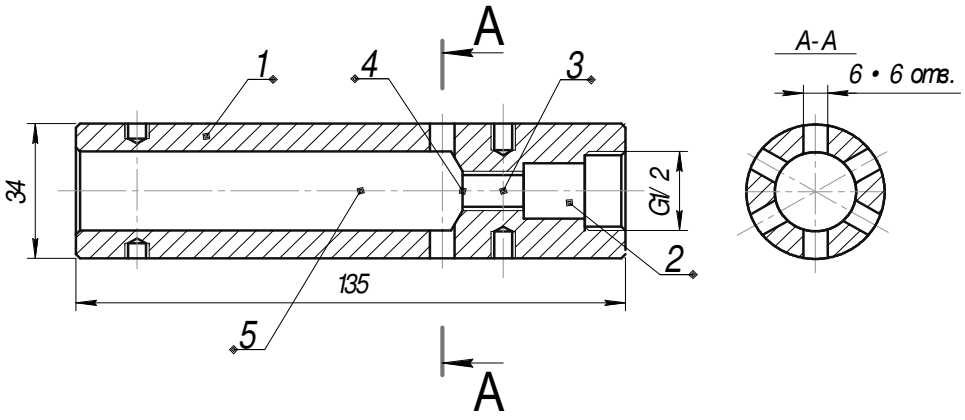


Рис. Внешний вид насоса разрабатываемого долота: 1 – корпус, 2 – камера подвода рабочего агента, 3 – латунный жиклер, 4 – сопло, 5 – камера смешения

Кафедрой бурения скважин Томского политехнического университета был сформулирован принцип гидромониторно-эрозионного способа бурения с использованием специального гидромониторного долота эжекционного типа. В основу разработки был положен принцип разрушения горной породы за счет непрерывной циркуляции абразивного агента на забое, осуществляемой при помощи струйного насоса-эжектора, приводимого в действие потоком промывочной жидкости подводимой к насосу. Внешний вид насоса действующего макета разрабатываемого долота представлен на рисунке. Данный насос состоит из корпуса с выполненными в нем впускными окнами, подводящим отверстием с резьбой G ½, в которое вкручивается переводник от напорного бурового рукава и выходного отверстия, через которое двухфазная жидкость истекает в направлении забоя. В общем виде насадка состоит из следующих частей: корпуса 1, камеры подвода рабочего агента 2, латунного жиклера 3 с калиброванным отверстием, сопла 4 и камеры смешения 5. В качестве абразивного материала выбран карбид вольфрама, так называемый «Релит», используемый в производстве долот как материал наплавки зубьев шарошек, лопастей и других поверхностей долота, подвергающихся абразивному или контактному износу. Данный материал имеет высокую плотность – около 18 г/см^3 – и очень высокую твердость – 2340 кг/мм^2 и как следствие высокую абразивность. В данном случае используется зерновой «Релит», с размерностью зерен от 0,5 до 2 мм. Циркуляция карбида вольфрама на забое осуществляется при помощи струйного насоса, который является главным элементом разрабатываемого долота. Принцип действия данного струйного насоса следующий: рабочая жидкость (на первом этапе разработки – техническая вода), подводимая к насадке с большим давлением (около 12 атм), ускоряется в латунном жиклере и истекает с большой скоростью из сопла, при этом в пространстве, окружающем сопло с внешней стороны, образуется разряжение. В корпусе долота выполнены впускные окна (6 шт.) через которые, благодаря разности давлений между затрубным пространством и пространством камеры смешения, происходит всасывание рабочего агента со взвешенным абразивным материалом. Таким образом, происходит всасывание абразива в ускоренную струю жидкости, которая, проходя камеру смешивания, ударяется о забой и осуществляет разрушение горной породы.

Высокая плотность и твердость карбида вольфрама и возможность его локальной циркуляции позволяют добиться, во-первых, интенсивного разрушения горной породы за счет абразивного износа частицами «Релита», во - вторых – обеспечить непрерывное нахождение и циркуляцию на забое данных абразивных частиц, которые не будут выноситься потоком восходящей промывочной жидкости за счет высокой плотности материала. Шлам разбуренной породы, имеющий значительно меньшую плотность (около 2,5 г/см^3) будет беспрепятственно выноситься на поверхность.

Струйный насос в режиме бурения спускается непосредственно на забой и подвешивается на буровом рукаве, подводящем рабочую жидкость. Устройством, осуществляющим подачу жидкости на забой, является высоконапорный многоступенчатый вертикальный насос производства немецкой фирмы “Grundfos”.

В основу конструирования долот такого типа необходимо положить два технических принципа. Во-первых, для того чтобы данный способ бурения был конкурентоспособен с традиционным, необходимо реализовать достаточную гидравлическую мощность на забое, которая будет не меньше чем при бурении шарошечными и лопастными долотами. В противном случае тяжелый абразивный материал не будет циркулировать в призабойной зоне, обеспечивая абразивное разрушение горной породы. Во-вторых, необходимо создать такую скорость восходящего потока, которая позволит, с одной стороны, беспрепятственно выносить продукты разрушения, а с другой – поднимать используемый абразивный агент только до впускных окон долота. Данное условие реализуется путем проведения соответствующего гидравлического расчета, на основе которого выбирается необходимый зазор между долотом и стенками скважины.

Одним из интересных направлений совершенствования данной разработки является повышение гидромониторного эффекта за счет снижения турбулентности рабочей струи. Известным фактом является то, что акустические колебания, воздействующие на начальный участок дозвуковой струи, могут изменять

турбулентные характеристики струи и влиять на ее осредненные параметры. Установлено, что при высокочастотном звуковом облучении струи в диапазоне числа Струхаля s = 2 – 5 (определяемого по скорости истечения, диаметру сопла и частоте акустического возбуждения) вблизи сопла в приосевой части струи наблюдается уменьшение нормальных и сдвиговых рейнольдсовых напряжений, что приводит к увеличению длины начального участка и, вследствие этого, к возрастанию дальнобойности струи [2]. Указанное явление реализуется при вполне определенном диапазоне звукового давления наложенного акустического поля, возбуждаемого в жиклере специальной конструкции. При успешной реализации данной идеи, КПД установки может быть существенно повышен.

Возможной областью применения данной разработки, помимо использования для бурения скважин, является обработка различных материалов. Способ гидроабразивного бурения и резания является одним из наиболее современных нетрадиционных способов обработки. Этот способ подходит не только для разрушения горных пород, но и для металлов, стекла, керамики, резиновых сплавов армированных металлом и др. Для многих из таких материалов резка обычным механическим инструментом не выгодна с экономической точки зрения и технологически трудно реализуема, а иногда и невозможна. В этом смысле гидроабразивные струи являются универсальным режущим инструментом и обладают определенными преимуществами. Например, они способны резать очень твердые материалы, обладают сравнительно низким энергопотреблением и не вызывают расслоения в структуре разрушаемого материала [3].

Литература

1. Спивак А.И., Попов А.И. Разрушение горных пород при бурении скважин: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1994. – 261 с.
2. Конюшая Ю.П. Открытия советских ученых. Ч. 1: Физико-технические науки / Предисл. И.С. Наяшкова. 3-е изд., доп. – М.: Изд-во МГУ, 1988. – 478 с.
3. Бреннер В.А., Жабин А.Б., Пушкарев А.Е., Щеголевский М.М. Гидроструйные технологии в промышленности. Гидромеханическое разрушение горных пород. – М.: Издательство академии горных наук, 2000. – 343 с.

КОРРЕЛЯЦИЯ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

А.С. Терешин
Научный руководитель старший преподаватель Л.Н. Нечаева
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Работа инженера по буровым растворам в полевых условиях связана с нехваткой времени, с проблемой своевременного получения наиболее полной информации о текущем состоянии промывочной системы и со сложностями управления отдельными параметрами бурового раствора. Данные проблемы обусловлены малой степенью изученности промывочных систем на современном этапе.

Исследования, проведенные в лаборатории «промывочных жидкостей» кафедры бурения скважин, были направлены на оценку корреляции реологических свойств некоторых буровых растворов и определение зависимостей свойств от условной вязкости. Она была взята за основу, так как в полевых условиях ее проще и быстрей всего определить, также она изменяется в достаточно широком диапазоне, что позволяет наглядно рассмотреть интересующие зависимости. В результате, инженер по буровым растворам, замерив только условную вязкость, и, зная особенности данной промывочной системы, может получить более полное представление о текущем состоянии бурового раствора.

Были исследованы два раствора: глинистый и полимерглинистый на основе бентонита. Второй раствор получил необходимые реологические свойства за счет полимеров: flo-vis и polypac ELV, предварительно уровень pH был поднят каустиком (NaOH), также был введен пеногаситель дефобур-БР. Использовались приборы: вискозиметр ВБР-1, ареометр АБР-1, pH-метр, ротационный вискозиметр ВСН-3 и фильтр-пресс производства компании OFITE.

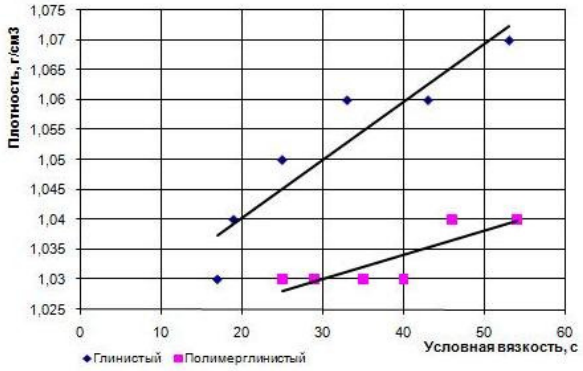


Рис.1 Зависимость плотности от условной вязкости

Численные значения параметров буровых растворов менялись за счет добавления глины, тем самым имитировалась наработка глины из ствола скважины. Были получены значения для шести растворов разного содержания глины для каждого типа промывочной жидкости. Необходимые зависимости были выявлены и проанализированы при помощи построенных графиков рассматриваемых параметров от условной вязкости. На графиках изображены зависимости сразу для двух растворов для наглядного их сравнения.

При наработке глины с увеличением ее количества в растворе растет условная вязкость и плотность (рис.1), причем зависимость плотности от условной вязкости практически линейная. В глинистом растворе темп роста плотности больше, а для изменения свойств полимерглинистого раствора требуется меньшее количество глины.

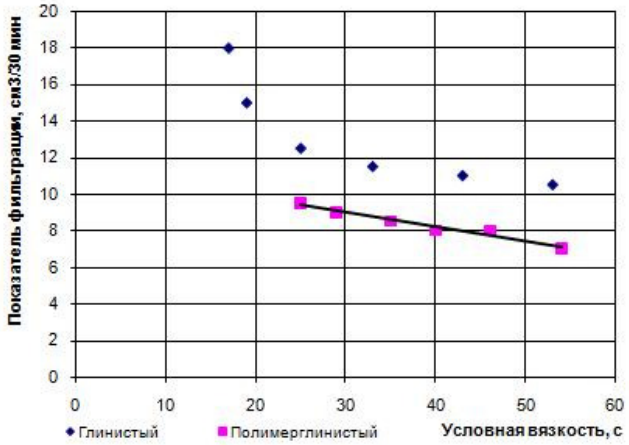


Рис.2 Зависимость показателя фильтрации от условной вязкости

С возрастанием условной вязкости происходит уменьшение показателя фильтрации (рис.2) за счет увеличения количества глинистых частиц, которые связывают воду и образуют структуру. В случае глинистого раствора эта зависимость более явная и имеет гиперболический вид, а для полимерглинистого раствора эта зависимость линейная. Значения показателя фильтрации глинистого раствора больше значений этого показателя полимерглинистого раствора при одной и той же условной вязкости, т.е. в данном случае полимерглинистый раствор лучше проявляет себя.

Глинистая корка (рис.3) у глинистого раствора толще и она растет с увеличением условной вязкости до определенного значения (в данном случае это 2 мм), при котором пласт полностью изолируется и фильтрации не происходит. В полимерглинистом растворе толщина фильтрационной корки постоянна на всем интервале и равна 1 мм, что объясняется наличием полимеров в растворе.

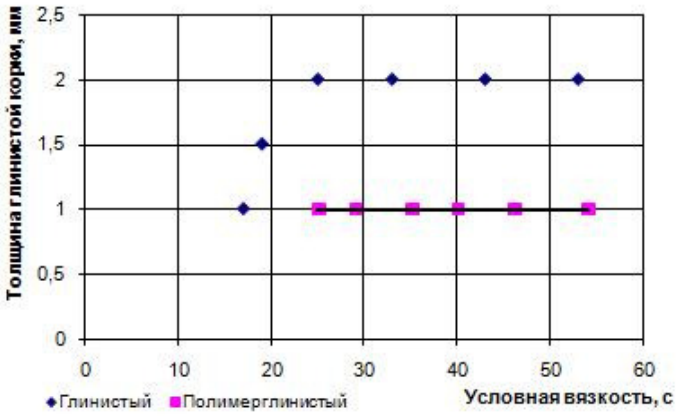


Рис.3 Зависимость толщины глинистой корки от условной вязкости

Уровень pH не рассматривался в глинистом растворе, так как в этом нет смысла. А уровень pH в полимерглинистом растворе (рис.4) чуть возрастал с увеличением количества глины. Это связано с тем, что добавляемая глина имела модификаторы, которые оказывают влияние на уровень pH. В общем можно сделать вывод о том, что в реальных условиях уровень pH практически не меняется от наработки глины.

Пластическая вязкость (рис.5) в обоих случаях возрастает линейно при росте условной вязкости, причем практически одинаковым темпом. Значения пластической вязкости полимерглинистого раствора выше. Но в данном случае глинистый раствор показал себя лучше, так как его значения пластической вязкости находятся в рекомендуемых пределах от 3 до 6 мПа·с.

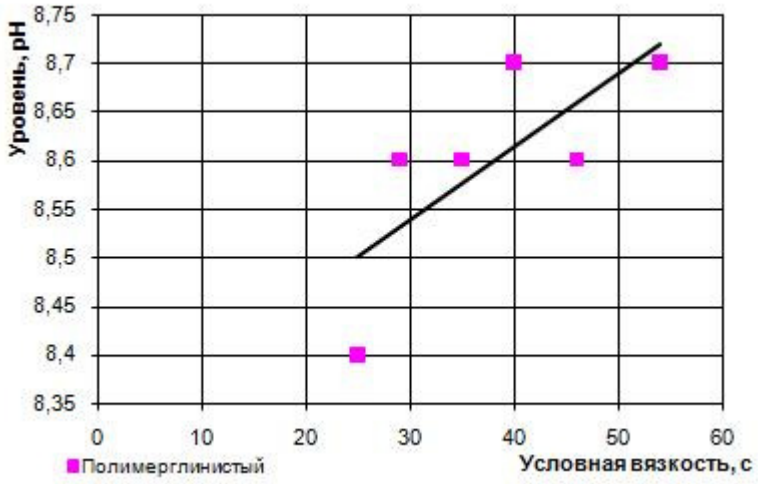


Рис.4 Зависимость уровня pH от условной вязкости

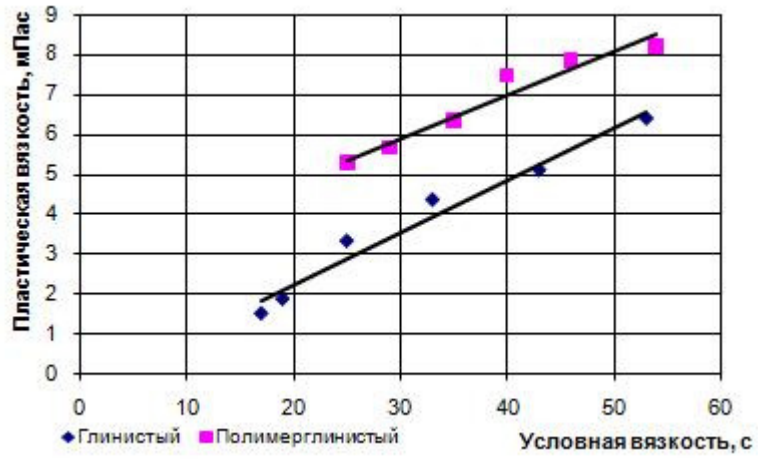


Рис.5 Зависимость пластической вязкости от условной вязкости

Динамическое напряжение сдвига (ДНС) характеризует удерживающую способность бурового раствора. Эта способность растет в обоих случаях практически линейно (рис.6), у глинистого раствора с большей интенсивностью. При одинаковой условной вязкости значения ДНС у глинистого раствора выше.

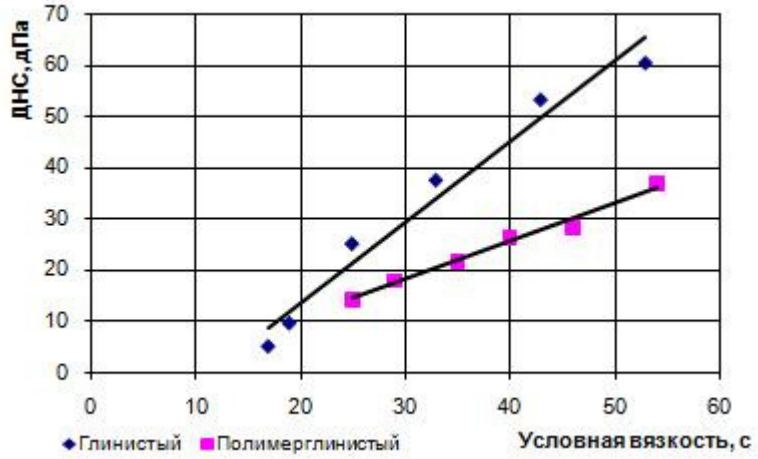


Рис.6 Зависимость динамического напряжения сдвига от условной вязкости

С ростом коэффициента пластичности увеличивается транспортирующая способность потока, а также гидродинамическое давление струи бурового раствора, выходящей из насадки долота, что обеспечивает более эффективное разрушение горных пород на забое и рост механической скорости бурения. Из графиков (рис.7) видно, что коэффициент пластичности глинистого раствора увеличивается более интенсивно. Также при

одинаковом значении условной вязкости значение коэффициента пластичности глинистого раствора выше, а, значит, в этом случае он лучше полимерглинистого раствора.

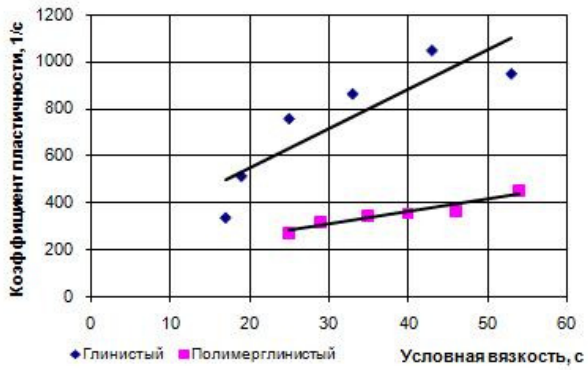


Рис.7 Зависимость коэффициента пластичности от условной вязкости

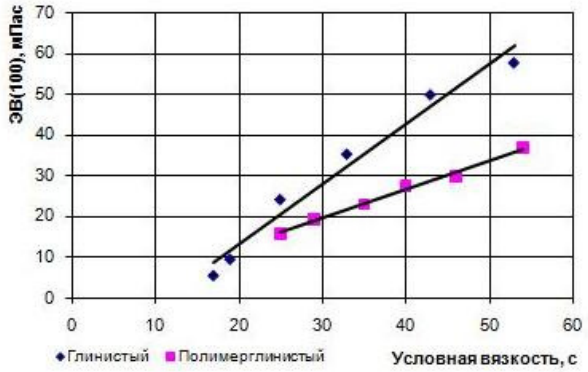


Рис.8 Зависимость $ЭВ_{100}$ от условной вязкости

Эффективная вязкость при скорости сдвига 100 $с^{-1}$ ($ЭВ_{100}$) характеризует вязкость бурового раствора в кольцевом пространстве скважины, определяет транспортирующую способность его потока, которая тем выше, чем выше значения $ЭВ_{100}$ [1]. В обоих случаях эта способность растет практически линейно (рис.8). Причем у глинистого раствора интенсивность роста $ЭВ_{100}$ и ее значения при одинаковой условной вязкости выше.
Эффективная вязкость при полностью разрушенной структуре при скорости сдвига 10000 $с^{-1}$ ($ЭВ_{10000}$) характеризует вязкость бурового раствора в насадках долот и в гидроциклонах. С уменьшением $ЭВ_{10000}$ повышается степень очистки забоя скважины от шлама и степень охлаждения вооружения долота, вследствие чего возрастает ресурс его работы и механическая скорость бурения [1]. $ЭВ_{10000}$ обоих растворов возрастает практически линейно и с одинаковой интенсивностью (рис.9). Значения глинистого раствора ниже при одинаковой условной вязкости, но полимерглинистый раствор здесь показал себя лучше, так как его значения $ЭВ_{10000}$ находятся в рекомендуемых пределах 1,5 до 3 мПа·с.

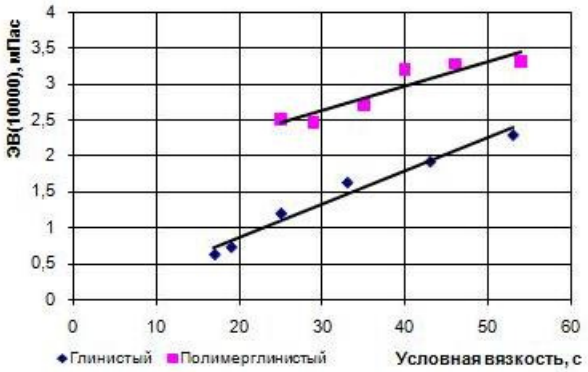


Рис.9 Зависимость $ЭВ_{10000}$ от условной вязкости

Данные исследование безусловно актуальны и необходимы, но не имеют пока практического применения непосредственно на буровой, так как рассматривается всего один фактор, при котором происходит работа бурового раствора – это наработка глины из проходимых толщь. При реальном строительстве скважины раствор находится под влиянием гораздо большего числа факторов, таких как высокая температура, давление, наличие бактерий, отработка части полимеров за счет адсорбции на частицах шлама и т.д.

Дальнейшие исследования корреляции реологических свойств буровых растворов с учетом максимального числа факторов, влияющих на буровой раствор в стволе скважины, могут позволить:

- экономить время в полевых условиях,
- лучше прогнозировать и управлять свойствами бурового раствора,
- более рационально использовать химические реагенты,
- использовать факторы, влияющие на буровой раствор, в свою пользу. Например, позволить некоторую наработку глинистого материала для получения определенных значений конкретных параметров, контролируя при этом увеличение плотности и толщину глинистой корки.

Литература

1. Чубик П.С. Квалиметрия буровых промывочных жидкостей. – Томск: Изд-во НТЛ, 1999. – 300 с.
2. Стрижнев К.Н., Акимов Н.П., Чернов А.М., Павлов И.А. Влияние фильтрата бурового раствора на продуктивность горизонтальных скважин // Бурение и нефть. – Москва, 2006. – №3. – С. 15 – 78.
3. Чихоткин В.Ф., Третьяк А.Я., Рыбальченко Ю.М., Бурда М.Л. Буровой раствор и управление его реологическими свойствами при бурении скважин в осложненных условиях // Бурение и нефть. – Москва, 2007. – №7-8. – С. 58 – 84.

РАЗРАБОТКА И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ СТРОИТЕЛЬСТВА ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ СТВОЛОВ ИЗ РАНЕЕ ПРОБУРЕННЫХ СКВАЖИН

С.Е. Чернышов, Т.Н. Крапивина
Научный руководитель профессор Н.И. Крысин
Пермский государственный технический университет, г. Пермь, Россия

При нефтедобыче одним из капиталоемких процессов является строительство скважин. Так, капитальные затраты на строительство скважин составляют не менее 70 % от всех затрат при нефтедобыче. В связи с этим актуальной проблемой является повышение эффективности использования фонда скважин. Последнее возможно за счет улучшения качества их строительства, технически грамотной эксплуатации, своевременного проведения на высоком научном уровне ремонтно-изоляционных работ и реконструкции скважин.

В последнее время наиболее широкое распространение получили следующие методы реконструкции скважин: 1. Переход на выше- и нижележащие продуктивные пласты; 2. Радиальное бурение; 3. Бурение дополнительных стволов из ранее пробуренных скважин.

Основным недостатком реконструкции скважин переходом на выше- и нижележащие продуктивные пласты и радиального бурения является то, что не обеспечивается должный выход за пределы зоны влияния разработки объекта в предшествующий период. Кроме того, при радиальном бурении неконтролируемым является положение радиальных стволов.

Одним из наиболее перспективных методов реконструкции скважин является бурение дополнительных стволов из ранее пробуренных скважин.

С целью повышения эффективности строительства дополнительных стволов из ранее пробуренных скважин разработаны критерии выбора объектов для реализации этого метода реконструкции скважин. Первым основным критерием или условием целесообразности строительства дополнительного ствола является наличие невыработанных запасов нефти. В то же время, необходимым условием для забуривания дополнительного ствола из определенного интервала является наличие плотного контакта цементного камня с сопредельными средами (стволом скважины и эксплуатационной колонной) на 10 м выше и 20 м ниже интервала зарезки.

Разработаны 3 способа зарезки дополнительных стволов. Первый способ заключается в отвинчивании или отрезании или торпедировании и последующем поднятии незацементированной верхней части эксплуатационной колонны, с последующей установкой цементного моста и зарезкой дополнительного ствола обычным способом. Второй способ включает вырезание участка эксплуатационной колонны между двумя муфтами с последующей постановкой цементного моста и зарезкой с него дополнительного ствола. Третий способ реализуется путем вырезания «окна» в эксплуатационной колонне. Первоначально операция проводилась тремя фрезерами №1, №2, №3. После разработки фирмой «Инкос» специального комплекта оборудования, вырезание «окна» и выход в дополнительный ствол производится за один рейс.

Разработан ряд оснасток для спуска и крепления дополнительных стволов хвостовиками. Однако по-прежнему не обеспечивается должное качество строительства вторых стволов из ранее пробуренных скважин, так как в должной мере не разработана технология их крепления. Последнее обусловлено тем, что дополнительные стволы имеют малый диаметр и строятся наклонно-направленными.

Так, при строительстве дополнительного ствола из эксплуатационной колонны диаметром 146 мм используется долото диаметром 124 мм, а крепление ствола производится обсадными трубами диаметром 102 мм. Таким образом, зазор на одну сторону составляет всего 11 мм. В то же время следует отметить, что подавляющее большинство ранее пробуренных скважин в Пермском крае (около 85 %) обсажены трубами диаметром 146 мм. Примерно аналогичная картина наблюдается и в других нефтяных районах России. Крепление скважин в этих условиях по традиционной технологии не позволяет достичь требуемого качества.

В связи с этим считаем актуальным провести совершенствование технологии крепления скважин, которое возможно реализацией следующих технических решений: 1. Строительство дополнительных стволов большего диаметра; 2. Разработка и применение специальных центрирующих устройств; 3. Применение специальных тампонажных составов; 4. Применение щадящих методов вторичного вскрытия.

Увеличение диаметра дополнительных стволов достигается за счет применения бицентричных долот. Из эксплуатационной колонны диаметром 146 мм представляется возможным построить дополнительный ствол диаметром 132 мм, используя бицентричные долота.

Ввиду малых зазоров между обсадной колонной и стенкой скважины в дополнительных стволах и в подавляющем большинстве случаев асимметричного расположения колонны, в ряде интервалов цементный камень может полностью отсутствовать. Кроме того, необходимо отметить, что в результате контракции на границе цементный раствор – горная порода, происходит образование каналов в заколонном пространстве. С целью предупреждения асимметричного положения хвостовика в скважине предлагается применение специальных устройств, центрирующих обсадную колонну в скважине, за счет повышенного давления в последней в процессе цементирования.

При цементировании дополнительных стволов традиционными тампонажными материалами в большинстве случаев полностью отсутствует плотный контакт цементного камня с обсадной колонной, что не позволяет получить информацию о состоянии контакта цементного камня с горной породой. Это во многом обусловлено применением усадочного тампонажного материала. Для исключения усадки цементного камня предлагается вводить в состав тампонажного раствора расширяющие добавки.

Нами проведены лабораторные исследования расширяющей добавки «А» в цементном растворе следующего состава: 1. Цемент ПЦТ-I-G-СС-I, 2. Расширяющая добавка «А», 3. Сульфацелл (в % к объему смеси) – 0,4%, 4. Конкрепол-В (в % к объему смеси) – 1,0 %, 5. Пентаксил (в % к объему смеси) 0,02 %, 6. Вода, В/Ц отношение 0,44. При концентрации расширяющей добавки 10, 15, 20, 25 % по истечении твердения цементного раствора в течение 48 часов получены расширения цементного камня 7, 10, 12, 15 % соответственно. Достигнутые расширения позволят повысить качество цементирования обсадных колонн.

Наряду с технологией цементирования на состояние крепи скважин большое влияние оказывают методы вторичного вскрытия. Так при кумулятивной перфорации создается очень высокое давление, более 100 МПа [1]. При таких давлениях происходит разрушение цементного камня за эксплуатационной колонной. Кроме того, нарушается плотность контакта между эксплуатационной колонной и цементным камнем. Последнее обусловлено тем, что эксплуатационная колонна имеет упругие свойства, т.е. способность к упругим деформациям, а цементный камень нет, поэтому происходит его разрушение. В результате между цементным камнем и обсадными трубами образуется канал. Высокие значения величины давлений при кумулятивной перфорации практически подтверждаются данными ПО «Ноябрьскгеофизика» при использовании перфораторов типа ПКС-80. Давление, замеренное на расстоянии 1 м от нижнего заряда, составляет 78–102 МПа, а давление, замеренное на расстоянии 0,8 м от верхнего заряда – 82–100 МПа.

С целью исключения высоких импульсов давления вторичное вскрытие в дополнительных стволах предлагается проводить щелевой гидропескоструйной перфорацией (ЩГПП). Наряду с предупреждением высоких давлений, данный метод вторичного вскрытия имеет следующие преимущества: 1. Многократное по сравнению с другими методами перфорации увеличение площади вскрытия пласта (в 2-8 раз); 2. Создание новых путей фильтрации, благодаря разгрузке напряженного состояния пород в прискважинной зоне. 3. Восстановление потенциальных дебитов нефтедобывающих и значительное повышение результативности основных методов воздействия на пласт нагнетательных скважин [1].

Тампонажный состав с расширяющей добавкой в промысловых условиях применен на Тевлино-Русскинском месторождении. Результаты исследований качества цементирования по скважинам, зацементированным без расширяющей добавки и с расширяющей добавкой «А» приведены в таблице.

Таблица

Соотношение типов контактов по результатам исследования качества цементирования скважин 8240Н и 8243Н

№ скважины	Интервал исследований	Мощность	Состояние контакта с колонной				Состояние контакта с породой		
			сплошной	частичный	отсутствует	неопределенный	сплошной	частичный	неопределенный
	м	м	%	%	%	%	%	%	%
8240Н	2394.4-2887.6	493.2	0.61	98.05	1.34			0.61	99.39
8243Н	2359.0-2957.0	598.0	75.59	23.44	0.97		41.86	33.71	24.41

Из сравнения качества цементирования по скважинам 8240Н и 8243Н, пробуренным в одинаковых геолого-технических условиях, по однотипной технологии, одной буровой бригадой, можно отметить, что применение расширяющей добавки, по скважине 8243Н, позволило более чем в 4 раза уменьшить интервал ствола с неопределенной плотностью контакта с сопредельными средами, получить 75,59 % и 41,86 % сплошного контакта цементного камня с колонной и горной породой соответственно.

Литература

1. Салихов Р.Г., Крапивина Т.Н., Крысин Н.И. Применение щелевой гидропескоструйной перфорации при вторичном вскрытии продуктивных пластов. – СПб.: ООО «Недра», 2005. – 180 с.

Секция 10

ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

РОЛЬ КАФЕДРЫ БУРЕНИЯ СКВАЖИН ТОМСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА В ОБЕСПЕЧЕНИИ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ СПЕЦИАЛИСТАМИ ПО БУРЕНИЮ СКВАЖИН

С.Я. Рябчиков, профессор

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Кафедра «Бурения скважин (БС) была открыта 1 июля 2003 г. Она готовит инженеров по двум специальностям: 130203– «Технология и техника разведки месторождений полезных ископаемых» (ТРМПИ) и 130504 – «Бурение нефтяных и газовых скважин». Каждая из двух специальностей к моменту создания кафедры бурения скважин находилась в недрах самостоятельной кафедры. По специальности 130203 инженеров готовила кафедра техники разведки месторождений полезных ископаемых (ТРМПИ), основанная 1 сентября 1954 г. За 53 года коллектив кафедры ТРМПИ, а затем БС, подготовил 2096 инженеров, из которых 250 трудятся сейчас на предприятиях Томской области. В отдельные годы на предприятия нефтегазового комплекса Томской области направлялось до 24 молодых специалистов в год.

Инженеров по специальности 130504 готовит кафедра бурения нефтяных и газовых скважин (БНГС), основанная 1 сентября 1984 г. К настоящему времени здесь выпущено 717 специалистов. Подготовка инженеров по специальности 130504 была начата несколько раньше открытия самостоятельной кафедры БНГС, еще в 1982 году на кафедре ТРМПИ, Поэтому первый выпуск буровиков-нефтяников состоялся уже в 1987 г.

Если инженеров по специальности 130203 кафедра ТРМПИ готовила для всей Сибири, Казахстана, Дальнего Востока и других регионов, то буровики-нефтяники выпускались кафедрой БНГС, главным образом, для работы в нефтегазовом комплексе Томской области.

Довольно быстро в процессе работы сформировались профилирующие кафедры ТРМПИ и БНГС, выпускающие не только квалифицированных и остродефицитных специалистов, но и ставшие кузницей научно-педагогических кадров. На кафедре ТРМПИ работал высококвалифицированный коллектив преподавателей: доктора технических наук С.С. Сулакшин, В.В. Кривошеев, П.С. Чубик, С.Я. Рябчиков, кандидаты технических наук В.Г. Храменков, Б.И. Спиридонов, Л.Л. Игнатенко, В.И. Брылин, Ю.Л. Боярко, В.П. Рожков, Л.С. Редутинский, А.П. Проскурин, В.Я. Симонов, В.И. Рязанов, К.И. Борисов, И.А. Нейштетер.

Основу преподавательского коллектива отделившейся кафедры БНГС составили доценты кафедры ТРМПИ кандидаты технических наук Ю.Л. Боярко, Л.С. Редутинский, А.П. Проскурин, В.Я. Симонов, В.И. Рязанов, А.Н. Баранов, К.И. Борисов. Позднее на кафедру БС пришли работать профессора Евсеев В.Д., Н.Г. Квеско. Опытные и квалифицированные преподаватели заложили прочный фундамент, на котором все дальнейшие годы проводилась работа со студентами: высокие требования к учебной дисциплине и знаниям студентов.

К настоящему времени на кафедре бурения скважин подготовлено 6 докторов технических наук: С.С. Сулакшин, В.В. Кривошеев, В.Д. Евсеев, П.С. Чубик, С.Я. Рябчиков, Н.Г. Квеско, 46 кандидатов технических наук, 21 из которых трудятся в учреждениях и на предприятиях Томской области. Многие из них работали и работают в сфере образования и науки в Томской области, занимая руководящие должности и оказывая серьезное влияние на формирование стратегии высшего геологического образования в России: Ю.Л. Боярко – проректор ТПИ по вечернему и заочному обучению (1972–1982 гг.), основатель и первый заведующий кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин ТПУ (1984–1994 гг.); П.С. Чубик – заведующий кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин ТПУ (1994–1997 гг.), декан факультета геологоразведки и нефтегазодобычи ТПУ (1999–2001 гг.), проректор ТПУ (с 2001 г. по 2005 г.), заместитель губернатора Томской области; С.Я. Рябчиков – заведующий кафедрой ТРМПИ (1986–1992 гг.); В.В. Кривошеев – заведующий кафедрой ТРМПИ (1992–2003 гг.), директор Института геологии и нефтегазового дела ТПУ (2001–2003 гг.); Б.И. Спиридонов – декан геологоразведочного факультета ТПИ (1971–1980 гг.), декан факультета геологоразведки и нефтегазодобычи ТПУ (1990–1999 гг.); К.И. Борисов – декан нефтегазопромыслового факультета ТПИ (1987–1992 гг.); Е.Б. Годунов – декан нефтегазового факультета (2001–2003 гг.); В.П. Рожков – заведующий кафедрой ТРМПИ Сибирского федерального университета; Г.В. Лене – директор учебно-курсового комбината ОАО «Томскнефть» ВНК.

Основными работодателями для выпускников кафедры БНГС в Томской области являются Стрежевской филиал ЗАО «Сибирская сервисная компания», ООО «Томск-бурнефтегаз», ЗАО «Нефтепромбурсервис», СФ ООО «Сибирская геофизическая компания», в Тюменской области – Нефтеюганский филиал ЗАО «Сибирская сервисная компания», ОАО «Сургутнефтегаз». Производственную и преддипломную практики студенты проходят в этих же предприятиях. Среди буровых организаций наиболее тесные связи сложились у кафедры БС с СФ ЗАО «ССК»: именно в эту организацию, которая ранее называлась СУБР, распределялись первые выпускники специальности 130504.

Выпускники кафедры бурения скважин в настоящее время занимают высокие должности в руководстве многих организаций. Например, А.В.Горбачев – управляющий ЗАО «НПБС», М.П. Пьявко – технический директор ЗАО «НПБС», А.Г. Максимов – заместитель директора по работе с персоналом СФ ЗАО «ССК», С.Е.

Воронцов – технический директор КФ ЗАО «ССК», К.А. Александров – исполнительный директор ЗАО «Нижневартовскбурнефть», Ю.М. Блещавенко – управляющий Томского отделения треста «Востокбурвод», К.А. Костарев – начальник Томской ГРЭ, С.В. Забуга – начальник Колпашевской НГРЭ, А.С. Бубнов – директор ОАО «Востокгеология», А.Н. Кузев – технический директор компании «Continental Industrial Supply Ltd», Ю.В. Шендеров – зам. директора ООО «Томскнефтегазинжиниринг». Выпускники кафедры БС, занимая высокие посты, успешно трудятся не только в буровых организациях. Два выпускника кафедры работают в должности заместителей губернатора Томской области: П.С. Чубик, И.Н. Шатурный.

Научные интересы преподавателей бывшей кафедры ТРМПИ связаны, в основном, с решением проблем бурения скважин на твердые полезные ископаемые, поэтому технические разработки реализовывались в основном за пределами Томской области. Тем не менее, целый ряд заметных исследований был выполнен в интересах геологоразведочных предприятий Томской области, в том числе разработка технических средств для получения представительных образцов горных пород и полезных ископаемых, повышение износостойкости породоразрушающего инструмента и др.

Кафедра ТРМПИ совместно с кафедрой БНГС проводила масштабные исследования по оптимизации свойств буровых суспензий (П.С. Чубик, Е.Б. Годунов, В.И. Брылин). Разработаны методики оценки ингибирующей, консолидирующей и закупоривающей способностей промывочной жидкости и создан приборный комплекс для их измерения. Этот комплекс является универсальным и обеспечивает автоматическую регистрацию измеряемых параметров с высокой надежностью и необходимой точностью. Он неоднократно экспонировался на различных выставках, удостоен диплома лауреата выставки НК ЮКОС «Нефть и газ 2000».

Разработана и запатентована оригинальная, не имеющая аналогов, методика оценки токсичности промывочных жидкостей, в основу которой положено инструментальное измерение двигательной активности тест-объекта, помещенного в токсичную среду. Методика прошла успешную апробацию в ПГО «Томскнефтегазгеология» и в ИНПЦ «Том-Аналитика».

Подготовка горных инженеров по технологии и технике сооружения скважин является весомым вкладом кафедры бурения скважин Томского политехнического университета в развитие геологоразведочных работ на все виды полезных ископаемых и разработку месторождений на территории Томской области.

РАСЧЕТ И КОНСТРУИРОВАНИЕ ГИДРОКАВИТАЦИОННЫХ УСТРОЙСТВ ДЛЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД

И.Б. Бондарчук
Научный руководитель профессор С.Я. Рябчиков
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

С целью повышения эффективности разрушения горных пород при бурении и эксплуатации геотехнологических скважин разработаны конструкции гидрокавитационных устройств (ГКУ), которые защищены патентами на полезную модель [4 – 6]. На рисунке приведена схема одной из конструкций ГКУ, позволяющей создавать гидромониторную струю пульсирующе-кавитационного действия [4].

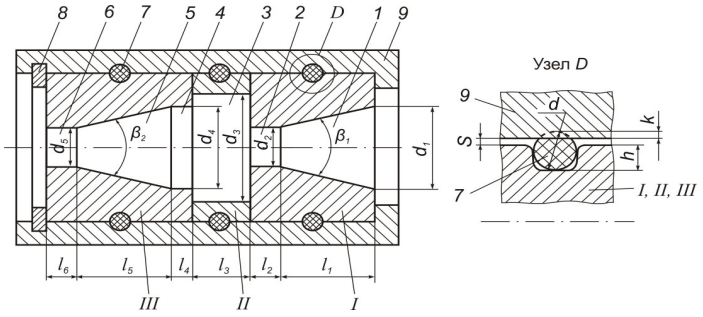


Рис. Схема гидрокавитационного устройства и узла крепления

Для проведения исследований влияния режимных и геометрических параметров данных устройств на эффективность их воздействия на горную породу нами создана серия ГКУ, рассчитанных по методике, приведенной ниже.

Исходными данными для расчета ГКУ являются:

- давление нагнетания рабочей жидкости, значение которого не должно превышать значения предельного давления применяемого насоса;
- расход рабочей жидкости.
- Основные условия для расчета ГКУ:

1) реализация заданной гидравлической мощности применяемого насоса для подачи рабочей жидкости. При этом

$$N_{í} = N_{âêò} + N_{ö.ñ}, \tag{1}$$

где $N_н$ – заданная гидравлическая мощность насоса; $N_{гку}$ – гидравлическая мощность, реализуемая в ГКУ; $N_{ц.с}$ – гидравлическая мощность, необходимая для преодоления трения в циркуляционной системе, исключая ГКУ;

2) обеспечение условий возникновения кавитации [7]

$$K = \frac{P_2}{P_1} = 0{,}1 \div 0{,}8, \tag{2}$$

где K – основной параметр кавитации; P_1, P_2 – давление жидкости соответственно на входе и выходе сопла *I*.

Расчет ГКУ проводится в следующей последовательности.

Диаметр входного цилиндрического канала 2 определяется по формуле [8]:

$$d_2 = \sqrt[4]{\frac{8\gamma Q^2}{g\pi^2\mu^2 P_I}}, \tag{3}$$

где γ – удельный вес рабочей жидкости, кгс/м^3; Q – расход рабочей жидкости, м^3/с; g = *9,81 м/с*^{2} – ускорение свободного падения; μ = *0,92* – коэффициент расхода сопла [3]; P_I – потеря давления в сопле *I*, кгс/м^2, при этом необходимо обеспечивать условие формулы 2.

$$P_I = P_1 - P_2. \tag{4}$$

Длина входного цилиндрического канала 2 определяется по формуле [3]:

$$l_2 = (0{,}5 \div 1{,}0)d_2. \tag{5}$$

Угол конусности входного конфузора 1 принимаем β_1= *37°* [3].

Диаметр входного конфузора 1 определяется по формуле [3]:

$$d_1 = 2d_2. \tag{6}$$

Длина входного конфузора 1 определяется по формуле:

$$l_1 = \frac{(d_1 - d_2)/2}{tg(\beta_1/2)}. \tag{7}$$

Диаметр выходного цилиндрического канала 6 определяется по формуле [8]:

$$d_5 = \sqrt[4]{\frac{8\gamma Q^2}{g\pi^2\mu^2 P_{III}}}, \tag{8}$$

где P_{III} – потеря давления в сопле *III*, кгс/м^2, которая определяется по формуле:

$$P_{III} = P_1 - (P_I + P_{II} + P_{\partial.л}), \tag{9}$$

где $P_{ц.с.}$ – потери давления в циркуляционной системе, исключая ГКУ, кгс/м^2; P_{II} – потери давления в сопле *II*, кгс/м^2, которые определяются по формуле:

$$P_{II} = P_{I-II} + P_{II-III}, \tag{10}$$

где P_{I-II} – потери давления при переходе из сопла *I* в сопло *II*, кгс/м^2; P_{II-III} – потери давления при переходе из сопла *II* в сопло *III*, кгс/м^2.

Потери давления при переходе из сопла *I* в сопло *II* определяются по формуле Борда [8]:

$$P_{I-II}\left(1 - \frac{d_2}{d_3}\right)^2 \frac{v_2^2}{2g}, \tag{11}$$

где d_3 – диаметр кавитационной камеры 3, м, значение которого выбирается экспериментальным путем; v_2 – скорость потока рабочей жидкости на выходе из *входного цилиндрического канала 2*, м/с, определяется по формуле [8]:

$$v_2 = \frac{4Q}{\pi d_2^2}. \tag{12}$$

Потери давления при переходе из сопла *II* в сопло *III* определяются по формуле [8]:

$$P_{II-III} = \xi_{вн.с}\frac{v_4^2}{2g}, \tag{13}$$

где $\zeta_{вн.с}$ – коэффициент сопротивления при внезапном сужении [8]; v_4 – скорость потока рабочей жидкости в промежуточном цилиндрическом канале 4, м/с, определяется по формуле:

$$v_4 = \frac{4Q}{\pi d_4^2}, \tag{14}$$

где d_4 – диаметр промежуточного цилиндрического канала 4, м, значение которого выбирается исходя из условия:

$$d_3 > d_4 > d_2 \tag{15}$$

Потери давления в циркуляционной системе $P_{ц.с}$, исключая ГКУ, в лабораторных условиях имитируют потери давления по длине пространства, по которому движется восходящий поток жидкости, что напрямую зависит от гидростатического давления рабочей жидкости. Поэтому значение данных потерь в процессе экспериментальных исследований будет меняться, учитывая условие формулы (9).

Длина выходного цилиндрического канала 6 определяется по формуле [3]:

$$l_2 = (0{,}5 \div 1{,}0)d_5. \tag{16}$$

Угол конусности конфузора пульсации 5 принимаем β_2= *14º, 37°, 60º* [3].

Длина конфузора пульсации 5 определяется по формуле:

$$l_1 = \frac{(d_4 - d_5)/2}{tg(\beta_2/2)}. \tag{17}$$

При конструировании ГКУ необходимо уделять особое внимание выбору материала для их изготовления, ремонтно-эксплуатационным свойствам и надежности герметизации во всех сочленениях. Материал для изготовления ГКУ должен обеспечивать повышенную прочность (кавитационную, коррозионную и абразивную стойкость) и высокие технологические свойства [2] (простоту в термической обработке, хорошую

способность обрабатываться резанием и подвергаться литью). К таким материалам относятся: высоколегированные стали типа 30Х10Г10, 0Х14АГ12, 0Х14АГ12М, минералокерамические сплавы (22ХС, ЦМ-332).

Ремонтно-эксплуатационные свойства ГКУ направлены на обеспечение простоты изготовления и возможность замены изношенных деталей. Для этой цели ГКУ выполнены из отдельных сопел.

Монтажный узел должен обеспечивать герметичность крепления и минимальные затраты времени на монтаж и демонтаж. Один из вариантов монтажного узла ГКУ приведен на рисунке (узел *D*). Сопла герметизируются резиновыми кольцами круглого сечения 7 (ГОСТ 9833-73), установленными в посадочные канавки каждого сопла. При этом размеры канавок должны быть выбраны таким образом, чтобы при наихудшем сочетании отклонений в размерах сопрягаемых деталей кольцо имело предварительное сжатие. Глубина канавки h, в которую помещается резиновое кольцо, вместе с зазором s между уплотняемыми поверхностями должна быть меньше диаметра d поперечного сечения кольца на величину k, которое составляет 15 – 20 % диаметра d поперечного сечения кольца [1]:

$$h = d - s - k. \tag{18}$$

Для фиксации ГКУ служит упорное кольцо 8, установленное в канавки, выполненные в корпусе 9, размеры которого предусмотрены ГОСТ 13943-86.

Литература

1. Башта Т.М. Машиностроительная гидравлика. – М.: Машгиз, 1963. – 696 с.
2. Богачев И.Н. Кавитационное разрушение и кавитационностойкие сплавы. – М.: Изд-во «Металлургия», 1972. – 192 с.
3. Варламов Е.Г. Гидродинамические процессы на забое скважины и совершенствование системы промывки буровых долот: Дис. … д-ра техн. наук. – Самара, 1996. – 284 с.
4. Патент 67179 РФ, МПК E21C 45/02. Гидрокавитационное устройство пульсирующе-кавитационного действия. Бондарчук И. Б., Котов А. В., Рябчиков С. Я. и др. Заявлено 16.04.2007; опубл. 10.10.2007, бюл. №28.
5. Патент 68590 РФ, МПК E21C 45/02. Гидрокавитационное устройство кавитационно-пульсирующего действия. Бондарчук И. Б., Котов А. В., Рябчиков С. Я. и др. Заявлено 16.04.2007; опубл. 27.11.2007, бюл. №33.
6. Патент 68591 РФ, МПК E21C 45/02. Гидрокавитационное устройство пульсирующе-кавитационного действия. Бондарчук И. Б., Котов А. В., Рябчиков С. Я. и др. Заявлено 16.04.2007; опубл. 27.11.2007, бюл. №33.
7. Пилипенко В.В. Кавитационные автоколебания. – Киев: Наукова думка, 1989. – 316 с.
8. Справочник по гидравлическим расчетам / Под ред. П.Г. Киселева. – М.: Энергия, 1974. – 312 с.

ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА И КОНСТРУИРОВАНИЯ ЭЖЕКТОРНЫХ УСТРОЙСТВ ДЛЯ СНАРЯДОВ СКВАЖИННОЙ ГИДРОДОБЫЧИ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Н.Е. Горшенин, И.Б. Бондарчук
Научный руководитель профессор С.Я. Рябчиков
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одним из основных устройств, применяемых для подъема пульпы на поверхность при скважинной гидродобыче (СГД) твердых полезных ископаемых, являются гидроэлеваторы (эжекторные насосы).

Гидроэлеваторами называются устройства, обеспечивающие смешение двух потоков (пульпы и рабочей жидкости) с разным давлением с образованием смешанного потока со средним значением давления. Основными их достоинствами являются возможность транспортировки пульпы высокой консистенции и относительная простота конструкции [2]. Для подъема пульпы при СГД применяются гидроэлеваторы двух типов [3]: кольцевого и центрального, которые различаются по местоположению активной струи в плоскости начального сечения камеры смешения. Принципиальные схемы эжекторных устройств приведены на рисунке.

Основными элементами гидроэлеваторов центрального типа являются: рабочее сопло 1, приемная камера 2, камера смешения 3 и диффузор 4. В гидроэлеваторах кольцевого типа приемная камера отсутствует.

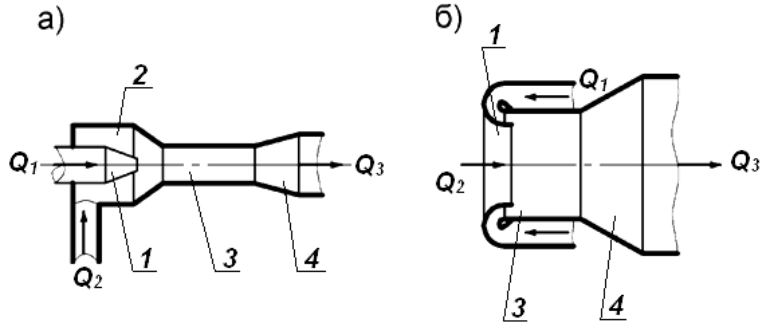


Рис. Принципиальные схемы гидроэлеваторов: а – центрального типа; б – кольцевого типа: 1 – рабочее сопло; 2 – приемная камера 3 – камера смешения; 4 – диффузор; Q_1 – поток рабочей жидкости; Q_2 – поток эжектируемой гидросмеси; Q_3 – смешанный поток (пульпа)

Разработка эжекторных устройств сводится к их расчету и конструктивной проработке элементов. При этом эжекторные устройства должны соответствовать следующим основным требованиям:

- надежная транспортировка пульпы на заданную высоту;
- минимальные гидравлические сопротивления;
- максимальный КПД;
- прохождение максимальной фракции, поднимаемой горной породы через камеру смешения;
- докавитационный режим работы.

Расчет гидроэлеваторов сводится к определению их конструктивных и гидравлических параметров и развиваемого при этом КПД. Большинство современных методов расчета эжекторных устройств основаны на сочетании теоретических и экспериментальных исследований. К таким методам относятся работы Фридмана Б.Э. [6], Каменева П.Н. [4], Соколова Е.Я. и Зингера Н.М. [5] и др. Такой подход к расчету может нести частный характер, а полученные выводы могут быть справедливы лишь для определенных конструкций эжекторов и условий их работы. Большой интерес представляет методика расчета эжекторных устройств, разработанная Арбитом В.С. [1], которая позволяет без проведения экспериментальных исследований определять оптимальные параметры эжекторов, работающих в докавитационном режиме для решения конкретной технической задачи.

Основными исходными данными для расчета эжекторных устройств при СГД полезных ископаемых являются:

- горно-геологическая характеристика залежи полезного ископаемого:
- глубина залегания продуктивного пласта;
- динамический уровень пластовых вод в скважине;
- удельный вес транспортируемой горной породы;
- размер максимальной фракции транспортируемой горной породы;
- средняя пористость транспортируемой горной породы в ее естественном сложении.
- технологические особенности СГД: производительность добычи руды по твердому компоненту; консистенция пульпы на выходе из скважины (Т:Ж); удельный вес рабочей жидкости;
- конструктивные размеры нижнего оголовка снаряда, в том числе наличие и размеры гидромониторных насадок для разрушения (размыва) горной породы;
- наружные и внутренние размеры эксплуатационной и водоподающей колонн труб;
- тип и технические характеристики насосов для подачи рабочей жидкости, в том числе производительность и предельное давление нагнетания (напорно-расходная характеристика).

Следует отметить, что при СГД полезных ископаемых предусмотрены следующие варианты расчета эжекторных устройств:

- при заданных значениях производительности добычи руды по твердому компоненту и глубине подъема пульпы определяются необходимая производительность и давление нагнетания рабочей жидкости, по которым выбирается насос;
- при заданных значениях глубины подъема пульпы и напорно-расходной характеристики насоса определяется производительность добычи по твердому компоненту;
- при заданных значениях производительности добычи руды по твердому компоненту, глубины залегания продуктивного пласта, напорно-расходной характеристики насоса определяется высота подъема пульпы. При этом, если высота подъема пульпы меньше глубины залегания продуктивного пласта, то необходимо использовать комбинированный способ подъема пульпы (например, эрлифтный с подпором от гидроэлеватора [2]).

Конструктивная проработка элементов эжекторных устройств должна обеспечивать следующие основные требования:

- простота конструкции;
- минимальные затраты времени на монтаж и демонтаж;
- высокий уровень унификации;
- высокий ресурс.

Следует отметить, что важное значение при конструировании проточной части камеры смешения имеет материал изготовления. Это связанно с ее интенсивным износом за счет высокой скорости движения пульпы и, как следствие, со снижением энергетических показателей работы эжекторных устройств. Поэтому в качестве материала для изготовления проточной части камеры смешения следует выбирать износостойкий материал, например, высоколегированную сталь или корундовую керамику.

Проведенный анализ позволяет сформулировать следующие основные выводы:

1. Разработка эжекторных устройств снарядов СГД является сложной многофакторной проблемой, охватывающей вопросы гидравлики, механики и технологии СГД.
2. Отсутствует совместная методика расчета эжекторных и гидромониторных устройств, входящих в состав снарядов СГД полезных ископаемых. При этом большой интерес представляет решение данной задачи посредством математического моделирования и применения вычислительных систем.

Литература

1. Арбит В.С. Исследование и разработка методики расчета эжекторных буровых устройств с целью создания эффективных технических средств для бурения и освоения скважин: Дис. … канд. техн. наук. – Томск, 1974. – 204 с.

2. Аренс В.Ж., Бабичев Н.И., Башкатов А.Д. и др. Скважинная гидродобыча полезных ископаемых: Учебное пособие: – М.: Издательство «Горная книга», 2007. – 295 с.
3. Сергиенко И.А., Мосев А.Ф., Бочко Э.А., Пименов М.К. Бурение и оборудование геотехнологических скважин. – М.: Недра, 1984. – 224 с.
4. Каменев П.Н. Гидроэлеваторы в строительстве. – М.: Стройиздат, 1970. – 415 с.
5. Соколов Е.Я., Зингер Н.М. Струйные аппараты. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 352 с.
6. Фридман Б.Э. Гидроэлеваторы. – М.: Машгиз, 1960. – 323 с.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД МЕТОДОМ ОТРЫВА

А.А. Игнатов
Научный руководитель доцент А.А. Пащенко
Национальный горный университет, г. Днепропетровск, Украина

Анализ имеющихся литературных источников и производственных данных показал, что большинство исследователей считают главным резервом энерго- и ресурсосбережения при бурении – рациональную организацию промывки буровых скважин. Установлено, что гидростатическое давление промывной жидкости повышает затраты энергии на разрушение породы, причем его влияние значительно увеличивается с ростом глубины буровой скважины. При этом происходит уменьшение механической скорости бурения и проходки на долото. Между тем, пока нет единого мнения о причине этих явлений.

Сегодня существует несколько подходов к определению степени влияния гидростатического давления на эффективность разрушения горных пород. Это методы определения физико-механических характеристик горных пород при простых и сложных видах напряженного состояния, а также методы определения энергоемкости и удельной работы разрушения. Данные методы после необходимой доработки применяют для определения эффективности разрушения в условиях скважины, заполненной промывочным раствором.

Однако методы определения физико-механических свойств горных пород при простых видах напряженного состояния (сжатие, растяжение, сдвиг т.д.) не полностью отображают действительный характер процессов, которые происходят при разрушении породы на забое буровой скважины, и не могут служить для моделирования влияния гидростатического давления на процесс разрушения. Проведение экспериментов для определения разрушаемости горных пород при сложных видах напряженного состояния также характеризуется большой сложностью проведения и разбросом полученных данных. Следует особо отметить специальные методы определения энергоемкости и удельной работы разрушения, поскольку эти методы позволяют комплексно оценивать процесс разрушения, однако они трудоемки и не позволяют оценить степень влияния гидростатического давления без учета других факторов.

Поэтому необходимо применять относительно простую методику, позволяющую оценивать энергоемкость процесса разрушения [1]. Сущность методики заключается в следующем. Заранее подготовленный образец горной породы располагается на оправке, диаметр которой позволяет избежать влияния краевых эффектов. Отрыв осуществляется за счет перемещения пуансона заданного диаметра в сторону свободной поверхности образца. В зависимости от цели исследований отрыв осуществляется в атмосферных условиях или при гидростатическом давлении. Для этого образец горной породы располагают в камере с заданным гидростатическим давлением и производят отрыв элемента. При этом фиксируется усилие отрыва и измеряются геометрические параметры отделенного элемента: высота – $H_{пред}$, диаметр основания – $D_{пред}$ (рис.).

Энергоемкость отделения элемента $a_{\min}$ от массива определяется зависимостью [2]:

$$a_{\min} = \frac{F_o^{\,2}}{Ed_nV} = \frac{12F_o^{\,2}}{\pi H_{пред}E\left(D_{пред}^{\,2} + D_{пред}d_n + d_n^{\,2}\right)d_n} \qquad (1)$$

где F_o – нагрузка на пуансон в момент отрыва элемента; E – модуль Юнга; $d_п$ – диаметр пуансона; V – объем отрываемого элемента.

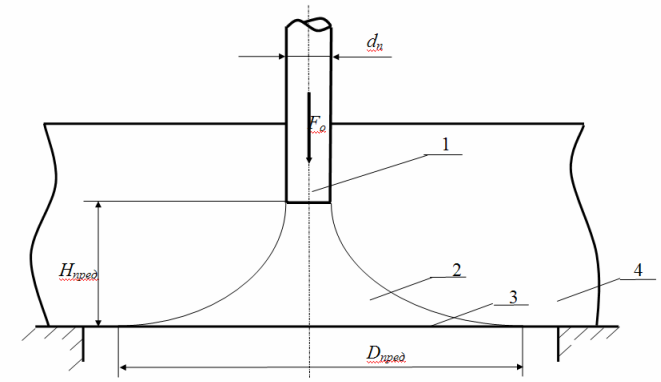


Рис. Схема разрушения горных пород отрывом.
1 – пуансон; 2 – элемент; 3 – свободная поверхность; 4 – образец горной породы.

По формуле (1) определяется объемная энергоемкость разрушения, которая не зависит от геометрических параметров пуансона и является физической характеристикой разрушаемого материала и процесса разрушения (скорости нагружения). По величине данной энергоемкости можно сравнивать разные горные породы по их сопротивлению разрушению и определять эффективность разных способов разрушения горных пород породоразрушающим органами, а также оценивать влияние внешней среды на эти параметры.

Литература

1. Дудля Н.А., Пащенко А.А. Экспериментальное определение сопротивляемости горных пород отрыву. – Киев: Науковий вісник НГАУ, 1999. – вып.3. – С. 104 – 107.
2. Дудля Н.А, Пащенко А.А. Определение физико-механических свойств горных пород при разрушении отрывом // Научные труды Донецкого национального технического университета, 2003. – вып.63. – С. 93 – 97с.

РЕГУЛИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

А.Ф. Камышацкий
Научный руководитель профессор, А.Н. Давиденко
Национальный горный университет, г. Днепропетровск, Украина

Выбор промывочной жидкости, наиболее полно соответствующей конкретным геолого-техническим условиям бурения скважин, осуществляется с учетом предъявляемых к ним требований, которые в свою очередь определяются большим количеством их технологических функций [3].

Для эффективного выполнения этих функций в различных геолого-технических условиях бурения скважин промывочные жидкости должны обладать определенными значениями показателей технологических свойств (вязкость, водоотдача, плотность), определяемых ее компонентным составом.

Разнообразие, а иногда и противоречивость требований к промывочным жидкостям, непостоянство геолого-технических условий бурения скважин вызывают необходимость применения в каждом конкретном случае промывочных жидкостей с определенными технологическими свойствами, которые и определяют их функциональность.

Реологические свойства промывочной жидкости играют решающую роль в успешном осуществлении буровых работ, в частности это вязкость, которая и является основным технологическим свойством промывочных жидкостей. От этих свойств зависят, главным образом, технико-экономические показатели бурения скважин. Неудовлетворительные реологические свойства могут привести к серьезным осложнениям: образование пробок в стволе скважины, забивание шламом призабойной зоны ствола, снижение механической скорости бурения, размыв стенок ствола, прихват бурильной колонны, поглощение промывочной жидкости и др. Влиять на реологические свойства промывочной жидкости возможно тремя способами: изменением содержания дисперсной фазы; применением химических реагентов; повышением степени дисперсности дисперсной фазы уже присутствующей в растворе.

В процессе бурения скважин происходит ухудшение технологических свойств промывочных жидкостей за счет перехода выбуренных частиц шлама в раствор: ухудшается очистка забоя, увеличиваются гидродинамические сопротивления и потери давления в циркуляционной системе скважины.

Таким образом, особое внимание реологическим свойствам промывочных жидкостей следует уделять как на стадии приготовления, так и процессе бурения скважин.

В значительной степени технологические свойства промывочных жидкостей определяются их устойчивостью, т.е. сохранением во времени основных параметров дисперсной системы: дисперсности (удельной поверхности) и равномерного распределения дисперсной фазы в дисперсной среде (одинаковая плотность по объему). Знание основных факторов устойчивости дисперсных систем и причин, ведущих к ее нарушению, позволяет обоснованно управлять свойствами промывочных жидкостей при бурении.

Различают кинетическую и агрегативную устойчивость дисперсных систем. Под агрегативной устойчивостью понимают способность частиц дисперсной фазы оказывать сопротивление слиянию и тем самым удерживать определенную дисперсность. Основные факторы, влияющие на агрегативную устойчивость, хорошо изучены, являются взаимосвязанными и включают: электрический барьер и адсорбционно-сольватный барьер. Регулирование агрегативной устойчивости осуществляется введением в промывочную жидкость специальных химических реагентов, которые создают на поверхности твердых частиц адсорбционно-гидратные оболочки, что и препятствует слиянию частиц при столкновении. Подбор химических реагентов и характер образования адсорбционно-гидратных оболочек зависит от химического и минерального состава, как дисперсионной среды, так и дисперсной фазы. Такое регулирование агрегативной устойчивости промывочных жидкостей является достаточно эффективным, однако имеет ряд недостатков: высокая стоимость химических реагентов, основная часть которых является экологически небезопасной, и т.д.

Под кинетической устойчивостью понимают способность дисперсных частиц удерживаться во взвешенном состоянии под влиянием их броуновского движения, т.е. устойчивость по отношению к массово-гравитационным силам. Кроме броуновского движения факторами кинетической устойчивости являются [1]: дисперсность (наиболее важный фактор – чем выше дисперсность, тем больше устойчивость); вязкость; разность плотностей дисперсионной среды и дисперсной фазы.

Таким образом, наиболее перспективным направлением в получении промывочных жидкостей с улучшенными технологическими свойствами, является получение высокодисперсных систем с высокой устойчивостью.

При использовании для приготовления промывочных жидкостей механических или гидравлических способов полной диспергации дисперсной фазы в процессе приготовления не происходит. Для каждого реального диспергирующего устройства существует определенная длительность процесса, увеличение которой уже не приводит к дальнейшему диспергированию твердых частиц и изменению свойств дисперсной системы. Механические воздействия для этого слишком кратковременны, прилагаются лишь к сравнительно небольшой части твердой фазы. Вследствие этого актуальными становятся процессы дополнительного диспергирования дисперсной фазы промывочных жидкостей, использующие различные диспергаторы.

Дополнительной диспергацией твердой фазы можно при одном и том же ее содержании в 2-3 раза увеличить вязкость, в 1,5 раза уменьшить водоотдачу. При этом уменьшается содержание песка, улучшается стабильность. Процесс диспергирования позволяет сократить количество твердой фазы в промывочной жидкости при заданных структурно-механических свойствах. Чем ниже качество глины, тем значительнее эффект диспергирования.

Наиболее перспективными для регулирования свойств промывочных жидкостей являются гидродинамические аппараты, в которых кавитация возникает при взаимодействии потоков между собой или с различными кавитаторами.

На кафедре техники разведки месторождений полезных ископаемых Национального горного университета был разработан экспериментальный образец кавитационного диспергатора (рис.1) [2]. Промывочная жидкость по подающей линии поступает в ниппель специального сечения 1 и, обтекая конус 2, поступает в выкидную линию. При обтекании конуса 2 происходит образование участка, в котором капельная жидкость полностью отсутствует – появляется суперкаверна. Для обеспечения возможности регулирования режимными параметрами работы кавитационного диспергатора конус обтекания 2 выполнен с возможностью осевого перемещения в диффузоре ниппеля 1, путем перемещения штока 3. При этом размер суперкаверны будет зависеть от скорости набегающего потока и, как следствие, от радиального зазора между конусом обтекания и диффузором ниппеля 1.

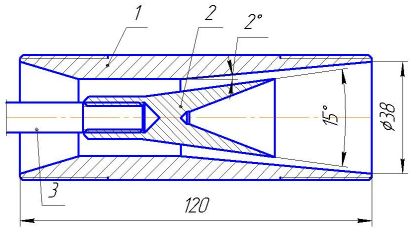


Рис.1 Экспериментальный образец кавитационного диспергатора:
1 – ниппель специального сечения; 2 – конус обтекания; 3 – шток.

В качестве базы сравнения принимается приготовление промывочной жидкости с помощью гидродинамического кавитационного генератора – трубка Вентури.

В результате проведенных исследований были получены зависимости технологических свойств промывочных жидкостей от времени обработки в кавитационных диспергаторах (рис.2).

Из приведенных графиков видно, что применение исследуемого кавитационного диспергатора позволяет получать суспензии с более высокой степенью дисперсности. Это и обусловило более высокую скорость роста условной вязкости и снижения водоотдачи в сравнении с другими способами. При проведении эксперимента наблюдался больший перепад давления (в два раза) на трубке Вентури. Это объясняется меньшей площадью проходного сечения.

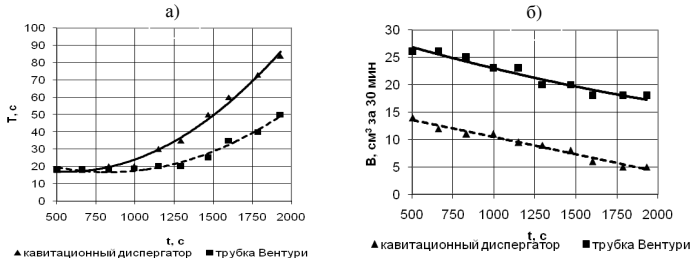


Рис.2 Влияние времени обработки глинистого раствора на: а – условную вязкость; б – водоотдачу.

Выводы.

1. Применение разработанного кавитационного диспергатора позволяет получать суспензии с более высокой степенью дисперсности, чем при применении в качестве кавитационного генератора трубки Вентури или при механическом перемешивании.

2. При использовании экспериментального образца кавитационного диспергатора энергетические затраты на приготовление промывочных жидкостей на 50% меньше чем при использовании трубки Вентури, вследствие меньшего перепада давления.

3. Использование кавитационного диспергатора позволяет снизить расход исходных компонентов для приготовления промывочной жидкости на 20%.

Литература

1. Ахмадеев Р.Г., Данюшевский В.С. Химия промывочных и тампонажных жидкостей. – М.: Недра, 1981. – 152 с.
2. Пат. 68524 А Україна, МКИ 7 Е 21 В 21/06. Давиденко О.М., Камишацький О.Ф. Устройство для приготовления буровых растворов. № 2003065862; Заявлено 24.06.2003; Опубл. 16.08.2004; Бюл. №8. – 3 с.
3. Ятров С.Н. Промывочные жидкости в бурении скважин. – М.: Гостоптехиздат, 1960. – 310 с.

ЭФФЕКТИВНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ОСВОЕНИЯ ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ СКВАЖИН

А.Ф. Камышацкий, А.С. Змиевский
Научный руководитель профессор А.Н. Давиденко
Национальный горный университет, г. Днепропетровск, Украина

Подземные воды являются наиболее чистым источником водоснабжения питьевой и промышленной водой. Скважины – это наиболее экономичные и эффективные сооружения для добычи подземных вод. Сооружение скважин на воду является национальной проблемой, решение которой обеспечивает повышение уровня жизни, снижение заболеваний, затрат на лечение инфекционных болезней и увеличение активной продолжительности жизни. В США и Швейцарии на долю водоснабжения из подземных источников приходится около 60%, а в Дании – 100%. В мире в работе для водоснабжения находятся сотни тысяч гидрогеологических скважин, при длительной эксплуатации которых происходит снижение дебита, часто до полного прекращения водопритока. Причина этого заключается в механической, химической и биологической кольматации продуктивного горизонта. Для ремонта скважин с целью восстановления дебита используют сложные технологии и дорогостоящее оборудование со значительными энергетическими затратами.

В мировой практике существует большое разнообразие технологий и технических средств увеличения и восстановления дебита водозаборных скважин. Они основаны на различных принципах и имеют разнообразную физическую природу воздействия на продуктивный пласт. Наиболее эффективным и экономичным является использование средств на основе гидродинамического воздействия на водоносный горизонт при генерировании пульсаций в водяной скважине за счет использования энергии самого движущегося потока жидкости [3].

Проведенный анализ гидродинамических способов воздействия на водоносный горизонт показал перспективность применения для освоения и восстановления дебита гидрогеологических скважин гидродинамической кавитации, так как затраты энергии на получение полей кавитационных пузырьков в ультразвуковых излучателях на порядок выше, чем в гидродинамических кавитационных аппаратах. Это связано с быстрым затуханием ультразвуковых колебаний в жидкостях. Кавитация (от лат. cavitas – пустота) – это явление перераспределения энергии в жидкости, обусловленное возникновением и исчезновением микроскопических пустот.

Экспериментальные исследования процесса схлопывания пузырьков в реальных жидкостях показывают, что при этом происходит потеря сферической устойчивости и образуются «вмятины» и кумулятивные струйки. Указанные механические воздействия будут сопровождаться различными физико-химическими процессами.

Проникновение струи и ее распространение в безграничной жидкости достаточно хорошо изучено, что позволяет определить все параметры микротурбулентного разрушения кольматанта (глиноматериала, разрушенной породы) при проникании кумулятивных струек в жидкость. Однако возникает вопрос, какая необходима скорость кумулятивной струйки $V_к$, чтобы вырвать частицу кольматанта с поверхности фильтра.

При соударении струйки с частицей кольматанта возникающее давление должно преодолевать не только локальную прочность частицы, но и ее силы инерции. В условиях кумулятивного воздействия материал твердых частиц может вести себя как жидкость. Динамический предел текучести по экспериментальным данным равен $P_д$=1,8$\sigma_т$. С учетом сил инерции его величина увеличивается до $P_д$ = 4,5$\sigma_т$, где $\sigma_т$ – предел текучести материала [4].

При воздействии струйки на частицу давление на контактной поверхности составит при жестком ударе:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho_к \cdot (V_к - U)^2,$$

где U – скорость контактной поверхности;
$\rho_к$ – плотность жидкости в кумулятивной струйке.

Учитывая условие разрушения за один удар, а также величину материала $l_ч$, можно определить скорость кумулятивной струйки:

$$V_k = \frac{9 \cdot \sigma_m \cdot \left(1 - \frac{\rho_c}{\rho_к^2}\right)}{\rho_c \cdot \left[\left(1 - \frac{d_ч \cdot \left(1 - \frac{\rho_c}{\rho_k}\right)}{2 \cdot (2R - 2r)}\right)^2 \cdot \frac{\rho_c}{\rho_k^2} - 1\right]}$$

Зная скорость внедрения кумулятивной струйки, размер частиц и материал кольматанта, можно перейти к технологическим параметрам кавитационной обработки (частота и амплитуда колебаний, размеры пузырька) и к выбору типа самого генератора.

На сегодняшний день существует большое разнообразие кавитационных генераторов, однако наиболее перспективными из них являются генераторы, которые не имеют подвижных элементов (изнашивающихся в процессе эксплуатации), просты в использовании и не требующие значительных энергетических затрат при эксплуатации. К таким генераторам в первую очередь следует отнести аппарат для декольматации гидрогеологических скважин, в основу конструкции которого положена трубка Вентури [3].

Трубка Вентури (рис.1) состоит из конфузора, критического сечения малого диаметра и диффузора. Ее работа заключается в преобразовании стационарного потока в пульсирующий, что достигается при прохождении потока от критического сечения к диффузору. При этом происходит падение давления и возникает кавитация. Как показали исследования, приведенные в работе [3], с возникновением кавитации сопротивление трубки Вентури будет увеличиваться пропорционально степени развития кавитации, а расход сохраняется постоянным независимо от дальнейшего снижения давления на выходе из трубки Вентури. Другими словами, для обеспечения бесперебойной работы такого кавитационного генератора в скважине следует регулировать отношение p_2/p_1, что практически невозможно из-за постоянно действующего противодавления столба жидкости в затрубном пространстве скважины и жесткости характеристик буровых насосов. То есть регулирование работы этого генератора может осуществляться изменением подачи насоса, что приведет лишь к повышению гидравлического сопротивления на трубке Вентури и прекращению работы генератора.

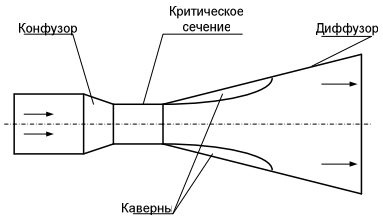


Рис.1 Схема кавитационного течения в трубке Вентури.

Авторами предлагается использовать в качестве кавитационного генератора суперкавитационные аппараты (СК-аппараты), в которых возникновение кавитации происходит при обтекании потоком жидкости тел различной геометрии.

Проведенный эксперимент показал, что режим работы такого генератора зависит только от скорости обтекания и регулируется изменением подачи насоса в широких пределах, а наличие критической скорости обтекания потоком конуса, при которой возникает кавитация ($V_{кр}$= 3-5 м/с), регулируемая геометрическими параметрами генератора, определяется в первую очередь радиальным зазором между конусом и корпусом генератора.

Основываясь на результатах проведенных исследований, нами разработана качественно новая конструкция кавитационного генератора для освоения и восстановления дебита гидрогеологических скважин (рис.2). Генератор состоит из корпуса и двух конусов обтекания, противоположно направленных перпендикулярно стенкам скважины и имеющих возможность осевого перемещения. Расположены конусы обтекания в диффузорах с малыми углами раскрытия, что позволяет регулировать радиальный зазор [1].

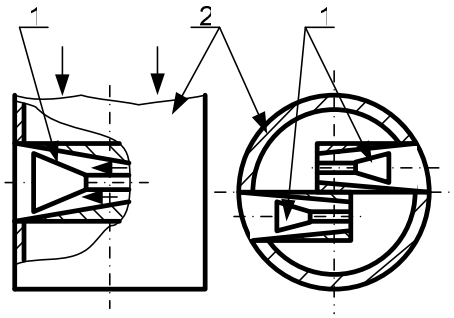


Рис.2 Конструкция кавитационного генератора: 1 – конус обтекания; 2 – корпус.

Преимущества предлагаемого генератора заключаются в следующем:

- широкий диапазон регулирования, что снижает время на настройку самого аппарата и процесс освоения гидрогеологической скважины;
- возможность работы генератора на насосах с широким диапазоном подачи, за счет регулирования радиального зазора между конусом и корпусом генератора с помощью специальных втулок;
- исключение влияния гидравлического подпора в затрубном пространстве скважины за счет осевого перемещения конуса обтекания в диффузоре с малым углом раскрытия;
- снижение на порядок гидравлического сопротивления на самом генераторе в сравнении с трубкой Вентури за счет большой площади проходного радиального зазора в сравнении с площадью критического сечения трубки Вентури.

Использование предлагаемой технологии и технических средств для увеличения дебита вновь пробуренных скважин для водоснабжения и при восстановлении дебита старых скважин, находящихся в

длительной эксплуатации, позволит в 2…15 раз снизить денежные затраты, в 3...5 раз уменьшить сроки выполнения работ.

Литература

1. Пат. 68586 А Украина, МКИ 7 Е 21 В 21/06. Давиденко О.М., Камишацький О.Ф. Устройство для освоения призабойной зоны гидрогеологических скважин, 2005.
2. Овнатанов Т.Г. Вскрытие и обработка пласта. – М.: Недра, 1970.
3. Пилипенко В.В Кавитационные автоколебания. – Киев: Наукова думка, 1989.
4. Федоткин И.М. Интенсификация технологических процессов. – К.: Вища шк., 1999. – 200 с.

РАЗРАБОТКА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО СТЕНДА ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ ВЛИЯНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ КАВИТАЦИИ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД ПРИ БУРЕНИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СКВАЖИН

А.В. Котов, И.Б. Бондарчук
Научный руководитель профессор С.Я. Рябчиков
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время проявляется большой интерес к геотехнологическим методам добычи твердых полезных ископаемых. При этом одним из перспективных методов является скважинная гидродобыча (СГД). Метод СГД основан на разрушении горных пород в призабойной зоне скважины с помощью гидравлической энергии жидкости с последующим подъемом образующейся гидросмеси (пульпы) на поверхность [1].

Из-за большой сложности современной техники и технологии, используемой для реализации СГД, производительность работ при добыче полезных ископаемых остается достаточно низкой. Поэтому исследование проблемы повышения эффективности СГД путем создания новых технологий и технических средств с высокими эксплуатационными показателями является исключительно актуальной задачей.

Повышение технико-экономических показателей СГД полезных ископаемых может быть достигнуто путем интенсификации процесса разрушения горных пород. Одним из перспективных способов повышения эффективности разрушения горных пород является воздействие гидродинамической кавитации, которую можно создавать с помощью специальных гидрокавитационных устройств (ГКУ) – кавитаторов, включенных в состав скважинных гидродобычных снарядов.

Учитывая основные требования, предъявляемые к ГКУ [2], нами были проведены расчеты и конструирование трех кавитаторов для повышения эффективности гидродинамического разрушения горных пород, которые защищены патентами на полезную модель [5 – 7].

Основным методом изучения явлений, происходящих на забое скважины в процессе бурения и скважинной гидродобычи полезных ископаемых, является эксперимент, т.к. чрезвычайная сложность процессов обуславливает невозможность достаточно адекватного математического описания [3]. Для проведения экспериментальных исследований гидродинамических и гидрокавитационных устройств созданы различные стенды, отличающиеся конструкцией, областью применения, энергетическими возможностями и другими показателями [3, 4, 8, 9].

Для проведения исследований влияния гидродинамической кавитации на эффективность разрушения горных пород при СГД полезных ископаемых нами разработана конструкция экспериментального стенда, принципиальная схема которого показана на рисунке.

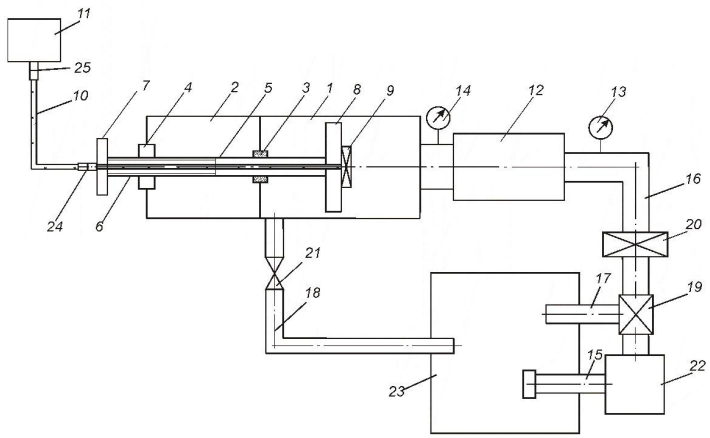


Рис. Принципиальная схема экспериментального стенда для проведения исследований влияния гидродинамической кавитации на эффективность разрушения горных пород

Принцип работы экспериментального стенда заключается в следующем: рабочая жидкость при помощи насоса *22* подается в нагнетательную магистраль *16*, а затем в кавитационный генератор колебаний давления жидкости *12,* с установленными в нем ГКУ, на выходе которого формируется гидромониторная струя пульсирующе-кавитационного действия. Давление на входе в генератор и на выходе из него фиксируется двумя

манометрами *13* и *14*. На монтажной плите *8*, которая имеет возможность перемещения в корпусе измерительного блока *1*, *2* при помощи штока-удлинителя *5*, винта подачи монтажной плиты *6* и ходовой гайки *4*, расположен экран с измерительными датчиками *9*, которые при воздействии на них струи воспринимают колебания давления жидкости. Преобразованные в электрический сигнал параметры колебаний по кабелю *10* передаются измерительному блоку *11*, состоящему из регистрирующей аппаратуры. Экран с измерительными датчиками может быть заменен образцами горной породы для исследования эффективности их разрушения. Для регулирования гидростатического давления в рабочей трубе имеется сливная магистраль *18* с дросселем *21*. Регулирование расхода рабочей жидкости осуществляется при помощи трехходового крана *19* и расходомера *20*. Штепсельные разъемы *24* и *25* служат для отсоединения кабеля при перемещении монтажной плиты.

Основные направления исследовательских работ на предлагаемом стенде следующие:

- проведение исследований влияния технологических режимов и геометрических параметров, разработанных гидрокавитационных устройств на эффективность их воздействия на горную породу;
- исследование механизма гидрокавитационного разрушения горных пород;
- исследование влияния свойств рабочей жидкости на эффективность гидрокавитационного разрушения горных пород;
- исследование и совершенствование технологий упрочнения гидрокавитационных устройств с целью повышения их износостойкости.

Выявленные в процессе дальнейших исследований закономерности влияния гидродинамической кавитации на эффективность разрушения горных пород будут использованы при создании гидрокавитационных насадок для разработанных нами снарядов для СГД полезных ископаемых. Указанные насадки в составе снарядов для СГД являются элементами, в значительной степени определяющими их производительность.

Литература

1. Аренс В.Ж., Бабичев Н.И., Башкатов А.Д. и др. Скважинная гидродобыча полезных ископаемых: Учебное пособие. – М.: Издательство «Горная книга», 2007. – 295 с.
2. Бондарчук И.Б., Котов А.В. Гидрокавитационные устройства для повышения эффективности гидродинамического разрушения горных пород // Проблемы геологии и освоения недр: Тр. XI Международного симпозиума студентов и молодых ученых им. академика М.А. Усова. – Томск: Изд. ТПУ, 2007. – С. 463 – 465.
3. Варламов Е.Г. Гидродинамические процессы на забое скважины и совершенствование системы промывки буровых долот: Дис. … д-ра техн. наук. – Самара, 1996. – 284 с.
4. Исмагилов Б.В., Селищев М.А. Экспериментальное исследование параметров затопленной струи и гидромониторной головки // Проблемы геотехнологии. – М., 1972. – Вып. 21.
5. Патент 67179 РФ, МПК E21C 45/02. Гидрокавитационное устройство пульсирующе-кавитационного действия. Бондарчук И.Б., Котов А.В., Рябчиков С.Я. и др. Заявлено 16.04.2007; опубл. 10.10.2007, бюл. №28.
6. Патент 68590 РФ, МПК E21C 45/02. Гидрокавитационное устройство кавитационно-пульсирующего действия. Бондарчук И.Б., Котов А.В., Рябчиков С.Я. и др. Заявлено 16.04.2007; опубл. 27.11.2007, бюл. №33.
7. Патент 68591 РФ, МПК E21C 45/02. Гидрокавитационное устройство пульсирующе-кавитационного действия. Бондарчук И.Б., Котов А.В., Рябчиков С.Я. и др. Заявлено 16.04.2007; опубл. 27.11.2007, бюл. №33.
8. Сердюк Н.И. Кавитационные способы декольматажа фильтровой области скважин. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2004. – 176 с.
9. Халилов А.А. Влияние конструктивных особенностей гидромониторных долот на эффективность их работы. – М.: Недра, 1964. – 94 с.

ПОСТРОЕНИЕ ПРОФИЛЯ ОТРЫВАЕМОГО ЭЛЕМЕНТА ПРИ РАЗРУШЕНИИ ОТРЫВОМ

А.А. Пащенко
Национальный горный университет, г. Днепропетровск, Украина

Одной из основных физико-механических характеристик горной породы является ее способность сопротивляться действию внешних нагрузок. При бурении скважин на забое происходит разрушение горной породы а, следовательно, в этом случае необходимо знать пределы прочности горной породы.

Методика определения свойств горных пород при отрыве элемента с криволинейной образующей [1] позволяет найти критические касательные и нормальные напряжения, возникающие в породе при отрыве некоторого элемента от массива.

Классическое уравнение равновесия системы сил, действующих на элементарный параллелепипед, записывается в виде.

$$\frac{\partial \sigma_x}{\partial x}+\frac{\partial \tau_{xy}}{\partial y}+\frac{\partial \tau_{xz}}{\partial z}+P_x=0\ ;\ \frac{\partial \tau_{yx}}{\partial x}+\frac{\partial \sigma_y}{\partial y}+\frac{\partial \tau_{yz}}{\partial z}+P_y=0\ ;\ \frac{\partial \tau_{zx}}{\partial x}+\frac{\partial \tau_{zy}}{\partial y}+\frac{\partial \sigma_z}{\partial z}+P_z=0 \qquad (1)$$

Таким образом, для определения напряжения на любой площадке, проходящей через выбранную точку, необходимо знание девяти компонент напряжений σ_x, τ_{xy}, …, τ_{zy}.

При рассмотрении нашей задачи – распределение напряжений в некотором объеме породы при нагружении ее гладким плоским штампом, упрощаем систему сил и координат. Принимаем, что разрушение идет по некоторой плоскости и отрываемый элемент имеет симметричное сечение по плоскости оси z (рис.1), это позволяет свести систему координат к двум осям и решать задачу для области $-\infty<x<\infty$, $|y|\le h$ [2].

В этой области требуется определить напряжения σ_x, τ_{xy}, возникающие от действия силы F_x, удовлетворяющие следующему уравнению равновесия:

$$\frac{\partial \sigma_x}{\partial x} + \frac{\partial \tau_{xy}}{\partial y} + F_x = 0\,, \tag{2}$$

и принимающие на границе заданные значения:

$$\sigma_x(x)|_{y=\pm h} = f(y);\ \tau_{xy}(x,y)|_{y=\pm h} = \pm g(x) \tag{3}$$

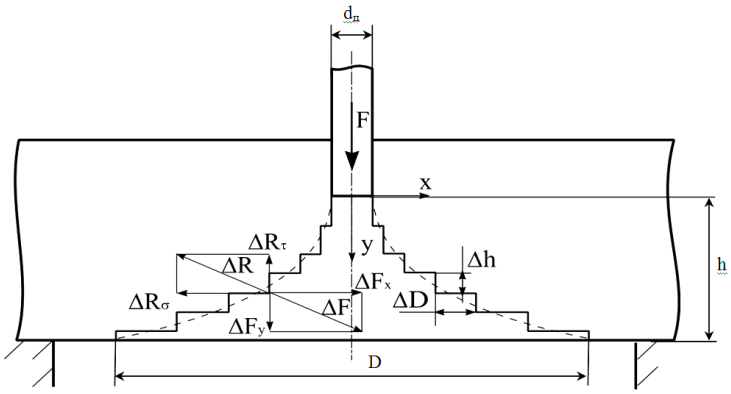


Рис.1 Приращение усилий в отрываемом элементе.
F – усилие разрушения; ΔR – реакция породы; h – высота элемента; $d_п$ – диаметр пуансона; D – диаметр элемента

В свою очередь касательные и нормальные напряжения при отрыве симметричного конусообразного элемента по элементарным площадкам можно записать как:

$$\tau_{xy}(x,y)|_{y=\pm h} = F / S_{xy} = \frac{F}{(\pi \cdot x \cdot (\pm h))};\ \pm g(\sigma_y(x,y)|_{y=\pm h}) = \frac{4F}{\pi(D-d)^2}\,. \tag{4}$$

Принимаем, что сила на пуансоне уравновешивается силой реакции породы, начало координат принимаем из середины вершины усеченного конуса отрыва (рис. 1), отсюда уравнение равновесия:

$$F^2 = (F_y)^2 + (F_x)^2 = (\tau_{xy} S_y)^2 + (\sigma_y S_x)^2\,, \tag{5}$$

подставляя в уравнение 5 значения σ и τ из уравнений 4 получаем:

$$F^2 = \left([\sigma] \frac{\pi(D-d)^2}{4} \right)^2 + ([\tau] \pi D h)^2\,, \tag{6}$$

отсюда изменение высоты *dh* от диаметра *dD* для обоих образующих элемента (рис.1):

$$dh = \frac{1}{2} \sqrt{\left(\frac{F}{\pi \tau dD} \right)^2 - \left(\frac{4\tau dD}{\sigma(dD^2 - d^2)} \right)^2}\,. \tag{7}$$

В интегральном выражении это уравнение имеет вид:

$$h = \frac{1}{2} \int_D^{d_п} \sqrt{\left(\frac{F}{\pi \tau D} \right)^2 - \left(\frac{4\tau D}{\sigma(D^2 - d^2)} \right)^2}\, dD\,. \tag{8}$$

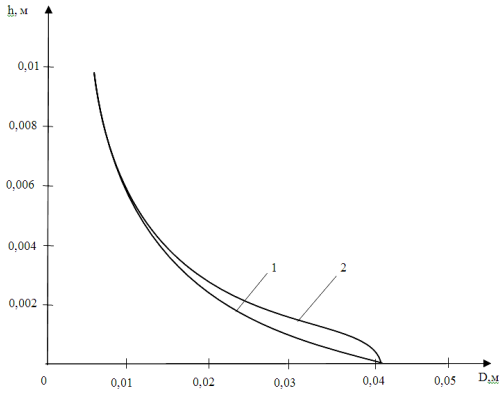


Рис.2 Характер криволинейной образующей при отрыве элемента горной породы от массива.
1 – экспериментальная образующая; 2 – расчетная образующая

При интегрировании на ЭВМ данное уравнение позволяет получить криволинейную образующую отрываемого элемента, близкую к экспериментальной (рис.2).

Зная геометрические параметры оторвавшегося элемента, по формуле (8) можно определить критические нормальные и касательные напряжения, возникшие в данной горной породе при ее разрушении.

Литература

1. Дудля Н.А., Пащенко А.В., Пащенко А.А. Некоторые закономерности разрушения горных пород. – Киев: Науковий вісник НГАУ, 1998. – №2. – С. 81– 85.
2. Тимошенко С.П. Курс теории упругости. – К.: Наукова думка, 1972. – 501с.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ЗАБУРИВАНИЯ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ СТВОЛОВ СКВАЖИН В ТВЕРДЫХ ГОРНЫХ ПОРОДАХ ОТКЛОНИТЕЛЯМИ НЕПРЕРЫВНОГО ДЕЙСТВИЯ

П.С. Пушмин, А.А. Наделяев, Л.С. Фадеева
Научный руководитель профессор В.В. Нескоромных
Иркутский государственный технический университет, г. Иркутск, Россия

Важным элементом методик направленного бурения, особенно при строительстве многоствольных скважин, является процесс забуривания дополнительных стволов скважин, который может производиться следующими способами:

- с применением стационарных клиньев с временных пробок-забоев;
- съемными клиновыми отклонителями с искусственных забоев;
- отклонителями непрерывного действия (ОНД) с искусственных забоев;
- без применения отклонителей спрямлением ствола в интервале искривления.

Из перечисленных вариантов технико-технологического осуществления забуривания дополнительных стволов наиболее оперативным и высокотехнологичным является способ забуривания дополнительного ствола ОНД с искусственного забоя.

Искусственный забой должен обеспечить надежное крепление отклонителя, исключающее его проседание или поворот вокруг оси. Если это произойдет, то дополнительный ствол будет потерян. Вместе с тем, высокая твердость горных пород при забуривании дополнительных стволов является основной технической проблемой, решение которой требует применения специальных технологических приемов, инструментов и даже отклонителей [1].

Применение отклонителей непрерывного действия сдерживается высокой вероятностью неудачного забуривания дополнительного ствола скважины в твердых и очень твердых породах. Например, существуют достаточно категоричные рекомендации, согласно которым применение ОНД возможно только в том случае, если твердость забоя выше или, по крайней мере, равна твердости горных пород. Если это условие не выполняется, следует использовать для забуривания дополнительного забоя съемные клиновые отклонители [3].

Таким образом, одной из основных проблем забуривания дополнительных стволов скважин ОНД является создание искусственных забоев высокой твердости, которая должна быть близка к твердости горных пород, слагающих стенки скважины. В то же время, важным является обстоятельство, связанное с затратами времени на установку и отверждение искусственного забоя.

При выборе материала для создания искусственного забоя необходимо учитывать такие требования, как:

- экологичность применяемого материала;
- буримость материала искусственного забоя, сопоставимая с буримостью пород в интервале постановки забоя;
- возможность надежного регулирования сроков отверждения для доставки смеси на нужную глубину ствола скважины с учетом температуры на данной глубине;
- адгезионные свойства отверждаемой смеси.

Анализ применения различных материалов и возможных условий создания искусственных забоев показывает, что в настоящее время сложно подобрать отверждаемые (и другие приемлемые) материалы для создания искусственных забоев, твердость которых была бы выше твердости горных пород VIII категории по буримости.

По-нашему мнению, удобным и перспективным материалом искусственного забоя для забуривания дополнительного ствола скважины является древесина, так как она отвечает таким важным требованиям, как невысокая стоимость, простота обработки и изготовления пробки-забоя, набухаемость и поэтому абсолютно надежное закрепление в скважине, заполненной промывочной жидкостью.

Важнейшей характеристикой, определяющей возможность применения деревянной пробки для создания искусственного забоя, является высокая степень сопротивляемости древесины при разбуривании (особенно вдоль волокон) алмазными и шарошечными долотами при невысокой твердости этого материала [2]. В данном случае эффект рационального соотношения скоростей фрезерования стенки скважины $V_Ф$ и углубки забоя $V_Б$ будет достигаться за счет значительного несоответствия разрушающего воздействия со стороны торцевых элементов вооружения породоразрушающего инструмента и свойств разбуриваемой пробки-забоя из древесины. Для древесины таким инструментом будут алмазное и шарошечное долото, армированное твердосплавными вставками с торцами в форме сферы (долота типа К и ОК).

Угол отклонения забоя при фрезеровании стенки ствола скважины под действием отклоняющих буровой инструмент сил за один оборот коронки на забое равен (см. рис.):

$$\alpha = \arcsin\frac{v_ф}{v_м} = \arcsin f_ф,$$

где $V_ф$, $V_м$ – скорости фрезерования стенки скважины и углубки забоя соответственно; $f_ф$ – коэффициент фрезерующей способности бурового инструмента.

При забуривании дополнительного ствола с искусственного забоя, в качестве которого рассматриваем деревянную пробку, $f_ф$ задается не столько фрезерующей способностью бурового инструмента, сколько скоростью углубки забоя.

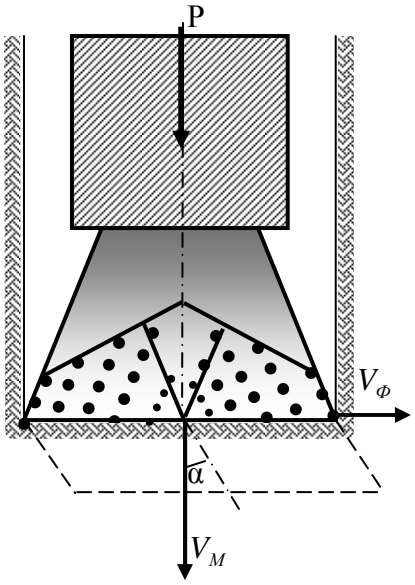


Рис. Схема формирования дополнительного ствола скважины

Известно, что при бурении алмазными резцами эффективное разрушение осуществляется раздавливанием и скалыванием породы, а при бурении шарошечными долотами с вооружением типа К и ОК – дроблением и скалыванием. Реализация этих видов породоразрушающего воздействия при разрушении высоковолокнистого и пластичного материала, которым является древесина, невозможна, а потому темп разрушения древесины по отношению к темпу разрушения породы в стенке скважины будет незначительным. При этом горная порода в стенке скважины, подвергаемая фрезерованию под действием отклоняющего усилия, будет разрушаться значительно эффективнее названными типами породоразрушающего инструмента, что в результате обеспечит рациональное для набора кривизны соотношение скоростей $V_Ф$ и $V_Б$.

Опытное бурение на стенде деревянных пробок из лиственницы, предварительно находившейся в воде около 24 часов, показало, что при осевом усилии 1000 даН и частоте вращения 280 мин$^{-1}$ скорости бурения алмазным долотом АДН и трехшарошечным долотом с вооружением типа К составили 0,9 и 1,1 м/ч соответственно, что практически совпадает с оптимальным значением скорости бурения, рекомендуемым при реализации искривления отклонителями типа ТЗ, ОБС или ОГМ.

Согласно предлагаемой технологии, для создания искусственного забоя необходимо изготовить деревянную пробку длиной не менее 2,5–3,0 метров. Данная задача представляется вполне решаемой. Диаметр пробки должен соответствовать размеру применяемых колонковых труб, то есть 73 или 57 мм (для скважин диаметром 76 или 59 мм). Для закрепления пробки в скважине могут использоваться клинья, надежно фиксирующие пробку при установке. В последующем, за счет набухания древесины (через 1–3 часа) и соответствующем расширении поперечных размеров пробки на 10–20%, пробка надежно зафиксируется в скважине.

Опыт реализации искусственного искривления стволов скважин в твердых горных породах показывает, что более рационально процесс формирования нового направления ствола скважины производить по следующей схеме:

Необходимо обеспечить формирование уступа нового направления ствола скважины на ширину около половины диаметра долота с помощью ОНД фрезерующего типа (ТЗ-3, ТЗ-ЗП, ОБС или СБС, ОГМ) и долот типа ДША или АШК с покрытием торцевых элементов вооружения пластичным сплавом (олово или латунь) в случае, если используется искусственный забой из цементной или эпоксидной композиции. Другим вариантом создания уступа в твердой горной породе является применение деревянной пробки, забуривание с которой осуществляется теми же типами ОНД с применением долот ДША, АШК, серийных алмазных или шарошечных долот;

После создания уступа в стенке скважины дальнейший набор кривизны целесообразно производить снарядом плавного искривления (СПИ) при минимальной частоте вращения и умеренной осевой нагрузке, что позволит произвести углубку дополнительного ствола на заданный интервал с одновременной проработкой

криволинейного интервала, а применение укороченного колонкового набора с коронкой в составе СПИ позволит получить керн в интервале забуривания дополнительного ствола.

Литература

1. Нескоромных В.В. Направленное бурение: Учеб. пособие / В.В. Нескоромных, А.Г. Калинин. – М.: Центрлитнефгаз, 2008. – 382 с.
2. Нескоромных В.В. Разрушение горных пород при проведении геологоразведочных работ: Учеб. пособие. – Иркутск: Изд. ИрГТУ, 2008. – 298 с.
3. Нескоромных В.В. Методы и технические средства бесклинового забуривания дополнительных стволов скважин с искусственных забоев. – М.: Изд. Геоинформмарк, 1993. – 55 с.

О ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ УДАРНО-МЕХАНИЧЕСКОГО СПОСОБА ПРОХОДКИ ШУРФОВ В УСЛОВИЯХ МНОГОЛЕТНЕЙ МЕРЗЛОТЫ

Н.Г. Тимофеев
Научный руководитель старший преподаватель Г.И. Попов
Якутский государственный университет им. М.К. Аммосова, г. Якутск, Россия

Месторождения криолитозоны отличаются некоторыми специфическими особенностями, характерными для аллювиальных отложений зоны тундры. Основное их отличие заключается в криогенных особенностях строения мерзлых рыхлых отложений террас и террасоувалов. Как правило, в верхней части склоновых отложений залегает толща литологически однородных льдистых пылеватых суглинков. Главной особенностью склоновых отложений является наличие в них ледяных жил различной мощности и ориентации. Покрывающие отложения имеют четкую границу с подстилающими аллювиальными отложениями, которые представлены преимущественно галечно-щебнистым материалом, сцементированным песчано-глинистым заполнителем [1].

Одним из основных способов проведения поисковой и детальной разведки россыпей Заполярья является проходка шурфов, которая осуществляется в большинстве случаев буровзрывными работами, реже на «пожог» и «проморозку».

Отложения высокой поймы и надпойменных уровней вскрываются шурфами сечением 1х2 м с применением буровзрывных работ: бурение шпуров производится электросверлами СЭР-19, в качестве взрывчатого вещества используется аммонит 6ЖВ. Глубина шпуров 0,7–0,8 м, диаметр – 42 мм, количество шпуров 8, КИШ-0,85; расход ВВ на цикл – 3,4 кг.

Уборка отбитой горной массы производится вручную, подъем горной осуществляется ручными воротками и бадьями емкостью 0,02-0,04 м^3.

Шурфы, предназначенные для вскрытия и опробования отложений русла, кос и низкой поймы, проходятся вручную без применения буровзрывных работ – способом на «пожог» с предварительным промораживанием пород.

Проходка шурфов в продуктивных галечниках, которые находятся в обводненной талой зоне также производится с опережающей проморозкой галечников, после чего путем пожога оттаивается слой, который вручную уже отбирается в пробу.

Основные недостатки приведенной технологии: ручной труд, пассивный характер проморозки обводненных пород с низкой производительностью труда, зависимость промерзания от температуры наружного воздуха, необходимость заготовки большого объема дров, а также высокая вероятность затопления проходимых шурфов.

При ежегодном увеличении объема проходки шурфов, проблема совершенствования технологии проходки шурфов приобретает актуальное значение. В первую очередь это касается изыскания эффективных и безопасных способов разрушения многолетнемерзлых пород. В зарубежной и отечественной практике строительных и геологоразведочных работ известны случаи механического разрушения твердых пород с крепостью до 6–7 по шкале М.М. Протодьяконова с помощью отбойных молотков.

Теоретические расчеты по обоснованию целесообразности ударного разрушения дисперсных горных пород, представляющих сложную многокомпонентную среду, были впервые; проведены профессором А.Н. Зелениным [2] – создателем физических основ теории разрушения грунтов различными механическими способами.

Институтом горного дела Севера им. Н.В. Черского совместно с Институтом горного дела СО РАН (г. Новосибирск) в течение ряда лет проводились исследования ударного разрушения многолетнемерзлых горных пород. Исследования велись с целью определения возможности разрушения мерзлых крупнообломочных пород механизмами ударного действия с последующей разработкой и созданием добычных механизмов для условий россыпных шахт Севера [3, 4, 5].

В результате проведенных НИР и ОКР был сконструирован пневмомолот крупного скола. Натурные испытания были проведены на одной из шахт ГОКа «Куларзолото» ПО «Якутзолото» [5].

На основании проведенных экспериментов по разрушению уступа мерзлых дисперсных горных пород пневмомолотом ПН-1300, навешенного на стреле экскаватора ЭО-2621, были сделаны следующие выводы [4, 5].

1. Доказана принципиальная возможность ударного разрушения мерзлых дисперсных горных пород. Процесс разрушения сопровождался отделением крупных кусков и образованием борозды с большим развалом, что свидетельствует о склонности данных пород к хрупкому разрушению.

2. Конструкция пневмомолота ПН-1300 отличается простотой и надежностью в работе и рекомендуется в качестве исполнительного органа для разрушения мерзлых горных пород.

Следует отметить опыт ускоренной разведочной оценки месторождения россыпных алмазов «Маят», расположенного в Анабарском улусе Якутии [6]. С целью уточнения и наращивания запасов алмазов по россыпи р. Маят предприятием ООО «Алмазы Анабара» были проведены детальные геологоразведочные работы с использованием ударных устройств (гидромолотов МГ-300).

Таким образом, ударно-механический способ проходки шурфов в условиях многолетней мерзлоты может применяться наряду с другими способами.

Литература

1. Шерстов В.А. Проведение подземных горно-разведочных выработок при разведке россыпных и рудных месторождений области многолетней мерзлоты. – Якутск: ЯГУ. – 100 с.
2. Зеленин А.Н. Основы разрушения грунтов механическими способами. – М.: Изд-во горного машиностроения, 1968. – 375 с.
3. Федулов А.И., Иванов Р.А. Ударное разрушение мерзлых грунтов. – Новосибирск: Наука, 1975. – 134 с.
4. Слепцов А.Е., Елшин В.К., Марков В.С. и др. Перспективы создания поточной технологии на основе ударного разрушения многолетнемерзлых горных пород пневмомолотом ПН-1300. – Колыма, 1982. – №11. – С. 7 – 9.
5. Федулов А.П., Лабутин В.Н., Марков В.С. и др. Ударное разрушение многолетнемерзлых горных пород // Научные основы механизации открытых и подземных горных работ: Сб. науч. тр. – Новосибирск: ИГД СО АН СССР, 1983. – С. 125 – 131.
6. Евсеев М.Н., Андреев И.П., Карху А.А. Опыт ускоренной оценки россыпного месторождения алмазов в Арктической зоне Якутии // Вестник Госкомгеологии РС(Я). – Якутск, 2003. – №1(4) – С. 77 – 80.

ВЫЯВЛЕНИЕ РЕЗЕРВОВ ПОВЫШЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ТРУДА ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН НА УГОЛЬ В ОАО «БЕЛОН–ГЕОЛОГИЯ»

С.А. Шимко
Научный руководитель доцент В.Г. Храменков
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Переход страны к рыночным отношениям заставил по-другому взглянуть на геологоразведочную отрасль. Если раньше предприятия не заботились о наличии заказов и получали финансирование от государства, то теперь им приходится конкурировать друг с другом и доказывать свою состоятельность. В настоящее время для того, чтобы быть востребованным, необходимо оказывать услуги быстро и качественно. Поэтому, как никогда, остро встал вопрос о технологическом совершенствовании процесса сооружения скважин.

Существует много способов и технических средств, позволяющих увеличить производительность труда при бурении скважин. Именно задача повышения производительности встала в ОАО “Белон-геология”. Для того, чтобы выявить резервы повышения производительности на предприятии, в четырех бригадах нами были проведены хронометражные наблюдения.

На первом этапе подвергли анализу баланс рабочего времени в буровых бригадах. Известно, организация производства характеризуется рядом признаков, главными из которых являются:

а) взаимосвязь последовательности выполнения технологических операций с порядком размещения оборудования;

б) степень непрерывности производственного процесса.

При этом следует учитывать уникальность оборудования. Работы на данном участке, с точки зрения последовательности, выполнялись практически идеально, т.е. выезд на место – монтаж – забуривание – бурение – обсадка направляющей колонны – бурение – каротаж – ликвидация – демонтаж – перевозка на новое место. Однако с выполнением пункта “б” постоянно возникали проблемы.

На рис. 1 показан баланс рабочего времени в одной из буровых бригад.

Если систематизировать причины потерь времени при сооружении скважин, учесть их взаимосвязи и трудность выполнения соответствующих мероприятий, то можно выделить пять основных направлений в оптимизации баланса рабочего времени:

- совершенствование технологий бурения и крепления скважин;
- улучшение технического состояния и обслуживания оборудования;
- рациональная организация работ буровой бригады (подготовка, улучшение координации). С целью сокращения простоев из-за ожидания подвоза промывочной жидкости буровые установки оснащаются дополнительными емкостями долива;
- оптимизация процессов управления буровой компанией;
- сокращение аварийности.

Наступление в борьбе за повышение эффективности производственных процессов необходимо вести сразу по нескольким фронтам, тем более, что факторы потерь тесно связаны между собой. Тем не менее, по нашим данным, в этой борьбе можно выделить три приоритетных подхода.

1. Внедрение проектного управления строительством скважины.

Основными «действующим лицом» нового метода управления является менеджер проекта строительства, распоряжающийся бюджетом проекта (скважины или группы скважин). В область ответственности менеджера должны входить: координация работы подразделений буровой компании и ее субподрядчиков на объекте, ведение управленческого учета по объекту, аналитическая работа.

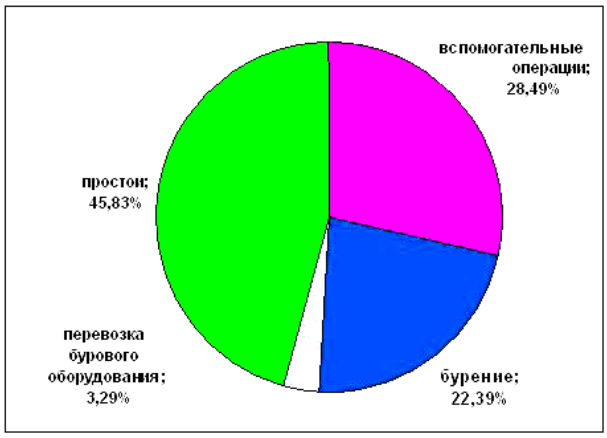


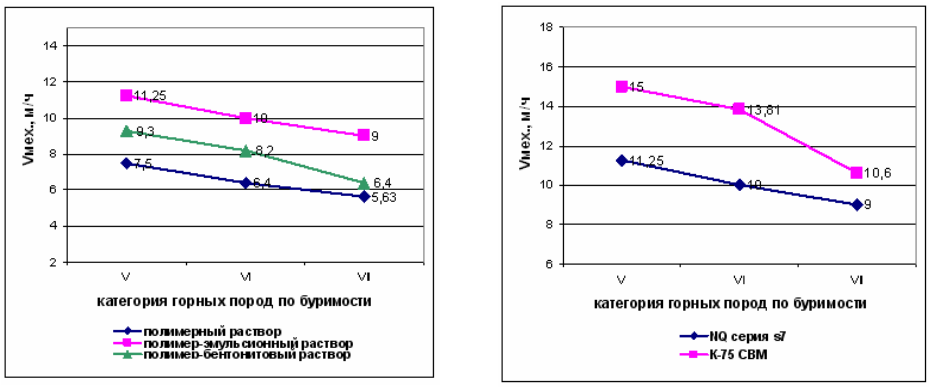
Рис.1 Баланс рабочего времени бригады №1

2. Управление оборудованием.

Необходимо инвентаризовать оборудование, составив актуальные технические паспорта. Технический паспорт понимается при этом как «живой» документ, отражающий не только построечные характеристики данной единицы оборудования, но и историю изменения его технико-эксплуатационных параметров, выполненные модификации, ремонты, техническое обслуживание, использованные режимы эксплуатации.

Наличие такой информации позволит прогнозировать техническое состояние каждой конкретной единицы оборудования и всего парка однотипного оборудования в целом, а также бюджет технической эксплуатации оборудования.

Необходимо стимулирование подразделений, осуществляющих ремонт и техническое обслуживание оборудования за бесперебойную его работу, а также по возможности исключить причины непроизводительных потерь на ремонт оборудования.



а) ***б)***

Рис.2 Зависимость механической скорости бурения:
а) от типа бурового раствора; б) от типа ПРИ

3. Управление персоналом.

В связи с резким сокращением трудоспособного населения и квалифицированных кадров необходимо научиться выполнять большие объемы работы малым числом работников.

Первым шагом на пути формирования хозяйского отношения к выполняемой работе и используемой технике должны стать регулярное информирование о ключевых показателях компании и внедрение честного оперативного внутреннего учета.

Необходимо стимулирование работников на достижение результатов.

На втором этапе проводились исследования зависимости механической скорости бурения от применяемых видов промывочной жидкости и типов коронок.

На рис.2 представлены результаты исследований.

На основании полученных нами данных можно сделать вывод, что эффективным является применение полимер-эмульсионного раствора, который не только способствует значительному увеличению механической скорости, но и позволяет снизить износ бурильных труб по наружному диаметру, уменьшить затяжку резьбовых соединений. Механическая скорость бурения при использовании алмазных коронок Тульского НИГП почти в 2 раза выше, чем при бурении стандартными коронками Alpha Bit.

Проведение хронометражных наблюдений позволяет дать объективную оценку состояния работ, выявить резервы снижения себестоимости метра скважины, повысить качество сооружения скважин. Применение данного вида исследований может быть рекомендовано для предприятий геологоразведочной отрасли.

Секция 11

НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

СТРАТЕГИЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ КОРПОРАТИВНОЙ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ НА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ В XXI ВЕКЕ

В.Г. Крец, доцент
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Основными технологическими процессами в нефтяной и газовой промышленности являются бурение нефтяных и газовых скважин, процессы добычи, подготовки и транспортирования нефти и газа, а также связанные с осуществлением этих процессов строительно-монтажные и ремонтные работы.

Наличие большого количества нефти, нефтепродуктов и газов, протекание некоторых процессов при высоких технологических параметрах, необходимость применения источников открытого огня, большая вероятность возникновения импульсов воспламенения и другие факторы определяют, как уже отмечалось, относительно высокую степень пожарной опасности процессов бурения скважин, добычи, подготовки, а также транспортирования нефти и газа.

Например, при эксплуатации нефтяных и газовых скважин определенная пожарная опасность возникает в процессе освоения и возбуждения скважин, так как при этом возможно открытое фонтанирование скважины, разливы нефти, используемой для промывки скважины, а также внутрискважинные взрывы газовоздушной смеси (при возбуждении скважины нагнетанием воздуха) и другие случаи.

Обеспечение пожарной безопасности осуществляется комплексом различных мер: современных технических, технологических и организационных. Это прежде всего примененение эффективных огнетушащих веществ таких как пены, газовые ОТВ, твердотопливные и пиротехнические аэрозолеобразующие составы (новые ОТВ): аэрозоли обладают высокой огнетушащей эффективностью и, например, для пожаров класса А2 (ГОСТ27331) объемная огнетушащая концентрация составляет 50-100г/м^3; использование новых технических средств пожарной и охранно-пожарной сигнализации в том числе: системы «Виста 501», АСПТ (г. Томск), приборы ФГПУ НПП «КОНТАКТ» (г. Саратов); использование оборудованных на современном уровне пожарных автомобилей, мотопомп, вездеходов, судоходных и авиационных средств пожаротушения. Отметим некоторые из них.

-Автомобиль пожарный многоцелевой АПМ 3,0-1/16-50(43118) мод. ПиРо(02)-МПЗ;

-Подвижный пункт управления ППУ-48-03;

-Автоцистерны пожарные легкого типа АЦ 0,8-4(432720), мод. ПМ-541, полноприводные;

-Автоцистерны пожарные среднего типа АЦ 3-40(4326), мод. 536, полноприводные;

-Автоцистерны пожарные тяжелого типа АЦ 8-40(4320), мод. 25 ВР, полноприводные с элементами северного исполнения;

-Автомобили пожарные пенного тушения АВ-20 (53213), мод. ПМ -525;

-Автомобили пожарные порошкового тушения АП-5000 (53213), мод. ПМ -525;

-Автомобили пожарные газового тушения АГТ-4000 (133Г42);

-Машина пожарная комбинированного тушения «Штурм» – передвижная установка для тушения и инертизации нефтяных, газовых скважин;

-Суда пожарные типа «Вьюн», «Марс», КС-102-09;

-Самолет транспортный противопожарный ИЛ-76ТП;

-Самолеты-амфибии противопожарные БЕ-200 и БЕ-12П-200;

-Вертолеты пожарные Ка-32А1 и МИ-8МТ (МТВ), комплекс вертолетный противопожарный Ми-25ТС (с ВСУ-15).

ФГУП ГНПП «Базальт» ведет работу по созданию авиационного средства пожаротушения калибра 500 кг (АСП-500) который позволит подавить зоны огневого шторма при техногенных авариях и катастрофах на площади до 1000 м^2 в районах взлета носителя и очага возгорания от минус 5 до плюс 45 градусов Цельсия в любых метеоусловиях.

Литература

1. Средства огнезащиты и пожарной безопасности. Стратегия обеспечения корпоративной безопасности на месторождениях ОАО «Томскнефть» ВНК: Каталог. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 176 с.

КОНСТРУКТИВНЫЙ И ПРОЧНОСТНОЙ РАСЧЕТ ТРЕХФАЗНОГО МАССООБМЕННОГО АППАРАТА

А.Р. Аслямов
Научный руководитель профессор В.Г. Лукьянов
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Примерно 70 % всей нефти добывают в обводненном состоянии. На разных стадиях разработки нефтяных месторождений содержание воды в нефти колеблется от практически безводной до 98 – 99 % [4]. При движении нефти и воды по стволу скважины и трубопроводам происходит их взаимное перемешивание и образование эмульсии из-за наличия в нефти особых смолистых веществ – природных эмульгаторов. Вода, соли и механические примеси вызывают непроизводительную загрузку трубопроводного транспорта. При транспорте загрязненной нефти засоряются трубопроводные коммуникации, оборудование, аппаратура, резервуары, снижается производительность технологических установок нефтепереработки, нарушается технологический режим работы отдельных установок и аппаратов, ухудшается качество нефтепродуктов [2].

Трехфазный массообменный аппарат или сепаратор типа НГСВ (рис.1) предназначен для отделения газа от обводненной нефти и сброса пластовой воды с одновременным учетом количества обезвоженной нефти и воды [3]. Такие сепараторы применяются на технологических площадках установок комплексной подготовки нефти.

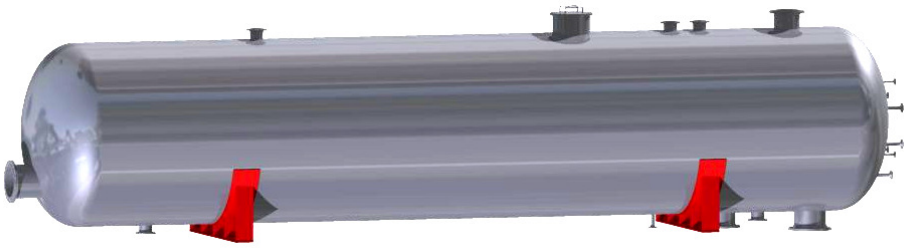


Рис.1 Сепаратор нефтегазовый с предварительным сбросом воды типа НГСВ

Конструктивно нефтегазовый сепаратор состоит из (рис.2) цилиндрической обечайки (1), эллиптических днищ (2); штуцеров (приемо-раздаточных патрубков) входа эмульсии (3), дренажа (9), выхода газа (12), выхода воды (13), выхода нефти (14); штуцеров (монтажных патрубков) блока предохранительных клапанов (5), датчиков уровня воды и нефти (6, 7), датчиков температуры и давления (10); а также успокоителя потока (4), люка-лаза (11) и системы подачи пара (8).

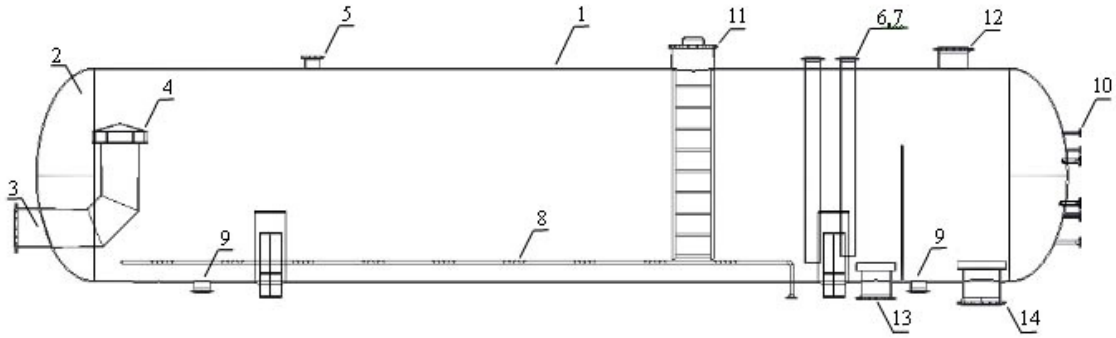


Рис.2 Конструкция нефтегазового сепаратора со сбросом воды

Учитывая серьезность и условия эксплуатации объектов нефтехимической промышленности, на заводах – изготовителях а так же проектными институтами нефтяного хозяйства производятся тщательные расчеты прочностных характеристик конструктивных элементов сепарационных установок. Применимо к рассматриваемому аппарату проводятся следующие расчеты: расчет цилиндрической обечайки, расчет эллиптического днища, расчет на малоцикловую усталость, расчет допускаемой амплитуды напряжений, расчет допускаемого числа циклов нагружения.

Рассматриваемый аппарат заложен проектом для сооружения на Майском нефтяном месторождении Каргасокского района и имеет следующие характеристики:

конструкционный материал – сталь высокопрочная низколегированная 09Г2С;
расчетная температура t = 20^{o} C;
допускаемое растягивающее напряжение [σ] = 177 МПа;
предел текучести σ_{T20} = 300 МПа;
временное сопротивление σ_{B20} = 470 МПа;
расчетное давление p = 1,6 МПа;

внутренний диаметр обечайки D = 3000 мм;

коэффициент прочности сварного шва для стыковой ручной сварки с двусторонним сплошным проваром и с длиной контролируемых швов 100% $\varphi_p = 1$;

прибавка к расчетной толщине стенки на компенсацию коррозии c = 2 мм;

число циклов нагружения $N = 10^3$.

Толщина стенки и допускаемое внутреннее давление для цилиндрической обечайки определяются по формулам:

$$s_p = \frac{p \cdot D}{2[\sigma]\varphi_p - p};\ [p] = \frac{2[\sigma]\varphi_p \cdot (s-c)}{D + (s-c)};$$

Толщина стенки, а также величины допустимого давления и приведенного напряжения для бесшовных штампованных эллиптических днищ определяются в необходимых случаях по формулам:

$$\delta = \frac{2pr}{400[\sigma] - p} \cdot \frac{r}{b} + c;\ p = \frac{400 \cdot (\delta - c) \cdot [\sigma]}{2r + \frac{b}{r} \cdot (\delta - c)} \cdot \frac{b}{r};\ \sigma_{пр} = \frac{p \cdot \left[r + (\delta - c) \cdot \frac{b}{2r} \right]}{400 \cdot (\delta - c)} \cdot \frac{r}{b};$$

При расчете на малоцикловую усталость определяют напряжения для проверяемого узла в нескольких точках каждого элемента на внутренней и наружной поверхностях в трех направлениях. Для каждого вида нагрузки рассчитывают размах отдельных составляющих напряжений $\Delta\sigma_x$, $\Delta\sigma_y$, $\Delta\sigma_z$, $\Delta\tau_{xy}$, $\Delta\tau_{xz}$, $\Delta\tau_{yz}$, $\Delta\sigma_1$, $\Delta\sigma_2$, $\Delta\sigma_3$ как разность напряжений обоих нагруженных состояний, входящих в цикл.

Амплитуду напряжений для каждого цикла определяют по формуле:

$$\sigma_A = \frac{K_\sigma}{2} \cdot \max\left\{ |\Delta\sigma_1 - \Delta\sigma_2|; |\Delta\sigma_2 - \Delta\sigma_3|; |\Delta\sigma_3 - \Delta\sigma_1| \right\};$$

Для плоского напряженного состояния при главных напряжениях $\Delta\sigma_1$ и $\Delta\sigma_2$:

$$\sigma_a = \frac{K_\sigma}{2} \cdot \sqrt{\Delta\sigma_1^2 + \Delta\sigma_2^2 - \Delta\sigma_1 \Delta\sigma_2}.$$

Значение эффективного коэффициента концентрации напряжения K_σ определяют по формуле:

$$K_\sigma = 1 + g(a_\sigma - 1),$$

Где $0 \le g \le 1$ – коэффициент чувствительности материала к концентрации; a_σ – теоретический коэффициент концентрации; значения этих коэффициентов определяют в зависимости от применяемых материалов и концентрации напряжений.

Допускаемую амплитуду напряжений рассчитывают по формуле:

$$[\sigma_A] = \left(\frac{2300 - T}{2300} \right) \cdot \frac{A}{\sqrt{n_N \cdot N}} + \frac{B}{n_\sigma}$$

Допускаемое число циклов нагружения вычисляют по формуле:

$$[N] = \frac{1}{n_N} \cdot \left[\frac{A}{\left(\overline{\sigma_A} - \frac{B}{n_\sigma} \right)} \left(\frac{2300 - T}{2300} \right) \right]^2,$$

где $\overline{\sigma_A} = \max\left\{ \sigma_A; \frac{B}{n_\sigma} \right\}$, T – температура, °C; значения A и B определяются по таблицам [1]; коэффициенты запаса прочности – по числу циклов $n_N = 10$, по напряжениям $n_\sigma = 2$.

Литература

1. Конструкционные материалы: Справочник / Под общ. ред. Б.Н. Арзамасова. – М.: Машиностроение, 1990. – 688 с.
2. Основные процессы и аппараты химической технологии / А.Г. Касаткин – М.: Химия, 1971. – 783 с.
3. Промысловые трубопроводы и оборудование: Учеб. пособие для вузов / Ф.М. Мустафин, Л.И. Быков, А.Г. Гумеров и др. – М.: ОАО «Издательство “Недра”», 2004. – 662 с.
4. Ремонт и монтаж оборудования химических и нефтеперерабатывающих заводов: Учебник для техникумов / С.А. Фарамазов. – М.: Химия, 1988. – 304 с.

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ПРОППАНТОВ ПРИ ГИДРОРАЗРЫВЕ ПЛАСТА

П.А. Бесчасова
Научный руководитель доцент А.В. Панкратов
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В процессе разработки нефтяных месторождений для улучшения условий добычи и повышения степени выработки запасов используются различные методы увеличения нефтеотдачи, среди которых наиболее широкое распространение получил гидроразрыв пласта (ГРП). Особенностью данного метода является то, что в результате создания в пласте развитой системы трещин или единой магистральной трещины изменяются направления и скорости фильтрации как в областях воздействия на пласт, так и в прилегающих зонах, имеющих с ними гидродинамическую связь. Это отражается на характеристике вытеснения нефти водой и на интенсификации отборов.

Гидроразрыв пласта – наиболее эффективный способ увеличения нефтеотдачи при разработке пластов с низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Гидроразрыв радикально изменяет проницаемость в призабойных зонах и пластах путем создания макротрещин протяженностью 100 м и более, закрепляемых зернистым наполнителем. Для осуществления ГРП в скважину закачивают жидкость под таким давлением и с таким расходом, чтобы обеспечить расширение естественных трещин и создания по обе стороны ствола двух направленных в противоположные стороны искусственных трещин. Система естественных и искусственных трещин связывает скважину с удаленными от забоя продуктивными частями пласта[1]. Порода разрывается по плоскостям минимальной прочности, ориентация трещины определяется сложнонапряженным состоянием пород и направлением их естественной трещиноватости.

Эффективность трещин определяется: надежностью их создания; максимальным повышением продуктивности скважины; их проводимостью и долгосрочной стабильностью.

ГРП относится к сложным технологическим операциям, требующим применения мощных технических средств (плунжерных насосов и др.), позволяющих создавать на устье скважин давление ≈ 30-60 МПа при высоких расходах жидкости ≈ 120-160 м³/ч, содержащей зернистый материал (песок, дробленая скорлупа орехов, проппанты и др.) для закрепления трещин и предотвращения их смыкания после снятия давлении на забое.

Как было сказано выше, при ГРП используют различный расклинивающий материалы, наиболее эффективным и перспективным из которых считается проппант. Проппанты (спеченный боксит, боксит SHS) – это гранулированные алюмосиликатные порошки, предназначенные для интенсификации добычи нефти способом гидравлического разрыва пласта. По внешнему виду проппанты – серый песок фракционным составом зерен от0,42 до 1,19мм. Каждая гранула это элементарное керамическое изделие, полученное путем высокотемпературного обжига специального фракционированного глинозема. При этом гранулы приобретают высокую механическую прочность: один квадратный сантиметр этого песка удерживает, не разрушаясь до 8 тонн груза.

Порошок проппанта под давлением закачивается в нефтяные или газовые пласты, расширяя на глубине эти пласты между собой. Проппанты удерживают образовавшиеся при ГРП трещины как домкраты, обеспечивая выкачивание без остатка нефть и газ из скважин с падающей добычей.

Закачиваемый в трещины проппант может располагаться в них как толстым слоем, превышающим диаметр зерен, так и слоем в одно зерно. При создании трещин в породах, обладающих малой прочностью, более надежным является закрепление их толстым слоем проппанта. Наличие тонкого слоя проппанта может привести к смыканию трещин за счет вдавливания зерен в стенки трещины.

Как показывает практика, наиболее часто применяются проппанты с размерами гранул 0,425-0,85 реже 0,85-1,7мм, 0,85-1,8 мм и 0,212-0,425 мм.

Крупные гранулы способствуют более высокой проницаемости, однако хуже переносится вдоль трещины при закачке. С увеличением размера снижается прочность гранул, от округлости и сферичности зависит плотность упаковки в трещинах, следовательно, величина фильтрационного сопротивлении.

Во многих случаях проппантом фракции 0,3-0,4 мм возможно получение лучших результатов, чем фракции 0,5-0,9 мм. Проппант не должен быть загрязнен мелкими пылевидными или глинистыми фракциями.

Выбор размера частиц любого расклинивающего материала в том числе и проппанта не должен быть случайным, чтобы обеспечить после проведения гидроразрыва высокую проницаемость призабойной зоны. Для этого рекомендуют проводить ситовой анализ пробы породы, слагающей коллектор. Диаметр закачиваемых в пласт частиц расклинивающего агента не должен превышать диаметр наименьших частиц породы более чем в 6,5 раза.

Устойчивость проппанта в трещине увеличивается с ростом размеров его частиц, но до определенного предела. Керамический проппант со сферическими и однородными частицами обычно менее устойчив, чем зерна песка неправильной формы. Керамический проппант может выдержать градиент давления F свыше 2,3 МПа/м, но типичным является уровень в 1,03 МПа/м.

На рисунке представлены графики изменения фактических градиентов давления в трещине F от результирующего давления смыкания трещин P для высокопрочных керамических шариков фракционного состава 0,42-0,84 мм, позволяющие оценить возможность обратного выноса расклинивающего материала.

Так, например, если конкретная точка попадает на область внутри огибающей кривой, соответствующей фактическому коэффициенту ширины трещины, то эта трещина будет устойчивой. В противном случае, т.е. если точка находится вне этой области, возможен обратный вынос расклинивающего материала (керамических шариков).

Считается [2], что повышенное напряжение смыкания может способствовать увеличению сил трения между отдельными зернами, обеспечивая более устойчивую набивку из расклинивающего материала [2-3]. Однако чрезмерное напряжение смыкания может вызвать обратный вынос расклинивающего материала [2]. В последнем случае – при повышенном напряжении смыкания – некоторые зерна расклинивающего материала начинают дробиться, когда напряжение смыкания достигает значения номинальной прочности частиц. После нарушения целостности устойчивость структуры из уплотненных зернистых частиц нарушается и начинается обратный вынос.

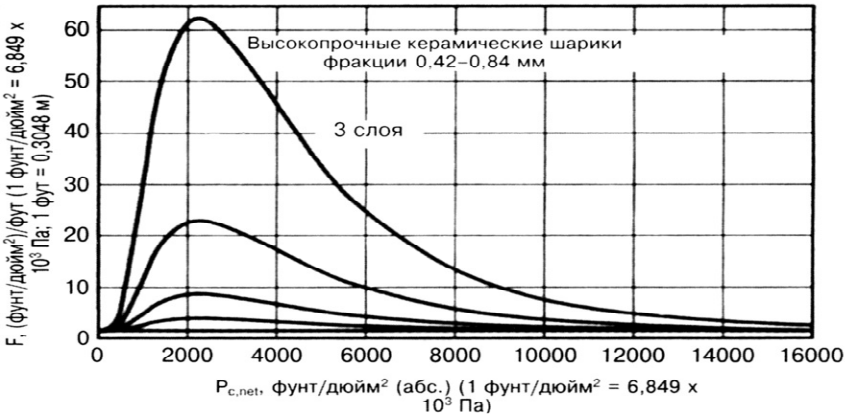


Рис. Графики изменения фактических градиентов давления

В низкодебетных скважинах проппант может осаждаться в обсадной колонне, что требует периодических промывок. Результатом может быть потеря приствольной проводимости с прекращением добычи в случае полного перекрытия продуктивной зоны. В этом случае скважина ставится на промывку с подачей жидкости в пласт с максимальной величиной скорости потока при очистке 4,8 м³/сут. на перфорационное отверстие при песчаном проппанте и 3,2 м³/сут. на перфорационное отверстие при керамическом проппанте.

Для того чтобы узнать, какой именно проппант нужен для того или иного ГРП, проводится ситовой анализ пробы породы, а так же различные расчеты ширины и длины трещины, например, по следующей формуле:

$$W=8(1-v)^2(Pз-Pг)R/\pi E,$$

где W – ширина трещины у ствола скважины; v – коэффициент Пуассона; E – модуль Юнга; Рз и Рг – соответственно забойное и горное давление; R – радиус трещины.

Литература

1. Нифонтов Ю.А. Нефтегазовое оборудование. – М., – 2003. – С. 855 – 882.
2. Andrews, J.S. and H. Kjshrolt, «Rock mechanical principles help predict proppant flowback from hydraulic fractures», SPE paper 47382, 1998.
3. D. Milton-Tayler, C. Stephenson and M. Asgian, «Factors affecting the stability of proppant in propped factures: Results of a laboratory study», SPE paper 24821, 1992.

УЛУЧШЕНИЕ ПРОЧНОСТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ЛОПАТОК ГАЗОВЫХ ТУРБИН

Б.Д. Брюханов
Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В связи с широким применением газотурбинных установок в качестве энергетических установок появился целый ряд материаловедческих проблем. Особое место среди них занимают долговечность и надежность деталей проточных частей турбины, работающих при высоких температурах и знакопеременных нагрузках в условиях динамического контакта с агрессивными средами.

Наиболее острым стоит вопрос прочности турбинных лопаток, работоспособность которых во многом определяет срок службы и экономичность двигателя. Как показал литературный анализ, решение такой сложной проблемы осуществляется в пяти направлениях:

1. Создание новых материалов с оптимальным химическим составом.
2. Обеспечение заданной структурой с регламентированным размером зерна.
3. Использование различных систем защитных покрытий.
4. Развитие конструкции лопатки.
5. Разработка надежных креплений.

Наиболее перспективными являются разработка и выбор материалов и защитных покрытий, обеспечивающих заданный ресурс и технические параметры турбин [2].

В настоящее время используют высокожаропрочный никелевый сплав, обладающий удовлетворительной коррозионной стойкостью. Накопленный опыт показывает, что их разработка проводится,

как правило, в направлении увеличения длительной прочности при заданном уровне сопротивления коррозионному разрушению, которое определяется, в основном, содержанием хрома. При этом приходится балансировать между двумя противоположными эффектами хрома: улучшением стойкости против высокотемпературной солевой коррозии и ограничением возможности получения высоких значений высокотемпературной прочности. В связи с этим с этим практически все современные жаропрочные коррозионностойкие сплавы, используемые для изготовления рабочих лопаток газовых турбин, являются предельно легированными материалами.

Для оптимизации химического состава с целью получения желаемой прочности найдены составы в пределах марочного ТУ 14-1-3658-83 (сплав ЧС70-ВИ), отвечающие требуемой жаропрочности. На основании анализа были определены зауженные пределы легирования плавок, удовлетворяющих требованиям. Химический состав приведен в таблице 1 [3].

Таблица 1

Химический состав сплава ЧС70У-ВИ

Содержание элементов, % по массе											
C	B	Cr	Co	Mo	W	Al	Ti	Nb	Y	Zr	Ni
0.06-0.12	0.015	15.0-16.0	10.0-11.5	1.6-2.3	4.5-5.9	2.8-3.2	4.2-4.8	0.1-0.3	0.03	0.05	основа

В таблице 2 [3] приведены данные на растяжение и длительную прочность образцов металла опытных плавок, отлитых оп технологии изготовления рабочих лопаток и термообработанных по стандартному режиму.

Таблица 2

Механические свойства сплава ЧС70У-ВИ

№ плавок	$T_{исп}$, ^oC	Механические свойства при растяжении				Длительная прочность			
		σ_B, МПа	$\sigma_{0,2}$, МПа	δ,%	ψ,%	σ, МПа	τ,час	σ, МПа	τ,час
1001	20	930 950	810 825	4,5 3,5	12,5 9,5	- -	- -	- -	- -
	900	675 640	575 525	14,5 13,0	23,5 24,0	300 300	147 151	280 280	313 298
1002	20	925 945	765 770	4,1 6,1	7,8 8,6	- -	- -	- -	- -
	900	680 710	510 540	9,5 8,0	22,0 19,0	300 250	108 296	280 280	240 190

Эти результаты подтверждают, что выбранное направление повышения длительной прочности сплава ЧС70-ВИ за счет внесения изменения в ТУ 14-1-3658-83 целесообразно не только экономически, но и технически. Сплаву присвоена марка ЧС70У-ВИ, а с 1995 г. по протоколу № 558 ОАО «Мечел» поставляет литые прутки из этого сплава.

Желаемая прочность достигается за счет не только создания новых материалов с оптимальным химическим составом, но и обеспечения заданной структуры с регламентированным размером зерна. С учетом того, что разрушение материала происходит по границе зерна, наилучшими эксплуатационными свойствами обладают лопатки с монокристаллической структурой, затем с направленной и равноосной. Соответственно изменяется и себестоимость литой заготовки. Самые дорогие – монокристаллические, а самые дешевые – равноосные. Равноосная структура состоит из большого количества кристаллов, имеющих преимущественно одинаковый размер во всех трех осях декартовой системы координат. Макроструктура направленно закристаллизованных сплавов не содержит поперечных границ зерен, а сами зерна ориентированы по длине лопатки. Монокристаллическая структура состоит из одного единственного зерна с заданной кристаллографической ориентацией по отношению к оси лопатки [5].

Одной из важнейших задач является повышение жаростойкости лопаток. Для обеспечения высоких жаропрочных свойств, при изготовлении рабочих лопаток современных ГТД в России и за рубежом используется технология направленной кристаллизации, обеспечивающая получение монокристаллической структуры с заданной кристаллографической ориентацией. Однако даже эта современная технология не может решить всех проблем, связанных с крупным размером дендритных и фазовых составляющих, а также со значительной дендритной ликвацией, пористостью, вызванные невысоким температурным градиентом на фронте роста в условиях существующего промышленного оборудования. Для уменьшения дендритной ликвации, повышения однородности по составу внутри дендритной ячейки используют сложную, связанную с риском рекристаллизации и возможным плавлением эвтектических фаз, увеличением объемной доли пористости, длительную по времени высокотемпературную гомогенизацию. Так, для ренийсодержащих монокристаллического сплава CMSX-10 время выдержки при температуре 1366 ^{0}C составляет 30-40 часов. Но даже при высоких температурах и длительных выдержках не удается полностью устранить сегрегацию W и Re, кроме этого требуется специализированное вакуумное оборудование. Чтобы уменьшить пористость, за рубежом дополнительно используют дорогостоящую, трудоемкую, имеющую ограничения по размеру лопаток технологию газостатического прессования.

В настоящее время жаростойкие защитные покрытия с заданным ресурсом при высоких температурах и требуемыми свойствами, возможно, получить только чередованием различных технологий, в частности

газоциркуляционного метода (ГЦП) и ионно-плазменной технологии (ИПП), т.е. созданием диффузионно-конденсационных защитных покрытий. ГЦП – самые эффективные и единственные покрытия для защиты внутренней полости и перфорационных отверстий охлаждаемых лопаток турбины, а ИПП – конденсационные покрытия различного типа для защиты внешней трактовой поверхности лопаток от газового потока продуктов сгорания топлива [4]. Различие условий работы защитных покрытий на наружной поверхности пера лопаток и во внутренней полости накладывает определенные условия на принципы создания защитных покрытий для лопаток ТВД теплонапряженных ГТД из сплавов с монокристаллической структурой. Температура внешней и внутренней поверхности лопаток турбин при современном уровне тепловых потоков в ГТД из сплавов отличается на 200-250 ^{0}C, а внешняя трактовая поверхность лопаток современных ГТД работает при температурах 1150-1250 ^{0}C. Защита поверхности внутренней полости и перфорационных отверстий охлаждаемых лопаток турбины имеет очень большое значение, так как в большинстве случаев разрушение лопаток начинается с зарождения микротрещин именно на этих поверхностях.

Влияние защитных покрытий на механические свойства сплава ЧС70У-ВИ наглядно проявляется при испытаниях на газодинамическом стенде в продуктах сгорания дизельного топлива при 900 ^{0}C с впрыском 2%-го раствора соли (таблица 3) [3].

Таблица 3

Влияние защитного покрытия на механические свойства сплава ЧС70У-ВИ после выдержки в продуктах сгорания топлива

	Время выдержки при 900 ^{0}C, час					
	1		10		25	
	σ_B, МПа	δ,%	σ_B, МПа	δ,%	σ_B, МПа	δ,%
ЧС70У-ВИ без покрытия	565	12.0	450	8.5	275	2.5
ЧС70У-ВИ + ГЦП β-(CO,Ni)Al	595	12.5	500	11.0	370	7.0

Как показал литературный анализ, решение такого сложного вопроса, как повышение прочности лопаток газовых турбин, требует системного подхода. Конечные результаты зависят не только от выбора оптимального материала, но и от использования различных систем защитных покрытий.

Литература

1. Калюкин Ю.Н. Современные методы управления кристаллизацией турбинных лопаток из жаропрочных сплавов // Газотурбинные технологии. – Рыбинск, 2007. – №5. – С. 6 – 11.
2. Кузнецов В.П., Лесников В.П. Система производства комплексных покрытий для турбинных лопаток ГТД // Газотурбинные технологии. – Рыбинск, 2005. – №8. – С. 10 – 12.
3. Кузнецов В.П., Лесников В.П. Коррозионный сплав ЧС70У-ВИ и защитные покрытия для лопаток ТВД станционных ГТД // Газотурбинные технологии. – Рыбинск, 2007. – №4. – С. 26 – 27.
4. Кузнецов В.П., Лесников В.П. Материалы и защитные покрытия турбинных лопаток – основа эффективности ГТД // Газотурбинные технологии. – Рыбинск, 2005. – №3. – С. 36 – 38.
5. Сударев А.В., Сурьянинов А.А. Высокотехнологическая безусадочная керамика для газовых турбин // Газотурбинные технологии. – Рыбинск, 2007. – №10. – С. 12 – 16.

ГАЗЛИФТНЫЙ СПОСОБ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

А.А. Васильев
Научный руководитель доцент Н.А. Антропова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В практике современных нефтедобывающих предприятий существует целый арсенал способов, методов и технологий эффективной добычи нефти. В зависимости от геологического строения месторождения, свойств нефти, внутрипластового давления и многих других факторов применяются те или иные способы добычи нефти.

Впервые непрерывный лифт с использованием воздуха (эрлифт) в качестве рабочего агента был применен в США в 1864г. В России эрлифт был впервые применен на нефтяных промыслах в Баку в 1897 г. по предложению В. Г. Шухова. В 1924 г. в США Флетчер патентует «Плунжер-лифт». Важным событием явилось изобретение лифтного клапана. В 1925г. воздух был заменен газом, началось применение периодического газлифта с автоматическим управлением [1].

В связи с использованием газлифтных клапанов, новой автоматики, пакеров и прочего оборудования разрабатываются новые типы установок газлифта. В конце 30-х годов стало ясно, что периодический газлифт не может конкурировать со штанговым глубинным насосом. Применение его стало сокращаться. Во время Второй Мировой войны газлифт в США становится популярным. В это время изготовители разработали очень простые бесшовные сильфоны. Разработаны системы съемных клапанов, которые могут быть установлены и сняты без подъема и спуска труб.

В 1936г. в тресте «Малгобекнефть» впервые был применен плунжерный лифт, изготовленный по образцу американской фирмы ЮЗ (Hudghes).

В 1962г. Краснодарским филиалом ВНИИнефть был разработан новый для СССР тип периодического газлифта, который в силу предполагавшихся отличительных особенностей получил название «гидропакерный автоматический поршень», т. е. поршень, зазор которого с трубами пакуется жидкостью. Таким образом, в разное

время, в разных местах (Азербайджан, Краснодарский край, Казахстан, Западная Сибирь) на территории бывшего СССР, ныне РФ, делались попытки перехода на газлифтный способ добычи нефти [2].

Из приведенной таблицы видно [4], что газлифтный метод используется на незначительном фонде добывающих скважин в следствие разных причин. Тем не менее, газлифтный способ сегодня набирает популярность и у него есть очень большое будущее.

Обычно разработка нефтяного месторождения сопровождается снижением пластового давления. Для эффективной работы газлифта необходимо иметь относительное погружение ε = 0,5 – 0,6. При падении пластового давления приходится опускать башмак, при этом относительное погружение уменьшается. В конце концов, эксплуатация газлифтом из-за больших $R_н$ становится невыгодной и возникает вопрос о переводе скважины на периодический газлифт.

Таблица

Распределение числа скважин и добычи нефти в зависимости от способа эксплуатации

Способ эксплуатации	Число скважин, %	Средний дебит, т/сут.		Добыча, % от общей	
		Нефти	Жидкости	Нефти	Жидкости
Фонтанный	8,8	31,3	51,9	19,5	9,3
Газлифтный	4,3	35,4	154,7	11,6	14,6
УЭЦН	27,4	28,5	118,4	52,8	63,0
ШГН	59,4	3,9	11,0	16,1	13,1
Прочие	0,1	-	-	-	-

Перевод на насосную эксплуатацию не всегда возможен из-за большого пластового газового фактора в условиях приема насоса, даже если его приходится устанавливать на забое, либо из-за обильного поступления песка. Такие скважины целесообразно перевести на периодический газлифт, при котором нагнетаемый в скважину газ подается периодически. Цикл работы периодического газлифта можно разделить на период накопления жидкости в скважине без закачки газа; период закачки сжатого газа в скважину; период расширения закачанного газа и выброса накопившейся в скважине жидкости.

Вследствие цикличности работы скважины давление на забой периодически изменяется от минимального в начале периода накопления Тн до максимального к концу этого периода, т. е. перед началом периода выброса жидкости Тв. Уровень жидкости в скважине также изменяется от своего наинизшего положения перед началом периода накопления до наивысшего — к концу этого периода. Периодический газлифт называют еще лифтом замещения, так как накопившаяся жидкость замещается газом и выталкивается по насосно-компрессорным трубам в виде жидкостной пробки, которая в процессе своего подъема частично, а иногда и полностью смешивается с газом, образуя газожидкостную смесь. Дебит скважины при периодической эксплуатации всегда меньше, чем при непрерывной, при прочих равных условиях, так как среднеинтегральная депрессия на пласт вследствие периодических колебаний динамического уровня всегда меньше постоянной депрессии при непрерывной эксплуатации. Чем больше разница между среднеинтегральными депрессиями при периодической и непрерывной эксплуатациях, тем больше будет потеря добычи нефти при переходе на лифт замещения. Эта разница зависит от частоты циклов. Чем короче периоды, т. е. чем чаще циклы, тем меньше амплитуда колебаний динамического уровня жидкости в скважине и тем ближе его среднеинтегральное значение к уровню, устанавливающемуся при непрерывной работе скважины. Таким образом, переход на периодическую эксплуатацию неизбежно связан с частичной потерей в дебите скважины. Эти потери зависят от частоты циклов, которую можно изменять. Поэтому переход на периодический газлифт оправдан, если экономия от уменьшения удельного расхода газа, энергии и других затрат, связанных с таким переходом, превышает стоимость потерянной нефти. Необходимо заметить, что при определенной комбинации условий эксплуатировать скважину непрерывным газлифтом вообще становится невозможно из-за низких уровней жидкости, слабых притоков, наличия песка и большого удельного расхода газа. Существует несколько разновидностей периодического газлифта:

- обычный газлифт с отсекателем на поверхности, действующим периодически;
- установка с концевым рабочим клапаном дифференциального действия и пакером, перекрывающим межтрубное пространство;
- установка с камерой замещения и двухрядным лифтом;
- установки с камерой замещения, однорядным лифтом и пакером;
- установки с плунжером.

Этим перечнем не исчерпывается все разнообразие периодического и плунжерного газлифта. Однако подавляющая часть перечисленных разновидностей периодического газлифта находит весьма ограниченное практическое применение и потому описывается кратко [3].

Следует отметить, что достоинства той или иной схемы периодического газлифта, кроме ее дешевизны, простоты и надежности, расцениваются по удельному расходу газа, а также по тому, воздействует или нет на пласт циклическое нагнетание газа в скважину, так как при таком воздействии сокращается приток и разрушается призабойная часть пласта.

Типичной установкой такого вида газлифта является так называемый плунжерный лифт, который мы более подробно рассмотрим ниже.

При вытеснении газом столба жидкости, накопившейся в камере замещения, по НКТ в установках периодического газлифта происходит неполное вытеснение жидкости на поверхность. Часть жидкости стекает по стенкам труб вниз. Количество стекающей вниз жидкости, очевидно, зависит от высоты подъема, диаметра труб

и вязкости жидкости. Чем больше высота подъема и диаметр труб и чем меньше вязкость жидкости и скорость подъема, тем больше жидкости стечет вниз по внутренним стенкам колонны труб назад в камеру замещения. При некоторой комбинации условий вся поднимаемая жидкость в процессе такого подъема заместится газом и стечет назад по стенкам труб. Это привело к мысли установить подвижную перегородку на границе раздела жидкости и газа. В качестве такой подвижной перегородки используют поршень-плунжер в виде свободно двигающейся в НКТ короткой трубы длиной 0,5-0,6 м. На внешней поверхности поршня делаются кольцевые канавки для увеличения гидравлического сопротивления в зазоре между плунжером и трубой, служащие лабиринтным уплотнением. Зазор между поршнем и внутренним диаметром НКТ составляет 1,5-2 мм. В нижней части поршня имеется клапан со штоком. При нажатии на шток клапан закрывается и может оставаться в закрытом состоянии, если давление, действующее на него снизу, больше давления, действующего сверху. При выравнивании давлений клапан падает под действием собственной тяжести и устанавливается в специальном посадочном седле, открывая боковые окна для свободного прохода газа через поршень. В таком состоянии (с открытым клапаном) поршень падает вниз по НКТ, достигает уровня жидкости, погружается в нее и доходит до упора на башмаке НКТ. Шток клапана, ударяясь об упор, закрывает клапан, а газ, накапливающийся под плунжером, начинает толкать его вверх вместе со столбом жидкости, находящимся над поршнем. Происходит подъем очередной порции жидкости и ее перелив в отводную нефтесборную линию. После слива жидкости давления над и под плунжером выравниваются, клапан открывается и утапливается в свое седло, оставляя каналы открытыми для свободного прохода газа. В таком состоянии плунжер беспрепятственно падает по НКТ вниз до упора на башмаке, при ударе о который он снова закрывается. Цикл повторяется.

Наличие такого разделительного поршня между столбом жидкости и подпирающим его газом существенно уменьшает потери жидкости, поскольку ее утечки в малом зазоре (1,5-2 мм) между поршнем и подъемными трубами малы. Кроме того, уменьшению этих утечек способствует и то, что давление газа под поршнем всегда несколько больше гидростатического давления столба жидкости над ним. Полет поршня вниз при открытом клапане происходит с большой скоростью. Поэтому для смягчения его ударов в нижней части НКТ вместо жесткого упора устанавливается пружинный амортизатор, не препятствующий проходу жидкости, но смягчающий удары поршня при падении. На буфере скважины, в верхней части колонны НКТ также устанавливается пружинный амортизатор, смягчающий удары поршня при подъеме. Плунжерный лифт может работать как на пластовом газе, так и с подкачкой газа с поверхности. Поэтому обвязка устья предусматривает возможность подачи сжатого газа в межтрубное пространство при недостатке пластового газа. Кроме того, на газовой линии, питающей скважину, устанавливают клапан-прерыватель с мембранным исполнительным механизмом, действующим от давления на буфере, или связанный с часовым механизмом.

При такой обвязке газ периодически с заданными циклами подается в межтрубное пространство, продолжительность которых подбирается опытным путем. Плунжерный лифт и его разновидности — так называемый гидропакерный лифт — не нашли широкого применения при добыче нефти.

В целом конструкция плунжерного лифта такая же, как и при других способах газлифтной эксплуатации, описана выше.

Неустойчивость работы, частые самопроизвольные остановки, необходимость постоянного квалифицированного обслуживания, а также низкий к.п.д. установки, связанный со значительным удельным расходом газа, не способствовали широкому распространению этого вида периодического газлифта.

Известные методы подъема жидкости из нефтяных и газовых скважин обладают недостаточной эффективностью и не всегда могут быть применены на месторождениях с низким пластовым давлением газа или низким газовым фактором. Так и плунжерный газлифт — один из наиболее недостаточно применяемых способов эксплуатации скважин. Выявлено, что этот способ применяется лишь при исключительных условиях, имеет ряд недоработок и для его осуществления необходимы существенные материальные затраты. Разработки по усовершенствованию технологии данного метода ведутся и в России. ТОО СП «Акселсон-Кубань», п.Черноморский Краснодарского края предложили технологию плунжерного шарового лифта. Предлагаемая технология отличается от известных тем, что применяется шаровой плунжер специальной конструкции с оригинальным устьевым амортизатором-накопителем шаровых плунжеров. Шаровые плунжеры обладают высоким гидравлическим сопротивлением обтекающему их потоку газа, препятствуют его свободному прорыву в столб жидкости над ними. Количество рабочих циклов подъема жидкости зависит от количества шаровых плунжеров на забое скважины. Возможен вариант применения одного шара, т.е. сброс одного плунжера на забой после гашения скорости в устьевом амортизаторе. Технология, конструкция устьевого амортизатора и конструкция шарового плунжера защищены авторскими свидетельствами.

Литература

1. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1990. – 427 с.
2. Крец В.Г., Лене Г.В. Основы нефтегазодобычи. – Томск: Изд. ТГУ, 2000. – 200 с.
3. Крец В.Г., Лукьянов В.Г. Нефтепромысловое оборудование: комплект каталогов. – Томск: Изд-во Том. ун-та, 1999. – 900 с.
4. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1989. – 480 с.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ И СООТВЕТСТВИЯ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК ЗАЯВЛЕННЫМ ПРОИЗВОДИТЕЛЯМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМ

А.В. Кокорин[1]
Научный руководитель старший научный сотрудник В.Н. Манжай[2]
[1] Томский политехнический университет, г. Томск, Россия
[2] Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

При транспорте нефти из одного пункта в другой обращают внимание не только на научную и практическую части вопроса, но и на экономическую. Одним из способов снижения постоянных затрат на перекачку является снижение количества денежных сумм, выделяемых на транспортировку единицы тонны нефти. Этого можно добиться с помощью применения широко известных противотурбулентных присадок. Но компании-производители не всегда руководствуются правильным подходом при определении эффективности своей продукции, тем самым, предоставляя Компаниям-заказчикам ложную информацию о характеристиках предлагаемого товара. Исследование проводилось с целью помощи Компании-заказчику получать больше прибыли от использования противотурбулентных присадок.

В зависимости от величины скорости течения ньютоновской жидкости могут реализоваться ламинарный или турбулентный режимы. При любом режиме течения объемный расход при заданном перепаде давления между концами канала, тем больше, чем меньше кинематическая вязкость жидкости. Но растворение в турбулентном потоке небольшого количества высокомолекулярного полимера, сопровождающееся увеличением вязкости среды, приводит к аномальному увеличению скорости течения полимерного раствора по сравнению со скоростью исходного растворителя при фиксированном перепаде давления.

В лабораторных условиях изучение такого необычного поведения движущихся полимерных растворов можно проводить на установках двух типов: турбулентном реометре и лабораторном стенде «Поток», имеющимся в собственности кафедры транспорта и хранения нефти и газа.

Проводя свои исследования на турбулентном реометре, мы задавали одинаковые напряжения сдвига для растворов различных концентраций.

После измерения при τw = const, рассчитывали также приращение объемного расхода и относительное увеличение пропускной способности канала. Все экспериментально определяемые характеристики турбулентного течения полимерных растворов зависят от концентрации растворенного образца и описываются идентичными кривыми с максимумом.

Такой экстремальный вид концентрационных кривых является типичным для всех известных пар полимер-растворитель независимо от их химической природы. Идентичность этих кривых обусловлена их аналитической взаимосвязью.

$$\Delta Q / Q_s = [1/(1 - DR/100)^{0,5}] - 1$$

Эксплуатация реальных трубопроводов осуществляется при различных гидродинамических условиях (числах Рейнольдса и напряжениях сдвига), поэтому для прогнозирования эффективности противотурбулентных добавок после перехода от лабораторных исследований к их промышленному применению в магистральных трубопроводах требуется информация о влиянии на величину эффекта вышеназванных гидродинамических параметров, которые функционально взаимосвязаны.

$$\mathrm{Re} = 6{,}32 \cdot (\tau_w / \rho)^{0,57} \cdot (D/\nu)^{1,14}$$

Поскольку коэффициент гидродинамического сопротивления зависит от числа Рейнольдса, то гидромеханики чаще всего и определяют зависимость эффективности применения присадок от числа Рейнольдса, вследствие чего некорректно считается и сама эффективность, а именно завышается. Не проводя экспериментов, а руководствуясь доступной информацией о проведенных испытаниях в транспортирующих компаниях и расчетами полученных ими данными можно сказать, что эффективность таких присадок как FLO XL («Baker Pipeline Products»), Neccad-447 («Fortum Oil and Gas Oy») считалась по неточной методике расчета.

Так как в трубах различной геометрии невозможно реализовать течения с одинаковыми числами Рейнольдса и напряжениями сдвига, то при проведении лабораторного тестирования полимерных добавок с целью прогнозирования их поведения в магистральных трубопроводах необходимо определиться, какой из этих двух факторов (Re или τw) является доминирующим. Для решения этой дилеммы нами были проведены экспериментальные исследования влияния напряжения сдвига и числа Рейнольдса на скорость турбулентного течения водного раствора полиакриламида (Ср= 0,28 кг/м3) на двух разных турбореометрах. Результаты экспериментов показывают, что кривые зависимостей величины эффекта и относительного приращения скорости от числа Рейнольдса, полученные на разных реометрах, не совпадают. Это различие может свидетельствовать о том, что результаты моделирования течений с одинаковыми числами Рейнольдса на трубах с различными геометрическими размерами не являются надежным критерием для оценки противотурбулентной эффективности полимерных добавок, поэтому экспериментальные данные после тестирования одних и тех же полимерных образцов разными исследователями часто заметно отличаются.

Далее нами были получены опытные данные тех же исследований водного раствора на двух разных турбореометрах, но представленные в виде кривых зависимостей от напряжения сдвига. Определено, что независимо от геометрических характеристик каналов реометров все экспериментальные точки ложатся на соответствующие (неразрывные) кривые, которые с вполне удовлетворительными коэффициентами корреляции R2 >0,97 аппроксимируются логарифмическими функциями.

Но не нужно забывать о том, что при проведении экспериментов использовались турбореометры с малым сечением каналов относительно промышленных образцов. Для решения задачи и максимального

приближения условий течения жидкости к промышленным было предложено использовать лабораторный стенд «Поток» кафедры транспорта и хранения нефти и газа Томского политехнического университета.

Используя данный стенд, нами были выявлены те же зависимости, что и на турбулентных реометрах, вследствие чего был сделан вывод о независимости экспериментальных показаний от сечения канала, по которому течет жидкость. То есть, те зависимости, которые можно наблюдать в лабораторных условиях подходят для применения на магистральных нефтепроводах.

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ СВАРНЫХ КОНСТРУКЦИЙ ТРУБОПРОВОДОВ НА ОСНОВЕ ПРИМЕНЕНИЯ ИМПУЛЬСНЫХ ИСТОЧНИКОВ ПИТАНИЯ

А.В. Кокорин
Научный руководитель доцент А.В. Рудаченко
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Эксплуатационная надежность сварных конструкций стальных трубопроводов связана со стабильностью энергетических параметров технологических процессов их получения. Вместе с тем, существует большое количество факторов, затрудняющих формирование бездефектных сварных соединений.

Основной проблемой при сварке конструкций в различных пространственных положениях, в том числе стыков магистральных трубопроводов, является обеспечение требуемого качества корневых, заполняющих и облицовочных слоев, и наличие у свариваемого стыка высокого уровня механических характеристик. 90% дефектов, выявляемых при контроле качества сварных соединений, связано с дефектами в корневых слоях сварных швов: подрезами, непроварами, неметаллическими включениями, порами.

Основной причиной появления указанных дефектов, помимо связанных с плохой подготовкой стыка под сварку, является нарушение режимов сварки. Как правило, требуемое качество сварных соединений может быть обеспечено высококлассными специалистами только при тщательной подготовке свариваемого стыка и использовании высококачественных материалов.

Прогрессивными с точки зрения оперативного управления процессом формирования сварного соединения, при наличии большого числа возмущающих факторов, являются импульсные технологии, которые обеспечивают стабилизацию, проплавляющей способности дуги на уровне мгновенных значений тока и напряжения.

Перспективным направлением в решении этой задачи является частичная автоматизация процесса сварки путем модулирования сварочного тока с использованием импульсных источников питания.

При управляемых процессах сварки можно снизить требования к динамическим свойствам системы питания, поскольку требуемая скорость нарастания тока гарантируется алгоритмом управления сварочным циклом.

Если рассматривать вопрос с практической точки зрения, то импульсный режим дуговой сварки штучным электродом позволяет:

- реализовать одностороннюю сварку корневых швов с формированием обратного валика при сварке труб;
- формировать более дисперсную структуру в верхних, средних и корневых слоях сварных швов;
- уменьшить зону термического влияния;
- повысить однородность структуры и уменьшить размер зерна металла сварного шва;
- увеличить предел прочности и сохранить пластичность металла.

В результате применения импульсной технологии снижаются требования к квалификации сварщика, к качеству сборки стыка под сварку и качеству электродных материалов. Техника выполнения сварки в различных пространственных положениях значительно упрощается, обеспечиваются требуемые свойства и эксплуатационная надежность сварных соединений, улучшаются их качественные показатели.

Применение импульсного режима сварки труб большого диаметра из сталей типа 10Г2С и 17Г1СУ, предназначенных для нефте- и газопроводов, позволяет повысить однородность структуры и в 2–3 раза уменьшить размер зерна металлов сварного шва и зоны термического влияния основы, в результате чего увеличивается предел прочности и сохраняется пластичность металла.

В конечном итоге, импульсный режим приводит к повышению эффективности строительства, эксплуатации, ремонта нефтегазопроводов и резервуаров.

Естественно возникает вопрос о технике и предъявляемым к ней требованиям при строительстве и ремонте трубопроводов, а именно:

1. Сварочное оборудование должно надежно работать в полевых условиях при питании от дизельэлектростанций ограниченной мощности в температурном диапазоне ±40°С и не выходить из строя при аварийном отключении дизеля.

2. Качество сварки должно оставаться стабильным независящим от амплитуды и формы напряжения при одновременной работе нескольких сварочных постов от одной дизельэлектростанции при всех внешних отрицательных воздействиях.

3. Оборудование должно обеспечивать сварку электродом с основным и целлюлозным покрытием в диапазоне токов 30-315 А при ПВ 100%.

4. Сварочное оборудование должно иметь возможность предварительной установки и регулирования тока в зависимости от пространственного положения места сварки.

Современный рынок сварочного оборудования готов предложить широкий ряд различного инверторного оборудования в разных ценовых и профессиональных группах. Но не всегда это оборудование отвечает потребностям строителей.

Для реализации импульсных технологий сварки и наплавки на базе Томского Завода Сварочной Техники, руководителем которого является автор статьи (в настоящее время магистрант), разработано специализированное сварочное оборудование типа «Дуга», предназначенное для дуговой сварки покрытыми электродами металлоконструкций в различных пространственных положениях конструкций из конструкционных и нержавеющих сталей.

Благодаря применению микропроцессорной системы управления, выходные сварочные характеристики формируются математически точно и не зависят от колебаний напряжения питающей сети.

Элементная база, на которой построен импульсный источник питания «Дуга-315», обеспечивает безотказную работу в диапазоне температур от минус 40 до +50°С при продолжительности включения 100%. Масса сварочного аппарата составляет 12 кг, что обеспечивает мобильность сварочных работ.

Применение разработанных технологий и оборудования позволит не только увеличить производительность сварочно-монтажных работ, усовершенствовать технику выполнения сварных швов в различных пространственных положениях, гарантировать высокое качество сварных соединений, снизить затраты на строительство и ремонт, но и отказаться от закупки дорогостоящих импортных электродов, электродных материалов и сварочного оборудования.

ЗАБОЙНЫЙ ТЕПЛОПАРОГЕНЕРАТОР ДЛЯ ЭЛЕКТРОТЕРМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРОДУКТИВНЫЙ ПЛАСТ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

Е.Е. Мельникова
Научный руководитель профессор Э.А. Загривный
Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В. Плеханова (технический университет), г. Санкт-Петербург, Россия

В настоящее время особую важность приобретает рациональное освоение широко распространенных залежей тяжелых высоковязких нефтей (ВВН), разведанные запасы которых достигают 700 млрд.т. В Северо-Западном регионе РФ доля разведанных запасов тяжелых нефтей составляет более 50 %. На естественном режиме эксплуатации скважин нефтеотдача составляет ~ 6% [1]. Безальтернативными методами повышения нефтеотдачи пластов отечественными и зарубежными специалистами признаны термические воздействия на продуктивные пласты ВВН.

К недостаткам современных термических методов добычи ВВН можно отнести высокие материало- и капиталоемкость теплоэнергетического оборудования, потери теплоты в распределительной трубопроводной системе и в скважине, а также снижение эффективности процесса из-за сжигания части добытой нефти или газа в парогенераторах и значительное ухудшение экологической обстановки в районах нефтедобычи.

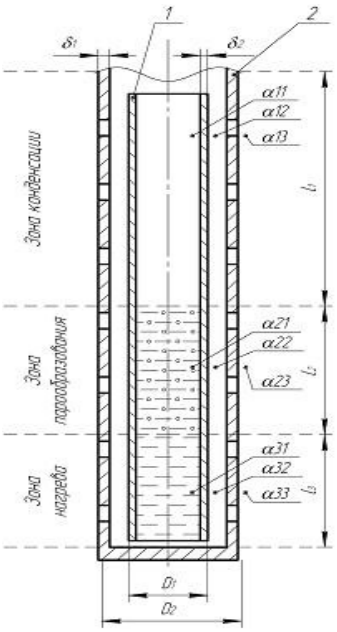


Рис. Расчетная схема теплопарогенератора

Одним из перспективных направлений развития термических методов добычи является разработка забойных теплогенераторов [2]. Предложенные ранее методы теплового воздействия на пласт с помощью скважинного электродного нагревателя имеет ряд недостатков с точки зрения эффективности, т.к. отсутствовал комбинированный термогидродинамический эффект воздействия за счет передачи теплоты от нагревателя и фильтрации пара в пласт.

Комбинированный электродный нагреватель работает следующим образом. По силовому кабелю на фазные диски-электроды устройства, заполненного токопроводящей жидкостью, подают напряжение, после чего от дисков-электродов через жидкость, потечет ток, вызывая нагрев, кипение и образование пара, что в свою очередь приведет к теплообмену между стенкой корпуса и внутрискважинной жидкостью. При работе происходит рост давления внутри корпуса нагревателя и часть пара поступает наружу через специальный клапан, производя в дальнейшем термогидродинамическую обработку призабойной зоны (см. рисунок). Потери пара в электродном нагревателе компенсируются поступлением воды с поверхности со средним расходом *G*.

Основное преимущество предложенного комбинированного электродного нагревателя (КЭН) проявляется в одновременном наложении эффектов гидродинамического и термодинамического воздействия, при этом тепло в нефтепластовой среде оказывает влияние на все ее компоненты и радикально изменяет связи и фильтрационные условия, что выражается в уменьшении вязкости нефти, увеличении ее подвижности, ослаблении структурно-механических свойств, улучшении условий для капиллярной пропитки и, как следствие, увеличении коэффициента вытеснения и конечной нефтеотдачи.

Для определения конструктивных параметров КЭН, в частности длины зон нагрева и парообразования рассмотрен тепловой баланс в случае стационарного режима функционирования. Полная мощность нагревателя *Q* расходуется на нагрев и испарение закаченной воды, с последующим выбросом ее в виде пара в пласт и на

отдачу теплоты в пласт за счет теплообмена через боковую поверхность с учетом тепловых сопротивлений R_i для каждой из зон нагревателя:

$$Q = G(C_{ж}(T_{кип} - T_0) + r) + (\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_T})(\frac{T_{кип} + T_0}{2} - T_{пл}) + (\frac{1}{R_2} + \frac{1}{R_3})(T_{кип} - T_{пл}), \quad (1)$$

где T_0, $T_{кип}$, $T_{пл}$ – начальная температура закачиваемой воды, температура кипения при пластовом давлении и температура пласта соответственно.

Для определения тепловых сопротивлений составим тепловую схему КЭН, которая включает в себя тепловые сопротивления, характеризующие как кондуктивный перенос теплоты, так и перенос теплоты, осуществляемый за счет конвекции теплоносителя.

Разобьем КЭН на три зоны: нагрева, парообразования и конденсации (см. рис.). Общее тепловое сопротивление R рассчитывается по формуле параллельного соединения для каждой из зон с учетом тепловых оттоков с торца R_T:

$$R = \left[\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \frac{1}{R_3} + \frac{1}{R_T}\right]^{-1} \quad (2)$$

Каждый из трех участков характеризуется наличием четырех конвективных составляющих тепловых сопротивлений и двух кондуктивных [3]:

$$R_i = \frac{1}{\alpha_{i1}\pi(D_1 - 2\delta_1)\ell_i} + \frac{1}{2\pi\ell_i\lambda_1} \cdot ln\frac{D_1}{(D_1 - 2\delta_1)} + \frac{1}{\alpha_{i2}\pi D_1\ell_i} + \quad (3)$$
$$+ \frac{1}{\alpha_{i2}\pi(D_2 - 2\delta_2)\ell_i} + \frac{1}{2\pi\ell_i\lambda_2} \cdot ln\frac{D_2}{(D_2 - 2\delta_2)} + \frac{1}{\alpha_{i3}\pi D_2\ell_i},$$

где i = 1, 2, 3; λ_1 и λ_2 - коэффициенты теплопроводности стенок 1 и 2.

Основная трудность заключается в нахождении коэффициентов теплоотдачи $\alpha_{i1}, \alpha_{i2}, \alpha_{i3}$. Их расчет проводился по формулам для различных режимов теплообмена в зонах естественной конвекции, кипения и конденсации [3-5]. Необходимо отметить, что весь тепловой расчет КЭН и коэффициентов теплоотдачи в частности проводился итерационным способом, при котором для каждого из приближений проводилось уточнение коэффициентов теплопередачи, теплофизических свойств и геометрических размеров КЭН.

Основным достоинством комбинированного электродного нагревателя является возможность уменьшить подачу пара (питательной воды) в призабойную зону скважины при доставке в продуктивный пласт заданного количества тепловой энергии (кВт·час), превышающего энергию произведенного пара.

Литература

1. Антониади Д.Г., Гарушев А.Р., Ишханов В.Г. Настольная книга по термическим методам добычи нефти. – Краснодар: Советская кубань, 1981.
2. Кутателадзе С.С. Основы теории теплообмена. – Новсибирск: Наука, Сибирское отд., 1970.
3. Макаревич В.Н., Прищепа О.М., Давыденко Б.И. и др. Мелкие и трудноосваиваемые месторождения нефти Северо-Запада России // НефтьГазПромышленность. – М., 2006. – №4.
4. Михеев М.А., Михеева И.М. Основы теплопередачи. – М.: Энергия, 1977.
5. Тепло- и массообмен. Теплотехнический эксперимент: Справочник / Под общей ред. В.А. Григорьева и В.М. Зорина. – М.: Энергоиздат, 1982.

КРИТЕРИИ АДАПТАЦИИ ПРИ ВЫБОРЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ В НЕФТЕГАЗОВОМ ПРОИЗВОДСТВЕ

А.С. Пашкова
Научный руководитель старший преподаватель А.В. Шадрина
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

По результатам исследований Федеральной службы надзора за опасными промышленными объектами установлено, что современная система мониторинга безопасности на предприятиях и объектов нефтегазового комплекса является устаревшей и недостаточно эффективной, а нормативная база, созданная около двадцати лет назад, требует модернизации и адаптации к современным технологиям. По данным управления по надзору в нефтяной и газовой промышленности Госгортехнадзора России, большинство трагических аварийных ситуаций происходит на объектах, которые официально считаются безопасными.

В Российской федерации действует комплекс программ, направленных на создание централизованной системы оперативного мониторинга, управления и обеспечения надежности, безопасности промышленных объектов РФ:

– Постановление правительства РФ от 28.01.2002 г. №65 «О федеральной целевой программе «Электронная Россия (2001-2010 гг.)» (с изм. от 26.07.2004 г.);

– Распоряжение Правительства РФ от 27 августа 2005 г. №1314-р о «Концепции федеральной системы мониторинга критически важных объектов и (или) потенциально опасных объектов инфраструктуры Российской Федерации и опасных грузов»;

– Региональные программы комплексного решения проблем, направленные на достижение необходимого уровня безопасности населения и территорий в чрезвычайных ситуациях, такие как «Снижение рисков и смягчение последствий чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» (Постановление Губернатора Тюменской области от 19.12.2000 г. №309), областная программа «Предупреждение чрезвычайных

ситуаций, стихийных бедствий, эпидемий и ликвидация их последствий» (на 2005-2010 гг.) (Постановление №122-пк) и другие [1].

В рамках реализации всероссийской программы актуальной задачей является разработка универсальных систем мониторинга надежности нефтегазовых объектов, действующих в режиме реального времени и позволяющих осуществлять контроль и управление при различных уровнях и в масштабах систем.

В настоящее время в эксплуатации нефтегазовых объектов применяются технологии упреждающего контроля (APC – advanced process control) различных типов, как правило, ввода и вывода параметров (SISO) или многоразового ввода и одноразового вывода параметров (MISO).

В течение последних двух десятилетий в мировой практике формируется новое поколение систем мониторинга, основанных на технологии прогнозного контроля со многими переменными – (multivariable predictive control – MPC) и технологии оптимизации в режиме реального времени. Применяемые на отечественных нефтегазовых предприятиях системы типа SISO и MISO и, к сожалению, являются устаревающими.

Функции систем MPC заключаются в непрерывном контроле переменных: контролируемых (или ограничиваемых) – CV, регулируемых (или уставок) – MV, показателей производительности (key performance indicators – KPIs), и определение тех областей технологического процесса, где требуется особый контроль количественных показателей. Математическое и программное обеспечение таких систем является весьма дорогостоящим, однако такие системы позволяют обеспечить требования эксплуатации предприятия и увеличивать прибыль.

Создание системы мониторинга базируется на применении научного системного анализа, позволяющего осуществлять принятие решений в условиях большого количества информации различной природы. В итоге управление системой осуществляется техническими средствами или человеком на основе специально разработанных приемов, методик, типовых моделей организации системы и принятия решений.

Анализ существующей специальной литературы и технической документации позволяет утверждать, что для определения надежности трубопроводных систем транспорта энергетических ресурсов отсутствует комплексная система оценки надежности. В соответствии со стандартной номенклатурой действующей системы стандартов «Надежность в технике» основными свойствами (показателями) надежности являются ремонтопригодность, сохраняемость, безотказность и долговечность, которые, в свою очередь, определяются единичными показателями. Естественно, применительно к магистральным трубопроводам невозможно всегда однозначно определить приоритетные показатели надежности, т.к. каждый случай, по сути, является частным, и для каждого объекта приоритетными будут показатели в зависимости от цели и задач проводимых расчетов.

В инженерной практике для количественной оценки, как правило, принято использовать комплексные показатели конструктивной надежности систем или показатели безотказности. Однако с увеличением сроков эксплуатации объектов особое значение принимает обеспечение функциональной надежности системы, которая выражается в сохранении на заданном уровне рабочих параметров, регламентируемых требованиями и правилами нормативных документов. Возникает необходимость учета факторов, влияющих не только на потерю работоспособности единиц оборудования и их систем, но и на устойчивость параметров ее функционирования. Одна из причин такого положения дел заложена в самом определении надежности трубопровода непрерывно транспортировать продукт в соответствии с установленным проектом параметрами (давление, расход и др.) в течение заданного срока эксплуатации при установленном режиме контроля и технического обслуживания. Таким образом, в характеристики надежности трубопроводных систем целесообразно вводить и другие показатели, например, сохраняемости [2], который, по сути, является критерием адаптации и позволяет оценить изменение системы с течением времени по отношению к проектному состоянию.

Адаптация в кибернетике – процесс накопления и использования информации в системе, направленный на достижение определенного, обычно оптимального в некотором смысле, состояния или поведения системы при начальной неопределенности и изменяющихся внешних условиях. При адаптации могут изменяться параметры и структура системы, алгоритм функционирования, управляющие воздействия и т.п. [1].

В упрощенном виде критерий адаптации может быть представлен в виде показателя сохраняемости [2]:

$$A_{1m} = \sum_{i_c}^{n} C_{i_c} \cdot k_{i_c} ,$$

где A_1 – общий показатель сохраняемости системы;

C_{i_c} – показатель сохраняемости системы на уровне *m*;

i – номер показателя сохраняемости на уровне *m*;

k_{i_c} – весовой коэффициент значимости для *i*- го показателя сохраняемости на уровне *m*;

n – общее число показателей для системы;

m – уровень сложности системы.

К показателям сохраняемости для оценки надежности объектов трубопроводного транспорта можно отнести: коэффициент гидравлической надежности, коэффициент сохраняемости вероятностный, коэффициент снижения сохраняемости по сроку эксплуатации, коэффициент сохраняемости по прочности, коэффициент резервирования, коэффициент сохраняемости по коррозионной стойкости, коэффициент движения грунтов, коэффициент технического состояния (коэффициент дефектности), коэффициент гидравлической эффективности и т.д.

В зависимости от анализируемого объекта, как при решении задач анализа, так и при решении задач синтеза, следует отметить, что выбор показателей сохраняемости для построения множества состояний объекта, его модели или определение их приоритетности может иметь ряд особенностей.

Литература

1. Земенкова М.Ю., Кривохижа В.Н., Дуничев М.А. Разработка методов системного анализа надежности нефтегазовых объектов // Нефтегазовый терминал. Юбилейный выпуск, 2007.
2. Земенкова М.Ю., Каздыкпаев А.Ж., Курушина В.А. Математическое обеспечение систем упреждающего контроля надежности нефтегазовых объектов // Нефтегазовый терминал, 2007.
3. Рогов Е.И., Грицко Г.И., Вылегжанин В.Н. Математические модели адаптации процессов и подсистем угольной шахты. – Алма-Ата: «Наука» КазССР, 1979. – 240 с.

ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ БУРИЛЬНОЙ МАШИНЫ

А.С. Пашкова, А.В. Шадрина
Научный руководитель профессор Л.А. Саруев
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Функциональная схема (модель) бурильной машины – это графическое изображение ее структуры, каждая часть которой выполняет определенную функцию, а также указаны пути передачи воздействия между частями. В функциональной структуре элемент отождествляется с действием, которое он должен совершать. Функциональная модель бурильной машины ударно-вращательного действия на метауровне (наиболее обобщенное представление) представлена на рисунке *а*.

На входе – сжатый воздух $Q_{сж.в.}$, вода $Q_{в.}$, на выходе – крутящий момент $M_{кр.}$, угловая скорость бурового инструмента $v_{уг.}$, силовой импульс F, осевое усилие P_o. Все это управляемые параметры [1, 3]. На рисунке показан выход шлама $Q_{ш.}$ и воды $Q_{в.}$ из скважины.

Функциональная модель на макроуровне иллюстрирует процесс преобразования энергии в бурильной машине (рис. *б*).

Выделим на рисунке первичный преобразователь ПП, где происходит накопление энергии – рабочего тела (сжатый воздух). Параметры рабочего тела РТ (давление P, температура T, объем V) с помощью конечного преобразователя КП преобразуют энергию сжатого воздуха в механическую энергию.

Блок ПВ реализует подачу воды для обеспыливания воздуха и выноса шлама. Выход последних из скважин отражают $Q_{в.}$, $Q_{ш.}$.

На рисунке *б* показаны также механические потери мощности $P_м$, акустическое излучение (шум) *Ш* при работе двигателя и вибрация *В* механизмов машины.

В целом совершенствование техники ударно-вращательного бурения (повышение производительности) может идти в двух направлениях:

1. По пути увеличения мощности бурильных машин и улучшения конструкции и качества породоразрушающего инструмента.

2. По пути увеличения эффективности передачи энергии силовых импульсов на забой по буровому инструменту.

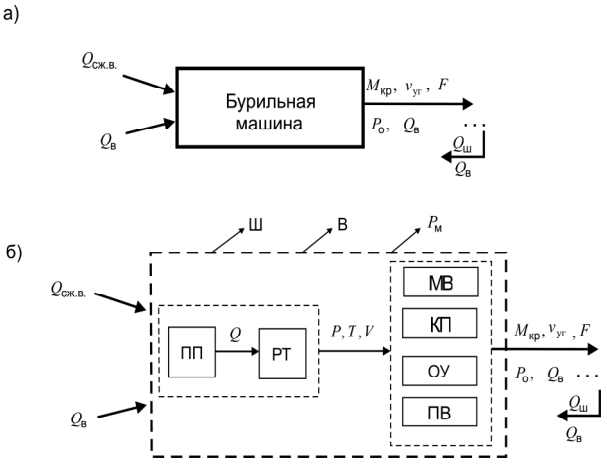


Рис. Функциональная модель бурильной машины
а) на метауровне; б) на макроуровне

Где $M_{кр.}$– крутящий момент; $v_{уг}$ – угловая скорость; F – силовой импульс; P_o– осевое усилие; $Q_{в.}$– вода; $Q_{ш.}$– шлам; $Q_{сж.в.}$– сжатый воздух; Ш – шум; В – вибрация; $P_м$ – механические потери мощности; Q – текучее тело (вода, воздух, смесь); ПП – первичный преобразователь (рабочая камера); РТ – рабочее тело (сжатый

воздух); *P* – давление; *T* – температура; *V* – объем; МВ – механизм вращения; КП – конечный преобразователь (преобразует энергию сжатого воздуха в удар); ОУ – осевое усилие; ПВ – подача воды.

Современные бурильные машины имеют энергию удара и момент вращения в несколько раз больше, по сравнению с прежними образцами. Это предъявляет более высокие требования к прочности бурового инструмента, воспринимающего и передающего ударные и крутильные нагрузки от буровой машины к разрушаемой горной породе [2]. Проблема эффективной передачи энергии удара к ПРИ через колонну бурильных труб до сих пор остается актуальной, несмотря на значительный объем исследований в этой области.

Литература

1. Полосин М.Д. Устройство и эксплуатация подъемно-транспортных и строительных машин. – М.: ПрофОбрИздат, 2001.
2. Шадрина А.В. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. Исследование закономерностей процесса распространения силовых импульсов по колонне труб при бурении скважин. – Томск, 2007.
3. Шестопалов К.К. Подъемно-транспортные, строительные и дорожные машины и оборудование. – М.: Мастерство, 2002.

ОЦЕНКА И ОБЕСПЕЧЕНИЕ ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ ВНУТРИПРОМЫСЛОВОГО НЕФТЕПРОВОДА СРЕДНЕ-ВАСЮГАНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.В. Попов
Научный руководитель профессор В.Г. Лукьянов
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Промысловый трубопровод расположен на территории Средне–Васюганского нефтяного месторождения в Каргасокском районе Томской области. Климат района резкоконтинентальный. Средняя годовая температура воздуха 1,9°С. Абсолютный минимум -52°С, абсолютный максимум +37°С.

Преобладающие грунты – торф, глина, суглинок, супесь. Нормативная глубина сезонного промерзания для торфа 0,8 м, для глины и суглинка 2,4 м, для супеси 2,75 м.

Трасса трубопровода проходит в коридоре с автодорогой. Имеется пересечение с ручьем и болотом второго типа. Протяженность трассы трубопровода составляет 2130 м.

Для определения диаметра проектируемого трубопровода на основании исходных данных нами выполнен гидравлический расчет с помощью программного пакета «Pipiephase» и продублирован при помощи программного пакета «Pipesim 2003».

Необходимый уровень конструктивной надежности промысловых трубопроводов обеспечивается путем категорирования трубопровода и его участков в зависимости от назначения и определения коэффициентов надежности, характеризующих назначение и условия работы трубопроводов, применяемые для трубопроводов материалы и действующие на них нагрузки.

Для определения устойчивости подземных трубопроводов по трассе нами выполнен расчет в соответствии с разделом 8 СП 34-116-97 и п. 8.23-п.8.25 СНиП 2.05.06-85* [5], который подтверждает устойчивость трубопроводов при действии положительного температурного перепада и внутреннего давления в трубопроводах и в случае пластической связи трубопровода с грунтом из условия:

$$|\sigma_{пр.NI}| \le \Psi_2 \cdot R_1 \quad (1)$$

$$R_1 = R_{un} \cdot \gamma_c / \gamma_m \cdot \gamma_n \quad (2)$$

$$\Psi_2 = \sqrt{1 - 0{,}75 \cdot (\sigma_{к.ц.} / R_1)^2} - 0{,}5\,(\sigma_{к.ц.}/R_1) \quad (3)$$

$$\sigma_{к.ц.} = n \cdot p \cdot D_{вн.} / 2\delta_н \quad (4)$$

$$\sigma_{пр.N} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu\,(n \cdot p \cdot D_{вн.} / 2\delta_н) \quad (5)$$

Результаты расчета сведены в табл. 1.

Из таблицы 1 видно, что условие прочности подземного трубопровода выполняется, т.к. $|\sigma_{пр.NI}| < \Psi_2 \cdot R_1$.

Таблица 1

Результаты расчета трубопровода на прочность в продольном направлении

Трубопровод, мм	$D_{вн}$, м	p, МПа	R_1, МПа	Ψ_2	$\sigma_{к.ц.}$, МПа	$\sigma_{пр.NI}$, МПа	$\Psi_2 \cdot R_1$
114х6	0,102	2,5	256,12	0,948	24,44	-121,2	243,03

Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций подземных стальных трубопроводов [1] производится по условию:

$$|\sigma_{пр}^{н}| \le \Psi_3 \cdot (m/0{,}9кн) \cdot R_2^{н} \quad (6)$$

$$\sigma_{пр}^{н} = \mu \cdot \sigma_{к.ц.}^{н} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t \pm E \cdot D_н / 2\rho \quad (7)$$

$$\sigma_{к.ц}^{н} = p \cdot D_{вн}./2\delta_{н} \quad (8)$$

$$\Psi_3 = \sqrt{1 - 0{,}75[\sigma_{к.ц}^{н}/(m \cdot R_2^{н}/0{,}9к_н)]^2} - 0{,}5[\sigma_{к.ц}^{н}/(m \cdot R_2^{н}/0{,}9к_н)] \quad (9)$$

Результаты расчета сведены в табл. 2.

Таблица 2

Результаты проверки подземного трубопровода на предотвращение недопустимых пластических деформаций

Трубопровод, мм	P, МПа	ρ, м	$D_н$, м	$R_2^н$, МПа	$\sigma_{к.ц}^{н}$, МПа	$\sigma_{пр}^{н}$., МПа	Ψ_3	$\Psi_3 \cdot (m/0{,}9к_н) \cdot R_2^н$
114х6	2,5	150	0,114	338	23,75	-199,69	0,943	265,859

Условие по предотвращению недопустимых пластических деформаций подземных трубопроводов выполняется, т.к. $|\sigma_{пр}^{н}| < (\Psi_3 \cdot (m/0{,}9к_н) \cdot R_2^{н})$.

Проверка общей устойчивости стальных трубопроводов в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы [7] производится из условия:

$$S \le m \cdot N_{кр} \quad (10)$$

$$S = 100 \cdot [(0{,}5 - \mu) \cdot \sigma_{к.ц.} + \alpha \cdot E \cdot \Delta t] \cdot F \quad (11)$$

Критическое продольное усилие для прямолинейных участков заглубленного в грунт трубопровода определяется по формуле:

$$Nкр = 2\sqrt{kyo \cdot Д_н \cdot E \cdot J} \quad (12)$$

Результаты расчета сведены в табл. 3.

Таблица 3

Результаты проверки общей устойчивости трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы

Трубопровод, мм	F, $м^2$	S, МН	J, $м^4$	$N_{кр}$, МН	$m \cdot N_{кр}$, МН
114х6	0,002	0,2714	$0{,}297 \times 10^{-5}$	3,09	2,31

Условие ($S < m \cdot N_{кр}$) выполняется, следовательно, общая устойчивость трубопроводов в заданных условиях обеспечивается.

Трубы для нефтесборного трубопровода соответствуют требованиям, изложенным в главе 4 РД 39-132-94, разделе 13 СНиП 2.05.06-85*, «Инструкции по применению стальных труб в газовой и нефтяной промышленности».

При выборе материала труб учитывались климатические условия района строительства, а также перспектива последующей реконструкции существующих промысловых трубопроводов месторождения

Толщина стенок труб выбрана на основе расчета [6].

Расчетные толщины стенок труб и соединительных деталей должны определяться по формуле:

$$t = \frac{\gamma_f \eta p_n D_н}{2(R_1 + 0.6\gamma_f p_n)} \quad (13)$$

С учетом коррозионного износа и прочностных характеристик отводов, толщина стенки трубопровода Ø114 мм принята равной 6 мм.

Для повышения прочности и устойчивости положения трубопровода под воздействием внутреннего давления, собственного веса и продольных сжимающих усилий, минимальный радиус упругого изгиба для проектируемых трубопроводов составляет 150 м.

В соответствии с ГОСТ Р 51164-98, ВСН 008-88 и СП 34-116-97 гл.18 предусмотрена защита трубопроводов от почвенной коррозии в виде изоляции внешней поверхности труб усиленного типа. В соответствии с требованиями СНиП 2.05.06-85* гл.8 и СП 34-116-97 гл.7 п.10 и гл.8 [7] выполнен расчет трубопроводов на общую устойчивость в продольном направлении и против всплытия. Трубы для строительства нефтесборных сетей до $Д_у$250 мм включительно, имеют отрицательную плавучесть и дополнительной балластировки не требуют.

Таким образом, согласно полученным результатам, позволяющих оценить основные параметры эксплуатационной надежности внутрипромыслового нефтепровода Средне-Васюганского нефтяного месторождения, можно сделать вывод о том, что подземный трубопровод, протяженностью 2130 м., имеющий переход через ручей и болото второй категории обеспечен необходимым уровнем эксплуатационной надежности в заданных условиях [2, 3, 4].

Литература

1. ВСН 51-3-85. Ведомственные строительные нормы. Проектирование промысловых стальных трубопроводов, 1985.
2. Иванцов. О.М., Надежность строительных конструкций магистральных трубопроводов. – М., Недра, 1985.

3. Литвин И.Е., Оценка показателей надежности магистральных трубопроводов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003.
4. Мазур И.И., Молдаванов О.И. Конструктивная надежность и экологическая безопасность трубопроводов. – М.: Недра, 1990.
5. СНиП 2.05.06-85*. Строительные нормы и правила. Магистральные трубопроводы, 2000.
6. СНиП III-42-80*. Строительные нормы и правила. Магистральные трубопроводы, 1999.
7. СП 34-116-97. Ведомственные строительные нормы. Инструкция по проектированию, сооружению и реконструкции промысловых нефтегазопроводов, 1997.

ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН УЭЦН С ВЕНТИЛЬНЫМИ ДВИГАТЕЛЯМИ

А.В. Рудченко
Научный руководитель доцент А.А. Щукин
Томский политехнический техникум, г. Томск, Россия

В связи с износом скважинного фонда, обводненности скважин и вовлечение в разработку «трудноизвлекаемых запасов» нефтедобывающие компании все шире используют механизированный способ эксплуатации скважин.

Наибольшее предпочтение отдается УЭЦН и УЭВН, так как их использование позволяет извлекать из пластов «тяжелую» нефть, нефть с большим газовым фактором, и содержанием мехпримесей; они могут работать в горизонтальных скважинах, на большой глубине и при большой обводненности.

Внедрение различных компьютерных программ для подбора УЭЦН и УЭВН с целью проектирования режимов их работы, позволила оптимизировать отбор скважинной продукции. Однако, за последние годы не было предложено принципиально новых технических решений, направленных на снижение издержек электропотребления, увеличения наработки на отказ; по-прежнему остается открытым вопрос об эффективном охлаждении электродвигателя, не ведутся работы по внедрению широкополосной регулировки оборотов погружного асинхронного электродвигателя.

В топливно-энергетическом комплексе страны для решения задачи энергосбережения в первую очередь должны быть усовершенствованы высокоэнергоемкие технологические процессы, такие как добыча нефти установками центробежных электронасосов. В 2005 году на добычу 451,1 млн. тон нефти в Западной Сибири было израсходовано 23,5 млрд. КВт·ч электроэнергии на сумму более 20 млрд. руб. Дальнейшее увеличение энергозатрат связано со стабильной тенденцией роста тарифов на электроэнергию. К 2010 году затраты на электроэнергию по добыче нефти центробежными насосами составят более 70 млрд. руб.

Кроме этого, в связи с малым межремонтным периодом, значительные средства затрачиваются на восстановление УЭЦН после отказа. Причинами отказов являются: перегрев обмотки электродвигателя из-за недостаточного охлаждения; большие пусковые токи при запуске насоса после остановки по причине недогруза или перегруза вследствие чего происходит пробой изоляции и выход из строя электродвигателя.

Ограниченное применение в нефтедобыче погружных винтовых электронасосов для извлечение высоковязких нефтей связано с низким ресурсом их работы из-за высокой частоты вращения асинхронного электродвигателя до 1380 об/мин или с необходимостью использования в составе привода УЭВН недостаточно надежных редукторов. Так, например, средняя наработка на отказ УЭВН на Усинском месторождении составляет 220 суток, причем, в 30% скважин наработка на отказ УЭВН составляют менее 100 суток.

В таких условиях добыча нефти без внедрения принципиально новых технических решений может стать в ближайшее время нерентабельной. Этого можно избежать заменой стандартных асинхронных двигателей УЭЦН на вентильные двигатели. Их разработка началась в 1994 году в ООО «РИТЭК-ИТЦ» по заказу «ЛУКОЙЛа». В 1996 году был изготовлен и испытан первый действующий макет погружного насоса с вентильным электродвигателем. В конце 2001 года началось их серийное производство.

На базе положительного опыта создания приводов на основе вентильных электродвигателей для ЭЦН в ООО «РИТЭК-ИТЦ» был разработан низкооборотный высокомоментный вентильный двигатель типа ВВД с диапазоном регулирования частоты вращения от 250 до 1500 мин$^{-1}$ [4].

В вентильном двигателе (ВД) индуктор находится на роторе (в виде постоянных магнитов), а якорная обмотка на статоре [1]. Напряжение питания обмоток двигателя формируется в зависимости от положения ротора. Если в двигателях постоянного тока для этой цели использовался коллектор, то в вентильном двигателе его функцию выполняет полупроводниковый коммутатор.

Принцип работы ВД основан на использовании датчика положения ротора (ДПР), преобразователя координат и силового полупроводникового преобразователя. Они совместно формируют на обмотках статора машины фазные напряжения таким образом, чтобы результирующий вектор напряжения всегда был сдвинут на угол 90° и неподвижен относительно оси магнитного поля ротора.

Регулирование подводимого напряжения к двигателю осуществляется с помощью силовых ключей. Кроме этого силовые ключи регулируют подводимое к двигателю напряжение, за счет чего и осуществляется изменение скорости на валу двигателя.

Основным отличием ВД от синхронного двигателя является его самосинхронизация с помощью датчика положения ротора (ДПР), в результате чего у ВД, частота вращения электромагнитного поля пропорциональна частоте вращения ротора, а частота вращения ротора в свою очередь зависит от напряжения питания.

В отличие от щеточного электродвигателя постоянного тока, коммутация в ВД осуществляется и контролируется с помощью электроники.

Распространены системы управления, реализующие алгоритмы широтно-импульсного регулирования и широтно-импульсной модуляции при управлении ВД.

Система, обеспечивающая самый широкий диапазон регулирования скорости – у двигателей с векторным управлением. С помощью преобразователя частоты осуществляется регулирование скорости двигателя и поддержание потокосцепления в машине на заданном уровне.

Особенность регулирования электропривода с векторным управлением – контролируемые координаты, измеренные в неподвижной системе координат преобразуются к вращающейся системе, из них выделяется постоянное значение, пропорциональное составляющим векторов контролируемых параметров, по которым осуществляется формирование управляющих воздействий, далее обратный переход.

С момента внедрения вентильного электродвигателя в нефтяную промышленность он зарекомендовал себя как надежный и мощный электродвигатель. По сравнению с асинхронным он обеспечивает плавный пуск УЭЦН за счет нарастающей подачи напряжения на статор двигателя. Возможность регулирования частоты вращения электродвигателя, вывела эксплуатацию УЭЦН на новый боле высокий уровень. В таблице представлены фактические частоты вращения ВД, работающих в составе УЭЦН, коэффициенты изменения подач, напора, потребляемой насосом мощности и ожидаемого изменения его ресурса в зависимости от частоты вращения. Из нее следует, что возможность регулирования частоты вращения используется в 81% скважин. В скважинах, в которых установлены УЭЦН с ВД и системой телеметрии, обеспечивается автоматическое поддержание заданного динамического уровня за счет регулирования частоты вращения.

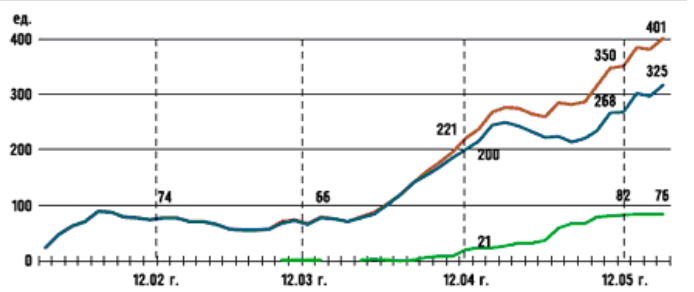


Рис. Динамика изменения действующего фонда скважин, эксплуатируемых УЭЦН и УЭВН с вентильными приводами в Группе «ЛУКОИЛ» на 20.03.06 [2]

Работа УЭЦН вентильным двигателем с частотой вращения ниже номинальной позволяет:

- регулировать отбор продукции из скважины без подъема УЭЦН для его замены при неправильно подобранном насосе;
- отказаться от применения штуцера для уменьшения подачи;
- отбирать продукцию из скважин с малыми притоками в непрерывном режиме, которые с использованием в составе УЭЦН нерегулируемых приводами могут эксплуатироваться только в периодическом режиме [3].

Работа насосов с частотой вращения выше номинальной обеспечивает: увеличение отбора продукции из скважины без подъема установки для замены неправильно подобранного насоса; создать требуемое давление на устье.

Меньший нагрев обмотки вентильного электродвигателя по сравнению с асинхронным позволяет эксплуатировать скважины в режиме отбора продукции, при котором скорость охлаждающей жидкости менее 0,008 м/с – минимальной порог скорости потока, допускаемой для асинхронных электродвигателей.

В настоящие время УЭЦН с вентильными двигателями оборудован ряд скважин на месторождениях компании ОАО «ЛУКОИЛ» [2]. Опыт их использования в период с 2002 г. по настоящее время показал их высокую эффективность. Наработка установок на отказ увеличилась в 2 раза. КПД вентильного двигателя составил 90 – 94% по сравнению с асинхронным двигателем (80 – 85%). Срок службы до первого ремонта вырос в 2 раза [2].

Таким образом широкое внедрение УЭЦН с вентильными двигателями в нефтедобычу на месторождениях Западной Сибири снизит затраты на подземный ремонт скважин, повысит с одной стороны надежность и бесперебойность системы промысла, а с другой стороны увеличит производительность и общий объем добычи.

Литература

1. Вентильный электродвигатель [Электронный ресурс]: http://ru.wikipedia.org/wiki/ Вентильный электродвигатель, свободный.
2. Камалетдинов Р.С. Применение приводов УЭЦН на основе вентильных электродвигателей [Электронный ресурс]: http://burneft.ru/svezhii-nomer-zhyrnala/svezhii-nomer-zhyrnala-byrenie-i-neft/r.s.-kamaletdinov-primenenie-privodov-yecn-na-osnove-ventilnyh-elektrodvigatelei.html, свободный.
3. Павленко В.И., Гинзбург М.Я. Вентильные приводы УЭЦН – энергоэффективная техника нефтедобычи // Технологии ТЭК. – М., 2006. – №5. С. 17 – 24.
4. Павленко В.И., Гинзбург М.Я. Инновационные технологии ОАО «РИТЭК» в области создания приводов нефтяного оборудования // Нефтяное хозяйство. – М., 2007, – №2. – С. 72 – 76.
5. Щукин А.А. Строительство скважин. – Томск: STT, 2005. – 588 с.

СТРУКТУРНАЯ СХЕМА МАШИН, ПРИМЕНЯЕМЫХ ПРИ СООРУЖЕНИИ ТРУБОПРОВОДОВ

Д.В. Федин
Научный руководитель доцент В.Г. Крец
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При сооружении трубопроводов применяется множество различных машин: машины транспортные и для землеройных работ, грузоподъемно-монтажные машины и оборудование, средства очистки и изоляции трубопроводов, машины для сооружения переходов трубопроводов траншейным и бестраншейным способом под искусственными и естественными преградами, средства для разработки траншей на заболоченных и обводненных участках, машины и оборудование для очистки внутренней полости трубопроводов и их испытания: насосы, компрессоры, арматура трубопроводов, машины для свайных работ и бурения взрывных скважин, мобильные ремонтные базы, оборудование для обеспечения экологической безопасности нефтегазопроводов, оборудование быта, средства пожаротушения, энергетическое и сварочное оборудование [1,2,4,5,6].

Все машины и механизмы, применяемые на строительстве и ремонте магистральных трубопроводов, можно разделить на общестроительные и специальные [3].

Общестроительные машины имеют широкое применение и могут быть использованы на строительстве любого объекта (например, бульдозер). Специальные машины предназначены в основном для строительства магистральных трубопроводов (например, роторный траншейный экскаватор).

Обобщенная структурная схема машин применяемых при строительстве и ремонте трубопроводов составленная нами приведена на рисунке.

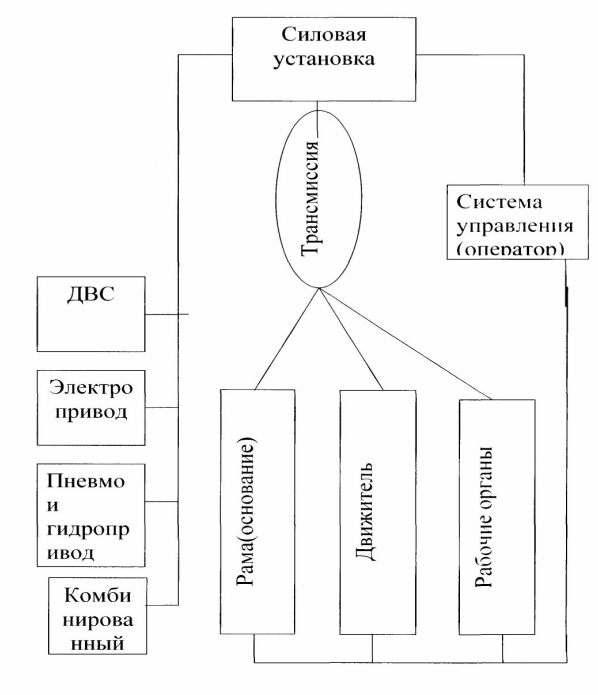


Рис. Структура машины

Основные элементы машин при строительстве и ремонте трубопроводов: рама, силовая установка, движитель, рабочее оборудование, системы управления, кабина, облицовочные панели и кожухи, трансмиссия. Рама обеспечивает постоянство взаимного расположения других агрегатов, благодаря чему машина сохраняет работоспособность в широком диапазоне эксплуатационных условий. Силовая установка служит источником механической энергии, необходимой для работы машины. Современные подъемно-транспортные, строительные и дорожные машины оборудуются либо двигателями внутреннего сгорания (большей частью, дизельными), либо электродвигателями с автономным питанием от аккумуляторов или стационарных электросетей. Широко применяются гидравлические и пневматические силовые установки. Удельная (на единицу массы) мощность автотракторных и транспортных дизельных двигателей внутреннего сгорания составляет от 0,75 до 1,0 кВт/кг. Удельная (на единицу массы) мощность электродвигателей на порядок ниже, чем у двигателей внутреннего сгорания, и колеблется в пределах 0,027...0,095 кВт/кг [6]. Движитель позволяет машине передвигаться относительно опорной поверхности. Большинство самоходных подъемно-транспортных, строительных и дорожных машин оснащены пневмоколесным, рельсоколесным или гусеничным движителями. Гораздо реже и только у строго ограниченной номенклатуры машин встречаются жесткие колеса, облицованные резиной, и металлические вальцы с гладкой или неровной поверхностью. Также применяются движители на воздушной подушке, на плавучих средствах, шнекороторные, комбинированные, на катках, прицепные. Рабочее оборудование состоит из рабочего органа, а также деталей и узлов, обеспечивающих его ориентацию в про-

странстве, и входит в состав обязательного оснащения подъемно-транспортных, строительных и дорожных машин. Оно создается с учетом своего функционального назначения и конструктивных особенностей базового шасси и включает в себя агрегаты, узлы и механизмы, наилучшим образом обеспечивающие эффективную работу машины. Можно выделить следующие рабочие органы машин: разрушающие (зуб, нож, ударник), переносящие (ковш, крюк, лента), сдвигающие (шнек, ротор), очищающие (скребок, щетки), уплотняющие (валец, плита). Системы управления обеспечивают информационную связь между агрегатами машины и машинистом (или оператором). Кабины, первоначально созданные для защиты оператора от непогоды, постепенно превратились в изолированный от внешней среды центр управления всеми функциями машины, полностью адаптированный к физическим потребностям и особенностям человеческого организма. Облицовочные панели и кожухи – предохраняют узлы и агрегаты машин от влаги, пыли, грязи и несанкционированного доступа, экранируют шум и вибрации, порождаемые их работой, и, что немаловажно, придают машине модный и привлекательный внешний вид. Трансмиссия – механизм, передающий энергию двигателя к удаленному от него устройству-потребителю. В зависимости от способа передачи энергии, различают механические, гидравлические, пневматические, электрические и комбинированные силовые трансмиссии [6].

Структура машин, в данном случае на макроуровне, позволит лучше решать задачи анализа и синтеза схем машин, применяемых при сооружении трубопроводов.

Литература

1. Крец В.Г., Лукьянов В.Г. Нефтепромысловое оборудование: комплект каталогов. – Томск: Изд-во Том. ун-та, 1999. – 900 с.
2. Материалы Российской энциклопедии самоходной техники / Составители: Московский государственный автомобильно-дорожный институт, Министерство транспорта РФ, Главгостехнадзор России, 2006.
3. Минаев В.И. Машины для строительства магистральных трубопроводов: Учебник для вузов. – 2-е изд. перераб. и доп. – М.: Недра, 1985. – 440 с.
4. Беляев В.Я. и др. Нефтегазовое строительство: Учебное пособие для студентов вузов, обучающихся на специальности «Менеджмент организаций» / под общей редакцией И.И. Мазура и В.Д. Шапиро. – М.: Изд-во ОМЕГА-Л, 2005. – 774 с.
5. Справочник современного строителя. Издание второе / Под общей редакцией Л.Р. Маиляна. – Ростов-на-Дону: Феникс, 2005. – 540 с.
6. Шестопалов К.К. Подъемно-транспортные, строительные и дорожные машины и оборудование: Учебное пособие. – М.: Мастерство, 2002. – 320 с.

ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ И ПНЕВМАТИЧЕСКИЕ СИЛОВЫЕ УСТАНОВКИ СТРОИТЕЛЬНЫХ МАШИН

Д.В. Федин
Научный руководитель старший преподаватель В.А. Шмурыгин
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Гидравлические и пневматические силовые установки называются гидро- и пневмоприводами, которые представляют собой агрегат, состоящий из первичной части – насоса (компрессора) и вторичной – двигателя. Насос (компрессор) и двигатель соединены трубопроводом, по которому циркулирует текучее (или рабочее тело) – жидкость или газ (воздух, пар).

Насос (компрессор) приводится в действие посторонним двигателем, обычно двигателем внутреннего сгорания или электрическим, и передает полученную от него энергию посредством рабочего тела гидродвигателю (пневмодвигателю), приводящему в движение исполнительный орган машины.

Гидроприводы и пневмоприводы широко применяются в строительных и других машинах обладая рядом достоинств [3,4]:

- бесступенчатое регулирование скоростей;
- большая степень редукции;
- получение больших мощностей при малых размерах и массе;
- возможность частых переключений, простота реверса;
- способность к большим перегрузкам;
- плавность и точность работы механизмов;
- облегчают автоматизацию и дистанционное управление машины;
- способны поглощать автоколебания, автоматически предохраняют машину от вредных последствий перегрузок;
- простота кинематических схем, возможность применения стандартных узлов;
- самосмазываемость (гидравлические устройства);
- возможность применения в одной машине устройств, построенных на разных принципах работы (пневмомеханические, электрогидравлические и др.).

К недостаткам этих систем можно отнести: необходимость высокой точности изготовления, снижение КПД из-за утечек рабочего тела через неплотности в соединениях, зависимость механических характеристик устройств от температуры рабочего тела, невозможность сохранения постоянства передаточного отношения механизма, наличие неравномерного движения при изменении внешней нагрузки у пневматических устройств за счет упругости воздуха и др.

Гидравлические и пневматические двигатели, в сущности, являются обратимыми машинами (насосами) с возвратно- поступательно движущимися звеньями. В качестве рабочего тела в гидравлических машинах используются минеральные масла, специальные эмульсии, вода, растворы.

Все гидро- и пневмоустройства можно разделить по виду движения ведомого звена на три группы [1, 2, 3, 4, 5]:

- прямолинейного возвратно- поступательного действия,
- вращательного действия,
- неполноповоротного действия.

К первой группе устройств прямолинейного возвратно- поступательного действия относятся в основном силовые цилиндры, мембранные камеры и сильфоны, применяемые в качестве двигателей в исполнительных звеньях строительных машин применяемых в трубопроводном деле.

Основные схемы силовых цилиндров:

- одностороннего толкающего действия,
- одностороннего тянущего действия,
- двустороннего действия,
- двустороннего действия с двусторонним штоком,
- с несколькими фиксированными позициями поршня,
- сдвоенный,
- трехскоростной гидроцилиндр,
- телескопический цилиндр.

В мембранных камерах в качестве рабочего органа (поршня) служат мембраны (по материалам: металлические, неметаллические; по форме поперечного сечения: плоские и фигурные).

Основные виды устройств вращательного действия (насосов-моторов):

- турбинные (осевые и центробежные; реверсивные и нереверсивные);
- шестеренные (с двумя или тремя шестернями);
- кулачковые (аналог шестеренных насосов; различие в конструкции рабочих элементов, имеющих два или три выступа-кулачка специального профиля;
- винтовые (два, три параллельно расположенных винта, находящихся в зацеплении);
- лопастные или ротационные (одинарного, двойного действия);
- поршневые (радиально-поршневые, аксиально-поршневые).

Виды неполноповоротных устройств (в зависимости от вида рабочего элемента и встроенной механической передачи):

- лопастные (шиберные или пластинчатые);
- поршневые: поршнереечные, поршне-рычажные, поршне-винтовые, поршне-цепные;
- фигурно-шиберные;
- мембранные.

Литература

1. Башта Т.М., Руднев С.С., Некрасов Б.Б., Кирилловский Ю.Л. Гидравлика, гидромашины и гидропроводы. – М.: Машиностроение, 1982.
2. Большая советская энциклопедия. – М., 2007.
3. Головин С.Ф., Коншин В.М., Рубайлов А.В. Эксплуатация и техническое обслуживание дорожных машин, автомобилей и тракторов. – М.: Издательский центр «Академия», 2004. – 464 с.
4. Интернет ресурсы: www.prombase.ru, www.yugmet.ru.
5. Минаев В.И. Машины для строительства магистральных трубопроводов: Учебник для вузов. – 2-е изд. перераб. и доп. – М.: Недра, 1985. – 440 с.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СОЛЯНО-КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК СКВАЖИН ПРИМЕНЕНИЕМ СТРУЙНОГО НАСОСА НС-118

А.А. Халиуллин
Научный руководитель доцент В.В. Филин
Тюменский государственный нефтегазовый университет (филиал), г. Нефтеюганск, Россия

Соляно-кислотные обработки (СКО), составляющие основу химических методов увеличения производительности скважин, нашли наиболее широкое применение вследствие своей сравнительной простоты, дешевизны, доступности реагентов и часто встречающихся благоприятных условий для их проведения.

В настоящее время для увеличения дебита скважин в ООО «Мамонтовский КРС» («МКРС») внедрена технология СКО скважин с применением струйного насоса НС-118, изготовленный на заводе ЗАО «ИЗМЕРОН» (г. Санкт-Петербург), который существенно увеличивает эффективность таких обработок.

Струйный насос НС-118 состоит из следующих основных частей (рис.1, *а*): корпуса *1*, который имеет переводник для соединения насоса с колонной труб; корпуса *4*, в котором установлены сопла высокого давления *2* и низкого давления *3*; патрубка разрежения *5*, к которому при работе присоединяется пакер.

Основными элементами, повышающими эффективность применения струйного насоса НС-118 при проведении СКО, являются вставки, а именно:

– *физико-химическая* (рис.1, *б*), которая состоит из переводника *1* и корпуса *6*, между ними зажаты уплотнения *7*. В переводнике *1* ввинчен обратный клапан, состоящий из корпуса *5*, седла *2*, затвора *3* и пружины

4. В нижней части корпуса *6* с помощью втулки *9* установлены уплотнения *7*. Втулка *9* застопорена на резьбе корпуса *6* винтами *8*.

– *депрессионная* (рис.1, *в*), состоящая из корпуса *1* и хвостовика *3*, между которыми с помощью стяжки *4* зажаты уплотнения *2*. В корпусе *1* предусмотрена резьба *М27×1,5* для присоединения глубинного манометра.

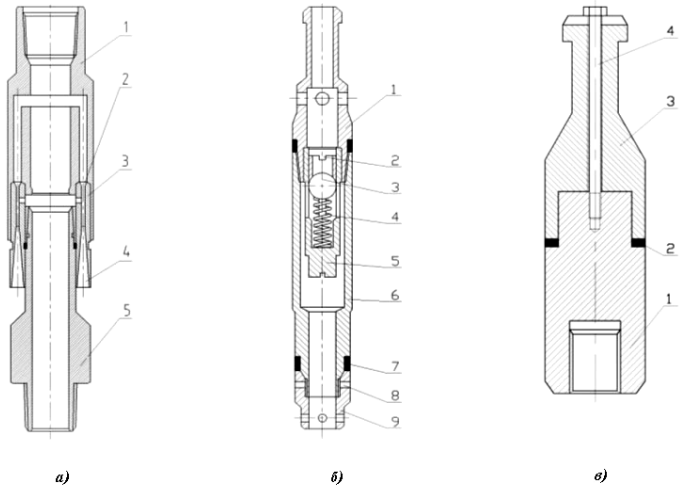


Рис.1 Комплекс оборудования для проведения специализированной СКО:
а) насос НС-118; б) физико-химическая вставка; в) депрессионная вставка

Насос работает только совместно со вставками. Смена вставок, при спущенных в скважину НКТ, осуществляется с помощью канатной техники и специального устройства для посадки вставок. Устройство (шлипс) позволяет удерживать вставки при их спуске в скважину и установке в струйный насос, и освобождаться от вставок после установки последней в насос. Шлипс используется совместно с механическим яссом.

После установки физико-химической вставки *3* в корпус *1*, работа насоса происходит следующим образом (рис.2, *а*).

В полость *А* подается соляно-кислотный раствор от насосного агрегата. Раствор под рабочим давлением попадает в физико-химическую вставку *3*. Преодолев обратный клапан, установленный во вставке, раствор проходит патрубок *4* и далее попадает в пласт.

Работа насоса с депрессионной вставкой *2*, установленной в корпус *1*, происходит следующим образом (рис.2, *б*).

В полость *А* подается жидкость от насосного агрегата. Жидкость под рабочим давлением проходит через сопла *3* и выходит из них компактной струей. Преодолев горловину, струя попадает в диффузоры *4* и, пройдя их, вытечет за пределы насоса, в затрубное пространство. При прохождении струи между соплами *3* и диффузорами *4*, за счет трения движущихся слоев жидкости, она захватывает жидкость, находящуюся в покое в камере разряжения *Б*, и увлекает ее за собой из насоса. Создавшийся недостаток жидкости в камере разряжения *Б* восполняется из патрубка разряжения *5*. Направления потоков жидкости указаны стрелками.

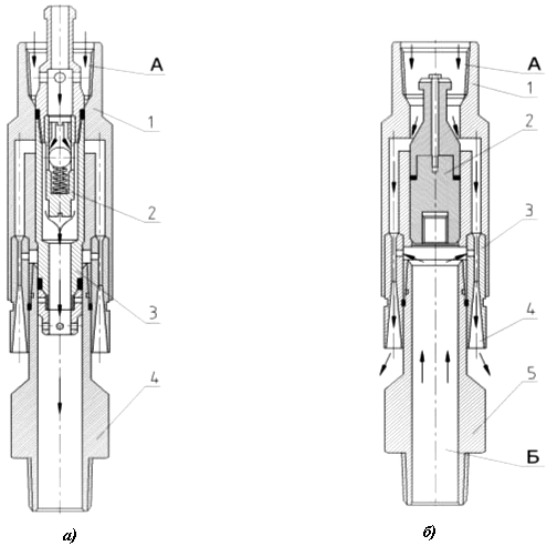


Рис.2 Принцип работы насоса:
а) с физико-химической вставкой; б) с депрессионной вставкой

Преимуществом описанной технологии является ее проведение за одну спуско-подъемную операцию, причем извлечение продуктов реакции из пласта осуществляется сразу после окончания реагирования кислоты.

Кроме вышепоказанных комплекс имеет дополнительные возможности использования оборудования, т.е. позволяет осуществлять такие технологические операции, как селективные и общие воздействия на пласты гидромеханическими методами и физическими полями, отбор проб пластовых флюидов, проведение промыслово-геофизических и гидродинамических исследований скважин. Причем, гидродинамические исследования могут проводится как на установившихся, так и неустановившихся режимах притока, а промыслово-гефизические исследования – при заданных значениях депрессии или репрессии пласт.

С использованием данной технологии было произведено около 70 обработок скважин восьми нефтяных месторождений, эксплуатируемых ООО «РН-Юганскнефтегаз». За два последних года удалось реанимировать 7 скважин; увеличить дебит: по жидкости на 20–49 % и по нефти на 37–95 % в 7 скважинах, а в трех скважинах достигнуто 2-х–10-ти кратное увеличение дебитов по жидкости и нефти.

В случае увеличения дебита скважины по нефти в 2,4–2,7 раза экономический эффект от применения данной технологии оценивается, в среднем, суммой свыше 2,6 млн. рублей на одну скважину-операцию.

Секция 12

МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ И ГАЗА

ПЕРСПЕКТИВЫ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ ДЛЯ ТРАНСПОРТА НЕФТИ И ГАЗА В XXI ВЕКЕ

В.И. Хижняков, доцент

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Трубопроводная система России развивалась по мере освоения нефтяных и газовых месторождений, в основном, месторождений Западной Сибири: Самотлорского, Верх-Тарского, Медвежьего, Новоуренгойского, и т.д. Потребности страны в нефти и газе постоянно росли, поэтому требовалось наращивать объемы добычи и, соответственно, транспорта нефти и газа. Именно здесь, в Западной Сибири, впервые в отечественной и мировой практике были применены трубы $Д_у$ 1220 и $Д_у$ 1420 мм на рабочее давление до 7,5 МПа, осваивались новые технологии прокладки труб через такие крупные водные преграды, как река Обь, имеющая в пойменной части ширину 20 км. Строительные работы на болотистой Западно-Сибирской низменности, непроходимой летом, велись преимущественно в зимний период в условиях очень низких температур, в сложнейших природных и геологических условиях. В те 70-е…80-е годы прошлого столетия строительство нефтегазопроводов (НГП) вели не по самой совершенной, по нынешним меркам, технологии, при многочисленных проектных недоработках. Но какими темпами? – до 1200…1500 км в год: это по два магистральных трубопровода в год. Нам досталось от предыдущих поколений, конечно, великое наследство, более 200000 км магистральных НГП, обеспечить безаварийную эксплуатацию которых, теперь уже в XXI веке – наша первостепенная задача.

Надежность эксплуатации магистральных НГП во многом определяется качеством сварочно-монтажных работ. Пример тому, произошедшая в прошлом, 2007 году, накануне дня Победы 8 мая авария на магистральном газопроводе Нижняя Тура – Пермь (Свердловская обл.). Что из себя представлял кольцевой сварной стык на месте произошедшей аварии с внешней стороны, как выглядел изнутри: видны были куски электродов, проволока, накладки в области корневого слоя. Фактически, в кольцевом ручном сварном соединении практически отсутствовал корневой шов, заполняющие слои – с множеством дефектов, в т.ч., с подрезами более 0,5 мм. Мало того, при монтаже стыка продольные швы сходятся, что, согласно действующей в настоящее время нормативно-технической документации, категорически недопустимо. Между продольными швами должно быть минимум 100 мм. Но даже это элементарное требование не соблюдалось. Такое наслоение нарушений – это уже не просто брак, это «мина замедленного действия», найти которую после 20–30 лет эксплуатации на действующем НГП очень сложно. Практически единственным методом, позволяющем это сделать, является внутритрубная диагностика. В связи с этим, на действующих НГП в настоящее время в России проводится крупная, масштабная работа по внутритрубной диагностике действующих магистральных нефте- и газопроводов. По результатам диагностики выявляются сотни тысяч дефектов. В первую очередь ликвидируют те из них, которые имеют категорию ПОР «первоочередного ремонта», а затем, ДПР «дефекты, подлежащие ремонту».

Дефекты обнаруживаются, но, к сожалению, не везде и не всегда. И причин тут несколько. Во-первых, все трубопроводы «старого коридора», введенные до 1983 года, строились так, что нельзя сделать внутритрубную диагностику: они в принципе не были приспособлены для пропуска дефектоскопов, так как отсутствовали камеры приема-пуска средств внутритрубной диагностики. Мало того, на НГП старой системы есть участки с непроектными прямыми врезками в полость трубы на глубину от 100 мм и более, что препятствует прохождению внутритрубных снарядов. Только с 1984 года при строительстве первого импортного газопровода начали по проекту устанавливать камеры приема-пуска. Но это были европейские технологии и их оборудование. Следующие наши газопроводы «Уренгой-Центр 1» и «Уренгой- Центр 2» на стадии проекта уже были приспособлены под проведение диагностики. Поэтому сегодня одна из важных задач – максимально оснастить газонефтепроводы камерами приема-пуска диагностических устройств. Кроме того, на подводных и воздушных переходах через реки газопровод имеет такие участки, где внутритрубный инспекционный снаряд просто не может пройти, поскольку они построены из труб разных диаметров. На таких участках в настоящее время ведется реконструкция, чтобы обеспечить возможность внутритрубной диагностики. С другой стороны, перед разработчикам средств диагностики поставлена задача совершенствовать внутритрубные инспекционные снаряды (ВИС), чтобы повысить разрешающую способность приборов в «слепых» околошовных зонах, найти методы, как диагностировать эти наиболее слабые места сварных трубопроводов. Над этой проблемой в настоящее время работают разработчики внутритрубных снарядов. Раньше регулировка скорости движения ВИС осуществлялась исключительно изменениями режима транспорта газа или нефти. Сейчас уже испытаны и эксплуатируются инспекционные снаряды, которые могут сами регулировать скорость своего движения, что повышает их чувствительность при диагностировании «слепых» околошовных зон. При этом инспекционный снаряд не препятствует транспорту газа или нефти, пропуская поток через себя.

Анализ аварийности показывает, что аварии на газопроводах наиболее часто случаются в феврале-марте, когда нагрузка на трубу максимальна: максимальная производительность при максимальном давлении, и к этому времени максимально промерзает грунт. Имеют место и летние разрывы, которые приходятся на конец июня – июль. Когда происходит смена температурного режима зима – лето, это приводит к смене температур

газа и грунта. Труба то нагревается, то охлаждается. При нагреве всего на 1 градус, трубопровод на участке 100 км за счет температурного расширения удлиняется на 10 метров. И когда начинается сезонная смена температур, появляются сезонные подвижки трубы, что приводит к различным деформациям. Когда труба остается жестко закрепленной в грунте, возникает напряженно-деформированное состояние (НДС). Напряжения концентрируются в местах скопления дефектов, а «где тонко, там и рвется»: дефекты сразу начинают проявляться, что и приводит к сезонным авариям на нефте- и газопроводах. Поэтому на современном этапе развития системы трубопроводного транспорта нефти и газа необходимо научиться выявлять дефекты и оперативно их устранять. В настоящее время наработано много современных технологий для их устранения, в том числе без вырезки, без остановки транспорта нефти и газа, без потерь транспортируемого продукта.

О НЕКОТОРЫХ ПОДХОДАХ К ЧИСЛЕННОМУ РЕШЕНИЮ НЕСТАЦИОНАРНЫХ ЗАДАЧ ДИНАМИКИ ВЯЗКОГО ГАЗА

Р.А. Альгинов
Научный руководитель профессор С.Н. Харламов
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Уравнения движения в приближении «узкого канала» для случая течения газа с малыми дозвуковыми скоростями имеют вид [1]:

$$\frac{\partial u r^{\varepsilon}}{\partial x}+\frac{\partial \upsilon r^{\varepsilon}}{\partial r}=\frac{\gamma-1}{\gamma p_0}\frac{\partial}{\partial r}\left(r^{\varepsilon}\lambda\frac{\partial T}{\partial r}\right) \quad (1)$$

$$\rho\left(\frac{\partial u}{\partial t}+u\frac{\partial u}{\partial x}+\upsilon\frac{\partial u}{\partial r}\right)=-\frac{\partial p_1}{\partial x}+\frac{1}{r^{\varepsilon}}\frac{\partial}{\partial r}\left(r^{\varepsilon}\mu\frac{\partial u}{\partial r}\right) \quad (2)$$

$$\rho c_p\left(\frac{\partial T}{\partial t}+u\frac{\partial T}{\partial x}+\upsilon\frac{\partial T}{\partial r}\right)=\frac{1}{r^{\varepsilon}}\frac{\partial}{\partial r}\left(r^{\varepsilon}\lambda\frac{\partial T}{\partial r}\right) \quad (3)$$

$$\frac{\partial p_1}{\partial r}=0,\quad p_0=\rho RT, \quad (4)$$

где x, u, r, υ – аксиальная и радиальная координаты и компоненты скорости соответственно; ρ – плотность газа; T, c_p – температура и теплоемкость газа; γ – показатель адиабаты; λ, μ - коэффициенты теплопроводности и динамической вязкости; R=8,31 – универсальная газовая постоянная; ε – показатель симметрии течения ($\varepsilon = 0$ – плоское, $\varepsilon = 1$ – осесимметричное).

Решение задачи динамики вязкого тела строится с применением неявных конечно-разностных схем [1,2], поскольку, зачастую, явные схемы не позволяют получить сходящегося алгоритма. Неявные же схемы поднимают проблему определения градиента давления в (2). Для ее решения Л.М. Симуни был предложен оригинальный метод, который и будет ниже рассмотрен.

Используя симметричную конечно-разностную аппроксимацию по радиальной координате и односторонние разности по аксиальной и по времени, можно построить неявную схему с порядком точности $\max(\Delta t, \Delta x, \Delta r^2)$. Тогда неизвестные значения сеточной функции определятся из уравнения:

$$a_j u_{j-1}+b_j u_j+c_j u_{j+1}=\frac{\partial p_1}{\partial x}+d_j, \quad (5)$$

где j – индекс по радиальной координате. Подход Симуни предполагает возможным представить аксиальную компоненту скорости в виде:

$$u_j=W_j+Z_j\partial p_1/\partial x\cdot \quad (6)$$

Тогда сеточные функции найдутся из уравнений:

$$a_j W_{j-1}+b_j W_j+c_j W_{j+1}=d_j \qquad a_j Z_{j-1}+b_j Z_j+c_j Z_{j+1}=-\tau/\rho \quad (7), (8)$$

Величина градиента давления определяется из интегрального условия, выражающего баланс массы в области течения, расположенной левее выделенного сечения. Интегрируя (1) по r и x, имеем:

$$\int_0^R 2\pi^{\varepsilon} u r^{\varepsilon} dr=G_0+\frac{\gamma-1}{\gamma p_0}Q, \quad (9)$$

где $G_0=\int_0^R 2\pi^{\varepsilon}V_0 r^{\varepsilon}dr$ – приток газа через входное сечение, $Q=\int_0^x 2\pi^{\varepsilon}R^{\varepsilon}q_w dx$ – поток тепла к стенке канала, $q_w=(\lambda\partial T/\partial r)_w$ – плотность теплового потока на стенке, V_0 – скорость на входе в канал. Используя (6) из (9), градиент давления определяется следующим образом:

$$\frac{\partial p_1}{\partial x}=\left(G_0+\frac{\gamma-1}{\gamma p_0}Q-J_w\right)/J_z \quad (10)$$

где $J_Y=\pi^{\varepsilon}\sum_{j=1}^{N}\left(Y_{j-1}r_{j-1}^{\varepsilon}+Y_j r_j^{\varepsilon}\right)(r_j-r_{j-1}), \quad Y=W,Z$ (11)

После вычисления градиента давления и аксиальной скорости, радиальная скорость определяется из разностного аналога (1). Предварительно требуется решить (3), однако его решение не представляет

значительных трудностей. Далее по (4) определяется p_0. Далее мы переходим к следующему слою по x, а потом и по t.

В том случае, если скорость течения сравнима со скоростью звука, описанный выше подход не применим. Оставаясь в рамках приближения узкого канала, укажем подход для определения градиента давления для произвольных скоростей течения. Система определяющих уравнений имеет следующий вид:

$$\frac{\partial}{\partial t}\left(\rho r^{\varepsilon}\right)+\frac{\partial}{\partial x}\left(\rho r^{\varepsilon}u\right)+\frac{\partial}{\partial r}\left(\rho r^{\varepsilon}v\right)=0, \quad \frac{\partial p}{\partial r}=0, \tag{12}$$

$$\frac{\partial}{\partial t}\left(\rho r^{\varepsilon}u\right)+\frac{\partial}{\partial x}\left(\rho r^{\varepsilon}u^{2}\right)+\frac{\partial}{\partial r}\left(\rho r^{\varepsilon}uv\right)=\frac{\partial}{\partial r}\left(r^{\varepsilon}\mu\frac{\partial u}{\partial r}\right)-r^{\varepsilon}\frac{\partial p}{\partial x}, \tag{13}$$

$$\frac{\partial}{\partial t}\left(e+u^{2}/2\right)\rho r^{\varepsilon}+\frac{\partial}{\partial x}\left(e+u^{2}/2\right)\rho r^{\varepsilon}u+\frac{\partial}{\partial r}\left(e+u^{2}/2\right)\rho r^{\varepsilon}v= \tag{14), (15}$$

$$\frac{\partial}{\partial r}\left(r^{\varepsilon}\lambda\frac{\partial T}{\partial r}\right)+\frac{\partial}{\partial r}\left(r^{\varepsilon}\mu u\frac{\partial u}{\partial r}\right)-r^{\varepsilon}\frac{\partial pu}{\partial x}-p\frac{\partial r^{\varepsilon}v}{\partial r}, \quad e=\frac{1}{\gamma-1}\frac{p}{\rho}$$

То есть давление не является функцией радиальной компоненты. Следовательно, искомый градиент можно определить путем решения усредненных по сечению уравнений движения.

$$\frac{\partial\rho_m}{\partial t}+\frac{\partial}{\partial x}\left(\rho_m u\beta_1\right)=0, \tag{16}$$

$$\frac{\partial\rho_m\beta_1}{\partial t}+\frac{\partial}{\partial x}\left(\rho_m u^2\beta_2\right)=-\frac{\partial p}{\partial x}-\frac{2}{R}\tau_w, \tag{17}$$

$$\frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{p}{\gamma-1}+\rho_m\frac{u^2}{2}\beta_2\right)+\frac{\partial}{\partial x}\left(\frac{p}{\gamma-1}+\rho_m\frac{u^2}{2}\beta_3\right)u=-\frac{\partial pu}{\partial x}-\frac{2}{R}q_w, \tag{18}$$

$$\tau_w=-\mu\left.\frac{\partial u}{\partial r}\right|_{r=R}, \qquad q_w=\lambda\left.\frac{\partial T}{\partial r}\right|_{r=R}, \quad \text{где } R \text{ - радиус канала,} \tag{19}$$

$$\rho_m=\frac{1}{s}\iint_s\rho\,ds, \qquad u=\frac{1}{s}\iint_s u\,ds, \qquad \beta_i=\frac{1}{\rho_m s u^i}\iint_s\rho u^i\,ds, \ i=\overline{1,3}. \tag{20}$$

Таким образом, на первом шаге по времени решаются уравнения (16)-(18) и определяются распределение давления и все усредненные характеристики, а величины (19), (20) вычисляются по прошлому временному слою. На втором шаге находятся искомые величины путем решения уравнений (12) – (15).

Аппроксимировать систему (16) – (18) надежнее неявной разностной схемой, однако при умеренной нестационарности рекомендуется явная двухшаговая схема Лакса-Вендроффа [3]. В виду общности, запишем систему в виде:

$$\frac{\partial\vec{W}}{\partial t}+\frac{\partial\vec{V}}{\partial x}=\vec{f}. \tag{21}$$

Тогда на первом шаге промежуточные значения находятся по формуле:

$$\vec{W}_{i+1/2}^{\,k+1/2}=\frac{1}{2}\left(\vec{W}_{i+1}^{\,k}+\vec{W}_i^{\,k}\right)-\frac{\Delta t}{2\Delta x}\left(\vec{V}_{i+1}^{\,k}-\vec{V}_i^{\,k}\right)+\frac{\Delta t}{2}\vec{f}_{i+1/2}, \tag{22}$$

где индексы i, k отвечают выделенному сечению и слою по времени соответственно, $\Delta x, \Delta t$ - шаги по координате и времени. Последний определяется из условия устойчивости схемы:

$$\Delta t=\min_i\left(\frac{1}{2}\frac{\Delta x}{c}\right), \text{ где c – скорость звука.} \tag{23}$$

На втором этапе значения искомых величин на очередном шаге по времени определяются по формуле:

$$\vec{W}_i^{\,k+1}=\vec{W}_i^{\,k}-\frac{\Delta t}{\Delta x}\left(\vec{V}_{i+1/2}^{\,k+1/2}-\vec{V}_{i-1/2}^{\,k+1/2}\right)+\Delta t\,\vec{f}_i^{\,k+1/2}. \tag{24}$$

При наличии достаточно интенсивных волн сжатия в решениях, полученных с использованием схемы Лакса-Вендорфа, появляются нефизические осцилляции, которые следует отнести к результату неустойчивости решения и использовать в этом случае более совершенные методики установления процесса.

Литература

1. Бубенчиков А.М., Комаровский Л.В., Харламов С.Н. Математические модели течения и теплообмена во внутренних задачах динамики вязкого газа. – Томск: Издательство Томского университета, 1993. – 178 с.
2. Бубенчиков А.М., Харламов С.Н. Математическая модель для расчета турбулентного течения равновесно-диссоциирующего газа в канале // Математическое моделирование. – М., 1992. – №3. – С. 3 – 10.
3. Годунов С.К., Рябенький В.С. Разностные схемы. – М.: Наука, 1977. – 440 с.

СТАТИСТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ВТОРОГО ПОРЯДКА В ИССЛЕДОВАНИИ СЛОЖНЫХ СДВИГОВЫХ ТЕЧЕНИЙ В ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМАХ

Р.А. Альгинов
Научный руководитель профессор С.Н. Харламов
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В представленной работе дан анализ современного состояния вопросов математического моделирования сложных турбулентных течений с тепломассообменом.

Библиографический анализ [2-4] показывает, что определяющей проблемой в вопросах замыкания уравнений турбулентного тепломассообмена выступает задача построения универсальных связей для компонент тензора напряжений Рейнольдса и турбулентных потоков скалярной субстанции (тепла, массы).

В рамках феноменологических статистических методов модели турбулентности принято классифицировать [7]: на модели нулевого уровня (градиентные модели); модели первого порядка (включающие одно транспортное уравнение для характеристик турбулентности); второго порядка, включающие дифференциальные модели для кинетической энергии турбулентности и различных комбинаций ее с масштабом турбулентности, скорости диссипации, времени турбулентных пульсаций и т.д. Причем последние также могут быть модифицированы посредством использования многопараметрических связей замыкающих параметров модели, например, коэффициентов молярной вязкости, температуропроводности и могут составлять группу трех и более параметрических моделей [3-5]. Учитывая большой практический эффект от использования двухпараметрических тепловых и динамических моделей в расчете конкретных типов течений с тепломассообменом в таких областях техники, как теплоэнергетика, энергомашиностроение, аэродинамика, метеорология, трубопроводный транспорт, отраслях химической и нефтяной промышленности, в обзоре более детально анализируются достоинства и недостатки классических и модифицированных современных многопараметрических (в частности, двухпараметрических) тепловых и динамических моделей с учетом эффектов разномасштабности процессов диссипации полей скорости и температуры в пристеночной зоне.

Анализ показывает [6], что в расчете низкорейнольдсовых течений для развитого течения несжимаемой жидкости в трубе по всем рассмотренным моделям турбулентности имеется удовлетворительное согласие по всему спектру тонких пульсационных величин. Отмечается также, что физически обоснованными и перспективными в широком диапазоне изменений входных параметров течений и тепломассообмена представляются версии (k,ε) модели (версии Лаундера-Шарма, Лэма-Брэмхорста, Нагано-Тагава), а из группы (k,L) модели – модели Глушко, Квона, Саффмена-Уилкокса-Рубесина.

В [2,4,8] отмечаются проблемы корректного описания крупномасштабного течения и предлагается оригинальная версия двухпараметрической (k,L) модели, редко используемая в расчетах внутренних течений, но обладающая большими потенциальными возможностями в предсказании неоднородных движений инертных и реагирующих сред, что связано с использованием универсальных демпфирующих связей для коэффициента молярной вязкости, позволяющее получить асимптотически верное изменение тонких параметров турбулентности в области стенки.

Последние данные о применении указанных моделей к расчету анизотропных процессов показывают, что они нуждаются в существенной модификации функциональной связи Буссинеска на учет анизотропии. В частности, предлагается привлекать дополнительные квадратичные формы тензора скоростей деформации к определению составляющий тензора напряжений Рейнольдса в виде (1)

$$-<u_i u_j>+\tfrac{2}{3}k\delta_{ij}=\nu_t S_{ij}+\underline{A_1 L^2 S_{ij}^0+A_2 L^2 W_{ij}^0+A_3 L^2 R_{ij}^0}\,, \qquad (1)$$

где *u, U* – пульсационная и осредненная скорости, $k=<u_i u_i>/2$ – кинетическая энергия турбулентности, ν_t – скалярная турбулентная вязкость, $S_{ij}=\partial U_i/\partial x_j+\partial U_j/\partial x_i$ – удвоенное значение тензора скоростей деформаций, $W_{ij}=\partial U_i/\partial x_j-\partial U_j/\partial x_i$ – удвоенное значение антисимметричного тензора завихренности,

$S_{ij}^0=S_{ik}S_{kj}-\frac{1}{3}S_{km}S_{km}\delta_{ij}$, $W_{ij}^0=W_{ik}W_{kj}-\frac{1}{3}W_{km}W_{km}\delta_{ij}$, $R_{ij}^0=S_{ik}W_{kj}+S_{jk}W_{ki}$.

Основное достоинство работ данного направления состоит во включении в расчет турбулентности в качестве дополнительного параметра такой величины, как интегральный масштаб турбулентности *L*, преимущество которого весьма значительно в расчете низкорейнольдсовых течений как в случае инертных, так и в случае химически реагирующих сред. В сравнении с зарубежными публикациями [14, 15, 18, 19], в отечественных работах по данной проблеме (например, [1-4, 6]) отмечается, что введение *L* позволяет существенно снизить затраты на численную реализацию моделей и получить физическую картину реальных процессов: изменения турбулентной диффузии, вязкого подслоя (больших максимумов вблизи стенки при низких числах Рейнольдса) в буферной зоне турбулентных пограничных слоев (в пристеночной зоне канала, трубы, на коротких и протяженных участках трубопровода).

В качестве недостатков моделей второго порядка следует отметить некорректность при расчете течений с пространственной и тепловой деформациями (интенсивные нагрев и охлаждение, переменность формы поперечного сечения), а именно погрешности в расчетах рециркуляционных областей, отрыва и присоединения потока, ламинаризации и т.д.

Интересными с точки зрения приложений к расчету гидродинамики в нефтегазовой отрасли могут служить явные модели для компонент тензора напряжений Рейнольдса. Такие алгебраические модели обладают значительными преимуществами по сравнению с дифференциальными моделями, но не лишены недостатков, поскольку не способны корректно анализировать высокорейнольдсовские течения без дополнительных модификаций. Обобщение на расчет особых зон требует усилий к построению демпфирующих связей на стенку для напряжений [4].

Наряду с моментной теорией, в последнее время активно развивается направление прямого численного моделирования турбулентности и моделирование турбулентности методом крупных вихрей. Результаты этих подходов представляются интересными [10, 15, 16, 21], однако внедрение этих методов в практику расчета ограничено относительно невысокими режимами течения, в частности до Re<10000. Результаты такого подхода могут быть использованы для проверки полуэмпирических моделей, включающих транспортные уравнения для компонент тензора рейнольдсовых напряжений и потоков скалярной субстанции, возможности которых еще до

конца не исследованы, но позволяют надеяться на успешное описание практических течений в тех областях, где двухпараметрические модели мало пригодны.

В заключение стоит отметить, что по-прежнему актуальна работа в получении новых соотношений для анизотропных связей коэффициентов молярного переноса. Представляется очевидной целесообразность, по сравнению с двухпараметрическими моделями, использовать модели более высоких порядков, например k-ε-τ, k-ε-τ-Θ, однако ввиду их меньшей апробации к практическим случаям, их применение сопряжено с дополнительными трудностями. Основной вклад в расчет практических течений вносят направления, базирующиеся на моментной теории, являющейся статистической теорией турбулентности.

Литература

1. Алексин В.А., Казейкин С.Н. Моделирование влияния параметров турбулентности набегающего потока на течение в нестационарном пограничном слое // Известия РАН «Механика жидкости и газа». – М., 2000. – №1. – С. 48 – 63.
2. Бёрч С.Ф., Лебедев А.Б., Любимов Д.А., Секундов А.Н. Моделирование турбулентных трехмерных струйных и погранслойных течений // Известия РАН «Механика жидкости и газа». – М., 2001. – №5. – С. 48 – 63.
3. Бруяцкий Е.В. Турбулентные стратифицированные струйные течения. – Киев: Наукова думка, 1986. – 296 с.
4. Бубенчиков А.М., Харламов С.Н. Математические модели неоднородной анизотропной турбулентности во внутренних течениях. – Томск: Томский государственный университет, 2001. – 448 с.
5. Бубенчиков А.М., Комаровский Л.В., Харламов С.Н. Математические модели течения и теплообмена во внутренних задачах динамики вязкого газа. – Томск: Издательство Томского университета, 1993. – 178 с.
6. Лущик В.Г., Якубенко А.Е. Сравнительный анализ моделей турбулентности для расчета пристенного пограничного слоя // Известия РАН «Механика жидкости и газа». – М., 1998. – №1. – С. 44 – 58.
7. Меллор, Херринг. Обзор моделей для замыкания уравнений осредненного турбулентного течения // Ракетная техника и космонавтика. – М., 1973. – №5. – С. 17 – 29.
8. Секундов А.Н. Модель турбулентности для описания взаимодействия пограничного слоя с крупномасштабным турбулентным потоком // Известия РАН «Механика жидкости и газа». – М., 1997. – №2. – С. 59 – 68.
9. Шлихтинг Г. Теория пограничного слоя. – М.: Наука, 1969. – 744 с.
10. Dong Y.H., Lu X.Y., Zhuang L.X. Large eddy simulation of turbulent channel flow with mass transfer at high-Schmidt numbers // International Journal of Heat and Mass Transfer. – 2003. – №9. – P.1530 – 1539.
11. Iida O., Kasagi N., Nagano Y. Direct numerical simulation of turbulent channel flow under stable density stratification // International Journal of Heat and Mass Transfer. – 2002. – №9. – P. 1693 – 1703.
12. Fan Q.M., Lu W.Q. A new numerical method to simulate non-Fourier heat conduction in a single-phase medium // International Journal of Heat and Mass Transfer. – 2002. – №15. – P. 2815 – 2821.
13. Hancu S., Ghinda T., Ma L., Lesnic D., Ingham D.B. Numerical modeling and experimental investigation of the fluid flow contaminant dispersion in a channel // International Journal of Heat and Mass Transfer. – 2002. – №14. – P. 2707 – 2718.
14. Hu H.G., Zhang C. A modified k-e turbulence model for the simulation of two-phase flow and heat transfer in condencers // International Journal of Heat and Mass Transfer. – 2002. – №9. – P. 1642 – 1648.
15. Jaberi F.A., Colucci P.J. Large eddy simulation of heat and mass transport inturbulent flows. Part 1: Velocity field // International Journal of Heat and Mass transfer. – 2003. – №10. – P.1811 – 1825.
16. Jaberi F.A., Colucci P.J. Large eddy simulation of heat and mass transport inturbulent flows. Part 2: Scalar field // International Journal of Heat and Mass transfer. – 2003. – №10. – P.1826 – 1840.
17. Marletta L., Maggio G., A. Freni G., Ingrasciotta M., Restuccia G. A non-uniform temperature non-uniform pressure dynamic model of heat and mass transfer in compact absorbent beds // International Journal of Heat and Mass Transfer. – 2002. – №16. – P. 3321 – 3330.
18. Merci B., Dick E. Heat transfer predictions with cubic k-e model for axisymmetric turbulent jets impinging ontn a flat plate // International Journal of Heat and Mass Transfer. – 2003. – №3. – P. 469 – 480.
19. Mikielewicz D.P., Shehata A.M., Jackson J.D., McEligot D.M. Temperature, velocity and mean turbulence structure in strongly heated internal gas flows. Comparison of numerical predictions with data // International Journal of Heat and Mass Transfer. – 2002. – №22. – P. 4333 – 4352.
20. Naphon P., Suwagrai J. Effect of curvature ratios on the heat transfer and flow developments in the horizontal spirally coiled tubes // nternational Journal of Heat and Mass Transfer. – 2007. – №3. – P.444 – 451.
21. Pandya R.V.R., Mashayek F. Two-fluid large-eddy simulation approach for particle-laden turbulent flows // International Journal of Heat and Mass Transfer. – 2002. – №24. – P. 4753 – 4759.
22. Terekhov V.I., Pakhomov M.A. Numerical simulations of hydrodynamics and convective heat transfer in turbulent tube mist flow // International Journal of Heat and Mass Transfer. – 2003. – №9. – P.1503 – 1507.
23. Vardar N. Numerical analysis of transient turbulent flow in a fuel oil storage tank // International Journal of Heat and Mass Transfer. – 2003. – №18. – P.3429 – 3404.
24. Vicente P.G., Garcia A., Viedma A. Heat transfer and pressure drop for low Reynolds turbulent flow in helically dimpled tubes // International Journal of Heat and Mass Transfer. – 2002. – №3. – P. 543 – 553.

УСТРАНЕНИЕ АВАРИЙ ПОЛИМЕРНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ НИЗКИХ ТЕМПЕРАТУР АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА

О.А. Аммосова
Научный руководитель заведующий лабораторией Н.П. Старостин
Институт проблем нефти и газа Сибирского отделения РАН, г. Якутск, Россия

Полимерные трубопроводные системы широко применяются в различных отраслях промышленности. В таких системах последствия аварий напрямую зависят от времени, затрачиваемого на восстановление их работоспособности. При низких температурах атмосферного воздуха несвоевременное устранение аварии может привести к размораживанию и выходу из строя не только трубопроводных, но и других связанных с ним систем.

Устранение аварий в трубопроводных системах связано с проведением сварки, обеспечивающей длительную прочность сварного соединения. В то же время, существующая технология сварки встык наиболее часто применяемых полиэтиленовых (ПЭ) труб позволяет проводить сварку при температурах окружающей среды в диапазоне от -15 до 45 °С [3], не охватывающем низкие температуры, достигаемые в северных регионах России. Игнорирование климатических факторов приводит к появлению трещин по границам зоны термического влияния и других дефектов. Для сварки ПЭ труб при температурах атмосферного воздуха ниже регламентируемых в настоящее время предлагаются различные способы, в том числе проведение сварочных работ в отапливаемых легких конструкциях. Однако такая сварка связана с большими энергетическими непроизводительными затратами и длительными подготовительными работами, что недопустимо в аварийных ситуациях.

Прочность сварного соединения во многом определяется тепловым режимом в процессе сварки. Температурное поле на этапе оплавления и скорость охлаждения в зоне термического влияния на этапе осадки оказывают существенное влияние на формирование надмолекулярной структуры материала сварного соединения. При сварке ПЭ труб в условиях низких температур атмосферного воздуха давление нагревателя, величина первичного и вторичного грата, давление осадки, скорость и величина осадки, продолжительность выдержки под давлением в основном зависят от теплового состояния, при котором проводятся технологические операции сварки. Таким образом, сварку полиэтиленовых труб при низких температурах атмосферного воздуха можно провести, обеспечив такое же температурное поле на этапе оплавления и такой же темп охлаждения на этапе осадки, как и при допустимых температурах окружающей среды. Наиболее полное исследование теплового процесса может быть проведено математическим моделированием. В большинстве научных работ, посвященных рассматриваемой тематике, тепловой процесс при сварке полимерных труб исследуют, решая одномерную задачу Стефана [2]. При использовании такой модели недостаточно полно учитывается конвективный теплообмен с окружающей средой, температура которой изменяется в широком диапазоне, включая естественно низкие температуры регионов холодного климата до минус 60 °С. Кроме того, на этапе осадки, когда трубы прижимаются к друг другу оплавленными торцами, часть расплавленного материала выдавливается наружу, образуя грат, и свариваемые трубы уменьшаются в длине. Одномерная модель теплового процесса не позволяет учесть формоизменение исследуемого объекта и соответственно реальное распределение температуры и условия теплообмена. В работах, посвященных расчету охлаждения полимерных труб с использованием двумерной математической модели теплового процесса при сварке, обычно влияние образовавшегося грата на температурное поле не учитывают. Не учитывают также изменение длины трубы на величину осадки. В данной работе, принимая допущение об однородном распределении температуры по окружной координате, динамика температурного поля в трубах при их сварке определяется решением двумерной задачи Стефана, учитывающей скрытую теплоту фазового перехода.

Оригинальность и новизна используемого подхода заключается в анализе нестационарного температурного поля при сварке полимерных труб и разработке на его основе методики выбора продолжительности воздействия штатным нагревательным инструментом при температурах атмосферного воздуха ниже нормативных, а также в разработке методики расчета изменения во времени распределения температуры в сварном соединении при осадке труб.

Пренебрегая конвективной теплопроводностью в воздухе внутри трубы, тепловой режим при сварке описывался в каждой фазе двумерным уравнением теплопроводности в цилиндрических координатах. Распределение температуры в начальный момент времени однородно и равно температуре окружающего воздуха. На одном торце задается температура нагревательного элемента или условие отсутствия теплового потока в режиме охлаждения. Учитывая низкую теплопроводность полиэтилена, примем, что на некотором удалении от зоны сварки температура трубы не изменяется на протяжении всего периода сварки. На внешней поверхности трубы задается конвективный теплообмен с окружающей средой. В центре трубы (r=0) задается условие ограниченности решения. На границе фазового перехода записывается условие Стефана. Задача решалась численно методом сглаживания коэффициентов. Алгоритм сквозного счета строился с использованием чисто неявных схем. Получающиеся при этом трехточечные уравнения решались методом итераций, решения на каждой итерации находились методом прогонки [1].

Рассматривался пример расчета теплового состояния при сварке полиэтиленовых труб, применяемых для газопроводных систем ПЭ 80 SDR11 63×5,8. При этом значения теплофизические характеристик твердой и жидкой фазы считались независящими от температуры. Тем не менее, сглаженные коэффициенты теплоемкости и теплопроводности зависят от температуры.

Сравнительный анализ температурных полей в сварном соединении (в зонах расплава и термического влияния) при различных температурах атмосферного воздуха показал возможность обеспечения при естественно низких температурах такого же температурного поля, какое получается при регламентируемых температурах, увеличением продолжительности воздействия нагревательным инструментом. При этом зоной термического влияния считается область, ограниченная изотермой с температурой размягчения материала и примыкающая к зоне расплава. Выбор нижней границы зоны термического влияния обусловлен тем, что при температурах ниже температуры размягчения в материале не происходят микроструктурные изменения и соответственно при охлаждении его прочностные свойства остаются неизменными. Расчеты показали, что практическое совпадение температурных полей в зоне термического влияния при различных естественных температурах окружающей среды достигается, если обеспечить одинаковые глубины проплавления.

На основе этого результата предложена методика выбора режимов оплавления полиэтиленовых труб при температурах атмосферного воздуха ниже нормативных, которая сводится к определению продолжительности процесса оплавления, обеспечивающего глубину проплавления, соответствующую рекомендуемой продолжительности при нормальных условиях. Например, для сварки труб из полиэтилена низкого давления ПЭ 80 SDR11 63×5,8 в нормальных условиях рекомендуемая продолжительность оплавления

составляет 55 секундам. При этом расчетная глубина проплавления составит 1,63 мм. Согласно расчетам такая же глубина проплавления достигается при продолжительности оплавления равной 96 секундам при температуре окружающей среды -40 °С.

Таким образом, предлагаемый в работе подход позволял начинать этап осадки с таким же температурным полем в зоне сплавления, что при допустимых температурах атмосферного воздуха.

После оплавления нагревательный инструмент удаляют, и оплавленные кромки осаживают под давлением в результате образуется грат и выдерживают под этим давлением определенное время,. Разработана новая математическая модель теплового процесса на стадии осадки, учитывающая формоизменение при осадке и влияние образовавшегося грата на тепловой режим сварочного соединения. Результаты расчета показывают существенное влияние грата на температурное поле стенки трубы в окрестности зоны сварки и его изменение по времени. Так существует период, при котором температура основного материала трубы возрастает за счет влияния грата и он медленнее охлаждается. Однако это не происходит, если грат не учитывается. Разработанная теоретическая модель позволила впервые получить динамику температурные поля в свариваемых трубах на стадии остывания с учетом теплового воздействия грата. В частности получены зависимости изменения температур во времени (темпы охлаждения) при предельных допустимых температурах атмосферного воздуха (-15 и +45 °С), позволившие определить диапазон допустимых скоростей охлаждения.

При температуре атмосферного воздуха ниже регламентируемой скорость охлаждения материала увеличивается, что вызывает значительные внутренние напряжения, которые не успевают сглаживаться. Чтобы достичь необходимой скорости охлаждения материала в сварном соединении предлагается использование цилиндрической теплоизоляционной камеры. Размеры камеры должны определяться на основе теоретического моделирования процесса охлаждения сварного соединения в теплоизоляционной камере из условия обеспечения допустимой скорости охлаждения. В момент начала остывания температурное поле в трубе получается в результате расчета процесса оплавления по разработанной ранее математической модели. Температурное поле воздуха внутри камеры при этом считается однородной равной температуре окружающей среды. Теоретическое моделирование процесса остывания при наличии теплоизоляционной камеры проводилось решением задачи Стефана в трубе с учетом грата при допущении достаточно быстрого смешивания воздуха внутри камеры, например, при помощи кулеров, устанавливаемых внутри теплоизоляционной камеры. Таким образом, считается, что внутри камеры за расчетный временной шаг устанавливается однородное температурное поле.

Исходя из возможностей изготовления и практического использования теплоизоляционной камеры, были определены геометрические размеры камеры: высота камеры равна 0,02 м, длина – 0,04 м, которые обеспечивают допустимую скорость охлаждения сварного соединения.

Расчетами показано, что скорость охлаждения при низких температурах ОВ значительно увеличивается в естественных условиях и достигает необходимого диапазона при использовании теплоизоляционной камеры. Кроме того, каждой зависимости температуры по времени, полученной при охлаждении сварного соединения в камере, соответствует зависимость, получающаяся при естественном охлаждении соединения при некоторой температуре атмосферного воздуха из допустимого интервала. Например, расчетами установлено, что охлаждение околошовной зоны соединения в теплоизоляционной камере при температуре -40°С протекает также как и при естественном охлаждении при температуре воздуха 0°С.

Таким образом, при сварке ПЭ труб при температурах ниже нормативных, допустимое температурное поле в зоне структурным изменений на этапе оплавления может быть достигнуто увеличением продолжительности воздействия нагревательным элементом, а допустимая динамика температурного поля на этапе охлаждения – использованием теплоизоляционной камеры. Продолжительность оплавления и размеры камеры определяются по предлагаемым методикам расчетным путем.

Литература

1. Самарский А.А. Теория разностных схем. – М.: Наука, 1977. – 656 с.
2. Сварка полимерных материалов: Справочник / К.И.Зайцев, Л.Н. Мацюк, А.В. Богдашевский и др.; Под общ. ред. К.И. Зайцев, Л.Н. Мацюк. – М.: Машиностроение, 1988. – 312 с.
3. СП 42-103-2003. Свод правил по проектированию и строительству. Проектирование и строительство газопроводов из полиэтиленовых труб и реконструкция изношенных газопроводов. – М.: Полимергаз, ФГУП ЦПП, 2004. – 86 с.

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ИНТЕНСИВНЫХ НЕСТАЦИОНАРНЫХ ПРОЦЕССОВ ТРЕНИЯ И ТЕПЛООБМЕНА В КАМЕРАХ ГАЗОТУРБИННЫХ СИСТЕМ ИМПУЛЬСНОГО ДЕЙСТВИЯ

Артур Борец Золтан[1], Н.С. Сабадаш[2]
Научный руководитель профессор С.Н. Харламов[2]
[1]Научно-исследовательский центр ZAO «FOLDGAZ STORAGE», г. Будапешт, Венгрия
[2]Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Проблемы математического моделирования нестационарных сложных сдвиговых течений в условиях сопряженного тепломассообмена (ТМО) применительно к промышленным системам, устройствам, встречающимся в нефтяной и газовой промышленности, теплоэнергетике, машиностроении, ракетной и космической технике, достаточно многоплановы. Одна из них состоит в оценке трения и теплоотдачи быстропротекающих процессов в камерах сгорания (КС), газотурбинных аппаратах (ГТА), устройствах импульсного действия (УИД), системах, в которых затруднено проведение опытных исследований при

подвижной стенке. Краткий библиографический анализ проблемы показывает, что к настоящему времени выполнено лишь весьма ограниченное количество исследований нестационарной теплоотдачи при турбулентном течении реагирующей смеси газа за ускоряющемся поршнем. В печати встречаются близкие статьи к этой теме (например, [1-7]). Отталкиваясь от классической постановки, известной в литературе, как задача Лагранжа, в отдельных работах предпринимаются попытки учета многообразия физических факторов рассматриваемого течения и ТМО. Результаты говорят о необходимости детального анализа «тонких» пульсационных параметров сопряженного ТМО при кратковременности процесса движения газа в запоршневой области, интенсивного течения у стенки. Так, в [4] проанализировано установление с помощью анализа спектрально-частотных характеристик закрученное течение в контейнере при переходных процессах. Полученные результаты имеют принципиальное значение для развития вихревых технологий, снижение уровня загрязненности внутренних поверхностей цилиндра основного двигателя внутреннего сгорания, выхлопной трубы [6,7]. Видно, что с помощью предложенных методов можно корректировать экстремальные тепловые эффекты рабочего режима и обеспечить высокий ресурс безаварийной работы промышленных устройств. В настоящей работе предпринята попытка исследования полной карты теплогидродинамических параметров при быстропротекающих процессах в каналах и камерах систем импульсного действия. Рассматривается неустановившееся турбулентное движение рекомбинирующего газа в камере за ускоряющимся поршнем. Камера представляет собой участок цилиндрической трубы, ограниченной слева неподвижной стенкой, справа – поршнем, способным перемещаться. Справа от поршня вакуумированный участок канала. До начала движения частично диссоциированный, имеющий достаточно высокое давление, газ равномерно распределен по всему объему камеры, а положение поршня фиксировано. В начальный момент времени поршень освобождается и под действием давления высокотемпературных газов начинает ускоренное движение к свободному концу трубы. Расширение области, занятой газом, а также обмен теплом с относительно холодной стенкой канала приводят к интенсивной рекомбинации в потоке.

Цель исследования — построение математической модели данного процесса, изучение его газодинамических особенностей и критериальных зависимостей для определения параметров динамического и теплового воздействия потока на стенку канала.

Для описания течения газа в данном случае целесообразно пользоваться уравнениями Рейнольдса в приближении «узкого канала», которые совместно с уравнениями энергии для двухкомпонентной химической активной смеси и теплопроводности для стенки имеют вид [5]:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x}(\rho u) + \frac{1}{r}(\rho \upsilon r) = 0; \tag{1}$$

$$\rho\left(\frac{\partial u}{\partial t} + u\frac{\partial u}{\partial x} + \upsilon\frac{\partial u}{\partial r}\right) = -\frac{\partial p}{\partial x} + \frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(\rho\mu_{\Sigma}\frac{\partial u}{\partial r}\right), \qquad \frac{\partial p}{\partial r} = 0; \tag{2}$$

$$\rho\left(\frac{\partial h}{\partial t} + u\frac{\partial h}{\partial x} + \upsilon\frac{\partial h}{\partial r}\right) = \frac{\partial p}{\partial t} + \mu_{\Sigma}\left(\frac{\partial u}{\partial r}\right)^2 + \frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\rho a_{\Sigma}\frac{\partial u}{\partial r} + r\rho a(Le-1)\Delta h\frac{\partial c}{\partial r}\right), \tag{3}$$

$$p = \rho\tilde{R}T(1+c)/(2M); \tag{4}$$

$$\rho_c c_c\frac{\partial T_c}{\partial t} = \frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\lambda_c\frac{\partial T_c}{\partial r}\right), \quad \frac{dp}{dt} = \frac{\partial p}{\partial t} + u\frac{\partial p}{\partial x}, \quad \mu_{\Sigma} = \mu + \mu_t, \quad a_{\Sigma} = a + a_t. \tag{5}$$

Здесь обозначения общепринятые. Все величины в системе (1)–(5) осредненные (осреднение турбулентных пульсаций). Распространение тепла в стенке канала анализируется на основе одномерного уравнения теплопроводности (5), решение которого дает хорошее приближение поля температуры в виду кратковременности газодинамического процесса. Теплофизика анализируется на основе механики многокомпонентных сред с использованием статистического метода. Принимается, что химические реакции равновесны по отношению к газодинамической перестройке течения и к турбулентным флуктуациям.

При определении коэффициентов молярного переноса импульса и тепла применяется дифференциальная модель турбулентности, базирующаяся на уравнениях для кинетической энергии турбулентных флуктуации и масштаба турбулентности, а также уравнениях для среднеквадратичных значений пульсаций поперечной компоненты скорости и энтальпии, детально представленных в работе [5]. Эта система решается в преобразованных координатах. Численное решение задачи строится на основе экономичных неявных конечно-разностных схем. Поле давления определяется из решения усредненных по сечению канала уравнений динамики вязкого газа, записанных в массовых переменных Лагранжа. Интегрирование выписанной системы уравнений проводилось при начальных распределениях, отвечающих состоянию покоя, и граничных условиях: симметрии на оси течения, прилипания для осредненных и пульсационных скоростей и сопряжения для температурных полей на непроницаемых границах.

Для оценки степени доверия результатам расчета по предлагаемой математической модели в работе проводилось предварительное тестирование алгоритма. Отдельные данные этого анализа приведены на рис.1. Здесь изображены радиальные распределения среднеквадратичных значений пульсаций поперечной компоненты вектора скорости в пристеночной области при разных сечениях по длине камеры. Расчеты (линии) выполнены на условиях опыта Лауфера (кружки): Re = $4{,}235*10^5$; Tu_0 = 5%; L_0 = 0,125D; линии 1-4 – x/D = 10,100,170,200.

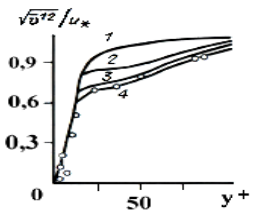


Рис.1 Изменение безразмерной величины пульсаций радиальной компоненты вектора скорости $\sqrt{\overline{u^2}}/u_*$

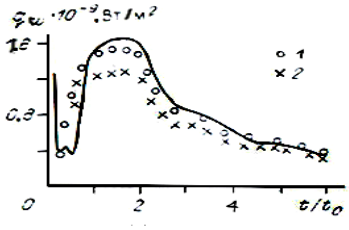


Рис.2 Тепловое воздействие химически реагирующего потока

На рис.2 линиями представлены результаты расчетов параметров теплового воздействия химически реагирующего потока на стенку канала по описанной выше модели. Здесь приведены зависимости теплового потока q_w от безразмерного времени t/t_0 в сечении канала X = –0,05м (непосредственно за поршнем). Движение поршня при $t=0$ начинается из положения $x=0$. На этом рисунке точки 1 – расчет по соотношениям (5)–(8), 2 – по тем же соотношениям, но с $\tilde{c}_{peff}/c = 1$. Наблюдается наличие характерных «ступенек». Это объясняется обострением в реагирующем потоке волновых эффектов из-за возможности преобразования тепловой энергии не только в механическую, но и в химическую, а также ввиду относительного снижения скорости звука. Расчеты показывают, что, несмотря на свою консервативность, коэффициент сопротивления трения оказывается более чувствительным к химическим превращениям.

В результате исследования приводятся рекомендованные в практику прикладных расчетов критериальные зависимости для чисел Нуссельта и коэффициента сопротивления трения. Здесь под $\tilde{c}_{peff}$ понимается средняя в интервале от T_w до T эффективная теплоемкость реагирующего потока, c_p – «замороженная» теплоемкость смеси газов. Критерии имеют вид:

$$\xi = 0{,}131\,\mathrm{Re}^{-0{,}18}\left(\frac{\theta}{T_w}\right)^{0{,}215}\left(\frac{\tilde{c}_{peff}}{c_p}\right)^{-0{,}35}; \tag{6}$$

$$Nu = 0{,}0162\,\mathrm{Re}^{0{,}82}\,\mathrm{Pr}^{0{,}4}\left(\frac{\theta}{T_w}\right)^{0{,}215}\left(\frac{\tilde{c}_{peff}}{c_p}\right)^{0{,}45}; \tag{7}$$

$$\mathrm{Re} = \frac{D\rho\overline{u}}{\mu(\overline{T})},\ \mathrm{Pr} = \frac{c_p\mu(\overline{T})}{\lambda(\overline{T})},\ \theta = \overline{T} + \frac{r_w\overline{u^2}}{2c_p},\ r_w = \sqrt[3]{\mathrm{Pr}}; \tag{8}$$

$$\tau_w = (\xi/8)\overline{\rho u}^2,\ q_w = Nu(\theta - T_w)\lambda(\overline{T})/D. \tag{9}$$

Таким образом, соотношения (6)–(9) могут с успехом применяться для расчета трения и теплоотдачи как при течении химически инертных, так и реагирующих газов в УИД, КС.

Литература

1. Anderson S.M., Bremhorst K. Investigation of the flow field of a highly heated jet of air // Int. J. Heat and Fluid Flow. 2002. Vol. 23, Issue 2, P. 205 – 219.
2. Paula S.S., Ormiston S.J., Tachiea M.F. Experimental and numerical investigation of turbulent cross-flow in a staggered tube bundle // Int. J. Heat and Fluid Flow. 2008. Vol. 29, Issue 2, P. 387 – 414.
3. Rumsey C.L., Gatski T.B., Anderson W.K., Nielsen E.J. Isolating curvature effects in computing wall-bounded turbulent flows // Int. J. Heat and Fluid Flow. 2001. Vol. 22, Issue 6, P. 573 – 582.
4. Аникин Ю.А., Наумов И.В. Исследование пульсационных характеристик закрученного потока в кубическом контейнере // Теплофизика и аэромеханика. – Новосибирск, 2004. – №4. – С. 571 – 576.
5. Бубенчиков А.М., Харламов С.Н. Математические модели неоднородной анизотропной турбулентности во внутренних течениях. – Томск: Изд-во Томского государственного университета, 2001. – 447 с.
6. Куделин О.Г. Исследование поля скоростей газового потока, движущегося за поршнем в прямоугольном патрубке // Теплофизика и аэромеханика. – Новосибирск, 2006. – №4. – С. 561 – 567.
7. Куделин О.Г.,Лебедев О.Н. Решение уравнения вихревого движения вязкого газа в цилиндре ДВС в аналитическом виде // Теплофизика и аэромеханика. – Новосибирск, 2005. – №4. – С. 609 – 614.

МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ

С.С. Байкин
Научный руководитель доцент А.В. Рудаченко
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Существует несколько направлений, способных повысить надежность магистральных насосных агрегатов (МНА) и все они связаны с увеличением ресурса оборудования, такие как:

-применение методов и средств технической диагностики;

-модернизация магистральных насосных агрегатов НПС посредством монтажа виброкомпенсирующих систем (ВКС);

-внедрение частотно-регулируемого электропривода центробежных насосов.

В данной работе рассматривается метод монтажа ВКС.

Метод заключается в применении комплекса виброизолирующих компенсирующих элементов, снижающих или полностью предотвращающих воздействие на насосное оборудование внешних дестабилизирующих факторов и внутренних динамических перегрузок. Эта система снижения уровня вибрации насосного агрегата предусматривает устранение непосредственного контакта насосного агрегата с несущей конструкцией (фундамент) и другими внешними связями.

Исследования показали, что применение гибких компенсирующих и упругих виброизолирующих элементов увеличивает межремонтный период (МРП) и ресурс работы агрегатов в несколько раз, практически исключая вероятность аварий.

Таким образом ВКС предназначена для повышения надежности работы насосного агрегата, снижения действующих уровней вибрации агрегатов и трубопроводов, а также улучшения условий труда обслуживающего персонала за счет снижения вибрации и шума на рабочих местах.

Установка насосных агрегатов на амортизирующие опоры снижает передачу вибрации агрегатов на фундаменты в 50… 100 раз.

В данной работе был произведен анализ мероприятий по улучшению динамических характеристик насосных агрегатов, а именно анализ применения ВКС.

Для анализа возможности улучшения динамических характеристик насосных агрегатов в работе предложен расчет сложной колебательной системы: «виброкомпенсирующая рама – электродвигатель».

При расчете сложных динамических систем используется система дифференциальных уравнений Лагранжа 2-го рода.

Для составления и решения системы уравнений, в первую очередь, была составлена расчетная схема колебательной системы «виброкомпенсирующая рама – электродвигатель».

В данной системе насчитывается 10 степеней свободы.

Как известно число степеней свободы равно числу обобщенных координат. Таким образом, в качестве обобщенных координат выбираем координаты центра тяжести рамы, ротора и статора, а так же вращение ротора.

В качестве обобщенных сил будут выступать:

$F_{ЭС}$ – электрическая сила, возникающая в обмотке статора, $F_{ЭР}$ – электрическая сила ротора, $Ф$ – сила инерции, возникающая при разбалансе ротора, P_P – вес ротора, $P_{стат}$ – вес статора, P_{PAMA} – вес рамы ВКС, M_c – момент сопротивления, $M_{вр}$ – момент вращения, создаваемый электродвигателем.

Для решения системы уравнений Лагранжа необходимо определить кинетическую, потенциальную и диссипативную энергии системы.

Кинетическая энергия колебательной системы, состоящей из 3-х элементов (ротор, статор, виброкомпенсирующая рама) будет выглядеть следующим образом:

$$T = \frac{1}{2} \cdot I \cdot (\phi^{\bullet})^2 + \sum_{j=1}^{3} \frac{1}{2} \cdot m_j \cdot ((x^{\bullet}{}_j)^2 + (y_j^{\bullet})^2 \ + (z_j^{\bullet})^2),$$

где I – момент инерции цилиндра,

$$I = \frac{\pi \cdot r^2}{2},$$

Потенциальная энергия системы в общем виде будет выглядеть следующим образом:

$$П = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^{3} \sum_{j=1}^{3} \sum_{k=1}^{3} \kappa_{ijk} q_i q_j q_k,$$

где κ_{ij} – коэффициент жесткости элементов системы,

$q_i q_j$ – обобщенные координаты.

Третья составляющая уравнения Лагранжа – диссипативная энергия системы, будет выглядеть следующим образом:

$$Ф = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^{3} \sum_{j=1}^{3} \sum_{k=1}^{3} \lambda_{ijk} q^{\bullet}{}_i q^{\bullet}{}_j q^{\bullet}{}_k,$$

где $q_i q_j$ – обобщенные скорости, λ_{ij} – коэффициент демпфирования элементов системы.

Объединив эти 3 типа энергий получим систему дифференциальных уравнений Лагранжа 2-го рода, описывающую колебательные процессы в системе «виброкомпенсирующая рама – электродвигатель».

В результате решения этой системы с помощью вычислительной программы MathCad, были получены амплитуды колебаний рамы, ротора и статора, которые соответственно составили:

$Amplitude_1 = 5{,}652 \cdot 10^{-4}$, $Amplitude_2 = 2{,}878 \cdot 10^{-4}$, $Amplitude_3 = 0{,}938 \cdot 10^{-4}$.

То есть амплитуда рамы в 2 раза больше амплитуды ротора.

Так же с помощью преобразования Фурье были получены спектры вибраций для рамы, ротора и статора.

При применении виброкомпенсирующей системы экономическая эффективность будет получена за счет:

1. Сокращения затрат на ремонт, так как межремонтный период увеличивается в два раза;
2. Сокращения затрат на аммортизацию в год так как срок эксплуатации увеличится вдвое.

Анализ мероприятий по улучшению динамических характеристик показывает, что система вибродиагностики, применительно к ВКС, в настоящее время не в полной мере отражает техническое состояние насосного агрегата, так как учитывает лишь абсолютные вибрации подшипниковых узлов, в то время как относительная составляющая вибрации не менее важна. При применении таких систем абсолютная вибрация ротора может быть равна нулю (когда колебания ротора и виброкомпенсирующей рамы находятся в противофазе), в то время как уровень относительной вибрации будет значителен. Так же если колебания ротора и рамы совпадут по фазе, то может возникнуть резонанс системы.

Следовательно:

-при изменении упруго-демпферных свойств системы можно изменять вибрационные характеристики отдельных составляющих этой системы;

-необходимо менять методику контроля и оценки вибрации, а в частности необходимо учитывать амплитудно-фазовую и спектральную составляющие вибрации, а так же относительные колебания.

СИСТЕМЫ ОБНАРУЖЕНИЯ НЕСАНКЦИОНИРОВАННЫХ ВРЕЗОК

И.Р. Валишев
Научный руководитель доцент В.Г. Крец
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Развитие нефтяной промышленности увеличило протяженность нефтепроводов и объемы перекачиваемых нефтепродуктов, что потребовало повышения уровня технической оснащенности и внедрения средств автоматизации процессов перекачки.

Одна из проблем эксплуатации магистральных нефтепроводов заключается в предотвращении потерь нефти и нефтепродуктов, что приводит к загрязнению почвы, водоемов и атмосферы. Потери могут быть вызваны из-за износа трубопровода, нарушения правил эксплуатации, повреждения трубопровода и установкой несанкционированных врезок с целью хищения нефти и нефтепродуктов.

За последние годы в практике трубопроводного транспорта участились случаи несанкционированных врезок в трубопровод с целью хищения нефти и нефтепродуктов [3]. В связи с этим, проблемы исследований и направленное создание способов и устройств обнаружения утечек из трубопровода является актуальными.

В настоящее время известен ряд методов и способов обнаружения утечек и несанкционированных врезок в трубопроводы [1,2].

В частности, такие как:

- Метод понижения давления с фиксированной или скользящей установкой;
- Метод отрицательных ударных волн;
- Метод сравнения расходов;
- Радиоактивный метод;
- Ультразвуковой метод зондовый;
- Метод акустической эмиссии;
- Лазерный газоаналитический метод;
- Метод вихревых токов;
- Комбинированный электромагнитный метод контроля.

Однако ни один из перечисленных методов обнаружения утечек не позволяет оперативно и надежно фиксировать несанкционированные врезки в соответствии со своими функциональными возможностями.

В работе [2] описывается акустический способ обнаружения несанкционированных врезок. При механическом воздействии на металл трубы возникают акустические возмущения, которые распространяются по трубе как по волноводу. Информацией для обнаружения врезок служат показания с датчиков, которые крепятся на трубе. Данный метод относится к непрерывным методам контроля. Однако данная система может обнаружить врезку только в момент создания и обязательным условием является наличие сигналов, значение которых должно превышать допустимый уровень шумов, которые могут быть вызваны факторами окружающей среды, что является существенным недостатком.

При визуальном обходе нефтепровода применяют магнитометры высокой чувствительности [4]. Большинство трубопроводов находится под землей, что не позволяет надежно выявить места несанкционированных врезок по причине их скрытности. А применяющиеся устройства электромагнитного обследования не всегда эффективны, поскольку диаметры врезок в стенки трубопровода, на фоне его большого диаметра и массы, не позволяют их ощутить методами радиолокации.

Устройство определения скрытых мест несанкционированных врезок «Zond» (автор Абдуллаев А.А.), основанное на регистрации изменения градиента магнитного поля земли над трубопроводом в местах локализации ферромагнитных масс, предназначено для обнаружения несанкционированных врезок в трубопроводы и регистрации прохождения очистных поршней, оснащенных постоянными магнитами.

Обследование возможно только путем обхода трассы трубопровода и не позволяет оперативно обследовать участки большой протяженности и может использоваться только периодически или в местах вероятного нахождения врезки.

Предложены усовершенствованные варианты внутритрубных детекторов [4]. Технический результат изобретения – расширенные возможности по внутритрубному обнаружению несанкционированных врезок на участках магистральных трубопроводов с дефектами деформации, сложным профилем, вертикальными участками и участками с крутым уклоном, поворотами малого радиуса и другими особенностями,

препятствующими обследованию трубопроводов внутритрубными дефектоскопами. Эта технология еще не достаточно освоенная и использование предусматривается периодически.

Таким образом, на данный момент нет достаточно эффективных и оперативных методов и способов обнаружения несанкционированных врезок и утечек. На наш взгляд следует совершенствовать акустические методы обнаружения (слежения) за несанкционированными врезками.

Одним из путей обнаружения несанкционированных врезок также предлагается использовать метод аэромагнитной съемки с использованием летательных аппаратов сверхлегкого типа – дельтапланов. На летательном аппарате крепится магнитометр высокой чувствительности. Пролетая над участком нефтепровода на малой высоте (около 20 метров), снимается (сканируется) магнитная характеристика исследуемого трубопровода. Сравнение полученной характеристики с эталонной (без врезок) позволит выявить местонахождение установленной врезки.

Литература

1. Вайншток С.М., Новоселов В.В., Прохоров А.Д., Шаммазов А.М. Трубопроводный транспорт нефти / Под ред. С.М. Вайнштока: Учеб. Для вузов в 2 т. – М.: ООО «Недра-Бизесцентр», 2004. – Т.2. – 621 с.
2. Латышев Л.Н., Насыров З.Р. Система обнаружения несанкционированных врезок в магистральный нефтепровод // Нефтегазовое дело. – М., 2006. – 10 с.
3. Гольянов А.А. обнаружение места утечек в магистральных нефтепродуктопроводах с помощью сканирующих импульсов давления: Автореферат. – Уфа, 2004. – 22 с.
4. Харенко Д.Н. Система обнаружения несанкционированной врезки в магистральный нефтепровод / Тезисы доклада конференции молодых специалистов ОАО «СЗМН». – Казань, 2004.

ГИС В ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ

А.А. Васильев, И.Ш. Ислямов
Научный руководитель доцент В.М. Передерин
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время нефтегазовая отрасль получила новый импульс развития. Впервые за 15 лет нефтяники начали вкладывать в отрасль деньги, и за год добыча нефти в России увеличилась на 9%, достигнув 29 млн. тонн в месяц. В соответствии с этим к 2010 году добыча нефти должна возрасти до 310-315 млн. тонн. Как следствие, в магистральном транспорте намечается создание новых транспортных систем, предназначенных как для оптимизации и наращивания экспортных потоков российских нефти и газа, так и для транзита из сопредельных государств. В связи с этим становится актуальным вопрос транспортировки нефти.

Проектирование трассы трубопровода требует комплексного учета всех факторов, влияющих на удорожание строительства, однако эта задача очень трудоемка для решения вручную. С появлением средств ГИС-анализа и мощных компьютеров ситуация в значительной степени изменилась.

ГИС, или Географические Информационные Системы [2] – это компьютерные системы, позволяющие эффективно работать с пространственно-распределенной информацией. Они являются закономерным расширением концепции Баз Данных, дополняя их наглядностью представления и возможностью решать задачи пространственного анализа.

Практически в любой сфере деятельности мы встречаемся с информацией такого рода, представленной в виде карт, планов, схем, диаграмм и пр. Это может быть схема метро или план здания, карта экологического мониторинга территории или схема взаимосвязей между офисами компании, атлас земельного кадастра или карта природных ресурсов и многое, многое другое. ГИС дает возможность накапливать и анализировать подобную информацию, оперативно находить нужные сведения и отображать их в удобном для использования виде. Применение ГИС-технологий позволяет резко увеличить оперативность и качество работы с пространственно-распределенной информацией по сравнению с традиционными «бумажными» методами.

ГИС-технологии развиваются уже давно, накоплен значительный опыт их использования. Однако вплоть до сравнительно недавнего времени их применение было возможно лишь на основе мощных и дорогих ЭВМ. Совершенствование вычислительной техники привело к тому, что все более широкие возможности ГИС-технологий становятся доступны пользователям обычных персональных компьютеров.

Первые работы по ГИС-технологиям начали проводиться более 25 лет назад в Канаде и первоначально использовались в основном для целей землеустройства. Сейчас это один из наиболее бурно растущих сегментов рынка высоких компьютерных технологий.

Работающая ГИС включает в себя пять ключевых составляющих: аппаратные средства, программное обеспечение, данные, исполнители и методы [5].

Аппаратные средства. Это компьютер, на котором запущена ГИС. В настоящее время ГИС работают на различных типах компьютерных платформ, от централизованных серверов до отдельных или связанных сетью настольных компьютеров.

Программное обеспечение ГИС содержит функции и инструменты, необходимые для хранения, анализа и визуализации географической (пространственной) информации. Ключевыми компонентами программных продуктов являются:

- инструменты для ввода и оперирования географической информацией;
- система управления базой данных (DBMS или СУБД);
- инструменты поддержки пространственных запросов, анализа и визуализации (отображения);
- графический пользовательский интерфейс (GUI или ГИП) для легкого доступа к инструментам.

Данные. Это вероятно наиболее важный компонент ГИС. Данные о пространственном положении (географические данные) и связанные с ними табличные данные могут собираться и подготавливаться самим пользователем, либо приобретаться у поставщиков на коммерческой или другой основе. В процессе управления пространственными данными ГИС интегрирует эту информацию с другими типами и источниками данных, применяемые многими организациями для упорядочивания и поддержки имеющихся в их распоряжении данных.

Исполнители. Широкое применение технологии ГИС невозможно без людей, которые работают с программными продуктами и разрабатывают планы их использования при решении реальных задач. Пользователями ГИС могут быть как технические специалисты, разрабатывающие и поддерживающие систему, так и обычные сотрудники (конечные пользователи), которым ГИС помогает решать текущие каждодневные дела и проблемы.

Методы. Успешность и эффективность (в том числе экономическая) применения ГИС во многом зависит от правильно составленного плана и правил работы, которые создаются в соответствии со спецификой задач и работы каждой организации.

Работая с ГИС, вы выводите на экран компьютера одну или несколько интересующих вас карт (схем, планов и т.д.). Вы легко можете менять детальность изображения, увеличивая или уменьшая отдельные элементы карты. Например, выбрав на карте города нужное здание вы можете вывести его крупным планом и рассмотреть пути подъезда к зданию [3].

Вы имеете возможность управлять тематическим составом изображаемой информации. Например, на карте полезных ископаемых вы можете отключить видимость ненужных в данный момент видов ископаемых ресурсов и речной сети, оставив между тем видимой дорожную сеть.

Указав объект на карте, можно получить информацию о нем. Например, указав объект недвижимости, вы можете узнать его стоимость, кто является его владельцем, каково состояние объекта и пр. Выбрав находящееся поблизости промышленное предприятие, вы получите данные о его профиле, влиянии на экологию района и т.д. Ряд геометрических характеристик объектов (длину участка магистрального трубопровода, расстояние между городами, площадь лесного массива) вы можете измерить непосредственно на экране, пользуясь средствами ГИС.

С другой стороны, вы можете использовать ГИС как поисковую систему. В этом случае вы составляете запрос, в котором перечисляете интересующие вас свойства объектов, и система выделяет на карте подходящие объекты. Например, представляющие потенциальную опасность для строительства и эксплуатации трубопроводов оползневые участки, зоны карстов, сезонной мерзлоты и т.д. Специальные средства позволяют проводить аналитическую обработку данных, а в более сложных случаях – моделирование реальных событий. Результаты обработки также можно увидеть на экране компьютера. Например, вы можете оперативно прогнозировать возможные места разрывов на трассе трубопровода, проследить на карте пути распространения загрязнений и оценить вероятный ущерб природной среде, вычислить объем средств, необходимых для устранения последствий аварии. Другим примером может служить задача оптимизации стоимости перевозок грузов между населенными пунктами с учетом характеристик транспортной сети, объема перевозок и других условий. Наиболее сложные технологические решения включают в себя экспертную поддержку и позволяют получать на выходе обоснованное заключение, пригодное для принятия конкретных решений.

Все, что вы можете увидеть на экране, при необходимости может быть выведено на печатающее устройство и получено в виде твердой копии, либо сохранено в виде стандартного файла изображения и использовано впоследствии в качестве иллюстрации.

ГИС хранит информацию о реальном мире в виде набора тематических слоев, которые объединены на основе географического положения. Этот простой, но очень гибкий подход доказал свою ценность при решении разнообразных реальных задач: для отслеживания передвижения транспортных средств и материалов, детального отображения реальной обстановки и планируемых мероприятий, моделирования глобальной циркуляции атмосферы.

Любая географическая информация содержит сведения о пространственном положении, будь то привязка к географическим или другим координатам, или ссылки на адрес, идентификатор земельного или лесного участка, название дороги и т.п. При использовании подобных ссылок для автоматического определения местоположения объекта применяется процедура, называемая геокодированием [1]. С ее помощью можно быстро определить и посмотреть на карте где находится интересующий вас объект или явление, находится нужная вам организация, где произошло землетрясение или наводнение, по какому маршруту проще и быстрее добраться до нужного вам пункта. Области применения ГИС сегодня крайне разнообразны: землеустройство, контроль ресурсов, экология, муниципальное управление, транспорт, в том числе трубопроводный, экономика, социальные задачи и многое другое. В России происходит взрывной рост интереса к данным технологиям.

ГИС трубопроводов связывает трубопровод на карте с паспортной информацией в базе данных, отображает на карте порывы, позволяет строить профиль трубопровода с учетом рельефа местности, проводит анализ опасных участков и последствий возможных аварий, строит оптимальный маршрут для движения ремонтной бригады к месту возникновения порыва. Для диспетчера изменение состояния объектов нефтедобычи оперативно отображается на карте. Опыт реального использования ГИС на примере нефтепровода протяженностью в 450 км в Ненецком Автономном Округе показал высокую экономическую эффективность ее на всех этапах и при выполнении всех видов работ от проектирования до строительства и эксплуатации объекта.

Литература

1. Гиттис В.Г. Основы пространственно-временного прогнозирования в геоинформатике. – М.: Физматлит, 2004. – 256 с.
2. Коновалова Н.В. Введение в ГИС. – Петрозаводск: Изд-во Петрозаводского ун-та, 1995. – 148 с.
3. Краак Менно-Ян. Картография: визуализация геопространственных данных. – М.: Научный мир, 2005. – 324 с.
4. Проблемы создания региональных геоинформационных комплексов и опыт решения прикладных задач на основе аэрокосмической информации. – М.: Наука, 2002. – 239 с.
5. Цветков В.Я. Геоинформационные системы и технологии. – М.: Финансы и статистика, 1998. – 288 с.

ДИАГНОСТИКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПОДШИПНИКОВ СКОЛЬЖЕНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ТРАНСПОРТА НЕФТИ И ГАЗА

М.А. Васильева

Научный руководитель ведущий научный сотрудник А.С. Кондаков

Институт проблем нефти и газа СО РАН, г. Якутск, Россия

Проблемы безопасности функционирования большинства промышленных объектов и техники, эксплуатируемых в условиях крайнего Севера, тесно связаны с задачами их диагностики. Анализ существующих методов диагностики технического состояния узлов трения показывает, что их низкая достоверность связана, в первую очередь, с тем, что в качестве диагностических параметров обычно используются следственные показатели, например, температура или амплитуда и частота вибраций. Попытки диагностики состояния узла трения по следственным показателям, всегда приводят к ошибочным выводам, поскольку нарушение лимитирующих работоспособность условий обычно обусловлено воздействием нескольких причин, выявление наиболее существенной, из которых достаточно сложно. Одним из существенных параметров для достоверной диагностики технического состояния узлов трения является момент трения, которая характеризуется коэффициентом трения, действующей нагрузкой и скоростью взаимного движения элементов узла трения. Нарушению лимитирующих условий этого параметра предшествует период его дестабилизации, которая проявляется в осциллирующем характере его изменения во времени, сопровождающемся увеличением амплитуды осцилляций. В то же время, в условиях эксплуатации узлов трения и при проведении стендовых испытаний практически невозможно получить данные о моменте трения. Компактность реальных конструкций не позволяет размещать приспособления с упругими элементами, необходимые для замера момента трения. Это приводит к необходимости определять момент трения по замерам других величин, достаточно хорошо коррелирующих с искомым моментом трения. С точки зрения доступности измерений, наиболее выгодным является температурная информация. Термопары можно легко устанавливать в узлах трения даже в эксплуатируемой технике.

В работе [8] предложен и разработан метод тепловой диагностики трения, позволяющий определять мощность трения и соответственно момент трения по замерам температур для полимерных подшипников скольжения сухого трения. Суть метода тепловой диагностики заключается в следующем. В окрестности зоны трения неподвижного элемента подшипника, выполненного из полимерного материала, через определенные интервалы времени термопарой регистрируются значения температуры. Используя математическую тепловую модель, описывающую нестационарное температурное поле в сопряжении, и значения измеренной температуры, решением соответствующей граничной обратной задачи теплообмена определяется теплота, выделившаяся в результате трения. Поскольку практически вся энергия, затрачиваемая на трение, переходит в теплоту, соответственно определяется и мощность трения. Зная радиус вала и скорость вращения при известной мощности трения можно вычислить момент трения.

Работоспособность подшипников скольжения из полимерных композиционных материалов определяется по комплексу критериев, в том числе по критериям, выражающим ограничения по моменту трения и температуре. Для определения мощности трения, характеризуемого всей теплотой, возникающей при трении, достаточно определить функцию интенсивности тепловыделения. Важным этапом решения обратной задачи является разработка эффективных алгоритмов решения прямой задачи. Условие неидеального теплового контакта, даже в случае тел простой формы, затрудняет получение точного аналитического решения. Численное решение трехмерной задачи сопряжено с достаточно большими затратами машинного времени, которые в несколько раз увеличиваются при решении обратных задач, поэтому всегда ищутся пути упрощения модели. Используя конструктивные особенности узла, различия теплофизических свойств материалов, условия контактирования и т.п., понижают размерность задачи, модернизируют граничные условия. Введение дополнительных допущений позволяет представить условие неидеального теплового контакта в удобном виде. В работах [3,4,7] тепловая диагностика трения для радиальных подшипников скольжения вращательного движения сводилась к восстановлению функции интенсивности тепловыделения, зависящей только от времени, при допущении о высокой скорости вращения вала, «размазывания» теплового потока по внешней поверхности вала и однородности температуры по зоне контакта. Учитывая существенное различие теплопроводностей металла и полимерного материала, вал считался тепловым стоком. Соответствующее квазилинейное уравнение теплопроводности не содержало конвективного члена, учитывающего движение источника по поверхности вращающегося вала. Скорость вращения вала учитывалась при вычислении коэффициента теплообмена. При такой постановке для определения максимальной температуры, достигаемой в зоне трения и используемой при оценке работоспособности трибосопряжения по лимитирующему условию, достаточно было на границе трения использовать интегральное условие тепловыделения.

Использование полной трехмерной модели нестационарного теплообмена при практической идентификации тепловыделения и соответственно мощности трения практически реализовать невозможно, поскольку для решения граничной обратной задачи необходимо иметь замеры температуры на достаточно большом количестве точек на некоторой поверхности в окрестности зоны контакта. Размещение термочувствительных датчиков внутри элемента реального узла трения в большом количестве точек неизбежно приведет к нарушению его целостности. В связи с этим для тепловой диагностики трения применяются упрощенные трехмерные тепловые модели для цилиндрических трибосопряжений, построенные при допущениях, не ограничивающих практическое использование. Суть упрощения сводится к принятию допущения об однородности распределения температуры по длине подшипника и представлению трехмерного температурного поля в исследуемом объекте в виде суперпозиции двумерных и трехмерных полей.

В отличие от ранее рассмотренных в [3,4,7] постановок в работах [2,5,6] предлагается определять функцию интенсивности тепловыделения и соответственно мощность трения, зависящую от угловой координаты и времени по данным температурных измерений в окрестности зоны контакта при фиксированном радиусе. Для полимерных подшипников скольжения ключевым в построении трехмерной упрощенной модели является двумерная (плоская) модель теплового процесса. Поэтому основные соотношения для построения алгоритма решения граничной обратной задачи в данных работах получены применительно к плоской модели. В [2,6] рассматривается тепловая модель для подшипника скольжения с возвратно-вращательным движением вала с достаточно высокой скоростью и малой амплитудой колебания. В работе [5] тепловая модель для подшипника содержит конвективный член, учитывающий скорость вращения вала. Вычислительные эксперименты при различных скоростях вращения вала показали, что при угловых скоростях вращения, превышающих 5 рад/с., температурное поле в сечении вала можно считать однородным и применить упрощенные тепловые модели, принятых в [3,4,7,8]. Тепловая модель, принятая в [5] более универсальна. Она пригодна как для подшипника с вращательным движением вала, так и с возвратно-вращательным движением вала. Исследование температурного режима подшипника с возвратно-вращательным движением вала интересна и тем, что она более теплонагружена чем подшипник с вращательным движением вала, ввиду локализации источника тепла на поверхности вала, приводящей к существенной неоднородности температурного поля в поперечном сечении вала.

Идентификация мощности трения по температурным данным в подшипнике скольжения относится к классу некорректных задач, главной особенностью которых является неустойчивость их решения к погрешностям в температурных данных, неизбежно возникающим при измерениях. Для решения некорректных задач применяются методы регуляризации. В работах [2,5,6] применяется, предложенный в [1], метод итерационной регуляризации на основе градиентных методов минимизации функционала невязки, который теоретически обоснован для линейных постановок обратных задач. Тем не менее, метод используют и для решения нелинейных задач. В указанных работах получены все необходимые математические выкладки для идентификации мощности трения, соответственно и момента трения, по температурным данным для полимерных подшипников скольжения с вращательным и с возвратно-вращательным движением вала. Будет исследован устойчивость решения обратной граничной задачи к погрешностям температурных измерений. Вычислительными экспериментами будут установлены допустимые уровни погрешностей в температурных измерениях, приемлемые для практики восстановления момента трения в полимерных подшипниках скольжения. Эти исследования актуальны тем, сто полимерные подшипники применяются в самых различных узлах трения в современных машинах, в самых сложных и ответственных производственных оборудованиях, эксплуатируемых в различных экстремальных условиях, в том числе в условиях холодного климата северных регионов.

Литература

1. Алифанов О.М., Артюхин Е.А., Румянцев С.В. Экстремальные методы решения некорректных задач. – М.: Наука, 1988. – 286 с.
2. Васильева М.А. Алгоритм восстановления мощности тепловыделения в радиальных подшипниках скольжения возвратно-вращательного движения с высокой частотой // Мат. заметки ЯГУ. – Якутск, 2007. – выпуск 2. – С. 81 – 91.
3. Старостин Н.П., Кондаков А.С. Тепловая диагностика трения в цилиндрических сопряжениях. I. Алгоритм итерационного решения граничной обратной задачи // ИФЖ. – Минск, 2002. – Т.74, – №2. – С. 13 – 17.
4. Старостин Н.П., Кондаков А.С. Тепловая диагностика трения в цилиндрических сопряжениях. II. Вычислительные эксперименты и обобщения // ИФЖ. – Минск, 2002. – Т.75, – №5. – С. 125 – 129.
5. Старостин Н.П., Кондаков А.С., Васильева М.А. Построение алгоритма восстановления плотности сосредоточенного источника тепла в двумерном уравнении теплопроводности в цилиндрических координатах // Мат. заметки ЯГУ. – Якутск, 2007. – Т.14, – выпуск 1. – С. 138 – 150.
6. Старостин Н.П., Кондаков А.С., Васильева М.А. Тепловая диагностика трения в самосмазывающихся радиальных подшипниках скольжения возвратно-вращательного движения. Часть 1. Алгоритм определения функции мощности тепловыделения // Трение и износ. – Гомель, 2007. – Т.28, – №4. – С. 351 – 360.
7. Старостин Н.П., Кондаков А.С., Кондаков А.А. Восстановление момента силы трения в полимерном подшипнике скольжения по замеру температуры // Трение и износ. – Гомель, 2002. – Т.23, – №5. – С. 498 – 508.
8. Старостин Н.П., Тихонов А.Г., Моров В.А., Кондаков А.С. Расчет триботехнических параметров в опорах скольжения. – Якутск: ЯНЦ СО РАН, 1999. – 276 с.

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ В РАЗВИТИИ КАМЕР СГОРАНИЯ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК

О.В. Вертинская, А.В. Лебедева
Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Камера сгорания – это основополагающая часть газотурбинной установки. Ее совершенствование является очень важным в развитии и совершенствовании ГТУ.

Природное топливо останется на ближайшую перспективу основным первичным носителем энергии. Мировое население в размере 6 миллиардов человек ежегодно увеличивается на 80 миллионов (что соответствует половине населения России или Бразилии или трети населения США). Эти люди нуждаются в дешевой электроэнергии практически во всех областях жизни. Она необходима для освещения, быта, подготовки питьевой воды, использования механической силы, кондиционирования воздуха, управления и регулирования и многого другого.

Доля газотурбинных электростанций, прежде всего с парогазовым циклом, в последние годы составила 53% от общего объема заказов на электростанции на природном топливе.

Либерализация рынка еще больше обострит конкуренцию среди производителей электроэнергии: электроэнергия станет ходовым товаром. Уже сегодня заказчики на энергетическом рынке рассматривают электростанции в основном с точки зрения дохода.

Мировая энергетика в конце XX века столкнулась с необходимостью научиться создавать относительно недорогие машины с высокими техническими и совершенными экологическими параметрами. Эта потребность во многом обусловлена надвигающимся дефицитом органического топлива, а также ужесточением требований к уровню загрязнения окружающей среды. Анализ тенденций развития энергетических машин свидетельствуют о том, что наиболее совершенные установки могут быть созданы с использованием газотурбинных технологий. Вполне обоснованно многие специалисты по энергетике считают XXI век – веком газотурбинных технологий. Это мнение основывается на следующих принципах:

-высокой энергоемкости газотурбинных установок, характеризуемой удельной мощностью 1-3 МВт/м^3 (1-2 МВт/т) и значительной агрегатной мощностью (10-800 МВт);

-высоком КПД на режимах номинальной нагрузки (55-60 % и более в сложном и бинарном циклах, рис.1);

-высокой маневренности и готовности к действию (экстренное приготовление к действию 20-30 мин, время запуска 5-10 мин, время выхода на номинальный режим 15-20 мин);

-высокой автоматизации процессов управления, малой трудоемкости технического обслуживания, высокой ремонтопригодности [4].

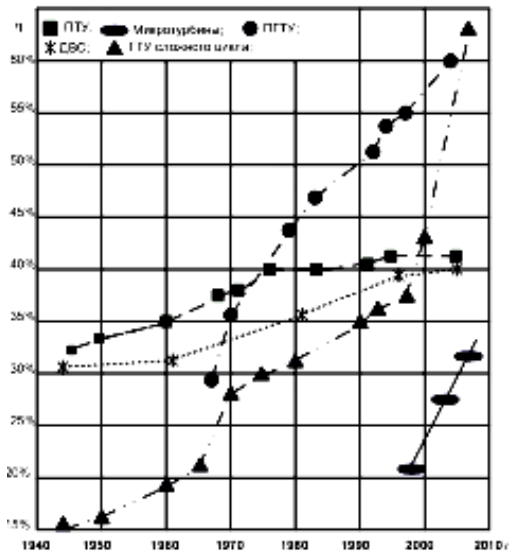


Рис.1 Тенденции изменения коэффициентов полезного действия энергетических установок

Камера сгорания служит для подвода тепла к сжатому в компрессоре воздуху.

Основные требования:

- обеспечение высокой степени сгорания топлива;
- равномерность температурного поля;
- надежность работы при высоких температурах;
- обеспечение многорежимности;
- низкий уровень выбросов и дымности;
- минимальные габаритные размеры.

Современной тенденцией в развитии КС является разработка экологически чистой камеры сгорания.

Обычные камеры сгорания работают таким образом, что при длительном использовании в условиях высоких внутренних температур их КПД значительно снижается, и возрастает уровень вредных экологических выбросов (например, CO, NO_x). Российские исследователи из Московского авиационного института (МАИ) в настоящее время разрабатывают современную камеру сгорания для турбореактивных двигателей, где эта проблема будет решена.

Группа из более чем 100 российских ученых и специалистов, 50 из которых в прошлом – эксперты в области ракетных технологий, создает высокотемпературную кольцевую камеру сгорания с минимальным количеством вредных выбросов. Этот научный коллектив применил комбинацию математического моделирования, теоретической оценки и экспериментального изучения камеры, способной сокращать формирование ядовитой окиси азота в процессе сгорания углеводородного топлива. Кроме того, новый проект предполагает реорганизацию процесса сгорания, позволяющую повысить КПД. Предлагаемая камера сгорания имеет высокий запас прочности по температурам рабочих газов, что позволяет улучшить характеристики двигателя и исключает необходимость системы охлаждения стенок камеры. Она отличается меньшим весом и

полностью отвечает стандартам Международной Организации Гражданской Авиации (ICAO) [3]. Так же новой тенденцией является усовершенствование системы впрыска в КС для снижения выхлопов в атмосферу.

Ведется активный поиск способов по минимизации веществ в выбросах энергетических установок [1]. В России одним из основных направлений по ограничению эмиссии NO_x является модернизация камер сгорания в существующих установках. Однако такая модернизация хорошо эффективна только для установок с изначально большой эмиссией. Для большего снижения требуется существенно более сложные изменения. В настоящее время темп сокращения выбросов составляет 3-5 тыс. т/год. Применение новых типов малотоксичных газотурбинных установок в настоящее время является малоэффективным, так как эти малоэмиссионные конструкции с трудом могут обеспечить эмиссию NO_x ниже уровня 100 мг/м^3 (опытные образцы не отвечают требованиям надежности) [4].

Несмотря на это, в настоящее время и в России, и в мире ведутся активные работы, направленные на обеспечение эффективного горения с минимальным уровнем вредных выбросов, при этом отвечающих требованиям экономической и энергетической эффективности. Например, недавно австрийским фирмам «CTR» и «AVL» удалось создать компактные лазерные свечи зажигания для двигателей внутреннего сгорания. Подобные работы по применению лазера в системе зажигания велись уже давно, однако значительные габариты не позволяли говорить о возможности их применения. Свечи, созданные сейчас, по габаритам сравнимы с обычными свечками, однако намного экономичнее и эффективнее. Идея применения лазера заключается в лазерном поджиге, лазерная свечка способна зажигать топливо на обедненной смеси, а это означает общую экономию топлива и снижение вредных выбросов.

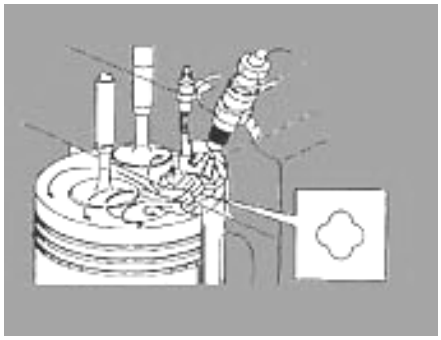


Рис.2 Схема непрямого впрыска топлива

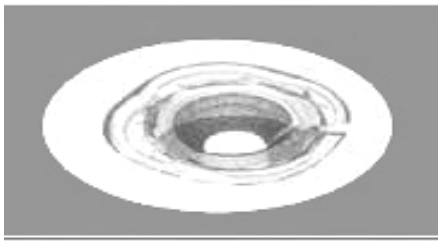


Рис.3 Схема прямого впрыска топлива

Воздухосборник при необходимости может быть увеличен с помощью установки 4-х клапановой системы (2 клапана для впуска, 2 клапана для выпуска) Неравномерность распыления топлива между впрыском может быть сведена к минимуму посредством установки топливноинжекторной форсунки вертикально. Отличное сочетание между вихревым соотношением впрыска и формой/размерами камеры сгорания, равномерное/однородное смешивание топлива в камере сгорания, а также качество пусковых характеристик, шума, и выхлопов были улучшены.

Непрямой впрыск

Проведя ряд исследовательских работ по изучению характеристик текучести, с помощью экспериментальных и многочисленных методов анализа, специалисты компании «Yanmar» достигли улучшения смесеобразования как в камере сгорания, так и в специальном входном отверстии, расположенном вокруг инжектора. Наиболее эффективное использование потока поступающего воздуха, является причиной более чистого сгорания и снижает уровень выхлопов.

Прямой впрыск

Снижения уровня выхлопов добились путем использования оригинальной камеры сгорания «STAGE». Новая камера увеличивает скорость процесса смесеобразования с помощью вихревого движения, обеспечивая необходимое сгорание в сравнение с общепринятым типом, таким образом, осуществляя снижение выхлопов [2].

Таким образом, проведенный обзор служит подтверждением актуальности проблемы модернизации камеры сгорания газотурбинных установок. Отсюда следует вывод о том, что современные тенденции в развитии камер сгорания направлены на увеличение их КПД, повышение экономичности и уменьшение эмиссии выхлопных газов в атмосферу, т.е. усовершенствование экологических характеристик всей газотурбинной установки.

Литература

1. Постников А. М. Снижение оксидов азота в выхлопных газах ГТУ // Известия Самарского научного центра РАН, 2003.
2. Рекламный проспект фирмы «Rolls-Royce Industrial & Marine Gas Turbines Limited», 2004.
3. Скибин В. А. Выбросы вредных веществ от авиационных двигателей // Аэрокосмический курьер. – М., 2005. – №2. – С. 17 – 19.
4. Сударев А. В. Камера сгорания газотурбинных установок. – М.: Машиностроение, 1995. – 230 с.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕПЛООБМЕННЫХ АППАРАТОВ В СИСТЕМЕ РЕГЕНЕРАЦИИ ГАЗОВЫХ ТУРБИН

Е.К. Гуцалюк, А.С. Кулеш
Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ни для кого не секрет, что на сегодняшний день нефтегазовая промышленность играет ведущую роль в развитии экономики России. Наша страна со своим огромным топливно-энергетическим потенциалом давно могла занять лидирующую позицию среди развивающихся стран мира. Россия является постоянным поставщиком сырья на мировой рынок, где спрос давно превышает предложение. В связи с этим происходит рост цен на органическое топливо, и как следствие требуются новые подходы в разработке и освоении прогрессивных технологий в энергетике и промышленности, т.к. используемое энергетическое оборудование не в полной мере отвечает современным требованиям [3].

Газотурбинные установки занимают основное место в энергоснабжении нефтегазового комплекса, потому как с их помощью тепловая энергия перерабатывается в механическую. Еще недавно ГТУ состояла из трех элементов: компрессора, камеры сгорания и турбины, но уменьшение запасов нефти и газа и глобальные изменения климата остро поставили вопрос о создании ГТУ нового поколения с более высокой надежностью, мощностью и КПД за счет установки в них теплообменного оборудования. Для таких установок используются усложненные схемы, так называемые сложные циклы, содержащие термодинамические процессы:

- промежуточный подогрев в процессе расширения;
- промежуточное охлаждение в процессе сжатия;
- утилизация тепла выхлопных газов;
- увлажнение циклового воздуха.

Утилизация тепла из цикла может быть реализована различными способами:

- подогревом выхлопными газами циклового воздуха перед камерой сгорания;
- производством перегретого пара высокого давления и впрыска его в камеру сгорания и турбину;
- использованием тепла выхлопных газов для повышения теплотворной способности топлива;
- утилизацией тепла выхлопных газов в дополнительном утилизационном цикле [2].

На сегодняшний день широкое распространение получили кожухотрубные теплообменники, предназначенные для нагрева или охлаждения, испарения или конденсации различных жидких и парообразных сред в различных технологических процессах. Такие аппараты имеют цилиндрический кожух, в котором расположен пучок теплообменных труб. Трубные решетки с развальцованными трубками крепятся к кожуху аппарата. С одной стороны теплообменный аппарат закрыт распределительной камерой, с другого – крышкой. Аппарат оборудован штуцерами для теплообменивающихся сред; одна среда идет по трубкам, другая проходит через межтрубное пространство [4].

С течением времени к теплообменному оборудованию предъявляются все более жесткие требования и оно становится неконкурентоспособным по отношению к западным аналогам. В связи с этим ООО «Анод – Теплообменный центр» предлагает использовать конструкцию теплообменной поверхности из змеевиков (см. рис.) с малым радиусом гиба (ЗМРГ), среди достоинств которой:

- интенсивность теплообмена в результате высокой турбулентности потока сред;
- минимальное гидравлическое сопротивление по контуру за счет выбора оптимальных скоростей теплоносителей;
- принцип противотока теплообменных сред позволяет получить минимальный логарифмический температурный напор;
- компактность поверхности теплообмена за счет промежуточного объединения змеевиков в модуле, что позволяет использовать трубы меньшего типоразмера [4].

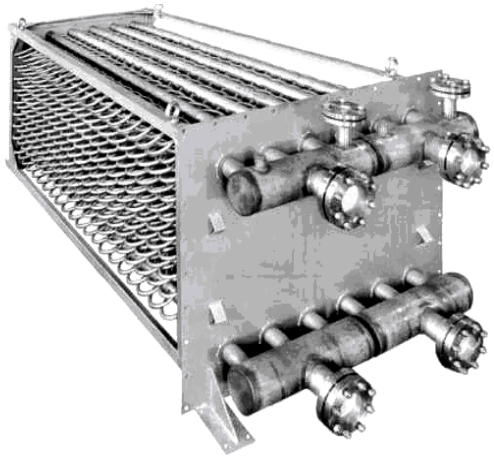


Рис. Теплообменный аппарат с поверхностью змеевикового типа

Надежность работы данной трубной системы характеризуется:

- самокомпенсацией змеевиковой теплообменной поверхности при температурных расширениях;
- трубным пучком и коллектором круглого сечения, которые хорошо выдерживают давление;
- соединениями, выполненными сварным методом;
- секционированием, повышающим ремонтопригодность [1].

Что касается технологических особенностей изготовления, здесь тоже можно выделить свои преимущества:

- большое количество однотипных змеевиков дает возможность автоматизировать процесс изготовления;
- объединение змеевиков в модули позволяет применить агрегатную технологию изготовления.

У такого теплообменного оборудования есть еще ряд положительных характеристик:

- способность к самоочищению от отложений, т.е. высокая турбулизация сред препятствует образованию отложений на поверхности змеевиков и позволяет производить отмывку теплообменной поверхности от отложений термогидроударом;
- эксплуатация с различными рабочими средами;
- простота обслуживания в связи с тем, что вертикальное расположение змеевиков позволяет быстро производить ввод/вывод теплообменника в работу, а также полностью производить воздухоудаление и слив [5].

Первыми решили использовать такой теплообменный комплекс для ГТУ «Надежда», что позволило получить мощность установки 16,3 МВт с КПД 43%, добиться регенерации тепла уходящих газов и промежуточного охлаждения в осевом компрессоре, высокой эффективности теплообмена, надежности работы при циклических нагрузках, улучшенных массогабаритных характеристик. Широкое внедрение агрегатов «Надежда» на компрессорных станциях позволяет обеспечить экономию топливно-энергетических ресурсов на 2,5 млн. тонн условного топлива в год [5].

В заключение следует отметить, что предлагаемая компоновка теплообменного комплекса для ГТУ «Надежда» позволяют создать газотурбинную установку мирового уровня, которая может быть использована как лидерная для разработки установок различного назначения [1].

Таким образом, видно, что использование теплообменного оборудования – это огромный скачок в развитии отечественного производства ГТУ.

Литература

1. Аношкин Ю.И., Походяев С.Б., Ялин В.А. Теплообменное оборудование XXI века для ГТУ нового поколения // Газотурбинные технологии. – Рыбинск, 2007. – № 5. – С. 22 – 25.
2. Иванов В.Л., Леонтьев А.И., Манушкин Э.А., Осипов М.И.; под ред. Леонтьева А.И. Теплообменные аппараты и системы охлаждения газотурбинных и комбинированных установок. – М.: МГТУ им. Баумана, 2004. – 592 с.
3. Микаэлян Э.А. Проблема энергосбережения в нефтегазовой промышленности на основе развития газотурбинных технологий // Нефть, Газ & Энергетика. – М., 2007. – №9.
4. Скобло А.И., Молоканов Ю.К. Процессы и аппараты нефтегазопереработки и нефтехимии. 4-е издание дополненное и переработанное. – М.: Недра, 2005. – 617 с.
5. http://www.anod-tc.ru

ПРОКЛАДКА ТРУБОПРОВОДОВ ПРИ ПОДВОДНОМ ПЕРЕХОДЕ МЕТОДОМ БЫСТРОРАЗЪЕМНОГО СОЕДИНЕНИЯ

О.И. Дзарданов
Научный руководитель профессор В.П. Докукин
Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В. Плеханова (технический университет), г. Санкт-Петербург, Россия

Анализ аварийности, выполненный Росгортехнадзором России, показывает, что основными причинами аварий, случившихся на подводных переходах в 1992–2005 гг., являются: внешние физические воздействия на трубопроводы (34,7 %); нарушения норм и правил производства работ при строительстве и ремонте, отступления от проектных решений (24,7 %); коррозионные повреждения (23,5 %); нарушения технических условий при изготовлении труб, деталей и оборудования (12,4 %); ошибочные действия эксплуатационного и ремонтного персонала (4,7 %).

Для обеспечения безопасной эксплуатации подводных переходов необходимо знать не только показатели физического старения трубы, но и деградацию других ее элементов (изоляционного покрытия, арматуры, заглубление в дно водоема и т.п.), фактическое состояние повреждений, профилактики, ремонта, модернизации, организации управления долговечностью всего объекта.

Поддержание работоспособного состояния трубопроводов невозможно без проведения восстановительных и ремонтных работ. Выполнение этой задачи сопряжено с большими капиталовложениями, а в сложных условиях прокладки и со значительными техническими трудностями.

Применительно к длительно эксплуатируемым нефтепроводам на эти причины накладываются особенности, определяемые уровнем техники и технологии строительства прошлых лет.

Существует множество методов прокладки трубопроводов через естественные и искусственные препятствия и конструкций переходов. Выбор метода (или конструкции) в каждом конкретном случае должен основываться на рассмотрении совокупности условий прохождения и требований к переходу – технических, экономических, экологических и др.

Одной из перспективных технологий строительства переходов через естественные и искусственные препятствия является бестраншейная технология прокладки магистральных трубопроводов, а в рамках бестраншейной технологии особый интерес представляет способ прокладки трубопровода под дном реки с использованием быстроразъемного соединения (рис.1).

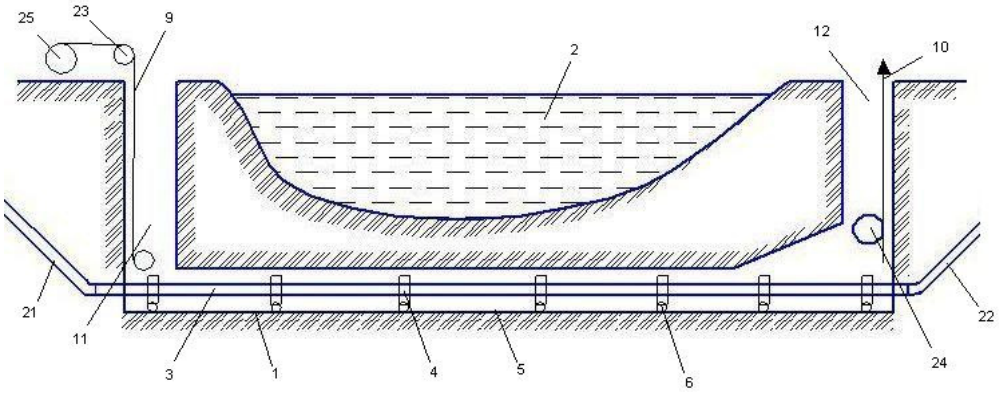


Рис.1 Метод быстроразъемного соединения
1 – грунт, 2 – водная преграда, 3 – отрезок трубопровода, 4 – патрубками, 5 – дополнительная труба, 6 – катки, 9, 10 – тяговые канаты, 11, 12 – вертикальные колодцы, 21, 22 – переходные участки трубопровода, 23, 24 – отклоняющие блоки, 25 – лебедка.

При прокладке подводного перехода трубопровода, размещенном в футляре, участок трубопровода выполняют горизонтальным и формируют из отдельных труб. Трубы соединяют между собой патрубками с быстроразъемными соединениями. Каждый патрубок оснащают ходовыми катками их опиранием на внутреннюю поверхность. В верхней части каждой трубы и с обоих ее концов закрепляют проушины с возможностью присоединения к ним тяговых канатов, которые размещают в вертикальных колодцах по обеим сторонам от преграды. Внутренние поверхности патрубков со стороны каждой трубы выполняют коническими, а взаимодействующие с ними поверхности концов труб снабжают кольцевыми прокладками из упругого материала с обратной конусностью. По бокам каждой трубы и патрубка закрепляют смещенные по высоте друг относительно друга пластины с продольными прорезями, размещенными друг над другом со смещением в горизонтальной плоскости и с возможностью размещения в прорезях металлических клиньев.

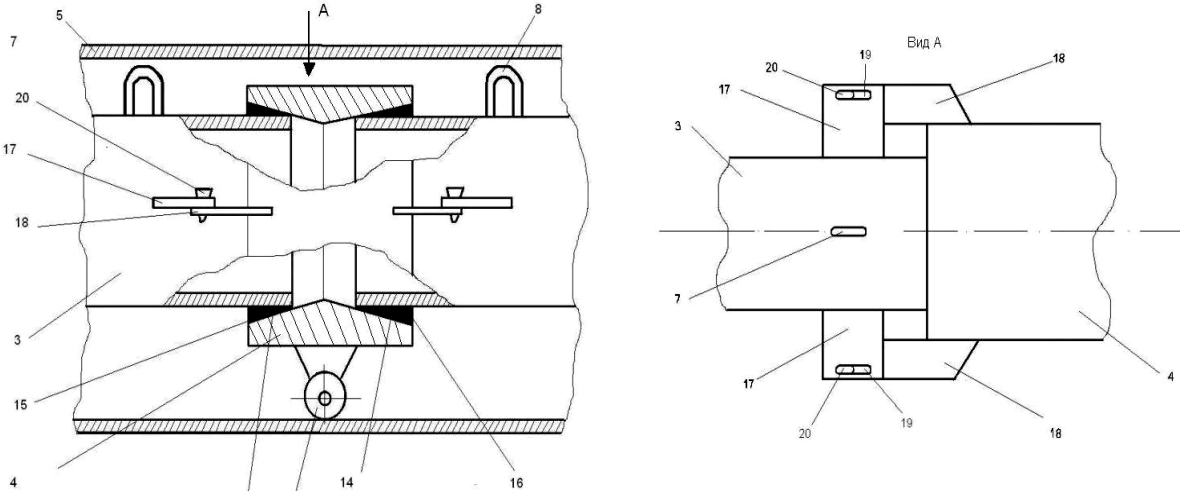


Рис.2 Способ ремонта подводного перехода трубопровода
3 – отрезок трубопровода, 4 – патрубками, 5 – дополнительная труба, 6 – катки, 7, 8 – проушины, 13, 14 – внутренние поверхности, 15, 16 – кольцевые прокладки, 17, 18 – пластины, 19 – продольные прорези, 20 – металлические клинья.

Для расчета сил трения при перемещении трубопровода в футляре необходимо определить собственный вес.

Погонная масса определяется по следующим формулам:

а) без изоляции:

$$g_1 = \frac{\pi(D_H^2 - D_B^2)}{4} \cdot \gamma_T ,$$

где D_H и D_B – наружный и внутренний диаметры трубы в *м;* v_m – удельный вес материала труб в *кг/м*^{3}*;* для стальных труб $v_т$ = 7850 *кг/м*^{3}*;*

б) с изоляцией:

$$g_2 = g_1 + \frac{\pi(D_{ИЗ}^2 - D_H^2)}{4} \cdot \gamma_{ИЗ},$$

где $\gamma_{из}$ – объемный вес изоляции в *кг/м*^{3}; $D_{из}$ – наружный диаметр трубы, покрытой изоляцией, в *м;*

г) заполненный продуктом, с изоляцией:

$$g_4 = g_2 + \frac{\pi \cdot D_B^2}{4} \cdot \gamma_B,$$

где $\gamma_в$ – объемный вес воды в *кг/м*^{3}, если трубопровод заполнен нефтью или каким-либо другим продуктом.

Расчетное сопротивление на разрыв металла труб и соединений R_x и R_2 представляет собой произведение нормативного сопротивления R'' на коэффициент m_1, учитывающий степень однородности металла труб, и на коэффициент условий работы m_2, учитывающий степень ответственности трубопровода, доступность его для осмотра и ремонта.

Расчетное сопротивление металла труб определяют по формулам:

$$R_1 = R_1^H \cdot k_1 \cdot m_1 \cdot m_2$$

или

$$R_2 = R_2^H \cdot k_2 \cdot m_1 \cdot m_2,$$

где $R_1^H = \sigma_{BT}$ – нормативное сопротивление металла труб, равное временному сопротивлению разрыву; $R_2^н = \sigma_T$ – нормативное сопротивление металла труб, равное пределу текучести; $к_1$ – коэффициент однородности при разрыве стали, учитывающий возможное снижение временного сопротивления трубной стали против принятого наименьшего значения, а также возможную разностенность труб; $к_2$ – коэффициент однородности металла труб при определении предела текучести стали.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ В БРАТСКОМ РАЙОНЕ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

А.С. Истигечев, М.Ю. Чухарев
Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

До настоящего времени развитие топливно-энергетического комплекса восточных регионов России основывалось на угольной промышленности и гидроэнергетике. Газовая промышленность в регионе пока не получила существенного развития, несмотря на значительный газовый потенциал Восточной Сибири и Дальнего Востока. По оценкам экспертов, он составляет до 20 % начального газового потенциала России. Одним из источников экономического роста Восточной Сибири и Дальнего Востока, который в состоянии обеспечить повышение общего технологического уровня промышленности и конкурентоспособность выпускаемой готовой продукции, ликвидировать хронические энергетические кризисы на Дальнем Востоке, призвана стать газовая промышленность.

Газовая инфраструктура на территории исследуемого региона пока отсутствует. В настоящее время сложились благоприятные предпосылки для начала формирования в регионе нового центра газовой промышленности общероссийского значения и расширения Единой системы газоснабжения на восток. Такие предпосылки связаны, прежде всего, со значительным приростом в последние годы запасов газа в Иркутской и Сахалинской областях, Республике Саха (Якутия), Красноярском крае. Так по предварительной оценке экспертов на период последней декады 2007 года запасы газа на территории Сибири и Дальнего Востока составляют более 300 млрд. м^3 и газового конденсата – более 27 млн. т (см. рис.). Добычные возможности региона позволяют гарантированно удовлетворить его потребность в природном газе на ближайшие 20…30 лет и при этом обеспечить поставки газа в Единую систему газоснабжения России для поддержания баланса добычи и потребления газа, а также организовать экспортные поставки газа в страны АТР.

Развитие системы газоснабжения Иркутской области реализуется в соответствии с перспективной комплексной программой создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения, а также использование малых месторождений. Это в свою очередь позволит создать новые рабочие места и укрепить инфраструктуру данного региона.

Большая часть территории Иркутской области расположена в юго-восточной части Среднесибирского плоскогорья, окруженная Восточными Саянами и хребтами Прибайкалья. 4/5 территории области покрыто лесом. Рельеф области разнообразен. Небольшие участки низменностей сочетаются с огромными площадями плоскогорий, горы с нагорьями.

В гидрологическом отношении территория объекта относится к бассейну реки Ангара. Гидрографические характеристики рек в основном идентичны: ширина колеблется в пределах 2…5 м, глубина от 0,2…0,7 м на перекатах, до 2…3 м на плесах. Густота речной сети 0,4 км/км^2.

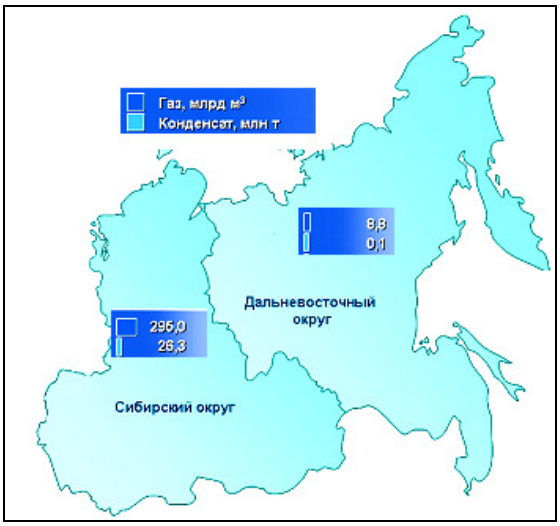


Рис. Оцененные запасы газа и газового конденсата на территории Сибирского и Дальневосточного округов по данным 2007 года

Климат района отличается резко выраженной континентальностью, зимы здесь суровы, а летние сезоны непродолжительны (климатические параметры холодного периода представлены в табл. 1). Переходные сезоны года кратковременны, и характеризуются большими суточными амплитудами температуры воздуха. Многолетняя средняя годовая температура воздуха имеет отрицательное значение (-2,2 °С), а среднегодовые амплитуды температур до 41 °С. Зима на рассматриваемой территории холодная, продолжается 5…6 месяцев. Период с устойчивыми морозами (ниже 10 °С в среднем за сутки) удерживается более 140 дней. Продолжительность периода (среднесуточная температура воздуха ниже 8 °С) составляет 255 дней. Поэтому развитие новой альтернативной системы топливной энергетики, основанной на использовании более экологически чистого топлива – природного газа, является актуальной задачей данного региона. Трасса проектируемого газопровода проходит по территории Иркутской области. Начало трассы магистрального газопровода «Братское ГКМ – ГРС 45 мкр. г. Братска» начинается на площадке установки комплексной подготовки газа (УКПГ) Братского газоконденсатного месторождения, а окончание трассы – газораспределительная станция (ГРС) г. Братска.

Газопровод будет пересекать 4 реки, железную дорогу «Братск – Усть-Кут» и автомобильные дороги. Проектируемый газопровод очищенного газа от площадки УКПГ до ГРС г. Братска предназначен для подачи газа в 45 микрорайон на правом берегу р. Ангары.

В объем строительства газопровода будут входить:

- газопровод очищенного газа диаметром 377 мм давлением 4,0 МПа общей протяженностью 28 км от УКПГ до ГРС г. Братск;
- узлы запуска и приема очистных устройств диаметром 377 мм на давление 4,0 МПа;
- газораспределительная станция с подъездной автодорогой и другими инженерными коммуникациями;
- устройства электрохимзащиты газопровода и ГРС;
- устройства охранной сигнализации;
- устройства телемеханики и технологической связи.

Таблица 1

Климатические параметры холодного периода Братского региона

Район	Температура воздуха наиболее холодных суток, °С		Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца, °С	Продолжительность (сут.) и средняя температура воздуха (°С) периода со ср. сут. температурой воздуха:						Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца, %
				≤ 0°С		≤ 8°С		≤ 10°С		
	0,98	0,92		продолжит.	средняя температура	продолжит.	средняя температура	продолжит.	средняя температура	
Братск	-47	-46	8,2	188	-12,7	249	-8,6	266	-7,5	81

Проектом принята подземная прокладка газопровода параллельно рельефу местности. Криволинейные участки газопровода в вертикальной и горизонтальной плоскостях достигаются укладкой его в траншею, спрофилированную по кривым естественного изгиба в пределах упругой деформации труб, либо применением гнутых отводов заводского изготовления, либо гнутых отводов, изготовленных в трассовых условиях.

Глубина заложения трубопровода принята 0,8 м до верхней образующей трубы. При пересечении проектного газопровода с существующими коммуникациями разработку траншеи будут производить вручную. Характеристика газопровода представлена в табл. 2.

Прокладка подводных переходов будет произведена с заглублением в дно пересекаемых рек на 0,5 м ниже прогнозируемого предельного профиля размыва русла до верха забалластированного трубопровода, но не менее 1 м от естественных отметок дна реки. Проектом предусматриваются решения по берегоукреплению рек в местах переходов трубопровода.

Таблица 2

Характеристика проектируемого газопровода

Участок	Давление в начале участка, МПа	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки трубопровода, мм	Расход газа, тыс. м3/час	Протяженность трубопровода, км	Давление в конце участка, МПа
УКПГ – ГРС	4,0	377	9	50,0	28,0	3,83

Прокладка проектного трубопровода, пересекающего автомобильную дорогу, железную дорогу, будет проведена в защитном футляре по ГОСТ 10704-91. При прокладке трубопровода через железную дорогу концы футляра будут выведены на расстояние не менее 50 м от подошвы откоса насыпи. При прокладке трубопровода через автодороги дороги концы футляра будут выведены на расстояние не менее 25 м от бровки земляного полотна. На одном из концов футляра предусматривается вытяжная свеча высотой от уровня земли не менее 5 м на расстоянии по горизонтали, не менее:

от оси крайнего пути железных дорог – 40 м;

от подошвы земляного полотна автомобильных дорог – 25 м.

Угол пересечения трубопроводов с железной дорогой и автомобильными дорогами составляет 90°. Места переезда обозначаются специальными знаками.

Заглубление газопровода под железной дорогой общей сети принято не менее 2 м от подошвы рельса до верхней образующей защитного футляра, а в выемках и на нулевых отметках не менее 1,5 м от дна кювета, лотка или дренажа. При прокладке перехода методом горизонтального бурения – не менее 3 м от подошвы рельса.

Заглубление газопровода под автомобильными дорогами принято не менее 1,4 м от верха покрытия дороги до защитного футляра и не менее 0,4 м от дна кювета.

ВЫВОДЫ:

- Строительство магистральных газопроводов на территории Иркутской области, заказчиком которого выступает ООО «Газпром трансгаз Томск», является необходимой составляющей частью программы ОАО «Газпром» по созданию в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке новых центров добычи, транспортировки, переработки сырья и газоснабжения регионов.
- Добавив ресурсные возможности газоконденсатного месторождения к существующим мощностям Братской ГЭС, Иркутская область получает качественно новый уровень энергетики, что позволяет перейти к важному этапу развития промышленной отрасли города, в частности строительство электрометаллургического завода, который станет крупнейшим потребителем газа.
- Существенное снижение экологической нагрузки.
- С началом газификации конкретных объектов, начинается экономия средств, затрачиваемых на жилищно-коммунальные услуги.

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРИМЕНЕНИЯ НЕФТЕСБОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ

Д.В. Казимирова, А.В. Богданов
Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Безусловно, аварийные ситуации, сопровождающиеся розливами нефти и нефтепродуктов, лучше – а зачастую и легче – предотвращать, чем ликвидировать потом их последствия.

Однако практика показывает, что, несмотря на все принимаемые меры по обеспечению надежности эксплуатации трубопроводов, танкеров, нефтяных вышек и скважин, нефтеперерабатывающих предприятий и т.д., никто не может гарантировать их 100%-ую безопасность. Кроме того, примитивные меры также требуют наличия специального оборудования (например, стационарно устанавливаемых боновых заграждений) и подготовленного персонала, умеющим этим оборудованием оперировать.

Комплексный подход к обеспечению экологически безопасной эксплуатации объектов трубопроводного транспорта, нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленностей включает:

- оценку рисков;
- подготовку планов мобилизации и ликвидации аварийных ситуаций;
- наличие необходимого оборудования;
- обучение персонала.

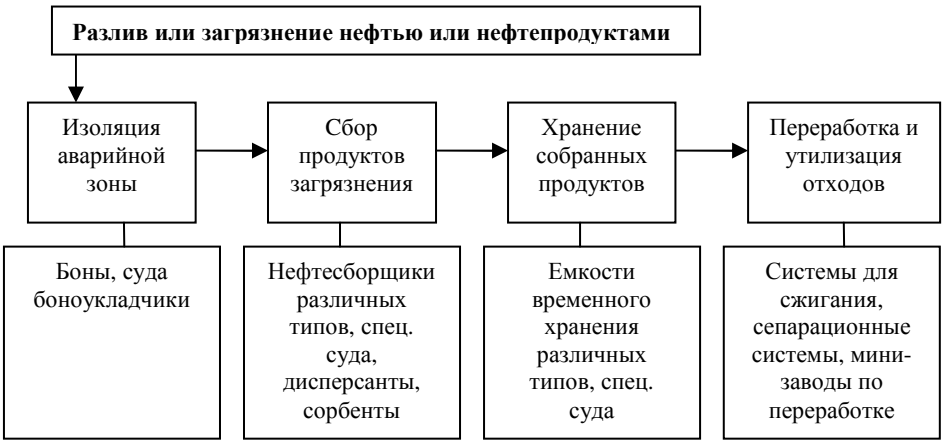
Этот подход позволяет минимизировать ущерб от аварий и обеспечить максимальную рентабельность капиталовложений в оборудование, необходимого как для плановой очистки загрязненных участков, так и при нештатных ситуациях.

Нефтяными компаниями обычно предпринимаются следующие мероприятия по ликвидации последствий аварий и борьбе с нефтяным загрязнением среды:

- рытье котлованов;
- обвалка;
- сбор пленочной нефти с помощью различных устройств и материалов;
- выжигание разлившейся нефти;

- засыпка замазученных участков песком или торфом.

Задачи, стоящие перед экологическими департаментами нефтедобывающих, транспортных и нефтеперерабатывающих компаний, и типы оборудования, позволяющего эти задачи решать, перечислены на приведенной схеме:



С использованием современного оборудования работы по локализации и сбору нефти и нефтепродуктов могут производиться на суше, на воде и на заболоченной местности.

Мобильные комплексы по борьбе с розливами могут быть оперативно доставлены в самые труднодоступные районы и развернуты менее чем за час.

Оборудование эффективно функционирует в широком диапазоне вязкости нефтепродуктов и при любых погодных условиях.

Широкий спектр вспомогательных приспособлений и агрегатов позволяет оптимизировать комплекты оборудования и расширяет диапазон выполняемых операций.

Перечень оборудования и технических средств для реализации технологии по механическому сбору нефти:

- боны постоянной плавучести;
- неопреоновые боны;
- аварийные надувные боны;
- сорбирующие боны;
- скиммеры пороговые;
- скиммеры дисковые олеофильные;
- нефтесборочные системы;
- эластичные складывающие емкости;
- танкерные (плавающие) емкости;
- сопутствующее оборудование.

Сбор нефти с помощью неопреоновых бонов, а именно Hd Sprint. Локализация осуществляется с помощью оперативной установки плавающих боновых ограждений согласно схеме, намеченной при осмотре места загрязнения. Установка боновых заграждений при локализации разливов нефти должна производиться в соответствии с инструкцией, разрабатываемой изготовителем для данного типа боновых заграждений.

Неопреоновые боны Hd способны выдержать самые тяжелые условия эксплуатации и отличаются повышенным сроком службы. Эти боны главным образом предназначены для локализации и удержания разливов нефти в открытом море.

Использование 100%-го, без наполнителей, неопреона и применение процесса вулканизации (вместо сварки с присадкой или склейки) для производства бонов позволяют существенно повысить эксплуатационные показатели и срок службы бонов.

Боны Hd полностью и целиком изготовлены из ткани, покрытой неопреоном. Эта ткань вдвое толще ткани, применяемой стандартно. Двойная толщина ткани и процесс изготовления бона, не нарушающий целостности ткани, существенно повышают износостойкость и упругость бона. Каждая секция бона изготавливается из цельного куска ткани с формированием воздушной трубы. Секции бона разделены герметичными внутренними переборками. При повреждении одной из секции бон сохраняется плавучесть и продолжает удерживать разлив.

Основные преимущества бонов Hd Sprint:

- особо долгий срок службы – непревзойденная надежность, высокая прочность на испарине и устойчивость к воздействию углеводородов и ультрафиолетового излучения, характерные для бонов этого типа, во многом определяется сквозным использованием неопреона в качестве материала покрытия;
- наименьшая для этого класса бонов численность персонала, необходимая для развертывания бона;
- очень высокая гибкость и великолепное следование профилю волны;
- высокая удельная плавучесть;
- легкость чистки.

Системы сбора разлившейся нефти. Скиммеры. Скиммеры – это нефтесборщики, собирающие с поверхности воды нефть, нефтепродукты и другие загрязняющие вещества. Они имеют различную конструкцию, различный принцип действия, различную производительность и оперируют с загрязняющими веществами различной вязкости.

Дисковые скиммеры Komara и SeaSkimmer 50 для сбора легких углеводородов и углеводородов средней вязкости. Скиммеры Kommara Micro, Kommara Mini и Kommara Midi на основе олеофильных дисков разработаны для сбора разлитой нефти и нефтепродуктов с поверхности воды в портах, бухтах, внутренних водоемах, прибрежных и водах и местах впадения одних водоемов в другие. Для установки скиммеров на место работы предусмотрены проушины. Они могут устанавливаться вручную, и для их установки требуется 1 или 2 оператора. Выпускное отверстие скиммеров снабжено эксцентриковым затвором диаметром 2 дюйма. Для увеличения производительности сбора нефтепродуктов 2 скиммера могут быть соединены в тандем с помощью дополнительных аксессуаров.

Seaskimmer 50 – используется для сбора разлитой нефти в открытом море.

Основные преимущества дисковых скиммеров:

- **высокая производительность –** блоки дисков с независимым приводом позволяют производить захват нефти по всему периметру скиммера;
- **малая осадка –** малая осадка в сочетании с высокой устойчивостью позволяет использовать скиммеры в прибрежных водах и на мелководье;
- **минимальное содержание свободной воды в собранной нефти –** процентное содержание свободной воды, захватываемой дисками скиммера, обычно не превышает 2% от собранного объема загрязняющих продуктов, и поэтому вторичная сепарация не требуется;
- **широкий диапазон вязкости собираемых жидкостей –** скиммеры данной группы могут собирать нефть широкого диапазона вязкостей – от продуктов перегонки до сырых нефтей средней вязкости;
- **удобство эксплуатации –** скорости работы дисков и производительность насоса регулируются, что позволяет достигать наилучшей производительности скиммера в каждых конкретных условиях эксплуатации;
- **минимальное техническое обслуживание –** специальная конструкция скиммера сводит к минимуму время, требуебмое для проведения ремонтных и профилактических работ; обеспечен удобный доступ к вращающимся частям и замена их выполняется очень быстро; узлы и детали полностью взаимосвязаны.

В последние годы вопросы экологии вышли в авангард наиболее актуальных проблем человечества. Мы все чаще задумываемся о том, какую воду пьем, каким воздухом дышим, чем питаемся, в каких условиях работаем.

Для того чтобы продлить век «железных сосудов» в нефтяных компаниях регулярно проводят капитальный ремонт и реконструкцию трубопроводов, строятся новые ветки. В ближайшее время планируется рост инвестиций на реконструкцию, перевооружение и модернизацию производства. Речь идет о действительно серьезной реконструкции, интенсивном технологическом обновлении и техническом перевооружении с использованием экологически чистых энергосберегающих технологий. Главная задача реконструкции – рост технологической эффективности нефтегазодобычи и получение максимального экономического эффекта.

ИССЛЕДОВАНИЕ ГИДРОДИНАМИКИ И ТЕПЛООБМЕНА НА УЧАСТКАХ ТРУБОПРОВОДА С ПЕРЕМЕННЫМИ ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИМИ СВОЙСТВАМИ СТЕНКИ

В.Ю. Ким
Научный руководитель профессор С.Н. Харламов
Томский государственный университет, г. Томск, Россия

При планировании, строительстве и эксплуатации трубопроводных систем одной из важных представляется проблема расчета потерь энергии на трение и теплоотдачу к стенкам трубопровода с учетом особенностей процессов, сопровождающих движение сложных углеводородных сред по каналу. Хорошо известно [1], что в условиях пространственной и тепловой деформации потока, вызванной изменениями формы поперечного сечения, переменностью теплофизических свойств рабочей среды, наличием химических реакций в теплоносителе и стенке, общие потери напора представляют собой затраты на линейном участке с учетом особенностей течения и тепломассообмена в локальных областях движения. В указанных зонах часто возникают эффекты ускорения/торможения, ламинаризации/турбулизации, прямоточного/закрученного движения существенно осложняющие гидродинамический расчет. Примером таких зональных изменений «тонких» (актуальных, осредненных и пульсационных) параметров течения и теплообмена может служить существование в пристеночных областях зон переменной вязкости, обусловленной термохимическими, неизотермическими процессами в стенке трубопровода. В данных областях формируются переходные ламинарно-турбулентные течения, существенно влияющие на интегральные параметры. Для их прогноза в рамках моментной теории турбулентности целесообразны многопараметрические модели, естественным образом учитывающие переходные анизотропные процессы. В таких условиях требуется кропотливая работа по оптимизации и настройке модели на конкретный тип предельного режима течения: ламинарного и турбулентного. Для практики первый желателен, т.к. формирует устойчивую картину изменений теплогидродинамических параметров и характеризуется относительно малыми потерями давления. Известно также [1], что именно при ламинарном режиме течения возникают зоны повышенной вязкости, обусловленные низкой температурой стенки.

Цель работы: численно исследовать гидродинамику и теплообмен при ламинарном и турбулентном движении высоковязкой среды в условиях интенсивного охлаждения стенки на отдельных участках трубопровода. Предполагается, что среда химически инертная, однородная, несжимаемая. Течение

осуществляется в отсутствии действия внешних сил. Пренебрежимо малы эффекты вязкой диссипации. Физическую модель течения углеводородной среды переменной вязкости в трубопроводе иллюстрирует рис.1: длина участка трубопровода – L=10 м, диаметр – D=0,7 м. На входе втекает поток при температуре $T_в$=50 °C и начальной скоростью, отвечающей Re=100. Трубопровод везде, кроме участка с 3 до 6 метров, имеет изотермические стенки. На участке с неизотермичностью температура стенки – T_w=1°C. При моделировании теплофизических свойств нефти – вязкости, плотности использовалась кусочно-линейная аппроксимация экспериментальных замеров на нефтепроводе [1].

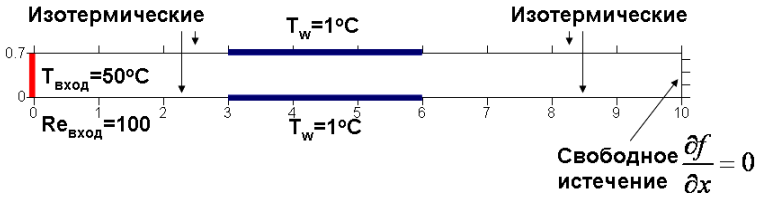


Рис.1 Схема течения

В данных условиях течение и теплообмен описываются системой дифференциальных уравнений следующего вида (обозначения общепринятые) [1-3]:

$$\frac{\partial(\rho U)}{\partial x}+\frac{1}{r}\frac{\partial(r\rho V)}{\partial r}=0; \tag{1}$$

$$\frac{\partial}{\partial x}(\rho U^2-\mu\frac{\partial U}{\partial x})+\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left[r(\rho UV-\mu\frac{\partial U}{\partial r})\right]=-\frac{\partial p}{\partial x}; \tag{2}$$

$$\frac{\partial}{\partial x}(\rho UV-\mu\frac{\partial V}{\partial x})+\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left[r(\rho V^2-\mu\frac{\partial V}{\partial r})\right]=-\frac{\partial p}{\partial r};$$

$$\frac{\partial}{\partial x}(\rho UT-\frac{\lambda}{C_p}\frac{\partial T}{\partial x})+\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left[r(\rho VT-\frac{\lambda}{C_p}\frac{\partial T}{\partial r})\right]=0. \tag{3}$$

Отдельные результаты расчета теплогидродинамических параметров представлены на рис. 2–8.



Рис.2 Пространственное изменение динамической вязкости в трубопроводе

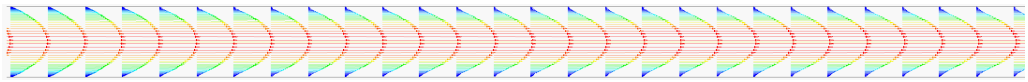


Рис.3 Векторное поле скорости по поперечным сечениям трубопровода

Из рис.2,3 видно:

1) характерное вытягивание векторного поля вследствие переменности вязкости у стенки;

2) из-за охлаждения стенки, влияние зоны повышенной вязкости распространяется вглубь потока на величину порядка 0.15D. Характерные радиальные распределения температуры (рис.4), относительной скорости (рис.5) и динамической вязкости (рис.6) в выделенных сечениях по длине трубопровода, а также их изменения по длине, но в выделенных сечениях по радиусу (рис.7, 8) показывают, что в зоне охлаждения в области стенки деформация потока весьма существенная. Это способно существенно интенсифицировать теплообмен к стенкам трубопровода.

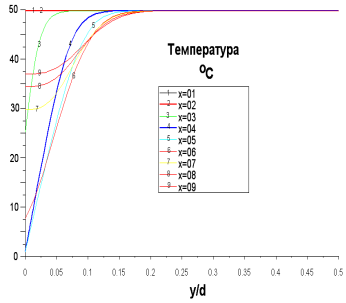


Рис.4 Радиальный профиль температуры в разных сечениях по длине канала

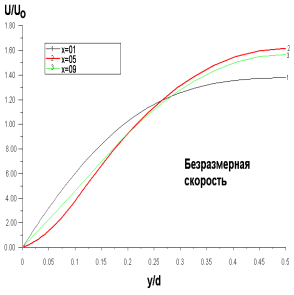


Рис.5 Радиальный профиль относительной скорости в разных сечениях по длине канала

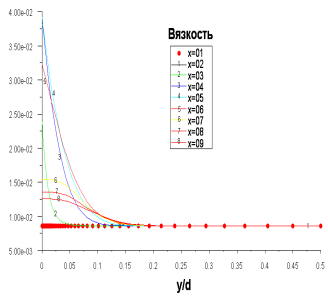


Рис.6 Радиальный профиль μ в разных сечениях по длине канала

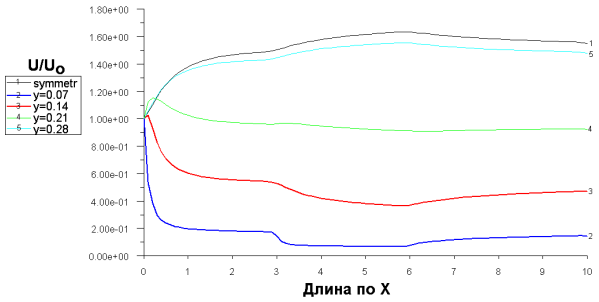


Рис.7 Изменение относительной осевой скорости по длине канала (x, м) при разных значениях y

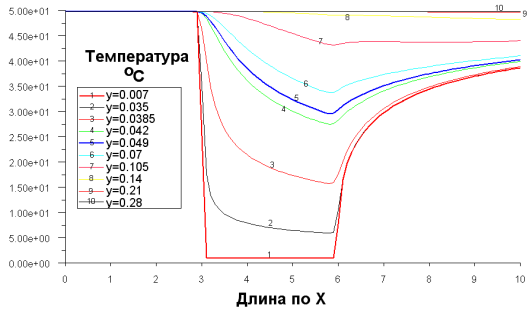


Рис.8 Поведение температуры по длине канала (x, м) при разных значениях радиальной координаты y

Причем расчет турбулентного теплообмена в трубопроводе данной геометрии позволяет заметить, что конвективные механизмы здесь выражены сильнее. Теплообмен весьма чувствителен к размерам зоны охлаждения, входным параметрам рабочей среды: интенсивности турбулентности, скорости и температуры потока. При увеличении длины канала и зоны воздействия охлаждающей стенки при турбулентном течении увеличивались компьютерные затраты.

Результаты исследования позволяют отметить:

- модель весьма корректно описывает появление зон повышенной вязкости в трубопроводах при ламинарном течении;
- установлены границы влияния переменности вязкости на структуру потока (зона порядка 15% от диаметра) причем ее размер зависит от теплопроводности флюида;
- при турбулентных течениях данное явление в рамках физической модели проявляется относительно слабее;
- с увеличением расчетной области, в которой проявляется эффект ламинаризации из-за переменности μ, растут вычислительные затраты.

Литература

1. Бахтизин Р.Н., Шутов А.А., Штукатуров К.Ю. Моделирование режимов работы трубопроводов с применением комплекса программ NIPAL 3.0 // Нефтегазовое дело. – М., 2004.
2. Бубенчиков А.М., Харламов С.Н. Математические модели неоднородной анизотропной турбулентности во внутренних течениях. – Томск: Томский государственный университет, 2001.
3. Лойцянский Л.Г., Механика жидкости и газа – М.: Дрофа, 2003.

ОПОРА ТРУБОПРОВОДА, ПРОКЛАДЫВАЕМОГО В СЕЙСМИЧЕСКИ ОПАСНЫХ РАЙОНАХ

Т.В. Козлова
Научные руководители профессор А.К. Николаев, профессор Ю.Д. Тарасов
Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В. Плеханова (технический университет), г. Санкт-Петербург, Россия

Транспорт в России является составной и неотъемлемой частью системы народного хозяйства, играющей важную роль в обеспечении высоких темпов развития промышленности. В последнее десятилетие в транспортной системе существенно повышается роль трубопроводного транспорта: магистральных и внутрипромышленных трубопроводов.

Магистральные трубопроводы проходят в разных географических зонах, различающихся рельефом, климатическими особенностями, наличием естественных и искусственных препятствий. Все это требует абсолютной надежности конструкций таких ответственных сооружений, как магистральные трубопроводы, обеспечения их длительной и безаварийной эксплуатации. Эта задача усложняется условиями строительства трубопроводных магистралей в районах Крайнего Севера, Сибири и Средней Азии, а также увеличением диаметров магистральных трубопроводов и рабочих давлений в них.

Значительная часть территории РФ, характеризуется высокой сейсмической активностью. Сейсмически активные районы, где возможны землетрясения интенсивностью 6-10 баллов по шкале MSK-64, составляют 28,6% всей территории России. Возможны землетрясения «техногенного» происхождения. Все это приводит к необходимости учитывать сейсмические воздействия на подземные и надземные трубопроводы, чувствительные к сейсмическим смещениям и к динамическим воздействиям.

Надземные трубопроводы в настоящее время проектируются как системы с самокомпенсацией возникающих деформаций. Известны системы трубопроводов со слабоизогнутыми треугольными и трапециевидными в плане компенсационными участками, с П-образными компенсаторами, прокладка «змейкой» и др.

Известен трубопровод надземной прокладки, в котором все опоры выполнены по схеме усеченной четырехгранной пирамиды с установкой вверху столика, в прорезь которого введена подвеска с осью, опирающейся на столик и удерживающая снизу хомут трубопровода, а опорные стержни столика идут к

опорным плитам, прикрепленным к брусьям, уложенным на грунт или грунтовую подсыпку [3]. Недостатком этого трубопровода является возможность потери устойчивости опор при резонансных колебаниях трубопровода и сейсмическом смещении.

Конструкция опоры, представленная в работе [1], заключается в том, что к месту установки опора доставляется как единая целая конструкция. Опора состоит из пространственного каркаса пирамидального типа, присоединенного к железобетонной фундаментной плите через закладные детали. В верхней части установлено регулируемое по высоте устройство, к которому крепится трубопровод. Недостатком данной опоры является трудоемкость изготовления и сложность транспортировки.

В Санкт-Петербургском государственном горном институте (техническом университете) разработана конструкция опоры трубопровода, прокладываемого в сейсмически опасных районах (рис.1) [2].

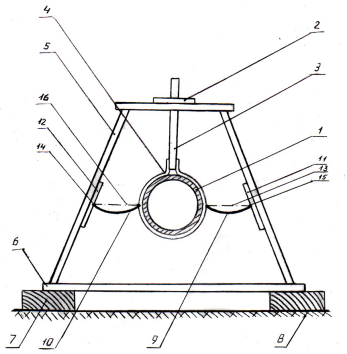


Рис.1 Поперечный разрез опоры трубопровода

В трубопроводе 1 надземной прокладки все опоры выполнены по схеме усеченной четырехгранной пирамиды с установкой вверху столика 2, в прорезь которого введена подвеска 3 с осью, опирающейся на столик 2 и удерживающая снизу хомут 4 трубопровода 1, а опорные стержни 5 столика 2 идут к опорным плитам 6, прикрепленным к брусьям 7, уложенным на грунт или грунтовую подсыпку 8. Хомуты 4 с двух сторон кинематически связаны гибкими элементами 9 и 10 с плоскими поперечинами 11 и 12, закрепленными на опорных стержнях 5 с размещением точек 13 и 14 крепления к ним гибких элементов 9 и 10 на одном уровне. Сами гибкие элементы 9 и 10 размещены с провесами 15 и 16. При этом стрела каждого провеса 15 и 16 выбирается из условия эксплуатации трубопровода 1 при минимальной сезонной температуре воздуха. В качестве гибких элементов 9 и 10 могут быть использованы стальные проволочные канаты или круглозвенные цепи. Гибкие элементы 9 и 10 могут быть снабжены приспособлениями для регулирования стрел их провеса 15 и 16. Приспособления для регулирования стрелы провеса (рис.2) могут быть выполнены в виде размещенных со смещением по высоте опорных стержней 5 проушин 17, 18 и 19 с возможностью сцепления их с крюками 20, закрепленными на концах гибких элементов 9 и 10.

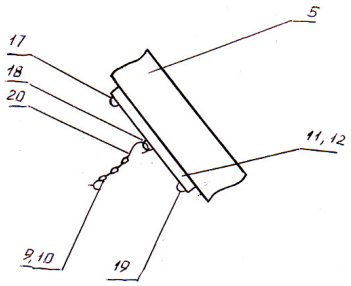


Рис.2 Узлы установки приспособлений для регулирования стрелы провеса гибких элементов

Трубопровод надземной прокладки действует следующим образом. В начале каждого сезона закрепленные на концах гибких элементов 9, 10 крюки 20 устанавливают в соответствующие проушины 17, 18 или 19, в зависимости от ожидаемой минимальной температуры воздуха. При этом размещение гибких элементов 9, 10 на верхних проушинах 17 соответствует наиболее холодному времени года, а их размещение на нижних проушинах 19 – наиболее теплому времени года. При эксплуатации трубопровода 1 в условиях сейсмического воздействия при незначительном смещении трубопровода 1 относительно точки его подвески к опоре гибкий элемент 9 или 10, который размещен со стороны противоположной направлению смещения трубопровода 1, ограничит это смещение, предотвращая развитие резонансного процесса.

Отличительные признаки опоры обеспечивают повышение надежности работы трубопровода, размещенного в сейсмически опасном районе. При различных колебаниях температуры воздуха и внутреннего давления трубопровода подвеска не выходит за контуры опоры. Конструкция опоры обеспечивает устойчивую работу в самых неблагоприятных мерзлотно-грунтовых условиях. Гибкие элементы препятствует колебанию трубопровода, уменьшая вероятность опрокидывания опоры. Она устойчиво работает на вертикальные нагрузки и опрокидывающий момент.

Небольшая материалоемкость, простота конструкции и отсутствие в ней сложных узлов является несомненным преимуществом данной опоры. Предложенная опора удобна в монтаже. Ее составные части можно изготовить на базе, а на трассе вести лишь монтаж.

Литература

1. Абовский Н.П., Майстренко Г.Ф., Федоренко Л.Д. Опора надземного трубопровода. Патент на изобретение №2246657 от 25.02.2003.
2. Тарасов Ю.Д., Николаев А.К., Докукин В.П., Козлова Т.В. Трубопровод надземной прокладки. Заявка на изобретение №2007149502 приоритет от 27.12.2007.
3. Турутин Б.Ф., Лютов А.В. Трубопровод надземной прокладки. Патент на изобретение №2256838 от 16.06.2003.

АНАЛИЗ ВОЗМОЖНЫХ СИТУАЦИОННЫХ МОДЕЛЕЙ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ДЕФЕКТОВ НА НЕФТЕПРОВОДЕ И МЕТОДИКА РАСЧЕТА РАСКРЫТИЯ КРОМОК НЕФТЕПРОВОДА ПРИ АВАРИИ

А.С. Козырева
Научный руководитель старший преподаватель В.А. Шмурыгин
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Большинство предприятий трубопроводного транспорта нефти являются крупными природопользователями регионального, межрегионального и федерального масштаба, функционируют в условиях эколого-экономического риска и представляют собой источники повышенной экологической и иной опасности в области природопользования. Для снижения негативного воздействия на компоненты окружающей среды и сокращения материальных потерь предприятиями трубопроводного транспорта разрабатываются Планы по предупреждению и ликвидации разливов нефти, которые согласовываются в порядке, установленным действующим законодательством Российской Федерации. В данных Планах осуществляется прогнозирование возможных ситуационных моделей возникновения аварий на рассматриваемом участке нефтепровода. При прогнозировании возможной величины аварийного разлива нефти необходимо исходить из потенциально возможной утечки нефти (максимально возможного объема разлива нефти), которая рассчитается в соответствии с условиями, установленными Постановлением Правительства РФ №613 от 21.08.2000 г. и №240 от 15.04.2002 г.:

- при порыве трубопровода – из расчета 25 % максимального объема прокачки в течение 6 часов и объема между задвижками, отсекающими поврежденный участок нефтепровода;
- при проколе трубопровода – из расчета 2 % максимального объема прокачки в течение 14 дней.

Недостатком данной методики является то, что процентное значение является усредненной характеристикой и не имеет прямой зависимости от размера дефекта при разгерметизации нефтепровода. В данной работе автор предлагает расчетную формулу, согласно которой можно на стадии прогнозирования определить наиболее опасные участки нефтепровода и рассчитать максимально возможный объем аварийного разлива нефти с учетом геометрии дефекта.

В работе рассмотрена наиболее опасная ситуационная модель – разрыв вдоль продольной оси трубопровода с раскрытием кромок.

Суммарный объем аварийного разлива нефти из трубопровода рассчитывается по формуле:

$$V_{\Sigma} = V_H + V_3, \quad (1)$$

где V_H – объем разлива нефти до закрытия задвижек (напорный режим), м^3;
V_3 – объем разлива нефти после закрытия задвижек (безнапорный режим), м^3.

Объем разлива нефти до закрытия задвижек равен:

$$V_H = Q \cdot t, \quad (2)$$

где Q – объемный расход разлива нефти, м^3/с;
t – время до закрытия задвижек, с;

С учетом площади дефектного отверстия расход нефти в поврежденном нефтепроводе будет определяться следующим образом:

$$Q = \mu \cdot S \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot h}, \quad (3)$$

где μ – коэффициент расхода;
S – площадь аварийного отверстия, м^2;
h – перепад напора, м.

Коэффициент расхода через дефект определяется в зависимости от числа Рейнольдса:

$$\mu = 0{,}592 + \frac{0{,}27}{\sqrt[6]{\mathrm{Re}}} \quad (4)$$

При рассматриваемом сценарии возникновения аварии площадь разрыва будет определяться следующим образом:

$$S = 0{,}5 \cdot c \cdot d, \quad (5)$$

где S – площадь аварийного отверстия, м^2;
c – длина разрыва, м;
d – величина максимального раскрытия кромок разрыва, м.

Формула определения напора в поврежденном нефтепроводе имеет вид:

$$h = \frac{P}{g \cdot \rho_н} - i \cdot l^*, \tag{6}$$

где P – давление в трубопроводе, Па;

$\rho_н$ – плотность нефти, кг/м^3;

i – гидравлический уклон до места повреждения трубопровода;

l^* – расстояние от нефтеперекачивающей станции (НПС) до места повреждения трубопровода, м.

Учитывая условия (3), (4), (5) и (6) формула расчета расхода нефти с учетом геометрии дефекта примет вид:

$$Q = 0{,}705 \cdot c \cdot d \cdot \left(0{,}592 + \frac{0{,}27}{\mathrm{Re}^3}\right) \cdot \sqrt{\left(\frac{P}{\rho_н} - i \cdot l^*\right)}, \tag{7}$$

Таким образом, параметры разрыва трубопровода будут определяться следующими параметрами:

$$c \cdot d = \frac{1{,}418 \cdot Q}{\left[\left(0{,}592 + \frac{0{,}27}{\mathrm{Re}^3}\right) \cdot \sqrt{\left(\frac{P}{\rho_н} - i \cdot l^*\right)}\right]}, \tag{8}$$

где c – длина разрыва, м;

d – величина максимального раскрытия кромок разрыва, м;

Q – объемный расход разлива нефти, м^3/с;

P – давление в трубопроводе, Па;

$\rho_н$ – плотность нефти, кг/м^3;

i – гидравлический уклон до места повреждения трубопровода;

l^* – расстояние от НПС до места повреждения трубопровода, м.

Вывод: Путем математического регулирования автором получена формула определения основных параметров разрыва (длина разрыва и раскрытие кромок нефтепровода), с помощью которой можно более точно определить максимально возможный объем разлива нефти в случае разгерметизации нефтепровода с учетом всех технических и гидравлических характеристик рассматриваемого участка нефтепровода. Преимущество предложенной методики расчета заключается в том, что еще на стадии проектирования нефтепровода можно произвести прогноз возникновения аварии, и на наиболее опасных участках нефтепроводах разместить пункты ЛАРН с необходимым количеством технических средств (сорбционные изделия, боновые заграждения, нефтесборщики и т.п.), сократив при этом время на проведение мероприятий по локализации разлива нефти в случае аварии.

КОМБИНИРОВАННЫЙ СПОСОБ ОЧИСТКИ ТРУБЫ ОТ ГРУНТОВОГО КЕРНА

А.С. Кондратенко

Научный руководитель заместитель директора по научной работе Б.Н. Смоляницкий

Институт горного дела СО РАН, г. Новосибирск, Россия

В настоящее время применение бестраншейного метода прокладки подземных коммуникаций является не только выгодной альтернативой открытых методов, но и порой единственно возможным решением поставленной задачи. При сооружении закрытых переходов наряду с прочими, широко используется метод виброударного погружения в грунт стальных труб с открытым передним торцом. Его применение обусловлено достаточно высокой производительностью виброударного погружения труб в грунт и приемлемой точностью прокладки и простотой оборудования. Эффективность этого метода существенно выросла в связи с созданием в ИГД СО РАН в середине 90-х, модельный ряд пневмомолотов «Тайфун» позволяет осуществить прокладку труб диаметром от 100 до 1000 мм на длину перехода до 60 м без промежуточных отчисток от грунтового керна [2]. Очистка трубы, забитой в грунт с открытым передним торцом, от грунтового керна является одной из важных операций в этой технологии.

В настоящее время применяются следующие способы очистки [1]:

- циклическое удаление керна при помощи грунтозаборного устройства с приводом от пневмопробойника для движения вперед и тяговой лебедки для его извлечения из трубы;
- бурение со шнековым транспортером;
- гидроразмыв струей высокого давления;
- выдавливание грунтового керна из трубы давлением сжатого воздуха.

Каждый из этих методов имеет свои достоинства и недостатки.

В Институте горного дела СО РАН был разработан принципиально новый способ отчистки труб от грунтового керна [3]. Его особенность заключается в комбинации двух воздействий: со стороны переднего торца трубы на грунтовой керн действует статическая нагрузка, создаваемая давлением воздуха на поршень (рис.1); а со стороны другого торца на трубу, действует ударная нагрузка, создаваемая пневмомолотом, с помощью которого была забита труба.

Обязательным условием применения нового метода на практике является необходимость выхода переднего конца прокладываемой трубы 1 в выходной приямок для установки поршня 2.

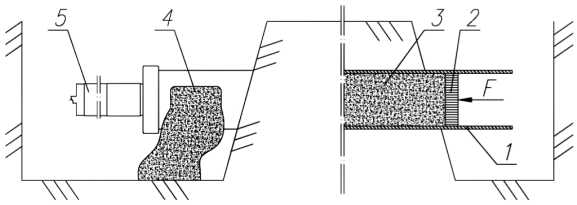


Рис.1 Отчистка внутренней полости трубы
1 – труба; 2 – поршень; 3 – керн; 4 – окно;

К основным преимуществам комбинированного метода можно отнести следующее:

1. отсутствие значительных дополнительных затрат на дорогостоящее оборудование (желонки, лебедки, шнеки);
2. непрерывность процесса отчистки трубы;
3. высокий уровень безопасности;
4. применение ручного труда необходимо только во время монтажа оборудования.

Для оценки условий эффективного практического применения этого метода были проведены серии экспериментов, направленных на определение области значений основных параметров системы, при которых возможна реализация процесса отчистки. Кроме того, важно оценить степень влияния основных параметров на ход процесса. К основным параметрам в первую очередь следует отнести энергию ударов пневмомолота, давление в поршневой камере, влажность грунтового керна, а также геометрические параметры обсадной трубы (диаметр, длина и толщина стенки).

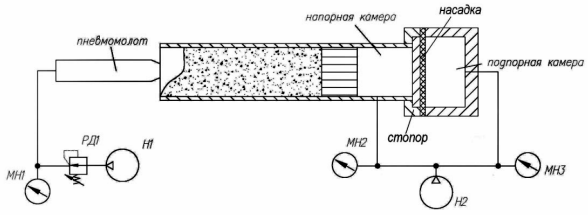


Рис.2 Принципиальная пневматическая схема стенда
Н1,Н2 – компрессоры; МН1..МН3 – манометры; РД1 - редуктор

Эксперименты выполнялись на специальном стенде, схема которого представлена на рисунке 2. Стенд позволяет имитировать реальные условия и в широком диапазоне менять необходимые параметры системы. Экспериментальный стенд представляет собой грунтовый блок 4 м и поперечным сечением 1,4х1,2 м, в который погружена металлическая труба 4,5 м, имеющая внутренний диаметр 68 мм. В качестве источника ударной нагрузки использовался пневмомолот с массой ударника 1,1 кг и частотой ударов 10 Гц. Статическая выталкивающая нагрузка на грунтовый керн создавалась путем подачи сжатого воздуха в поршневую камеру, создающую подпорное давление. На этом стенде проводилось исследование влияния на процесс отчистки энергии ударов в диапазоне 4,0….7,0 Дж и были получены кривые выхода керна при различных значениях энергии. В рамках выполненных экспериментов установлено, что, с момента включения напорного давления в поршневой камере движение поршня происходит с переменной скоростью и имеет три явно выраженные фазы:

– Начальная фаза. В зависимости от влажности грунта проявляется на участке перемещения керна в пределах 0,1 – 0,9 м. Здесь может наблюдаться как нарастание, так и падение скорости перемещении.

– Основная фаза. Охватывает наибольшую часть перемещения. Она характеризуется плавным нарастанием скорости перемещения;

– Завершающая фаза характеризуется резким увеличением скорости движения керна, близкой к «выстрелу» последнего участка грунтового керна.

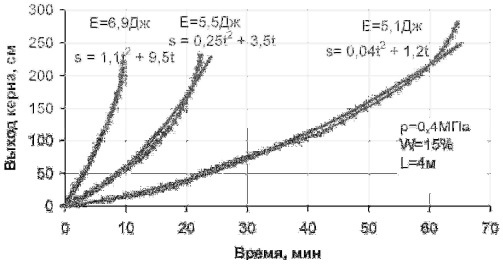


Рис.3 Основные фазы процесса очистки при различной энергии ударов

В основной фазе процесса очистки перемещение грунтового керна во времени x(t), как видно из рисунка 3, хорошо аппроксимируется полиномом второй степени:

$$x(t) = A \cdot t^2 \pm B \cdot t + C$$

Физически это означает, что в масштабе времени, соответствующем интервалу отсчета показаний положения поршня, керн перемещается по трубе равноускоренно. Соответственно убывает и его масса.

Увеличение энергии сокращает продолжительность начальной фазы, а также влияет на интенсивность движения поршня. Следует также отметить, что с уменьшением энергии ударов продолжительность фазы уменьшается не линейно. Кроме того, в процессе проведения экспериментов было установлено пороговое значение энергии ударов, равное 4,1 Дж, ниже которого выход грунтового керна уже не наблюдается.

В результате анализа процессов протекающих в системе «труба в грунте – керн» были получены уравнения движения керна и трубы. Эти уравнения решены в вычислительной среде Mathcad и получены кривые перемещения трубы и керна за один удар пневмомолота.

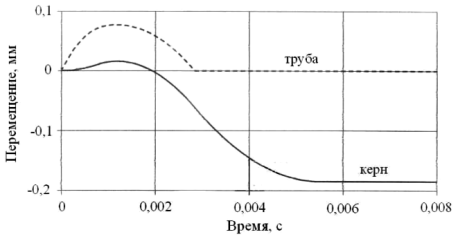


Рис.4 График перемещений за один удар трубы и керна

На рисунке 4 видно, что имеет место движение керна относительно трубы. Знак минус на графике показывает направление движения. В данном случае за положительное принято направление движения трубы после удара пневмомолота. С момента начала движения скорость трубы значительно выше скорости керна, т.е. керн отстает от трубы. Затем их скорости выравниваются, а после остановки начинается движение в обратном направлении с одинаковыми скоростями. Затем труба, жестко соединенная с насадкой, садится на стопор (горизонтальный участок графика) а керн по инерции продолжает движение до полной остановки. Здесь наглядно видно, что относительное перемещение керна складывается из двух составляющих: при движении трубы вперед и назад. Успешное моделирование процессов, происходящих в системе «труба в грунте – керн» под действием одного удара пневмомолота позволит в дальнейшем смоделировать весь процесс очистки трубы от грунтового керна комбинированным способом.

Литература

1. Кершенбаум Н.Я., Минаев В.И. Проходка горизонтальных и вертикальных скважин ударным способом. – М.: Недра, 1984. – 353 с.
2. Смоляницкий Б.Н., Червов В.В., Трубицын В. В., Тищенко И.В. и Вебер И.Э. Новые пневмоударные машины «Тайфун» для специальных строительных работ // Механизация строительства. – Москва, 1997. – №7. С. 5 – 8.
3. Червов В.В. Новый способ очистки труб от грунтового керна при бестраншейной прокладке подземных коммуникаций // Механизация строительства. – Москва, 2003. – №1. – С. 13 – 18.

СООРУЖЕНИЕ ТРУБОПРОВОДОВ В СЕЙСМООПАСНЫХ РАЙОНАХ

К.В. Карнеев
Научный руководитель доцент В.Г. Крец
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Значительные объемы магистрального трубопроводного строительства приходятся на сейсмоопасные районы, в которых существует повышенная опасность разрушения трубопроводов, что ведет к катастрофическим экологическим последствиям.

Трубопроводы, прокладываемые в районах с сейсмичностью 6 баллов и выше, следует проектировать с учетом дополнительных требований, предъявляемых нормативными документами по строительству сооружений в этих условиях. При выборе способа прокладки и проектирования трубопроводов учитываются природные условия районов их прохождения, а при неблагоприятных грунтовых, геологических и геоморфологических условиях, тем более в сейсмоопасных районах, применяется надземная укладка трубопроводов [1].

Магистральные трубопроводы представляют собой протяженные гибкие конструкции, состоящие из прямолинейных и криволинейных участков, и допускают в определенных пределах возможность пластической деформации или подвижек без разрушения целостности конструкции. Главным образом, повреждения трубопроводов связаны с осевым растяжением (сжатием), изгибом и падением надземных частей трубопровода с опор. При пространственном характере сейсмовоздействий вертикальные перемещения в подавляющем большинстве случаев меньше горизонтальных. Поэтому обычно трубопроводы разрушаются в результате осевого растяжения (сжатия), особенно в случаях совпадения распространения сейсмической волны с направлением трубопровода. При сейсмовоздействиях даже минимальное трение на опорах, возможность небольших подвижек, резко снижают динамические нагрузки на трубопроводы. Если трубопровод опирается на опору, не связанную жестко с трубой, то сначала его перемещение происходит вместе с опорой, а затем, когда сила, действующая на трубопровод, превышает силу трения, возникающую между скользящей поверхностью трубы и ригелем, трубопровод начинает перемещаться уже относительно самой опоры. Поэтому опорные элементы должны обеспечивать возможность компенсационных сдвигов как при изменениях температуры и внутреннего давления в трубопроводах при нормальных условиях эксплуатации, так и значительные подвижки в горизонтальной плоскости при сейсмовоздействиях [3].

Возникающие при сейсмическом воздействии инерционные силы способствуют преодолению силы трения и позволяют занять трубе менее напряженное положение, при этом даже минимальное трение на опорах существенно снижает пиковую амплитуду момента. В то же время при отсутствии трения скольжения сейсмическая энергия трансформируется в основном в упругую энергию деформации трубопроводов и приводит к возникновению больших изгибающих моментов на криволинейных участках трубопровода. Действие изгибающих моментов, в конечном итоге, и приводит к катастрофическим результатам.

Но на практике избежать строительства в сейсмоопасных зонах, естественно, нельзя. Существует несколько способов укладки трубопроводов в этих зонах. Все способы и инженерные решения можно условно классифицировать в четыре основных группы:

1. Сейсмозащитные анкерные конструкции;
4. Конструкции сейсмозащитных платформ;
5. Подземные сейсмозащитные конструкции;
6. Надземные сейсмозащитные конструкции.

Рассмотрим подробнее по одной конструкции из каждой группы.

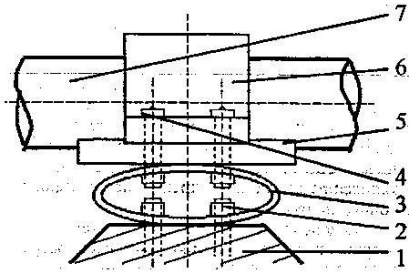


Рис.1 Конструкция анкерной опоры для надземных трубопроводов, прокладываемых в сейсмических районах

Анкерные конструкции.

Анкерная опора трубопровода (рис.1) состоит из фундамента 1, на котором посредством болтов 2 закреплены две конструкции в виде рессор 3 эллиптического сечения. Каждая рессора с помощью болтов 4 соединена с седлом 5. Хомут 6 охватывает трубопровод 7 сверху. При этом трубопровод 7 опирается на седло 5, спрофилированное по наружному диаметру трубопровода.

Анкерная опора действует следующим образом: статическая нагрузка от трубопровода передается на седло 5 и далее через рессору 3 на фундамент 1, заложенный в грунт.

При сейсмическом воздействии через грунт на фундамент рессоры прогибаются в соответствующей плоскости, снижая величину ускорения при перемещениях трубопровода. При направлении колебаний в вертикальной плоскости рессоры деформируются в вертикальном направлении. При колебаниях в поперечном трубопроводу направлении одна из рессор растягивается, а другая сжимается в вертикальной плоскости. Таким образом, при любом направлении сейсмического воздействия трубопровод колеблется с затухающим по величине ускорением, исключая гидравлические удары и механические разрушения трубопровода. Такой режим позволит повысить надежность эксплуатации трубопроводов и увеличить их долговечность.

С другой стороны, существенным недостаткам предложенной конструкции следует отнести низкие демпфирующие свойства стальных пружин-рессор, не исключающие раскачивание трубопровода [3].

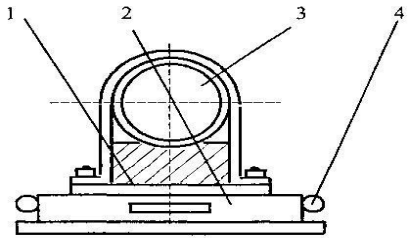


Рис.2 Конструкция сейсмозащитной платформы

Конструкции платформ.

Для создания эффективной системы защиты трубопроводов на столбчатых опорах используется конструкция сейсмозащитной платформы, размещенной между верхней частью опоры и трубопроводом.

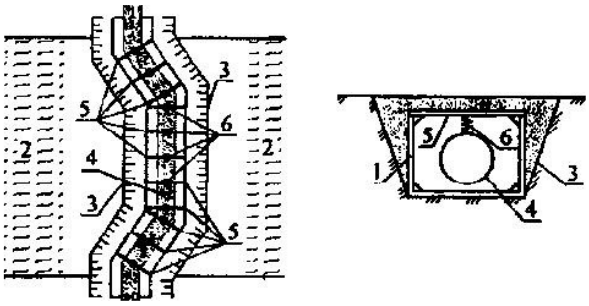
Конструкция сейсмозащитной платформы выполнена в виде пространственной системы (рис.2) со встроенными торсионно-тросовыми упругодемпфирующими элементами «сухого» трения, которые и обеспечивают пространственную защиту от сейсмических нагрузок. В качестве таких элементов используются стальные гибкие тросы, обладающие высокими прочностными и демпфирующими характеристиками. Тросы не подвержены внешним воздействиям и способны работать при различных видах деформации. Они выдерживают значительные статические нагрузки без заметного снижения механических свойств, хорошо противостоят мощным ударным и вибрационным воздействиям.

Основа конструкции – тросово-торсионные элементы, расположенные между внутренней платформой 1 и наружной рамой 2 (рис.2). На внутренней платформе, на которой крепится трубопровод 3, имеются втулочные направляющие, расположенные по периметру платформы. Отрезки троса пропускаются внутри втулок вдоль боковых сторон платформы, причем продольные и поперечные тросы проложены попарно на разной высоте, исключающей их взаимное касание. На концах отрезков троса жестко крепятся упругие элементы 4. Выбор и расположение самих пружин на внешней раме определяются конструктивными требованиями, учитывающими размер трубопровода, характер опор.

Система работает следующим образом. При горизонтальном сейсмовоздействии происходит смещение платформы вдоль тех тросов, направление которых совпадает с направлением сейсмоволны. Одновременно происходит натяжение секций троса, расположенных поперек этого направления. При вертикальном воздействии работают все тросовые элементы, расположенные по периметру платформы. Причем жесткость системы в случае вертикальных воздействий превосходит жесткость при горизонтальных воздействиях. Учитывая, что горизонтальные воздействия преобладают, снижение жесткости в горизонтальной плоскости обеспечивает большие подвижки, а значит и более эффективную сейсмозащиту. В то же время обеспечиваются подвижки трубопровода в эксплуатационном режиме, связанные с изменением температуры и давления транспортируемого продукта. К недостаткам такой системы следует отнести безусловную ее сложность [3].

Подземные конструкции.

Сегодня применяется сборная подземная линейная конструкция, которая используется как коридор, внутри которого прокладывается трубопровод (рис.3). Трубопровод прокладывается в железобетонных лотках, установленных в траншее, отрытой в грунте по дуге или по ломаной линии. Трубопровод, повторяющий очертания траншеи, подвешивают на пружинной подвеске к ригелям, установленным с определенным шагом между плитами покрытия лотка. Пружинная подвеска ставится на середину каждого пролета трубы. Именно эти места являются наиболее опасными в трубопроводе, т.к. в них амплитуда колебаний трубопровода максимальна. При применении данного технического решения на трубопровод не передаются нагрузки, возникающие в результате сейсмической активности [2].



а) *б)*

Рис.3 Подземная конструкция коридорного типа

Прокладка трубопровода в сейсмоопасной зоне:
а) план сооружения;
б) разрез лотка:
1 – железобетонный лоток;
2 – сейсмоопасная зона;
3 – траншея;
4 – трубопровод;
5 – ригель;
6 – подпружиненная подвеска.

При сейсмическом воздействии колебания земной поверхности воспринимаются трубопроводом. Однако вертикальные и частично горизонтальные колебания трубопровода воспринимаются пружиной соответствующей жесткости, благодаря чему амплитуда колебаний трубопровода, не успев возрасти до опасных для прочности трубопровода значений, снижается до нулевых значений до следующего сейсмического воздействия. Частота собственных колебаний пружины (или комплектов пружин) принимается не кратной частоте собственных колебаний трубопровода. Это исключает возможность резонансных колебаний трубы [4].

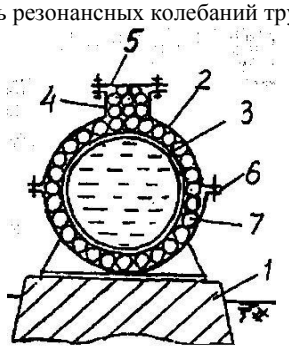


Рис.4 Устройство для гашения колебаний трубопровода
1 – фундамент, 2 – короб, 3 – трубопровод, 4 – патрубок, 5 – крышка, 6 – фланцевый разъем, 7 – упругие шары.

Надземные конструкции

Известен следующий вариант устройства для гашения колебаний трубопровода (рис.4). Устройство содержит фундамент, соединенный с трубопроводом податливым приспособлением, которое выполнено в виде несущего короба цилиндрической формы, коаксиально охватывающего трубопровод и снабженного в верхней своей части патрубком с крышкой. Внутреннее пространство между наружной поверхностью трубопровода и коробом заполнено вплотную прилегающими друг к другу, к поверхностям короба и трубопровода телами шарообразной формы, изготовленными из упругого материала. Эти тела размещены в один ряд по периметру трубы. Короб выполнен разъемным по образующей цилиндрической поверхности и снабжен фланцевым соединением, а диаметр отверстий в торцевых стенках короба принят больше внешнего диаметра трубопровода с возможностью размещения в кольцевых щелевых зазорах упругих прокладок. При возникновении вынужденных и собственных колебаний трубопровода, вызванных сейсмическими явлениями, наружная поверхность трубопровода начинает взаимодействовать с упругими шарами, которые, упруго деформируясь между наружной поверхностью трубопровода и внутренней поверхностью короба, быстро гасят его колебания. Реакция короба воспринимается фундаментом [5].

Таким образом, классифицированы и рассмотрены отдельные решения (конструкции) по сооружению трубопроводов в сейсмоопасных районах. Применяемые конструкции достаточно сложны и требуют совершенствования.

Литература

1. СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы», 1985.
2. Пат. 2280208 Россия, МПК{7} F 16 L 1/024 «Трубопровод для сейсмически опасных районов», Тарасов Ю.Д., Санкт-Петербургский государственный горный институт, Заявл. 06.12.2004; Опубл. 20.07.2006.
3. Мансуров И.Я. Виброзащитные опоры для надземных магистральных трубопроводов // Безопасность жизнедеятельности. – М., 2005. – №6. – С. 52 – 56.
4. Маций С.И. Строительство трубопроводов в сейсмических районах // Строительство в прибрежных курортных регионах: Материалы 2 Международной научно-практической конференции. – Сочи, 2003. – С. 54 – 56.
5. Николаев А.К. Совершенствование конструкций опор для трубопроводов, прокладываемых в сейсмически опасных районах // Горный информационно-аналитический бюллетень, 2005. – №11. – С. 264 – 266.

КОНТРОЛЬ И ДИАГНОСТИКА СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Д.А. Кривошеин[1]
Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева[2]
[1]Томский гуманитарно-промышленный колледж, г. Томск, Россия
[2]Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Возрастной состав резервуарных парков и магистральных трубопроводов нефти по данным на конец декабря 2007 года составляет 30% – более 30 лет эксплуатации и около 40% – 20…30 лет эксплуатации. Поэтому,

все вопросы, связанные с мониторингом оборудования магистральных нефтепроводов и резервуарных парков являются актуальной задачей специалистов системы магистрального транспорта [1, 2].

Комплекс диагностических методов исследования, определяющих дефекты линейной части или резервуаров товарной нефти на сегодняшний день достаточно большой: акустический, капиллярный, магнитный, оптический, тепловой, радиационный, радиоволновый, электромагнитный, визуальный. Их правильный выбор позволит максимально быстро и качественно получать необходимые характеристики объектов, в частности характеристики состояниях сварных соединений трубопроводов и резервуаров. Это во многом определяет успешность длительной эксплуатации объектов магистрального транспорта.

Проведенный анализ классификации контроля и диагностики сварных соединений позволил выделить основные методы, которые представлены в таблице.

Таблица

Методы контроля резервуаров и магистральных нефтепроводов до и после вода в эксплуатацию

Резервуарные парки	До ввода: визуальный, акустический метод, радиационный методы
	После ввода: магнитный метод
Магистральные нефтепроводы	До ввода: визуальный, акустический, радиационный методы
	После ввода: магнитная дефектоскопия

Визуальный метод

Внешним осмотром, или, как его часто называют, визуальным контролем, проверяют качество подготовки и сборки заготовок под сварку, качество выполнение швов в процессе сварки и качество готовых сварных швов. Обычно осматривают все сварные соединения независимо от применения других методов контроля. Это наиболее дешевый и оперативный метод контроля.

Внешнему осмотру подвергают сварной шов и зону прилегающего к нему основного металла на расстояние не менее 20 мм от границы шва по всей протяженности сварного соединения с двух сторон.

Контроль внешним осмотром сварных соединений, подвергающихся термообработке, осуществляется до и после нее. Сварные соединения, для которых радиационный, ультразвуковой и другие методы неразрушающего контроля невозможны, следует контролировать внешним осмотром после выполнения каждого слоя шва.

При внешнем осмотре контролируемый сварной шов должен быть хорошо освещен. Внешний осмотр осуществляют невооруженным глазом после тщательной очистки швов, околошовной зоны от шлака, брызг и других загрязнений. Сварные швы, срытые близлежащими деталями и недоступные прямому наблюдению, осматривают с помощью оптических приборов – эндоскопов.

Радиографический контроль

Радиографический контроль, основан на использовании ионизирующего излучения, позволяет получать изображения внутренней структуры сварного соединения. Интенсивность излучения прошедшего сквозь контролируемое изделие, меняется в зависимости от плотности материала и толщины. По результатам измерения интенсивности прошедшего излучения за объектом определяют наличие в нем дефектов.

Радиографический контроль применяют для выявления в сварных соединениях внутренних дефектов: трещин, непроваров, усадочных раковин, пор, шлаковых, вольфрамовых, оксидных и других включений.

При радиографическом контроле не выявляют поры и включения с диаметром поперечного сечения меньшего размера, соответствующего удвоенной чувствительности контроля; непровары и трещины, плоскость которых не совпадает с направлением просвечивания; любые дефекты, если их изображения на снимках совпадают с изображением посторонних деталей, острых углов или резких перепадов толщин свариваемых элементов [3].

При радиографическом контроле обнаружение и регистрацию изображения сварного шва осуществляют детекторами. В качестве детекторов используют светочувствительную пленку, фотобумагу или полупроводниковую пластину.

Радиографический контроль следует производить после устранения обнаруженных при внешнем осмотре сварного соединения недопустимых наружных дефектов и зачистке его от неровностей, шлака, брызг металла, окалины и других загряз нений, изображения которых на снимке могут помешать расшифровке снимка. После зачистке сварного соединения и устранения недопустимых наружных дефектов должна быть выполнена разметка сварного соединения на участки и маркировка участков.

При контроле на каждом участке должны быть установлены эталоны чувствительности и маркировочные знаки. Эталоны чувствительности следует устанавливать на контролируемом участке со стороны, обращенной к источнику излучения.

Метод акустической эмиссии

Акустическая эмиссия (АЭ) – излучение упругих волн, возникающих в процессе перестройки внутренней структуры твердых тел. Акустическая эмиссия проявляется при пластической деформации твердых материалов, при возникновении и развитии в них дефектов, например при образовании трещин. Моменты излучения акустической эмиссий распределены статистически во времени, и возникающие при этом дискретные импульсы имеют широкий частотный диапазон (от десятков килогерц до сотен мегагерц в зависимости от материала). Сигналы улавливаются преобразователями, которые благодаря своим ограниченным размерам имеют одинаковую чувствительность в некотором диапазоне углов. Улавливаются не только те сигналы, которые распространяются вдоль прямой, соединяющей источник эмиссии и преобразователь, но и сигнал, который из-за конечной толщины материала может быть суммой многократных отражений от границ изделия.

Контроль сварных соединений с помощью акустической эмиссии (АЭ) можно осуществлять на разных стадиях: в процессе сварки, когда шов только формируется; в процессе охлаждения сварного шва после окончания сварки до прихода его в равновесное состояние; при внешнем механическом нагружении конструкции.

Использование АЭ для оценки качества сварного шва определяется возможностью выделения сигналов, порождаемых развивающимися дефектами, из общей массы сигналов, большинство из которых являются мешающими (шумами).

Метод целесообразно применять для решения следующих задач: проведения диагностики технического состояния трубопроводов; наблюдения за ростом трещин в процессе проверочных испытаний резервуаров под давлением; постоянного надзора в эксплуатации за участками сварных конструкций, находящихся в напряженном состоянии, в которых могут образоваться трещины; оценки возможности появления трещин в процессе остывания; изучения особенностей роста усталостных трещин при разных условиях эксплуатации.

Магнитная дефектоскопия

Дефекты, обнаруживаемые магнитным дефектоскопом:

- дефекты геометрии без дополнительных дефектов и примыкания к сварным швам;
- дефекты геометрии, примыкающие к сварным швам или расположенные на сварных швах;
- дефекты геометрии в комбинации с потерей металла;
- потери металла точечные, сплошные;
- риски, царапины, задиры (поперечно ориентированные);
- трещины по телу трубы или в сварном шве (поперечно ориентированные);
- расслоения с выходом на поверхность;
- дефекты поперечного шва;
- смещения поперечного шва.

Физическая сущность метода магнитной дефектоскопии основана на регистрации рассеяния магнитного потока.

Магнитный контроль основан на индикации эффекта взаимодействия магнитного поля с контролируемым объектом, изготовленным из ферромагнитного материала [4]. Если в намагниченном металле встречаются области с дефектами–несплошностями, магнитная проницаемость которых отличается от магнитной проницаемости основного металла, то появляются магнитные поля рассеяния, выходящие наружу. Индикация этих полей позволяет получить информацию о дефектах.

Магнитный контроль проводится в приложенном или остаточном магнитном поле. Выбор направления магнитного поля, а, следовательно, и способа намагничивания зависит от ориентации дефектов. Магнитное поле должно быть перпендикулярно направлению дефекта.

В магнитных приборах, используемых при проведении внутритрубной дефектоскопии, индикация магнитных полей рассеяния осуществляется специальными магниточувствительными датчиками, установленными на упругих носителях и сканирующими внутреннюю поверхность трубопровода. Показания датчиков преобразуются в электрические сигналы, регистрируемые запоминающей системой прибора. Продольное намагничивание до полного насыщения стенки трубопровода осуществляется мощными постоянными магнитами, установленными на корпусе внутритрубного прибора. Замыкание магнитного потока на стенку трубы производится через гибкие магнитопроводы. Современные магнитные приборы высокого разрешения способны выявлять как дефекты потери металла, вызывающие уменьшение толщины стенки трубопровода, так и дефекты в сварных швах, и определять, на какой поверхности находятся дефекты потери металла – наружной или внутренней.

Магнитное поле, вектор которого направлен по оси трубопровода, создается мощными магнитами, установленными на корпусе передней (магнитной) секции снаряда. Замыкание магнитного контура между полюсами магнитов и стенкой трубопровода осуществляется через гибкие магнитопроводы, выполненные в виде стальных щеток.

Магнитный дефектоскоп имеет бортовую систему записи данных, в состав которой входит счетчик реального времени. Бортовое время магнитного дефектоскопа перед прогоном синхронизируется со временем используемого при подготовке персонального компьютера и с приборами маркерной системы – маглоггерами. Маглоггеры, расставляемые в маркерных точках, реагируют на магнитное поле, создаваемое прибором и регистрируют время его прохождения. После прогона дефектоскопа информацию с маглоггеров переписывают на компьютер и используют при обработке данных для определения местоположения дефектов.

Литература

1. Демин А.М. Стальные резервуары: диагностика, типовые проекты, оборудование // Трубопроводный транспорт нефти. – М., 2007.– №6. – С. 17 – 20.
2. Нератов Д.М. Трудные километры «ЦентрСиба» // Трубопроводный транспорт нефти, 2007. – №3. – С.12 – 17.
3. Мустафин Ф.М., Блехерова Н.Г., Квятковский О.П. Контроль качества кольцевых сварных соединений трубопроводов // Сварка трубопроводов, 2002. – №1. – С. 250 – 286.
4. Вайншток С.М., Новоселов В.В., Прохоров А.Д., Шаммазов А.М. Диагностирование линейной части нефтепроводов // Трубопроводный транспорт нефти. – М., 2004. – №2. – С. 217 – 273.

КОМПЛЕКС МЕРОПРИЯТИЙ ПО СОКРАЩЕНИЮ ЭКОЛОГИЧЕСКИ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

М.В. Матвеев
Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одним из важнейших показателей совершенства современных газотурбинных установок является уровень выбросов вредных веществ в атмосферу. К основным загрязняющим веществам в продуктах сгорания относятся оксиды азота, имеющие наибольший коэффициент опасности, оксид углерода (II), оксид углерода (IV) и оксид серы (IV).

Технология сжигания топлива базируется прежде всего на действии трех известных механизмов образования оксидов азота:

- термическом (образование оксидов в факеле горения в результате высокотемпературной реакции окисления атмосферного азота свободным кислородом);
- низкотемпературной генерации NO_x через разрушение N_2 (так называемый «быстрый» механизм). Выход составляет 100-120 мг/м^3, не зависящий от температуры горения;
- образовании из азотосодержащих соединений топлива на начальном участке факела горения, одновременно с «быстрыми» оксидами, но до появления термических.

Эмиссия оксидов азота существенно зависит от:

- температуры в камере сгорания – при температуре ниже 1400К NO в продуктах сгорания отсутствует, но при повышении температуры до 1700К содержание NO доходит до 2 г/м^3;
- концентрации кислорода в камере сгорания – при коэффициенте избытка воздуха в пределах 1,2...1,35 и повышении объемной теплонапряженности резко возрастает содержание NO в выбросах. (Следует заметить, что с повышением теплонапряженности выбросы NO возрастают пропорционально, а при повышении коэффициента избытка воздуха выше указанного значения увеличения эмиссии NO не наблюдается).

Перед конструкторами газоперекачивающих агрегатов встает непростая задача: повышение температуры пламени, с одной стороны, способствует сохранению КПД камеры сгорания, но, с другой стороны, резко повышает выход оксидов азота.

В настоящее время существуют три основных мероприятия, проводимые с целью понижения эмиссии вредных веществ в ГПА:

2. Использование фильтрующих материалов – самый простой, дешевый и легко реализуемый способ;
5. Изменение технологии горения – понижение температуры пламени для уменьшения выбросов термических оксидов. Пример такой технологии – впрыскивание воды или водяного пара в камеру сгорания;
6. Уменьшение выбросов за счет повышения КПД камер сгорания.

Обеспечение жестких нормативов по выбросам NO_x и CO достигается только при использовании новейших технологий организации рабочего процесса в камерах сгорания газотурбинных приводов. Основные мероприятия, внедряемые при конструировании малоэмиссионных двухзонных камер сгорания следующие:

- гомогенизация топливовоздушной смеси в специальных смесителях (карбюраторах);
- снижение температуры пламени за счет обеднения зоны горения;
- уменьшение времени пребывания топлива в зонах с повышенной температурой горения;
- снижение до минимума пульсаций давления и температур потока.

В основном, в камерах сгорания реализуется технология горения бедной гомогенной смеси с поддержанием в зоне горения температуры пламени на уровне 1700...1800 К — это один из «сухих» методов получения низкой эмиссии NO_x и CO. Сжигание предварительно перемешанной смеси топливного газа и воздуха создает, в свою очередь, проблемы нестабильности процесса горения — вибрационное горение, проскоки и срывы (погасание) пламени. Горение обедненных смесей протекает вблизи границы бедного срыва, увеличивая вероятность погасания пламени при резких изменениях нагрузки. Кроме того, при сжигании таких смесей возрастает вероятность перехода процесса горения в состояние устойчивых акустических колебаний – пульсационного горения.

Безопасным считается уровень пульсаций давления рабочего тела в камере сгорания на рабочих режимах с амплитудой не более 1 % от величины давления в камере сгорания.

При уровнях пульсаций давления 1,5…2,0% и более, ресурс и надежность газотурбинных приводов резко снижаются, а работа привода часто становится невозможной. Уже при уровне пульсаций 2…2,5% ресурс ГТП не превысит 500…2000 часов, и в первую очередь разрушению будут подвергаться элементы конструкции, собственные частоты которых близки к частотам пульсаций.

Характерные признаки пульсационного горения:

- совпадение частот пульсаций давления с собственными акустическими;
- поддержка колебаний за счет энергии зоны горения;
- существование обратной связи акустических колебаний и процесса горения.

Исследования пульсационного горения на газотурбинном приводе АЛ-31СТ [1] и анализ материалов по этой проблеме на других приводах с процессами бедного горения показали, что в рабочем диапазоне могут присутствовать регулярные пульсации с двумя основными резонансными частотами — 500 и 700 Гц. Поэтому при доводке низкоэмиссионной камеры сгорания и системы автоматического управления привода АЛ-31СТ с такой КС была поставлена задача ограничить на рабочих режимах уровень пульсаций до уровня «шумов», т.е.

0,2-0,3% от величины давления в камере сгорания. На одногорелочной установке по доводке модуля-гомогенизатора при рабочих параметрах и на полноразмерном двигателе было проведено большое количество экспериментальных работ, в том числе и с принудительным возбуждением пульсационного горения. Для обеспечения устойчивой работы камеры сгорания применялись как конструктивные, так и активные способы подавления пульсационного горения. В результате было выбрано 3 варианта модулей-гомогенизаторов с оптимальными характеристиками по выбросам вредных веществ и устойчивости процесса горения в камере сгорания. По активным способам подавления пульсационного горения для привода АЛ-31СТ разработан и внедрен алгоритм активного управления подачей топлива в зоны горения через непрерывный мониторинг уровня пульсаций в камере сгорания и расхода топливного газа

Результаты исследований [2] показали, что на границе области устойчивой работы возникают регулярные колебания с частотами 550...650 Гц и амплитудой 1,0…1,5% от величины давления в камере сгорания. При этом уровень пульсаций в значительной степени зависит от распределения топливного газа по коллекторам. При равномерном распределении топливного газа между центральными и периферийными форсунками и при отклонении распределения от равномерного до 15…20% уровень пульсаций в камере сгорания находится на уровне «шумов».

Такая методика создания камеры сгорания обеспечила хорошие экологические характеристики и надежность.

Уровень выбросов вредных веществ с такой камерой сгорания на режиме максимальной мощности составляет: NO_x — 45...55 *ppm*, CO — 80...160 *ppm*. На границе области устойчивого горения выбросы оксидов азота находятся на уровне 30...35 *ppm* без увеличения выбросов оксида углерода.

В перспективе планируется и далее снижать выбросы оксидов азота дальнейшим совершенствованием газоперекачивающих агрегатов.

Проблема сокращения эмиссии CO_2 в обозримой перспективе будет решаться «естественным путем»: повышением КПД установок (каждый кубометр сжигаемого газа дает около 1,8 кг CO_2). Контроль выбросов ГТУ ориентирован по двум направлениям: мониторинг выбросов с продуктами сгорания и мониторинг окружающего воздуха на крупных КС.

Литература

1. Марчуков Е.Ю., Куприк В.В., Федоров С.А., Гончаров В.Г., Коновалова Л.П. Проблемы пульсационного горения в низкоэмиссионных камерах сгорания // Газотурбинные технологии. – Рыбинск, 2005. – №2. – С. 26 – 28.
2. Цыбизов Ю.И., Постников А.М., Лавров В.Н. Вопросы надежности и экологии камеры сгорания двигателя НК-37, используемого для привода электрогенератора // Газотурбинные технологии. – Рыбинск, 2005. – №6. – С. 30 – 32.

ТРАНСПОРТ НЕФТИ МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СОВМЕСТНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ «ВЬЕТСОВПЕТРО»

Нгуен Хоай Чунг
Научный руководитель доцент В.Г. Крец
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

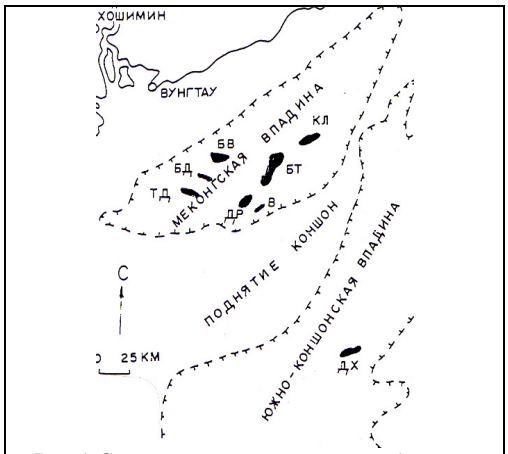


Рис.1 Схема расположения приподнятых нефтеносных блоков фундамента в Меконгской и Южно-Коншонской впадинах: ТД – Тамдао; БВ – Бави; ДР – Дракон; БД – Баден; В – Волк; БТ – Белый Тигр; КЛ – Кыулонг; ДХ – Дайхунг

Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений во Вьетнаме началась в начале восьмидесятых годов XX века. Ежегодная добыча составляет: нефти – более двадцати миллионов тонн, газа – шесть миллиардов $м^3$. В Юго-восточной Азии Вьетнам занимает третье место по добыче нефти после Индонезии и Малайзии [2].

Совместное предприятие «Вьетсовпетро» – самая большая компания в области разработки и эксплуатации нефти и газа – создана в 1981 году. Она является символом содружества Вьетнама и России. На СП «Вьетсовпетро» трудится около 650 высококвалифицированных российских специалистов. На шельфе юга Вьетнама «Вьетсовпетро» разрабатывает два нефтяных месторождения «Белый Тигр» и «Дракон», расположенные на расстоянии 110–140 км от берега. Добыча нефти осуществляется из отложений нижнего миоцена, нижнего олигоцена и кристаллического фундамента. Открытие совместным предприятием «Вьетсовпетро» в 1988 году на месторождении Белый Тигр уникальной по запасам высокопродуктивной залежи нефти сделало это месторождение крупнейшим в Юго-Восточной Азии. Месторождение «Белый Тигр» расположено в средней части Центрального поднятия Меконгской впадины, стратиграфический разрез которой включает докайнозойский кристаллический фундамент и перекрывающие его терригенные отложения олигоцена, миоцена и плиоценчетвертичного возраста. Толщина кайнозойского осадочного чехла меняется от 3000 м на локальных поднятиях до 8000 м в депрессиях. В палеогене в результате блоковых движений континентальной литосферы

сформировались отдельные структуры – выступы кристаллического фундамента. Схема расположения приподнятых нефтеносных блоков фундамента в Меконгской и Южно-Коншонской впадинах представлена на рис.1 [1].

Разработка осуществляется скважинами, расположенными на морских стационарных платформах (МСП) и блок-кондукторах (БК), где производится частичная сепарация нефти от газа. Подготовка нефти до содержания воды 0,5–1 % осуществляется на центральных технологических платформах ЦТП-2 и ЦТП-3.Подготовка нефти до товарной кондиции и отгрузка потребителям производится на установках беспричального налива (УБН). Схема сбора и транспорта нефти представлена на рис.2 [3].

Добываемая нефть является высокопарафинистой. Содержание парафинов составляет 18-23 %, смол и асфальтенов 3–12 %, температура застывания 30–33 °С. Минимальная температура моря на глубине залегания трубопроводов составляет 21–22 °С. Нефти характеризуются сложными реологическими свойствами и склонностью к образованию отложений, что требует особого подхода для обеспечения нормальных условий работы и предупреждения аварийных ситуаций. Транспорт высокопарафинистых нефтей морских месторождений СП «Вьетсовпетро» сопровождается интенсивным образованием АСПО. Применение специальных мер для обеспечения подготовки и транспорта нефти, учет ее физико-химических особенностей позволяет поддерживать высокий уровень надежности и безопасности эксплуатации трубопроводов при сохранении их работоспособности.

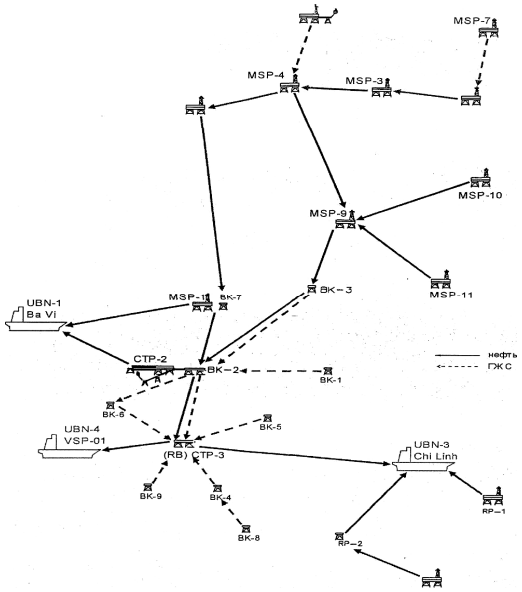


Рис.2 Схема сбора и транспорта нефти

Хроматографический анализ АСПО из внутренней поверхности труб, по которым транспортируется нефть месторождения Дракон и Белый Тигр, показывают, что максимум отложений приходится на нормальные парафины с длиной цепи С45 – С60 и температурой плавления 85–90 °С. В нефти месторождения «Дракон» и «Белый Тигр» максимум приходится на нормальные парафины с длиной цепи С10 – С30. При низкой производительности транспорта нефти «Дракон» с температурой ниже температуры начала кристаллизации парафинов происходит образование АСПО. Нефть месторождения «Белый Тигр» транспортируется с большой производительностью и высокой температурой, поэтому содержание высокомолекулярных парафинов в АСПО больше и отложения более плотные. Отложения в трубопроводе, транспортирующем нефть месторождения «Дракон» представлены на рис.3 [3].

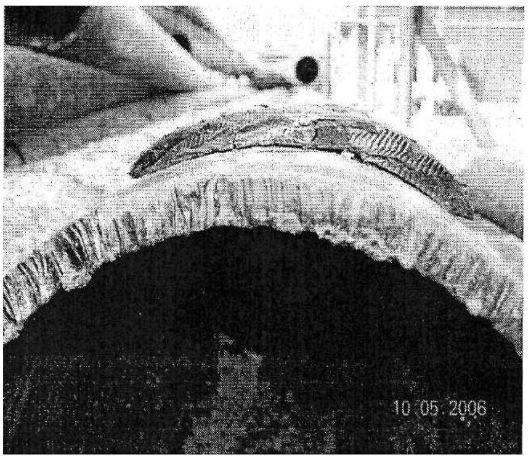


Рис. 3 Отложения в трубопроводе, транспортирующем нефть месторождения Дракон

Осуществляются следующие способы борьбы с осложнениями:

1) Тепловой способ – увеличение температуры нефти на линиях транспорта, следовательно, уменьшение вязкости нефти и увеличение скорости движения нефти в трубопроводах. Транспорт нефти от ЦТП-3 месторождения «Белый Тигр» до установки беспричального налива (УБН-3) осуществляется по теплоизолированному трубопроводу длиной 20 км. Рассматриваемый трубопровод имеет участки различного

диаметра с разным типом тепловой изоляции. По данному трубопроводу осуществляется транспорт почти половины продукции, добываемой СП «Вьетсовпетро».

2) Химическая промывка трубопроводов – с использованием химических веществ, обычно слабые кислоты. В результате действий с кислотой АСПО распадаются и по трубопроводам движутся до установки переработки.

3) Физический способ – повышение перепада давления соответствует промывке трубопровода. Увеличение скорости потока приводит к частичному срыву и уносу мягких отложений и, как следствие, снижению давления. На месторождениях так же часто используется физическая промывка. Для обеспечения транспорта нефти по трубопроводу RP-3 – УБН-3 приходится прибегать к периодической промывке его морской водой каждые 20–30 дней без остановки перекачки нефти.

4) В СП «Вьетсовпетро» так же был опробован вариант периодической внутрискважинной обработки депрессатором вследствие низкой температуры на устье. Депрессатор подается по импульсным трубкам в каждую скважину на глубину порядка 2000 м. Применение депрессорных присадок (депрессаторов) является перспективным способом подготовки высоковязких парафинистых нефтей к транспорту по магистральным трубопроводам. В результате ввода в поток нефти незначительных количеств (до 0,2% по объему) химических активных веществ происходит улучшение реологических свойств. Механизм действия депрессаторов на высокопарафинистые нефти имеет двоякий характер: а) частицы присадки образуют с парафином смешанные кристаллы, что приводит к принципиальному изменению их строения и предотвращают образование сплошной структурной сетки. б) частицы присадки выступают как центры, вокруг которых кристаллизуется парафин, образуя не связанные между собой агрегаты.

Таким образом, на месторождениях СП «Вьетсовпетро» применяется целый комплекс мер по обеспечению стабильной работы подводных трубопроводов. Применение различных технологий транспорта и адаптация их к условиям месторождений СП «Вьетсовпетро» позволяют обеспечивать и поддерживать высокий уровень надежности и безопасности эксплуатации трубопроводов при минимальных затратах на транспортировку.

Литература

1. Гаврилов В.П. и др. Геология и нефтегазоносность фундамента шельфа Южного Вьетнама // Геология нефти и газа. – М., 1995. – №4. – С. 25 – 29.
2. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов / Коллектив авторов. – М.: «Инфра – инженерия», 2006. – 928 с.
3. Т.К. Шон, А.Г. Ахмадеев, Л.Д, Хое, Д.Т. Лы. Опыт транспорта высокопарафинистых нефтей морских месторождений СП «Вьетсовпетро», склонных к образованию АСПО // Нефтяное хозяйство. – М., 2007.

ПОВЫШЕНИЕ ЭКОНОМИЧНОСТИ И НАДЕЖНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ

М.В. Омельянюк

Армавирский механико-технологический институт – филиал Кубанского государственного технологического университета, г. Армавир, Россия

В процессе эксплуатации различного теплообменного оборудования на внутренних поверхностях образуются отложения – соли, выпадающие из пересыщенных растворов, продукты коррозии, различные технологические загрязнители. Согласно имеющихся данных, в высокоразвитых странах ущерб от образования отложений различного состава составляет 0,25% ВВП; потери в США в начале 1980-х годов были оценены в 2 млрд. долл./год [1,3]

Применительно к машинам и оборудованию трубопроводного транспорта газа это имеет важное значение для поршневых газоперекачивающих агрегатов, в которых применено рубашечное охлаждение, а в системе смазки используются проточные кожухотрубные теплообменники, а также для аппаратов воздушного охлаждения воды и аппаратов водяного охлаждения воздуха наддува силовых цилиндров.

При наличии отложений в системе охлаждения происходит образование очагов теплонапряженности в деталях цилиндропоршневой группы, особенно во втулках силовых цилиндров в районах перемычек между выхлопными окнами. В результате в процессе работы втулка силового цилиндра деформируется, образуется трещина, происходит разрушение собственно втулки, головки поршня, комплекта маслосъемных и компрессионных колец, вкладышей подшипников силового шатуна, прорыв выхлопных газов в картер газомотокомпрессора. Имеют место поломки турбокомпрессора и крышек силовых цилиндров в результате нарушения теплообмена. В целом наличие отложений на поверхностях систем охлаждения газоперекачивающих агрегатов понижает надежность и безопасность их эксплуатации, приводит к нарушению нормальной циркуляции хладагента (воды) в системе охлаждения. Стоимость замены втулки силового цилиндра, головки поршня с комплектом маслосъемных и компрессионных колец, комплекта вкладышей подшипников зависит от типоразмера газоперекачивающего агрегата и составляет примерно 1 млн. руб. Значительно снизить затраты и повысить надежность эксплуатации можно путем своевременной очистки внутренних поверхностей систем охлаждения газомотокомпрессоров от отложений.

В настоящее время на компрессорных станциях магистральных газопроводов и станциях подземного хранения газа в нашей стране используются аппараты воздушного охлаждения газа отечественного и зарубежного производства. На газопроводах страны установлено свыше 6000 аппаратов разных типов [7]. В

летний период, особенно в южных районах, работают практически все вентиляторы секций аппаратов воздушного охлаждения систем охлаждения природного газа компрессорных станций. Это приводит к перерасходу электроэнергии на привод вентиляторов и топливного газа [5]. Для обеспечения оптимального режима работы также требуется качественная очистка оребрения теплообменных труб от различных органических и неорганических загрязнителей.

Для решения проблемы очистки системы охлаждения поршневых газоперекачивающих агрегатов, а также аппаратов воздушного охлаждения воды и газа, были проведены аналитические, экспериментальные и опытно-промышленные исследования, в результате которых разработана технология гидродинамической и гидродинамической кавитационной очистки систем охлаждения газоперекачивающих агрегатов, аппаратов воздушного охлаждения воды и газа, поршневых воздушных компрессоров от различных отложений; разработаны и изготовлены экспериментальная установка очистки систем охлаждения поршневых газоперекачивающих агрегатов и генераторы кавитации (гидродинамические кавитаторы), в экспериментальных условиях определены их оптимальные конструктивные параметры.

Проведены работы по выявлению влияния на гидродинамическое совершенство струй, коэффициент расхода, степень развития кавитации конструктивных особенностей насадков и гидродинамических генераторов кавитации [2,4,6,8-10]. Исследованы гидродинамические качества струй, истекающих из насадок со сложным внутренним профилем (состоящие из более 4 участков) [8].

Проведение экспериментальных и натурных исследований сравнительной эффективности применения струйных генераторов кавитации и гидродинамических насадков различных типов, представленных в литературе [2,4,6,8,9], выявление их достоинств и недостатков, комбинация различных элементов и исследования в широком диапазоне параметров (длин участков, углов раскрытия конусов, радиусов закруглений, количества участков, расходно-напорных характеристик) позволило разработать конструкции генераторов гидродинамической кавитации, увеличивающих эрозионную способность при прочих равных условиях по сравнению с выпускаемыми промышленностью кавитаторами более чем на 50% (и, соответственно, снизить временные затраты на очистку систем охлаждения).

Опытно-промышленные исследования эффективности разработанных технологий и устройств, их реализующих, были проведены в 2005–2007 гг. на Краснодарской станции ПХГ ООО «Кубаньгазпром».

До очистки при работе 9 агрегатов ежегодно происходило 2–4 поломки втулок силовых цилиндров (а также головки поршня, комплекта маслосъемных и компрессионных колец, вкладышей подшипников силового шатуна) и 8–9 поломок крышек силовых цилиндров в результате перегрева (за период закачки). С увеличением толщины отложений увеличивалось количество поломок; динамика количества поломок агрегатов в результате перегрева за 2002–2006 гг. представлена на рисунке.

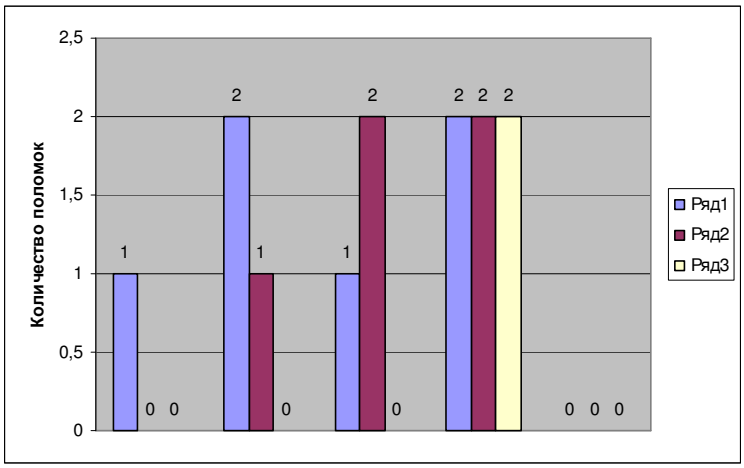


Рис. Динамика количества поломок ГМК МК-8М в результате перегрева:
ряд 1 – задир поршня и втулки силового цилиндра в районе выхлопных окон;
ряд 2 – трещина в перемычке выхлопного окна втулки силового цилиндра;
ряд 3 – поломка турбокомпрессора ТК-48с

После проведенной очистки в процессе работы газоперекачивающих агрегатов за период закачки 2006 г. не наблюдалось ни одного случая поломок в результате неудовлетворительного охлаждения, что обеспечило экономический эффект от внедрения только за первый год 3,167 млн. руб. (с отнесением всех затрат на очистку на первый год). Расчет экономического эффекта учитывал экономию материальных и трудовых затрат, определялся в соответствии с «Методическими основами для расчета экономии от использования промышленных образцов, полезных моделей и рационализаторских предложений». Дополнительно получен незапланированный экономический эффект в результате снижения электропотребления на 350 тыс. кВт/час насосами, обеспечивающими циркуляцию воды в системе охлаждения в результате снижения гидравлических сопротивлений и нормализации режима работы.

Одним из достоинств очистки высоконапорными струями жидкости является то, что обработанная поверхность получается более гладкой, чем после механической обработки (сверления, дробеструйной

обработки и т.д.) [11]. Последующее образование отложений на такой поверхности происходит медленнее, следовательно, слой осадка той же толщины образуется за более длительное время, чем после очистки механическими методами, поскольку состояние поверхности оборудования играет важную роль в процессе солеотложения (осадкообразования). На шероховатой поверхности образуется большее количество частиц твердой фазы, чем на гладкой. Это объясняется повышенной каталитической активностью выступов и углублений, а также тем, что не удаленные солевые частицы являются устойчивыми зародышами (центрами кристаллизации), следовательно, индукционный период кристаллизации практически будет равен нулю. Поэтому технология процесса очистки рубашек охлаждения, применяемые инструмент и оснастка имеют значение не только непосредственно для процесса очистки, но и обуславливают длительность дальнейшей безаварийной эксплуатации оборудования.

Технология гидродинамической кавитационной очистки труб была применена для очистки 8 охладителей масла, что обеспечило снижение трудоемкости операций по очистке трубного пространства от отложений солей и безаварийную работу охладителей в номинальном режиме в период закачки.

Опытно-промысловые исследования оптимальных параметров высоконапорных струй жидкости для очистки оребрения проводили на АВГ-160, АВГ-100 и АВГ-100С. Использовались технология гидродинамической очистки незатопленной струей без использования эффектов кавитации и гидродинамические конические сопла (из двух участков). Вследствие высокого коэффициента оребрения труб и значительного количества рядов в аппаратах очистка струями с недостаточным давлением (отмыв с помощью пожарных брандспойтов) не обеспечивает полного удаления загрязнителей, в первую очередь органической составляющей. Повышение скорости струйного потока выше критического значения может приводить к деформированию оребрения, а в случае возникновения резонансных колебаний труб при очистке – к их деформации и нарушению герметичности. Экспериментально установлено оптимальное сочетание напорных и расходных характеристик, которое обеспечивает качественную очистку всех рядов труб аппаратов воздушного охлаждения без нарушения их целостности и повреждения оребрения. Для эффективного удаления загрязнителей требовалось проводить очистку в два этапа.

Литература

1. Била В.Дж. Эффективные технологии, основанные на использовании высоконапорных струй жидкости // Нефтегазовые технологии. – М., 1994. – №6. – С. 16 – 20.
2. Бройд И.И. Струйная геотехнология: Учебное пособие. – М.: Издательство Ассоциации строительных ВУЗов, 2004. – 448 с.
3. Вильхельмсон Б. Применение спиральных теплообменников в «грязных» средах // Нефтегазовые технологии. – М., 2005. – №11. – С. 74 – 75.
4. Войцеховский Б. В. Исследования истечения воды под давлением 2000 ат. из насадок различного профиля // Динамика сплошной среды. – Новосибирск, 1971. – Вып. IX. – С. 45 – 50.
5. Габдрахманов А., Гаррис Н. Влияние эксплуатационного загрязнения на тепловые характеристики аппаратов воздушного охлаждения газа // Нефтегазовое дело: Электронный научный журнал. – М., 2003. – http://www.ogbus.ru/authors/Garris_2.pdf
6. Гидроабразивное резание горных пород / Бреннер В.А.. Жабин А.Б., Пушкарев А.Е. и др. – М.: Издательство Московского государственного горного университета, 2003. – 279 с.
7. Камалетдинов И.М. Энергосбережение при эксплуатации аппаратов воздушного охлаждения на магистральных газопроводах: Автореферат дис. на соис. уч. ст. канд. техн. наук. – Уфа, – 2002. – 24 с.
8. Кириллин В.И., Жидовцев Н.А., Крестьянская Н.Ю. Гидродинамическое совершенство насадок со сложным внутренним профилем // Нефтяное хозяйство. – М., 1994. – №5. – С. 33 – 36.
9. Козодой А.В., Зубарев А.В., Федоров В.С. Промывка скважин при бурении. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 240 с.
10. Назаров Г.С. Экспериментальное исследование кавитационных характеристик сужающихся насадков // Инженерно-физический журнал. – М., 1968. – Т. XIV. – №3. – С. 423 – 429.
11. Эрозия / Под ред. К. Прис. Пер. с англ. – М.: Мир, 1982. – 464 с.

АНАЛИЗ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПОВРЕЖДЕНИЙ ГАЗОПРОВОДА ПО ПЕРИМЕТРУ

И.Ю. Подавалов

Научный руководитель профессор В.П. Докукин

Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В. Плеханова (технический университет), г. Санкт-Петербург, Россия

Одной из наиболее важных задач магистрального трубопроводного транспорта является обеспечение надежности эксплуатации, т.к. в процессе эксплуатации газопроводов происходит их естественный износ и старение. Наиболее эффективным способом обеспечения эксплуатационной надежности магистральных трубопроводов является оценка работоспособности участков линейной части газопровода по результатам диагностики и дальнейшее прогнозирование остаточного ресурса участков линейной части. По данным обследования технического состояния некоторых участков газопроводов ООО «Лентрансгаз» был проведен анализ, который показал, что 19.3% дефектов являются кавернами, 77.3% – различные виды коррозии, и 3.4% – остальные виды повреждений.

После проведения диагностического обследования производится оценка технического состояния и прогнозирования остаточного ресурса. Для выполнения соответствующей работы требуется применение расчетных моделей определения напряженно-деформированного состояния участков трассы с учетом кинетики развития обнаруженных при обследовании дефектов и повреждений. Диагностические данные о типе, размерах и расположении дефектов имеют некоторый случайный разброс, определяемый надежностью применяемой

диагностической аппаратуры. Для принятия адекватных решений при прогнозировании остаточного ресурса участков линейной части магистральных газопроводов, важным является вопрос распределения повреждений по периметру. Для этого необходимо рассмотреть поперечное сечение трубопровода, которое представляет собой окружность, и разбить эту окружность на 12 равных частей (секторов). Дальнейшее распределение повреждений по периметру трубопровода фиксировалось в соответствии со схемой, показанной на рис.1.

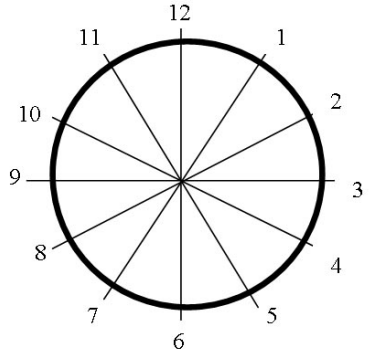


Рис.1 Схема распределения повреждений по периметру трубопровода

Здесь цифрами показаны места дислокации расположения дефектов (по часовой стрелке).

Статистический анализ мест образования коррозии и каверн позволил получить значения параметров распределения в следующем виде:

	для дефектов типа «каверны»	
нормальный закон	$t_{ср}$ =7;	σ=2;
лог. нормальный	*a = 1.857;*	$\sigma_л$ = 0.315;
Вейбулла	*A = 7;*	*B = 3.4255;*
Гамма распределение	λ = 0.00142;	*m = 9.57.*
	для дефектов типа «коррозия»	
нормальный закон	$t_{ср}$ =7;	σ=2;
лог. нормальный	*a = 1.863;*	$\sigma_л$ = 0.362;
Вейбулла	*A = 8;*	*B = 2.924;*
Гамма распределение	λ = 0.00104;	*m = 7.13.*

На основании расчета критерия согласия Пирсона (хи-квадрат) для этих распределений для дефектов типа «каверна» и для дефектов типа «коррозия» выбран закон распределения Вейбулла. С помощью этого закона были получены интегральные кривые вероятного расположения случайных дефектов. Например, для дефектов типа «коррозия» интегральная кривая вероятного расположения случайных дефектов имеет вид, показанный на рис.2.

Сглаживающая кривая описывается формулой распределения Вейбулла:

$$f(x)=\frac{2.924}{8}\left(\frac{t}{8}\right)^{2.924-1}e^{-\left(\frac{t}{8}\right)^{2.924}}$$

Прочностные характеристики металла и его параметры трещиностойкости обычно определяются на основании экспериментальных данных, полученных либо при специальных испытаниях образцов металла трубопроводов, либо при контроле эксплуатирующихся трубопроводов. По этим данным пересчитываются критические значения локальных поражений. Численное моделирование методом конечных элементов локальных поражений дает возможность обеспечить эквивалентные условия нагружения металла как в опасной зоне элемента трубопровода с дефектом, так и в экспериментальном образце.

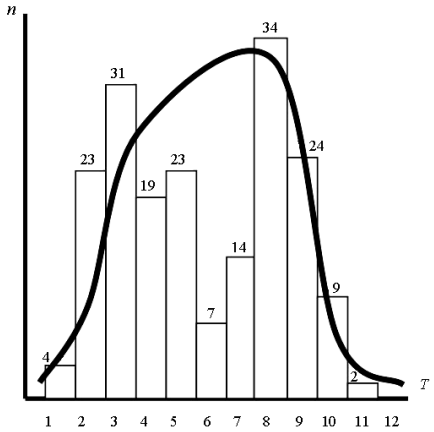


Рис.2 Распределение дефектов типа «коррозия» в газопроводе

Распределение дефектов по секторам диаметра трубопровода показало, что наибольшая концентрация коррозионных повреждений, например, дефектов типа «коррозия» приходится на 4 и 9 сектора – 65. Так же ситуация обстоит с дефектами типа «каверна», на эти сектора приходится наибольшее количество повреждений – 17.

Отсюда видно, что в наибольшей мере кавернами и коррозией поражены боковые стенки трубопровода, особенно нижняя половина трубы.

На некоторых обследуемых участках магистрального газопровода наблюдалось наибольшее скопление вышеперечисленных дефектов в верхней половине трубопровода, что обусловлено наличием блуждающих токов в непосредственной близости к этому участку. Наличие блуждающих токов фиксировалось в местах пересечения или значительного приближения железных дорог к магистральному газопроводу. На некоторых других участках магистрального газопровода наблюдалось наибольшее скопление дефектов в нижней части трубопровода, что обусловлено, по нашему мнению, соприкосновением нижней составляющей трубопровода с агрессивными подземными водами.

Исходя из выше сказанного, можно сделать вывод, что необходимо разбивать газопровод на характерные (подобные) участки с одинаковыми условиями эксплуатации и применять соответствующие методы борьбы.

Поверхность вязкого разрушения, построенная на основе значений локальных деформаций, позволяет оценить величину предельного давления при вязком разрушении трубы с продольными протяженными дефектами, когда процесс разрушения определяется номинальными напряжениями. Анализ показывает, что при статическом нагружении давлением и вязком механизме разрушения поверхностное коррозионное повреждение может оказаться более опасным, чем поверхностный протяженный трещиноподобный дефект той же глубины.

Немаловажное значение имеет накопление данных по результатам периодических обследований с целью контроля динамики изменения технического состояния за весь период эксплуатации газопровода. Поэтому еще раз следует подчеркнуть важность решения задачи по созданию системы сбора информации о надежности с объединением ее в единую технологию диагностики и ремонтов трубопроводов.

РАЗРАБОТКА ГИБКОГО КОМПОЗИЦИОННОГО МАТЕРИАЛА С ЭФФЕКТОМ САМОРЕГУЛИРОВАНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ НАГРЕВА ДЛЯ ЭЛЕКТРОПОДОГРЕВА ТРУБОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

М.Е. Саввинова

Научный руководитель научный сотрудник Н.А. Коваленко

Институт проблем нефти и газа СО РАН, г. Якутск, Россия

В условиях холодного климата России и большой протяженности промышленных и хозяйственных трубопроводов значительно повышен риск ЧС при воздействии низких температур. При транспортировке воды происходит ее замораживание и как следствие разрушение трубопроводов, в топливопроводах приостанавливается подача высоковязких жидкостей, из застывших расходных емкостей невозможно подавать топливо (воду). В таких ситуациях приходится полностью перекладывать трубопроводы, что приводит к значительному удорожанию восстановления трубопроводов и самое главное к потере времени. Применение метода пропарки перегретым паром требует больших энергозатрат и удаления теплоизоляции.

Существующие способы подогрева с помощью водо- и пароспутников трудоемки в монтаже и сложны в эксплуатации и самое главное, также подвержены отрицательному воздействию низких температур при их отключении.

Наиболее подходящим способом подогрева трубопроводов является электроподогрев, т.к. сама система подогрева не выходит со строя при ее отключении и воздействии на нее низких температур.

Предлагается для предупреждения ЧС на трубопроводах и значительного снижения материальных и людских потерь, а также значительного сокращения времени восстановления трубопроводов, применять греющие кабели с эффектом саморегулирования температуры нагрева.

Саморегулирующие греющие кабели представляют собой сравнительно новую продукцию и отечественной промышленностью не выпускаются. Это связано с отсутствием состава резистивного материала, а также специального оборудования для производства кабельной продукции из высоковязких смесей. Кабели представлены продукцией фирм «Райхем», «Термон», «Этирекс», «Алкател». Тепловыделяющая способность кабеля зависит от его собственной температуры и при определенных значениях, индивидуальных для каждого типа кабеля, становится близкой к нулю. Преимущества таких кабелей очевидны: заводская «настройка» позволяет обойтись без регуляторов температуры – кабель сам выделяет тепла больше на холодных участках и перестает греться на горячих; допускается взаимное наложение; защита от самоперегрева за счет характеристик кабеля. Эффект саморегулирования заключается в том, что кабель выделяет тем больше тепла, чем ниже температура трубопровода (окружающей среды), а при повышении температуры его тепловыделение уменьшается. Таким образом, он сберегает электроэнергию и никогда не перегревается и не перегорает даже при самопересечении. Кабели легко монтируются и могут быть любой длины. Достаточно отрезать необходимую длину от бухты кабеля и один конец кабеля изолировать, а другой подсоединить к промышленной электросети.

Цель работы. Разработка гибкого композиционного материала с эффектом саморегулирования температуры нагрева.

Исследования проводились с целью получения электропроводящих полимерных композиций, предназначенных для создания на их основе греющих кабелей с эффектом саморегулирования температуры нагрева. Одним из основных требований к материалам для производства греющих кабелей является возможность

переработки композиций методом экструзии с сохранением электропроводящих свойств. В качестве гипотезы определяющей выбор технологии переработки и состава проводящей композиции было предположение о возможности вытеснения углеродного наполнителя в зону раздела фаз термодинамически несовместимых полимеров. Для проверки вышеизложенного предположения в качестве связующего была использована резиновая смесь марки В-14 на основе бутадиен-нитрильного каучука БНКС 18. Наполнителями служили порошкообразный сверхвысокомолекулярный полиэтилен (СВМПЭ) и мелкодисперсный кокс марки КЛ-1. Экструзия композиций осуществлялась на пластикодере «Брабендер» PL2200-3.

Для проведения экспериментальных исследований были приготовлены композиции, наполнителями в которых служила смесь КЛ-1 и СВМПЭ, причем содержание КЛ-1 оставалось неизменным и составляло 30 об.%, а концентрация СВМПЭ варьировалась от 10 до 30 об.%. Введение порошкообразного полимер – углеродного наполнителя в резиновую смесь проводили на вальцах. Реализовались следующие технологии приготовления и введения порошкообразного полимер – углеродного наполнителя:

- постадийная технология: включала предварительное прессование при давлении 15,0 МПа смеси порошков СВМПЭ и КЛ-1, измельчение полученной заготовки до порошкообразного состояния, введение полученного порошка в резиновую смесь на вальцах;
- последовательное введение: сначала вводился СВМПЭ, а затем КЛ-1.
- предварительное смешение: отмеренное количество порошков СВМПЭ и КЛ-1 смешивали в лопастном смесителе и постепенно вводили в резиновую смесь.

Начальные режимы переработки в экструдере выбирались исходя из следующих условий:

1) температура в зоне плавления должна обеспечить начало плавления полимера для уменьшения сдвиговых усилий и составила 140 °С;
2) температура в зоне дозирования не должна превышать температуру, при которой начинается вулканизация резиновой смеси В-14 и составила 145 °С;
3) температура в головке должна обеспечить температуру вулканизации резиновой смеси и составила 150 °С.

В результате экструзии полимер–эластомерных композиций с углеродным наполнителем были получены образцы в виде лент шириной 20,0 мм и толщиной 2,0 мм.

Измерение электропроводности проводили методом потенциальных электродов.

Удельное электрическое сопротивление композиций снижается с повышением содержания СВМПЭ независимо от технологии переработки. Максимальное снижение электрического сопротивления имеют композиции полученные путем постадийной технологии введения. Если учесть, что содержание электропроводящего компонента – кокса, одинаковое и равно 30 об.%, тогда можно предположить, что снижение электрического сопротивления связано с более регулярным распределением электропроводящего наполнителя в матрице.

В этом случае можно ожидать, что полученная электропроводящая полимерная композиция, будет иметь положительное значение термического коэффициента сопротивления (+ТКС). Ранее было установлено, что при значениях +ТКС $\geq 3 \cdot 10^{-2}$ град$^{-1}$ электропроводящие материалы обладают эффектом саморегулирования температуры нагрева и могут быть использованы в качестве резистивных электронагревателей [1-3].

По [2, 4] методике были определены значения +ТКС для композиционных материалов на основе резиновой смеси. Результаты расчета приведены в таблице, из которой видно, что практически все композиции на основе резиновой смеси марки В-14 обладают достаточно высоким значением ТКС для обеспечения эффекта саморегулирования.

Снижение значения +ТКС $\leq$0,03 град$^{-1}$ имеют композиции с 10 об.% содержанием СВМПЭ при постадийной технологии переработки и при 10 и 20 об.% СВМПЭ при технологии предварительного смешения.

Отмечена закономерность повышения значения +ТКС при увеличении содержания СВМПЭ, причем при любой технологии введения полимер – углеродного наполнителя. Однако, только постадийная технология введения полимер - углеродного наполнителя обеспечивает одновременно высокое значение +ТКС и низкое удельное электрическое сопротивление полученной композиции.

Снижение удельного электрического сопротивления композиции при одинаковом содержании наполнителя, обеспечивающего электропроводность, говорит об образовании совершенной структуры самой композиции и более равномерное распределение частиц наполнителя в матрице. Естественно ожидать, что композиции полученные постадийной технологией введения полимер – углеродного наполнителя будут обладать более стабильными свойствами.

Таблица

Значения +ТКС композиций на основе полимер – эластомерной матрицы при различной концентрации СВМПЭ и технологий введения полимер углеродного наполнителя

Технология введения	Концентрация СВМПЭ, об.%	+ТКС, град$^{-1}$
Постадийная технология	10	0,017
	20	0,036
	30	0,039
Последовательное введение	10	0,034
	20	0,032
	30	0,039
Предварительное смешение	10	0,012
	20	0,019
	30	0,035

Таким образом, для получения электропроводящего композиционного материала с положительным ТКС на основе полимер–эластомерной матрицы с эффектом саморегулирования достаточно введение 30 об.% мелкодисперсного кокса марки КЛ-1. Большее наполнение нецелесообразно из-за переноса температуры саморегулирования за пределы диапазона допустимых рабочих температур для полимерного связующего.

Выводы:

1. Предложен состав электропроводящей полимер–эластомерной композиции с углеродным наполнителем и технология его переработки обеспечивающие высокие значения электропроводности и положительного коэффициента сопротивления гарантирующие эффект саморегулирования температуры в резистивных электронагревателях.
2. Показана возможность создания гибких электронагревательных кабелей с эффектом саморегулирования на основе резиновой смеси В–14, содержащий полимер – углеродный наполнитель.

Литература

1. Гуль В.Е., Шенфиль Л.В. Электропроводящие полимерные композиции. – М.: Химия, 1984. – 240 с.
2. ГОСТ 20214-74. Пластмассы электропроводящие // Метод определения удельного электрического сопротивления при постоянном напряжении, 1974.
3. Коваленко Н.А., Сыроватская И.К. Электропроводящие полимерные композиционные полимерные материалы в полимерных саморегулируемых нагревателях // Наука и образование. – Якутск, 1996. – №8. – С. 145 – 151.
4. Электрические свойства полимеров / Под ред. Б.И. Сажина. 3-е изд. – Л.: Химия, 1986. – 224 с.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ПОЖАРОТУШЕНИЯ ДЛЯ ВЕРТИКАЛЬНОГО СТАЛЬНОГО РЕЗЕРВУАРА С ПЛАВАЮЩЕЙ КРЫШЕЙ ОБЪЕМОМ 20000 М^3

К.А. Стародубцева
Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

За последние 25 лет в резервуарных парках на территории России зарегистрировано свыше 280 пожаров, т.е. в среднем 12 пожаров в год. Все эти пожары тушили с помощью передвижной техники, хотя многие резервуары и были оборудованы стационарными системами пожаротушения. В большинстве случаев пожары не поддавались тушению в начальном периоде, принимали затяжной характер, для их ликвидации привлекались силы и средства из соседних регионов.

С 1993 года строительными нормами и правилами разрешено применение способа подслойного пожаротушения (СПТ) нефти в вертикальных стальных резервуарах. В настоящее время разработаны рекомендации и наставления по применению СПТ в резервуарах нефти.

Недостатки автоматической стационарной системы пожаротушения, устраняются применением системы подслойного способа тушения:

- в результате температурной деформации верхнего пояса резервуаров установленные на них пеногенераторы разрушаются, автоматическая стационарная система пожаротушения выходит из строя, и пожары тушатся передвижной техникой;
- при подаче пены средней кратности техникой в резервуар на зеркало горения при помощи пеноподъемников возникает необходимость ввода личного состава и техники в обвалование, что связано с опасностью для жизни и выхода из строя техники при возможных выбросах из резервуаров горящей нефти;
- обрушение кровли создает закрытые зоны, недоступные для поступления пены и затрудняет тушение пожара передвижной техникой;
- повреждение пеногенераторов и коммуникаций, расположенных в зоне огня от взрывов и тепловых потоков.

Система подслойного пожаротушения (СПТ) резервуара представляет собой комплекс устройств (рис. 1, 2), обеспечивающих: получение низкократной пены с помощью высоконапорного пеногенератора, ее транспортировку по пенопроводу в резервуар; ввод пены в нефтепродукт с расчетной скоростью и равномерное орошение поверхности «зеркала» нефтепродукта пеной [1].

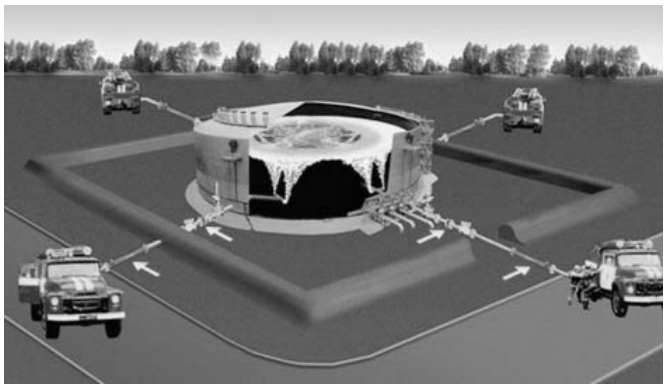


Рис.1 Схема системы подслойного пожаротушения в резервуарах с нефтью

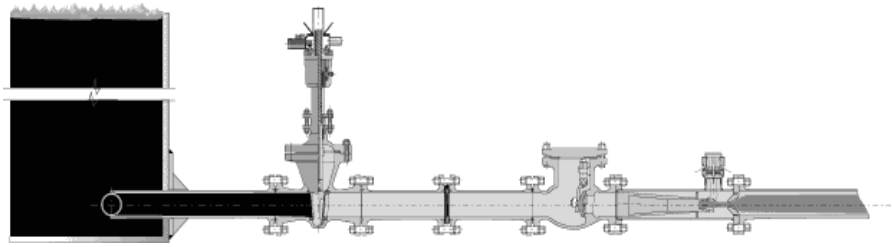


Рис.2 Схема пенопровода системы подслойного пожаротушения

Высокоэффективная система подслойного тушения пожаров в резервуарах с нефтью состоит из трубопроводов, введенных в полость резервуара. На них смонтированы: нормально открытая задвижка, предохранительная разрывная мембрана, обратный клапан и высоконапорный пеногенератор, соединенный с пожарной автоцистерной (либо с автоматической системой пожаротушения), имеющей емкости с водой, фторсинтетическим пенообразователем и насос со смесителем. В качестве тушащего средства применяется пленкообразующий фторсинтетический пенообразователь. Он представляет собой пенное средство пожаротушения по удельному весу легче нефти. Пена не абсорбирует на поверхности своих пузырьков легковоспламеняющуюся жидкость при прохождении через ее слой и образует на поверхности газонепроницаемую пленку, обладает высокой поверхностной активностью и способностью к самовосстановлению в случае разрыва. Такие свойства обеспечивают условия быстрой ликвидации пожара и исключают возможность повторного возгорания.

Для подслойного тушения применяется пена низкой кратности, которая получается с использованием специальных пенообразователей обладающих инертностью к нефтепродуктам, к ним относятся фторосодержащие пенообразователи «Универсальный», «Форэтол» – выпускаемые в России и сертифицированный в России пленкообразующий пенообразователь «Легкая вода» производства компании 3М, поставка которого осуществляется на склад компании 3М в Москве. Для подачи пены под слой нефти резервуар оборудуется стационарными узлами ввода пены и системой распределения ее в резервуаре при помощи специальных пенных насадок (диффузоров) для снижения скорости потока. Подача пены к резервуару осуществляется передвижной техникой.

Расчет основных параметров системы подслойного пожаротушения РВСПК-20000.

Техническая характеристика резервуара.

Резервуар вертикальный стальной с плавающей крышей для нефти и нефтепродуктов емкостью 20000 $м^3$ РВСПК-20000, диаметром 31,8 м, высотой 23,9 м. Площадь «зеркала» нефти составляет 794 $м^2$, а периметр резервуара – 99,85 м. Хранимый продукт: нефть, технические условия по ГОСТ 9965-76, температура вспышки ниже 28°С. плотность при 20°С – 834,2 $кг/м^3$; плотность относительная – 0,83; расстояние от резервуара до пожарного депо – 800 м. Используемый пенообразователь – ПО «Легкая вода» РС-206-АР.

Схема организации тушения пожара:

- Тушение пожара в резервуаре СПТ;
- Охлаждение горящего резервуара стационарной установкой охлаждения;
- Охлаждение соседних резервуаров.

Расчетное количество раствора ПО:

$$Vp = I_p \cdot S,$$

где Vp – количество раствора ПО, л/сек;

S = 794 $м^2$ – площадь «зеркала» резервуара.

Для ПО РС-206-АР интенсивность подачи пены – 0,1 $кг/м^2$/сек; плотность ПО – 1038 $мг/м^3$.

Определяем объемную интенсивность подачи пены:

$$I_p = 0{,}1 \cdot 1 / 1{,}038 = 0{,}096 \text{ л/м}^2\text{/сек.}$$

$$Vp = 0{,}096 \cdot 794 = 76{,}2 \text{ л/сек.}$$

Определение расхода ПО:

$$V \text{ п.о.} = Vp \cdot 6 \cdot 10^{-2} = 76{,}2 \cdot 6 \cdot 10^{-2} = 4{,}6 \text{ л/сек}$$

где $6 \cdot 10^{-2}$ – концентрация ПО 6%.

Расчетное количество воды для приготовления раствора ПО:

$$Vв = Vp – Vпо = 76{,}2 – 4{,}6 = 71{,}6 \text{ л/сек.}$$

Определяем необходимое количество пеногенераторов (Nпг):

$$Nпг = Vв / q = 71{,}6 / 23 = 3{,}1 \text{ шт,}$$

где q = 23 – производительность пеногенератора при напоре раствора перед пеногенератором 1,0 МПа.

Принимаем 3 пеногенератора с регулируемой подачей 23 л/сек.

Определяем действительный расход раствора ПО, воды и ПО.

Расход раствора ПО:

$$Vp = 23 \cdot 3 = 69 \text{ л/сек;}$$

Расход ПО:

$$Vпо = 69 \cdot 6 \cdot 10^{-2} = 4{,}14 \text{ л/сек;}$$

Расход воды:

$$Vв = 69 – 4{,}14 = 64{,}86 \text{ л/сек.}$$

Запас раствора ПО на пожар с учетом 3-х кратного запаса на 30 мин:

$$Vр = 64,86 \cdot 30 \cdot 60 / 1000 = 116,75 \text{ м}^3.$$

Запас ПО:

$$Vпо = 4,14 \cdot 30 \cdot 60 / 1000 = 7,45 \text{ м}^3.$$

Запас воды:

$$Vв = 116,75 – 7,45 = 109,3 \text{ м}^3.$$

Дополнительный запас ПО на заполнение системы:

$$Vдоп= 0,26 + 0,08 = 0,34 \text{ м}^3,$$

где 0,26 м^3 – на заполнение пеной системы трубопроводов;
0,08 м^3 – на заполнение рукавов до пеногенератора.
Общий запас ПО:

$$V_{общ.ПО} = 4,14 + 0,34 = 4,48 \text{ м}^3;$$

Для хранения ПО принимаем 2 бака по 3 м^3 каждый.
Общий запас воды на пенообразование с учетом заполнения системы:

$$V_{общ.В} = 109,3 + 4,48 = 11,378 \text{ м}^3.$$

Определение расхода воды на охлаждение горящего резервуара РВСПК – 20000 и соседних резервуаров.
Определяем запас воды при тушении передвижной системой на 6 часов. Интенсивность подачи на охлаждение горящего резервуара – 0,8 л/сек, соседних – 0,3 л/сек.
Для охлаждения горящего резервуара на 4 часа – 1715 м^3.
Для охлаждения 1 соседнего резервуара $V = 0.5 \cdot 149 \cdot 0,3 \cdot 3,6 \cdot 4 = 322$ м^3.
На предприятии достаточный запас воды – 3000 м^3.

Литература

1. Н.И. Коновалов, Ф.М. Мустафин, Г.Е. Коробков и др. Оборудование резервуаров: Учеб. Пособие для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2005. – 214 с.

Секция 13

ГОРНОЕ ДЕЛО

НАПРАВЛЕНИЕ РАЗВИТИЯ ГОРНОГО ДЕЛА В ТРЕТЬЕМ ТЫСЯЧЕЛЕТИИ

В.Г. Лукьянов, профессор
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В общем комплексе работ при поисках, разведке и доразведке месторождений полезных ископаемых горно-разведочные работы занимают важное место, обеспечивая высокое качество и достоверность получаемых геологических данных, особенно в условиях разведки месторождений цветных, редких и благородных металлов. Странами СНГ ранее при разведке месторождений полезных ископаемых, главным образом, на стадии детальной разведки, ежегодно проводилось около 300 тыс. м горизонтальных горно-разведочных выработок, такой же объем горно-разведочных выработок ежегодно выполнялся и в других отраслях горнодобывающей промышленности.

Распад СССР и переход ряда горнодобывающих отраслей в частную собственность привели к кризису сырьевой базы страны. Недостаточно проводится прирост запасов полезных ископаемых. Объем горноразведочных работ резко снизился. И, видимо, так долго не может продолжаться. Существующие рудники дорабатывают разведанные полезные ископаемые, поэтому необходимо проводить горно-разведочные работы, чтобы увеличить запасы месторождений. По-новому надо подойти к существующим технологиям отработки рудников, максимально используя все полезные компоненты (многое уходит в отвал), и использовать нетрадиционные технологии, которые разработаны учеными, но не дошли до производства, необходимо усилить поисковые разведочные работы в таких регионах, как Читинская и Магаданская области, Хабаровский край, Якутия, Западная Сибирь.

Прогресс в технологии, технике и организации проведения горно-разведочных выработок видится в рациональном использовании разработок ученых, конструкторов и достижений практиков, полученных за предыдущее десятилетие, которые можно свести к следующему:

- совмещению детальной разведки с промышленным освоением, т.е. сооружению и использованию для детальной разведки горно-капитальных и горно-подготовительных выработок (выработок разведочно-эксплуатационного назначения);
- применению методов многовариантных расчетов организационно-технологических параметров горно-проходческих работ при составлении технологических карт их проведения;
- совмещению отдельных процессов во времени и пространстве;
- повышению уровня механизации горнопроходческих процессов;
- применению научно обоснованных типовых решений по проведению горизонтальных горно-разведочных выработок.

Основные научные результаты, полученные сотрудниками кафедры горного дела при участии студентов ТПУ, следующие:

- разработаны теоретические и практические основы прогрессивной многозабойной технологии проведения горно-разведочных выработок при детальной и эксплуатационной разведке, базирующихся на выявленных закономерностях между основными организационно-технологическими параметрами многозабойного метода проходки с использованием современных технических средств и передовых форм организации труда, что позволяет сократить сроки разведки месторождений;
- расширены и углублены исследования в области техники, технологии и организации проведения горно-разведочных выработок в Сибири, на Северо-Востоке страны, а также в Таджикистане и Узбекистане;
- установлены взаимосвязи между технологическими и организационными факторами при разведке золоторудных месторождений, а также на месторождениях других цветных металлов;
- разработан и предлагается принципиально новый методический подход к разработке ресурсосберегающей технологии проведения горизонтальных выработок, позволяющий учитывать в типовых и индивидуальных проектах подземных горнопроходческих работ основные параметры проектируемой разведочной сети;
- впервые предлагается новая концепция расчета графика организации работ специализированных проходческих звеньев, при обслуживании одним комплектом мобильного проходческого оборудования нескольких забоев в течение смены.

СОЗДАНИЕ НОВЫХ ГОРИЗОНТОВ НА КАРЬЕРАХ С ОБИЛЬНЫМ ВОДОПРИТОКОМ ПРИ ПОМОЩИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО ЭКСКАВАТОРА ТИПА «ОБРАТНАЯ ЛОПАТА»

В.С. Авраамов
Научный руководитель профессор Г.А. Холодняков
Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В. Плеханова (технический университет), г. Санкт-Петербург, Россия

На месторождениях со сложными гидрогеологическими условиями или при обильных водопритоках, для углубки дна карьера необходимо создать благоприятные условия на новых горизонтах: оборудование

работает на горизонтальной, сухой и твердой поверхности. Применение ЭКГ для создания таких условий нецелесообразно, так как экскаваторы и автосамосвалы вынуждены работать на самом нижнем горизонте, который полностью не осушен, поэтому оборудование работает в грязи. При отказах на электростанциях и малейших остановках экскаваторы тонут. В таких условиях производительность снижается на 50–60%, оборудование потребляет большое количество топлива и срок его эксплуатации уменьшается. Но при применении гидравлического экскаватора типа обратная лопата, благодаря его конструктивным и кинематическим особенностям, работа возможна ниже уровня своей установки. Экскаватор и оборудование находятся на верхних горизонтах, и работают в нормальных условиях. Для этого необходимо создавать опережающую водоприемную яму. С ее помощью регулируется процесс сбора воды и ее своевременного отлива.

Существует два технологических варианта работ для создания водоприемной ямы при разделении дна карьера на два подуступа по длине простирания.

1. Система разработки с двухуступным карьерным дном и одноступенчатой водоприемной ямой.

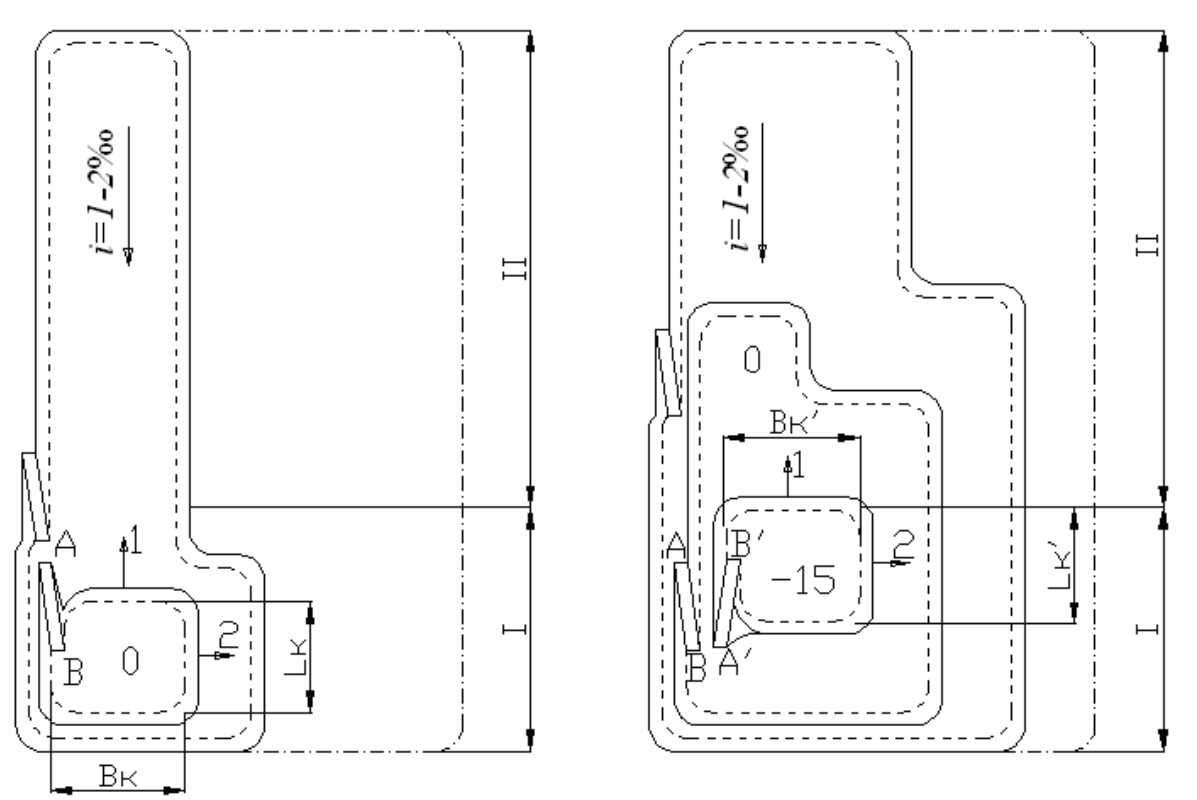


Рис.1 Схема продольной водоприемной ямы и порядок ее формирования

По длине карьер разделен на участки: I и II (рис.1). На участке I, где расположена водоприемная яма, количество уступов больше чем на участке II. Яма, имеет площадь $L_к \times B_к$ ($L_к$ – длина ямы, $B_к$ – ширина ямы). При разработке следующего горизонта необходимо подготовить новую водоприемную яму. При ее создании требуется учесть схему вскрытия и расположение въездной траншеи (на рабочем или на нерабочем бортах). При прохождении въездной траншеи по нерабочему борту для создания водоприемной ямы размерами $L_к' \times B_к'$ на горизонте -15 м необходимо расширить яму на горизонте ±0 в направлении 1 (до необходимого расстояния для создания въездной траншеи A'B') и по направлению 2 для подвигания фронта работ. При этом вскрышные и добычные работы могут проходить на горизонтах ± 0 и выше.

2. Система разработки с двухуступным карьерным дном и двухступенчатой водоприемной ямой.

Особенность такого варианта заключается в том, что водоприемная яма разделяется на две ступени (рис.2). На верхней ступени содержатся отложения пульпы для просушки, а на нижней – ил и вода.

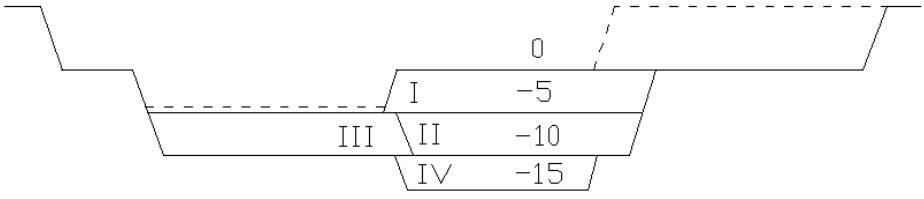


Рис.2 Порядок углубки двухуступной водоприемной ямы

Процесс формирования дна производится по следующей схеме.

Сначала разносится верхний подуступ с отметкой -5 м, на котором размещалась водоприемная яма (I), затем осуществляется углубка еще на один подуступ (II) для формирования уступа на отметке -10 м. Производится отработка пульпы и разноска нижнего подуступа горизонта -10 м (III). Осуществляется проходка верхнего подуступа (IV) горизонта -20 м для создания следующей водоприемной ямы на горизонте -15 м.

Сущностью этой схемы является подготовка горизонта подуступами с образованием двухступенчатой водоприемной ямы.

В рассмотренных системах ЭГО выполняет следующие работы: отработку пульпы; создание водоприемной ямы, авангардной траншеи с целью сбора воды, осушения дна и основания горизонта; проходку с нижним черпанием траншеи по висячему борту, имеющей небольшую ширину по дну (2–3 м). Благодаря чему, уменьшается объем и время на подготовку горизонта и увеличивается скорость углубки карьера.

Применение ЭГО для создания водоприемной ямы позволяет сократить время работ. Уменьшение объема на проходку разрезной траншеи и увеличение возможности разработки горной массы на 2-х подуступах являются большим преимуществом представленной технологии углубки. Кроме увеличения производительности по горной массе в начальных стадиях работ, появляются условия для осушения и подземного водоотлива. ЭГО может формировать двухступенчатую водоприемную яму больших размеров для монтажа постоянной насосной станции.

ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ИСПОЛНИТЕЛЬНОГО ОРГАНА ЩИТОВОГО ПРОХОДЧЕСКОГО АГРЕГАТА (ГЕОХОДА) ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ АВАРИЙНО-СПАСАТЕЛЬНЫХ ВЫРАБОТОК

В.Ю. Бегляков, А.В. Сапожкова
Научный руководитель профессор В.В. Аксенов
Юргинский технологический институт – филиал Томского политехнического университета, г. Юрга, Россия

Разработка полезных ископаемых осуществляется в сложных горно-геологических условиях. Несмотря на применение множества мер по повышению техники безопасности, уровень подземных аварий очень высокий. Интенсивность освоения подземного пространства будет увеличиваться, и соответственно следует ожидать увеличения не только количества, но и масштабов аварий.

В общем случае для ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций в шахтах и рудниках необходимо проведение аварийно-спасательных выработок (АСВ). До настоящего времени отсутствовали какие-либо технологии проведения АСВ.

Для проведения АСВ подходит геовинчестерная технология проведения подземных выработок, основанная на представлении проходки, как процесса движения твердого тела (проходческого агрегата) в твердой среде (геосреде) [1, 2]. Базовым элементом геовинчестерной технологии является геоход, представляющий новый класс горнопроходческой техники [5]. Перемещение геохода осуществляется благодаря взаимодействию внешнего движителя аппарата с геосредой. Внешний движитель, представленный винтовой лопастью, определяет винтовую траекторию подачи корпуса геохода на забой. Исполнительный орган (модуль) жестко связанный с корпусом геохода, перемещается на забой так же по винтовой траектории в строгом соответствии с шагом и углом наклона винтовой лопасти.

Характер перемещения геохода на забой обуславливает формирование уступа на забое проводимой выработки перед исполнительным модулем. Высота формируемого уступа зависит от шага винтовой лопасти и количества и расположения ножей, барабанов, баров или других породоразрушающих органов, установленных на исполнительном модуле геохода.

Постоянное формирование уступа и одновременное его разрушение на поверхности забоя является главной отличительной особенностью работы исполнительного органа (ИО) геохода, и, следовательно, определяет основные требования к решениям конструкции его исполнительного органа:

- возможность замены ИО на носителе;
- работа ИО должна осуществляться в строгом соответствии с характером и параметрами подачи геохода на забой;
- должно обеспечиваться перемещение ИО на забой в неустойчивых породах;
- ИО должен обеспечивать продвижение геохода за один шаг винтовой лопасти;
- ИО должен разрушать забой на полное сечение проводимой выработки за один оборот головной секции;
- обеспечение одновременного формирования и разрушения уступов на поверхности забойной выработки;
- разрушение сформированного уступа должно производиться на свободную поверхность;
- обеспечение низкой энергоемкости разрушения горного массива;
- соответствие геометрических параметров ИО геохода, параметрам винтового движителя;
- маневренность на трассе выработки;
- формирование винтового канала за контуром выработки;
- высокая стойкость рабочего инструмента;
- высокая надежность и долговечность;
- разрушение пород крепостью f<8.

Был проведен анализ различных породоразрушающих органов с учетом вышеизложенных требований. Результаты сведены в таблицу [3, 4].

Основной задачей является создание исполнительного органа, который обеспечивает соответствующую выработку забоя на каждый оборот внешнего движителя. Эту задачу можно решить либо уменьшая высоту уступа, либо подобрав ИО, способный разрушить большой уступ. Большой по высоте уступ требует увеличения размеров разрушающего органа и крутящего момента привода в условиях ограниченного пространства. Уменьшение же уступа гарантированно при применении исполнительного модуля с несколькими разрушающими органами. В этом случае высота уступа обратно-пропорциональна количеству органов разрушения. Для уменьшения толщины удаляемого слоя, а, следовательно, и высоты уступа необходимо расположить разрушающие органы исполнительного органа таким образом, чтобы поверхность, получаемая при движении на забой, была не перпендикулярна оси выработки.

Таблица

Преимущества и недостатки исполнительных органов

Исполнительный орган	**Преимущества**	**Недостатки**
Ножевой ИО	Малая глубина уступа.	Ход винтовой линии больше, чем может срезать нож за один заход. Низкая производительность. Работа по породам крепостью до f = 1 по шкале проф. М.М. Протодьяконова.
Барабанный ИО	Проведение выработок по крепким породам. Компактность. Возможность оснащения меньшим приводом.	Эффективность использования на разных концах барабана отличается (вынимается разное количество породы в центре и по краям). Диаметр барабана ограничивает высоту уступа. Высокая энергоемкость. Низкий коэффициент полезного действия.
Барово – цепной ИО	Возможность работы на вязких и крепких породах. Упрощается формирование винтового канала.	Малая производительность. Высокая энергоемкость. Низкий к.п.д. Высокое пылеобразование. Ограниченное применение.
Корончатый ИО	Удаление породы за один оборот на глубину хода винтовой секции. Разрушение пород любой крепости. Работа на увеличенных скоростях подачи.	Низкое качество поверхности и профиля выработки. Возможность высоких динамических нагрузок.

Из вышесказанного можно сделать вывод, что для качественного развития геовинчестерной технологии необходима разработка исполнительного модуля (органа) с несколькими породоразрушающими органами, формирующего забой геликоидной формы, который обеспечивал бы заданную высоту уступа для любого участка забоя и равномерность загрузки для каждого органа разрушения.

Литература

1. Аксенов В.В. Научные основы геовинчестерной технологии проведения горных выработок и создания винтоповоротных агрегатов. – Кемерово: Институт угля и углехимии СО РАН, 2004. – 307 с.
2. Аксенов В.В. Геовинчестерная технология проведения горных выработок – Кемерово: Институт угля и углехимии СО РАН, 2004. – 264 с.
3. Сафохин М.С., Александров Б.А., Нестеров В.И. Горные машины и оборудование: учеб. для вузов. – М.: Недра, 1995. – 463.
4. Топчиев А.Ф., Ведерников В.И., Коленцев М.Т. и др. Горные машины и комплексы. – М.: Недра, 1971. – 560 с.
5. Эллер А.Ф., Горбунов В.Ф., Аксенов В.В. Винтоповоротные проходческие агрегаты. – Новосибирск: ВО «Наука», 1992. – 192 с.

ГИДРОМЕХАНИЗИРОВАННЫЙ СПОСОБ РАЗРАБОТКИ БАКЧАРСКОГО ЖЕЛЕЗОРУДНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.С. Бобыльский, А.В. Резник
Научный руководитель научный сотрудник О.Б. Кортелев
Институт горного дела СО РАН, г. Новосибирск, Россия

Одним из основных условий устойчивого развития предприятий металлургического комплекса является наличие надежной, долговременной сырьевой базы. Эта проблема весьма актуальна для Сибирской металлургии, испытывающей острый дефицит руды из собственных сырьевых источников и вынужденной завозить ее из

других удаленных районов страны. Вместе с тем, в Сибири имеется ряд крупных железорудных месторождений, освоение которых позволило бы удовлетворить потребность в руде на длительную перспективу.

Таким месторождением с прогнозными запасами руды более 110 млрд. т (в том числе около 40 млрд. т для открытой добычи) является Бакчарское месторождение бурых железняков [1], расположенное на территории Томской области (150 км западнее г. Томска).

Месторождение имеет простое строение и сложено преимущественно слабыми осадочными породами, не требующими взрывного рыхления (рис.1).

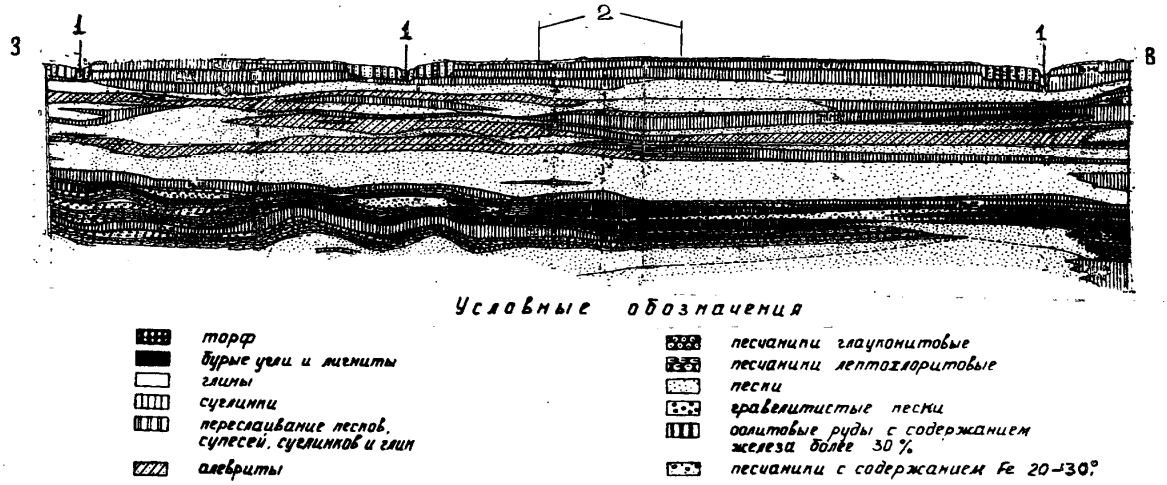


Рис.1 Геологический разрез Бакчарского месторождения
1 – реки, соответственно Галка, Бакчар, Икса
2 – участок первоочередной разработки

В стратиграфическом разрезе продуктивной толщи месторождения выделено 50 литологических слоев, слагающих 15 свит, из которых 10 существенно отличаются по составу горных пород вскрышных пород Бакчарского месторождения.

Таблица

Характеристика продуктивной толщи Бакчарского месторождения

Порода	Мощность слоя, м		Количество слоев	Общая мощность пород по скважине
	от	до		
Торф	–	3,5	1	3,5
Глина	0,2	14,0	16	63,0
Суглинки	0,8	1,05	3	4,5
Алеврит	0,35	4,8	8	15,0
Супесь	2,5	9,3	3	15,3
Лигнит	0,15	1,55	7	9,0
Песок тонкозернистый	0,7	6,8	7	13,0
Песок от мелко- до среднезернистого	6,8	16,8	5	57,0
Всего	–	–	50	180,3

Мощность вскрышных пород на участках, привлекательных для первоочередной разработки открытым способом, составляет 165–200 м, рудная залежь, представленная тремя сближенными рудоносными горизонтами, имеет почти горизонтальное залегание и мощность от 25 до 40 м. Руды – оолитового типа с содержанием железа 30–46%, с примесью фосфора и ванадия.

В числе наиболее значимых особенностей месторождения, которые определяют порядок и технологию его разработки, следует выделить:

– платформенный тип залежи, расположенной под частично заболоченной площадью с торфяниками и водоемами, создающими интенсивное питание водоносных горизонтов и гидростатический напор до 160–180 м;

– вскрышные породы в основном уплотнены, но не сцементированы и представлены переслаивающейся толщей с повсеместно изменяющимися мощностью и физико-механическими свойствами литологических составляющих, что оказывает существенное влияние на устойчивость горных выработок и отвалов;

– значительная площадь (около 6 тыс. км^2) и большой объем вскрышных пород месторождения, предопределяющие поочередное и масштабное развитие открытых горных работ с использованием высокопроизводительного горно-транспортного оборудования.

Отечественный и зарубежный опыт открытого способа добычи полезных ископаемых в подобных горно-геологических условиях позволяет оценить возможности его применения при освоении Бакчарского железорудного месторождения.

Наиболее показательными в этом плане являются результаты эксплуатации карьеров: Раздольского серного (Украина), Кумертауского буроугольного (Башкирия), Лебединского железорудного (КМА), Лисаковского железорудного (Казахстан), Стип-Рок (Канада), буроугольных карьеров Германии [2]. На карьерах, в зависимости от конкретных горно-геологических условий, использовалось разнообразное оборудование: гидромониторы, земснаряды, многочерпаковые и роторные экскаваторы, транспортно-отвальные мосты, драглайны, мехлопаты. При этом, наряду с совершенствованием технологических схем отработки залежей, особое внимание уделялось вопросам их осушения и повышения устойчивости горных выработок и отвалов.

Анализ опыта эксплуатации этих карьеров позволяет сделать вывод о том, что глубина залегания полезных ископаемых на выбор параметров систем разработки и средств механизации существенно не влияет и они зависят, главным образом, от инженерно-геологических условий продуктивной толщи и физико-механических свойств горных пород.

Исследованиями, выполненными институтом горного дела СО РАН с привлечением ряда специализированных научных и проектных организаций, установлено, что в условиях Бакчарского месторождения, в соответствии с особенностями слагающих его горных пород, технологическое расчленение на уступы надрудной толщи целесообразно производить согласно стратиграфическому делению ее по свитам.

Технология отработки месторождения, в связи со значительной мощностью и разнообразием вскрышных пород, может быть комбинированной с использованием: мощных экскаваторов (роторных, цепных, мехлопат, драглайнов); гидромониторно-землесосных установок; мощных земснарядов.

По предварительной оценке, одним из наиболее конкурентоспособных вариантов отработки Бакчарского месторождения может быть технология с применением средств гидромеханизации [3].

Практическая реализация технологии с экскаваторами в значительной степени зависит от степени осушения массива горных пород, обеспечивающего устойчивость уступов, бортов и внутренних отвалов карьера.

В варианте гидромеханизации возможно использование различных технических средств: гидромониторно-землесосных установок (рис.2), землесосных снарядов, роторных экскаваторов с гидротранспортом породы или их комбинациями. Например, три верхних вскрышных уступа (около 150 м) отрабатываются гидромониторно-землесосными установками, а нижний (40-45 м), сложенный глинистыми породами и рудная залежь – земснарядами.

Определенный интерес может представлять технология разработки месторождения наклонными слоями, имеющая ряд преимуществ в сравнении с традиционной технологией горных работ (ликвидация многоуступности, сокращение расстояния перемещения вскрышных пород во внутренние отвалы, обеспечение лучшей устойчивости откосов уступов).

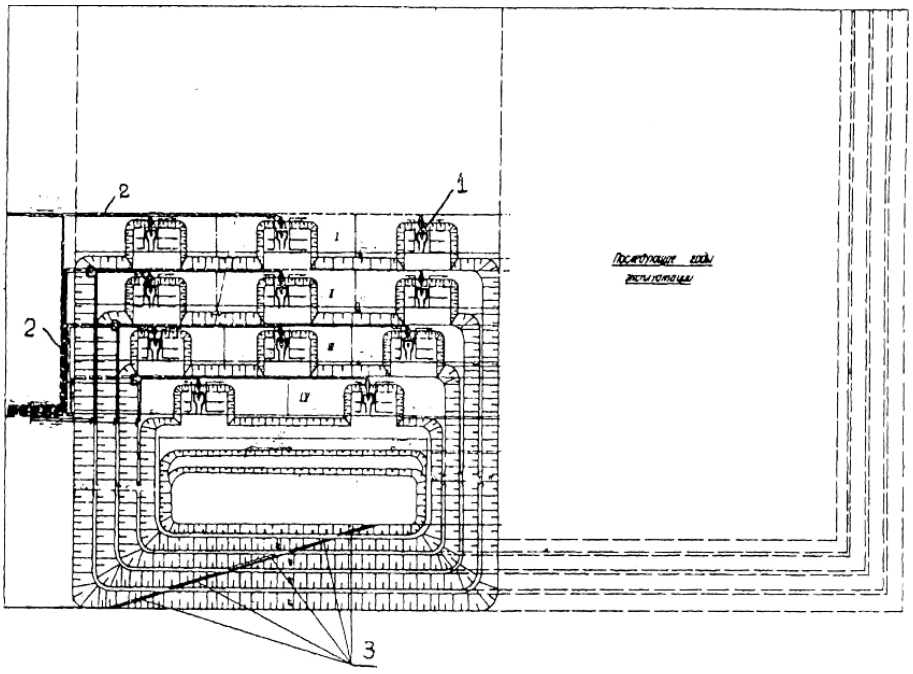


Рис.2 Схема развития горных работ с применением гидромониторно-землесосных установок (1) и трубопроводного транспорта (2); 3 – съезды для транспорта руды

Следует, однако, подчеркнуть, что при выборе наиболее эффективного варианта разработки месторождения необходим поиск и других альтернативных технологий и технических средств с учетом достигнутого уровня и тенденций развития мирового горнопромышленного комплекса, а также уточненных геологических данных его доразведки.

Последнее обстоятельство имеет большое значение также для выбора первоочередного участка открытой разработки. По имеющимся материалам наиболее предпочтительной для этих целей является восточная часть месторождения, где на сравнительно небольшой площади (около 20 тыс. км^2) сосредоточены

запасы железной руды в объеме около 3 млрд. т с коэффициентом вскрыши 2-5 $м^3$/т и может быть заложен карьер производственной мощностью до 50 млн. т руды в год [4].

Выводы:

1. Бакчарское месторождение, обладающее значительными запасами железной руды и занимающее выгодное экономико-географическое положение, следует рассматривать как надежную сырьевую базу Урало-Сибирской металлургии на многие десятилетия.
2. Горно-геологические условия месторождения позволяют произвести его первоочередную отработку наиболее эффективным открытым способом с добычей до 50 млн. т руды в год и коэффициентом вскрыши 2-5 $м^3$/т.
3. Выемка вскрышных пород и руды может производиться по безвзрывной технологии с использованием высокопроизводительной горной техники, например, земснарядов и гидромониторно-землесосных установок.

Литература

1. Белоус Н.Х., Барышников О.Ф. Геология месторождения // Перспективы освоения Бакчарского железорудного месторождения. – Новосибирск, 1971. – С. 19 – 46.
2. Белоус Н.Х., Барышников О.Ф. Опыт открытой разработки месторождений с большой мощностью нескальной вскрыши и обоснование возможных технологических схем отработки Бакчарского железорудного месторождения. – Новосибирск, 1971. – С. 51 – 72.
3. Васильев Е.И., Муратов М.И., Норри В.К., Зайцев Г.Д. Схемы разработки карьера оборудованием непрерывного действия. – Новосибирск, 1971. – С. 94 – 104.
4. Курленя М.В., Кортелев О.Б., Ческидов В.И., Васильев Е.И. Перспективы применения открытых горных работ при освоении Бакчарского железорудного месторождения // Горный информационно-аналитический бюллетень. – М., 2006. – №4. – С. 9 – 13.

ПРИМЕНЕНИЕ ПЕРЕГРУЖАТЕЛЯ ПСК-1 ПРИ СКОРОСТНОЙ ПРОХОДКЕ ВЫРАБОТКИ

Н.Б. Естаев
Научный руководитель профессор В.Г. Лукьянов
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При проведении протяженных горных выработок большое значение имеет механизация работ по погрузке горной массы. Одним из способов механизации погрузочно-транспортных работ является применение консольного перегружателя типа ПСК-1 (рис.1).

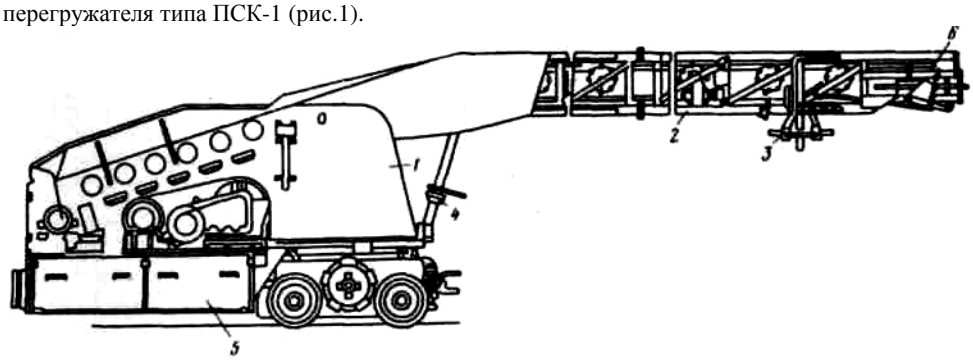


Рис.1 Схема перегружателя ПСК-1:
1 – ходовая тележка; 2 – стрела конвейера; 3 – пульт управления; 4 – домкрат; 5 – противовес; 6 – натяжная головка ленты

Основными узлами перегружателя являются ходовая тележка, выполненная на базе погрузочной машины ПМЛ-5, стрела конвейера, противовес, пульт управления. Техническая характеристика ПСК-1 следующая:

Производительность, $м^3$/мин…….2
Привод……Пневматический
Рабочее давление воздуха, ат……5
Ширина колеи, мм……..600
Длина консольной части, м……..11,8
Габаритные размеры, м:
Длина……..……15,2
Ширина……..……..1,3
Высота……2,1
Вес, т……11,0

В период освоения перегружателя возникала необходимость в изменении конструкции некоторых узлов применительно к местным условиям проходки. Так была заменена конвейерная лента на более прочную с капроновой основой, установлены сплошные боковые фартуки и дополнительный очиститель ленты, с правой

стороны разместили распределительный пункт сжатого воздуха и воды для подключения перфораторов, по длине консоли с правой стороны закрепили кронштейны для размещения бурильных шлангов, что позволило намного сократить подготовительно-заключительные операции при бурении [1].

Испытание, освоение и внедрение перегружателя ПСК-1 осуществлялись в Карамкенском шахтостроительном управлении ПО «Северовостокуголь» (Магаданская область) при проходке выработки по породе с f = 17 – 19. Размеры выработки в свету 7,6 м^2, высота 2,9 м, ширина понизу 2,8 м.

Проходка велась буро-взрывным способом. Обуривание забоя производилось перфораторами ПР-ЗОЛ. В затыльную часть перфоратора ввинчивался штуцер с краном, по которому подводилась вода для промывки. Между штуцером и пылеотсосной иглой устанавливался дополнительный манжет из резинового шланга, который предотвращал попадание воды в корпус перфоратора.

Обуривание забоя производилось четырьмя проходчиками. Вода для промывки шпуров подавалась насосом из водосборников местного назначения, которые перемещали через каждые 300 м подвигания забоя.

В качестве бурового инструмента использовались буры из круглой стали диаметром 28 мм типа IXC-28 и долотчатые коронки типа КДА и КДБ диаметром 40 мм.

Пылеподавление осуществлялось по принципу пылеотсоса через внутреннее отверстие в бурах с помощью пылеотсасывающей блок-станции, разработанной на базе вагонетки УВО-0,8. Блок-станция одновременно обеспечивала работу 3 – 4 перфораторов ПР-ЗОЛ (рис.2). Количество шпуров на забой определялось расчетами и составляло 28 – 29 шпуров в зависимости от горногеологических условий. Наилучшим врубом после неоднократных испытаний был признан вертикально-клиновой; для образования дополнительной плоскости обнажения делалась разрезная щель (рис.3), для чего бурились два шпура 1 и 2. Для уборки породы использовалась погрузочная машина ППН-1с.

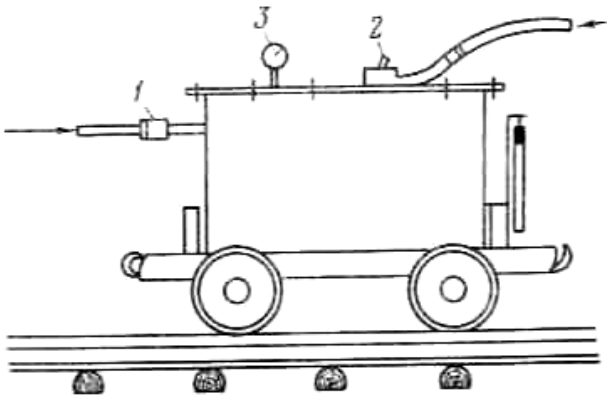


Рис.2 Схема блок-станции на 3 – 4 перфоратора для пылеотсоса;
1 – трубопровод от перфоратора; 2 – эжектор отсоса; 3 – вакуумметр

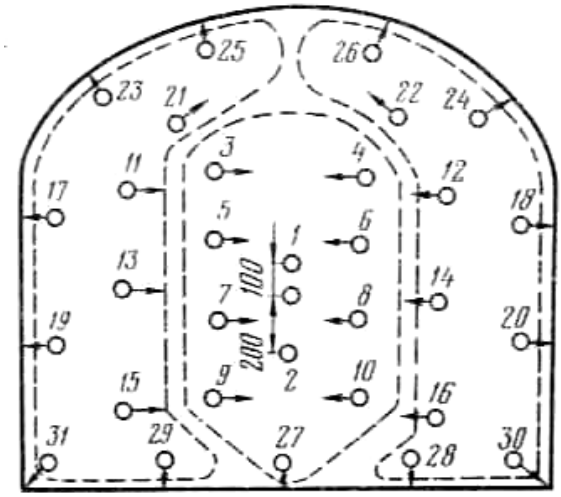


Рис.3 Схема вертикально-клинового вруба с разрезной щелью

В процессе уборки породы в забое два проходчика были постоянно заняты на откатке горной массы. Один с помощью электровоза АРП-4,5 производил маневры по замене загруженных партий вагонеток на порожние и доставлял груз на постоянные разминовки, находящиеся на расстоянии до 500 м от забоя. Второй проходчик с постоянных разминовок контактным электровозом 10КР-1 доставлял загруженный состав к месту разгрузки.

Большую трудность при проходке создавали сложные условия вентиляции. На всем протяжении выработки (3310 м) отсутствовали запасные выходы и вентиляционные восстающие, поэтому проходка выработки с длины 500 м производилась при выполнении специальных мероприятий, обеспечивающих безопасность производства работ. Продолжительность проветривания после взрывания была установлена 45 мин.

Проветривание забоя выработки при проходке ее на всю длину осуществлялось вентиляторами местного проветривания СВМ-6м, СВМ-5, «Проходка-500м» по комбинированной схеме. Расчет необходимого количества воздуха для проветривания определялся с учетом расхода ВВ, максимального числа людей, одновременно находящихся в забое, минимальной скорости движения воздуха, интенсивности пылеобразования. В качестве вентиляционных трубопроводов применялись прорезиненные трубы диаметром 600 мм. При комбинированном проветривании расчет количества воздуха, необходимого для проветривания забоя после взрывных работ, производился по формуле В. Н. Воронина. Вентилятор выбирался по количеству воздуха, необходимого для проветривания забоя, с учетом депрессии, которая требуется для преодоления сопротивления трубопровода. В качестве всасывающего был принят вентилятор СВАЛ-6, нагнетательного – СВМ-5. Рукав нагнетательного вентилятора устанавливался не далее 10 м от забоя. Во избежание рециркуляции воздуха расстояние между нагнетательным и всасывающим вентиляторами должно быть не менее 30 м.

Для ликвидации утечек и уменьшения аэродинамического сопротивления трубопровод на всю длину армировали внутри вставками из полиэтиленового рукава длиной 130 – 160 м. Одна такая вставка перекрывала 7 – 8 стыков основного трубопровода. Полиэтиленовый рукав изготовлялся из полиэтиленового полотна длиной 130 – 160 м путем склеивания термоэлементом. Диаметр полиэтиленовых вставок принимался на 30 мм меньше диаметра основного става.

Армирование вставками осуществлялось следующим образом. При работающем вентиляторе местного проветривания в полуоткрытый стык основного става запускался резиновый шар диаметром 300 – 400 мм с тонким капроновым фалом или леской на всю длину вставки, к которому привязывался более толстый фал диаметром 6 – 8 мм. Затем толстым фалом вручную внутри основного става на всю длину протаскивался полиэтиленовый рукав. Вставка при протаскивании размещалась в виде рулона на козлах и была сложена в четыре слоя (рис.4). Протянутая вставка передним концом заворачивалась наружу на стыковочное кольцо основного става и осторожно продувалась. Второй конец вставки перекрывал внахлестку передний завернутый конец предыдущей вставки на 1,5 – 2 м. В течение рабочей смены монтировалось 400 – 500 м внутренней полиэтиленовой вставки.

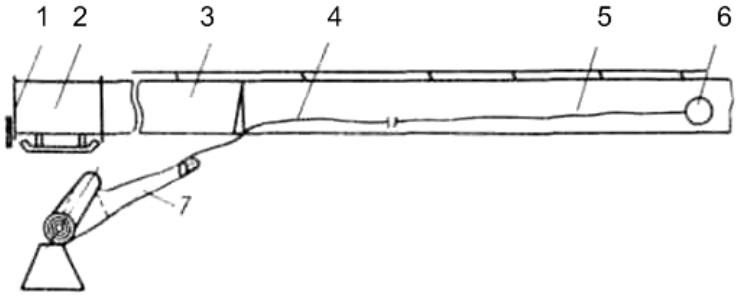


Рис.4 Схема монтажа полиэтиленовой вставки:
1 – шибер; 2 – вентилятор; 3 – основной трубопровод; 4 – капроновый фал; 5 – леска;
6 – резиновый шар; 7 – полиэтиленовый рукав

Вода непосредственно из забоя выработки в процессе проходки удалялась по временной канавке в постоянную водоотводную канаву. Особую трудность создавал перепуск воды через приустьевую часть выработки в зимнее время, так как при отрицательной температуре воздуха происходило интенсивное обледенение канавки. Для устранения этого явления вне зоны отрицательных температур (на расстоянии 815 м от устья выработки) был пройден водосборник объемом 170 м^3, в который вода поступала непосредственно из водоотводной канавки. Выдача воды на поверхность производилась двумя насосами ЗКМ-6 по водоотливному трубопроводу диаметром 100 мм, смонтированному на быстросъемных соединениях. Насосы включались и выключались автоматически с помощью поплавковых реле. Фактическая производительность насосов регулировалась в соответствии с величиной притока воды. Максимальные паузы отключения насосов не превышали 10 мин. Это предотвращало возможность замерзания воды в трубопроводе, так как сам трубопровод не утеплялся. По данной схеме водоотлив надежно работал в течение всего периода проходки выработки; в летнее время искусственный водоотлив отключался, и вода стекала в водоотливную канаву.

Темпы проходки выработки с применением перегружателя ПСК-1 колебались от 115 до 228 м в месяц. По сравнению с технологическими схемами, предусматривающими применение при погрузке породы вагоноперестановщика или накладной разминовки, темпы возросли примерно в 1,8 – 2 раза.

За время эксплуатации ПСК-1 с его помощью было погружено свыше 50 тыс. м^3 горной массы. Следует отметить простоту устройства и эксплуатации ПСК-1, а также хорошие прочностные свойства его основных узлов. ПСК-1 эксплуатируется непрерывно в течение 2,5 лет, за весь период его работы не было ни одной значительной поломки.

Применение ПСК-1 в комплексе с более производительным горнопроходческим оборудованием (погрузочные машины типа ПНБ-3к, контактные электровозы, вагонетки емкостью 2,5 – 4 м^3) позволит

значительно повысить средние скорости проходки горизонтальных выработок и одновременно облегчить работу горняков.

Литература

1. Лукьянов В.Г., Маликов В.М. Применение перегружателя ПСК-1 при скоростной проходке выработки. – М., 1977.

ВЫБОР РАЗМЕРОВ ЭЛЕМЕНТОВ ТЕРМОМЕХАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ТРУБОПРОВОДОВ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ОСНАСТКА ДЛЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВТУЛОК

А.С. Закусов, А.А.Казанцев, В.С. Варгамыдин
Научные руководители доцент В.А. Хохлов, профессор Л.А. Саруев
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

К элементам ТМС относятся соединяемые трубопроводы и соединительная втулка, выполненная из материала с памятью формы на основе никелида титана. Этот соединительный элемент может быть использован в качестве соединительных муфт для разъемных и неразъемных соединений трубопроводов в условиях где невозможны другие способы соединений (например при соединении трубопроводов из различных или несвариваемых материалов в пожаро- или взрывоопасных условиях и т.п.), для герметизирующей консервации и расконсервации скважин, в качестве уплотняющих саморегулирующихся колец соединений. Весьма перспективным является использование ТМС на основе сплава из никелида титана в нефтепроводах нефтеперерабатывающих заводов.

В настоящей работе рассматривается один из аспектов создания работоспособных ТМ соединений, а именно выбор размеров элементов соединений и технологическая оснастка для использования втулок из никель-титановых сплавов.

Общие принципы выбора размеров ТМ соединений. Выбор размеров (диаметр, толщины стенок) трубопроводов определяется, с одной стороны, конструктивными требованиями к трубопроводам, вытекающими из условий эксплуатации соединений, и, с другой стороны, требованиями к прочностным характеристикам самого соединения. Следует учитывать при этом, что толщина стенки трубопровода определяет степень сопротивления упругому возврату втулки, характер внедрения элементов поверхности втулки в контртело и, соответственно, прочность соединения и герметичность.

При больших толщинах стенки и схеме соединения с уплотняющими поясками в результате сжатия поясков происходит раздавливание микронеровностей и материала с поверхности трубы и внедрение поясков при относительно малой деформации общего контура конца трубопровода.

При малых толщинах стенки происходит частичное раздавливание материала и микронеровностей с поверхности и, в наибольшей степени, деформация областей трубы под поясками с образованием волнистого рельефа вдоль образующих. В данной работе в экспериментальных целях использовались трубопроводы диаметром 14 мм и толщиной стенки 1 мм (рис.1а).

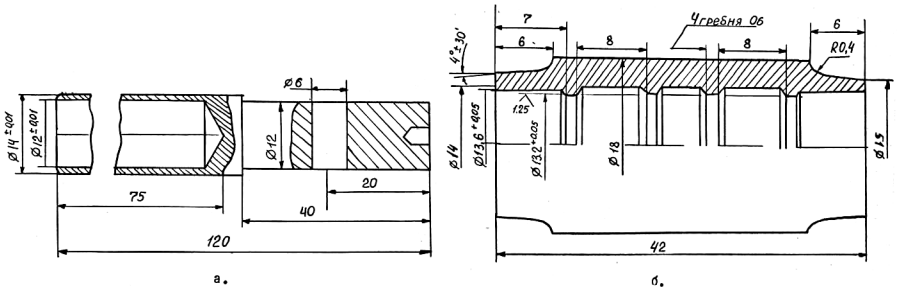


Рис.1 Элементы ТМС

Выбор размеров втулки и ее конструкции зависит от величины заданного натяга, требований герметичности, размеров трубопроводов. Из перечисленных выше, наибольшее распространение для соединения трубопроводов с тонкими стенками получила конструкция с уплотняющими поясками, показанная на рис. 1б. В этом соединении за счет локальной деформации тела трубы поясками достигается предельная плотность контакта и, как следствие, высокая герметичность. В данном случае выбрана схема с четырьмя уплотняющими поясками, по два на каждый конец трубопровода, из соображений кинематической устойчивости концов трубопроводов и требований герметичности до давлений 700 Мпа. Размер нагруженного диаметра рассчитывался методом механики деформированного твердого тела из условия минимума собственной пластической деформации втулки при обжатии трубок. Необходимый натяг рассчитывается так же с использованием аппарата механики. Однако в настоящей работе поступили иначе.

Известно [1, 2], что общая радиальная деформация области пояска должна представлять собой сумму деформации упругого восстановления размеров втулки после окончания процесса раздачи, величины расчетного натяга, обеспечивающего прочность соединения, величины технологического сборочного зазора, необходимого для облегчения сборки, и величины недовозврата, определяемого коэффициентом восстановления с учетом реального процесса формовосстановления, в условиях противодействия со стороны соединяемых элементов.

Наиболее целесообразно использовать общую радиальную информацию в размере 7-9%, причем меньшие значения – для меньших диаметров; деформация упругого возврата – 1-2%. Принимая из опыта СФТИ технологический зазор для диаметров соединений 14 мм равным 0,2 мм, деформацию недовозврата при коэффициенте формовосстановления 95% равную 0,06 мм, деформацию упругого восстановления формы 1,5% от диаметра, общую деформацию 9%, получим натяг равный 0,8 мм. Часть из этого значения идет на вдавливание поясков в тело трубопроводов, часть – на деформацию их стенок. По этой методике получим максимально возможный натяг (промежуточный нас не интересует), так как при увеличении общей деформации свыше 9% коэффициент термического формовосстановления падает и происходит спад напряжения натягом.

Таким образом, определен внутренний диаметр поясков – 13,2 мм для диаметра соединяемых трубопроводов 14 мм и наружный диаметр инструмента дорна для раздачи втулки – 14,39 мм. Кстати говоря, проведенный аналитический расчет размеров на основе задачи Ляме, дал почти подобные результаты.

Технологическая оснастка. Описание работы. Рассмотрим принцип работы установки для раздачи втулок (авторы разработки В. Хохлов и А. Зитов). Эскиз камеры прессования приведен на рис.2.

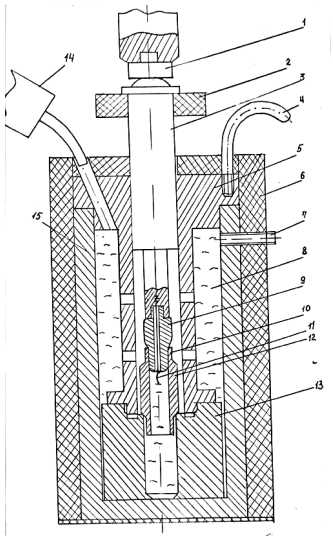


Рис.2 Схема камеры дорнования

Устройство работает следующим образом: направляющая 5, вместе с навернутым на один ее конец столиком 13 устанавливается в стакан 15. Шток 3 из направляющей вынут. Камера на столике установки выдвинута из под штока пресса. В направляющую опускается компенсационная втулка 10, которая устанавливается на столике 13, соосно с ним. Затем в канал направляющей сбрасывается втулка ТМС 12, которая, заходя в коническую часть втулки 10, центрируется и устанавливается своими плечиками точно по оси направляющей на столик. На конец штока 3 надевается дорн 9 и фиксируется от выпадения пружиной 11. Шток опускается в направляющую до тех пор, пока передняя часть дорна не войдет во втулку 12. Далее камера устанавливается под головку штока пресса. Положение ее фиксируется упорами.

В камеру через трубку 14 наливается из бачка установленного на станине пресса азот до уровня определяемым сливным отверстием 7. Затем, спустя 2 – 3 минуты, подкачкой пресса надавливают на шток и дорн, который производит радиальную раздачу втулки. После прохождения дорном последнего пояска давление в цилиндре пресса резко падает, процесс подкачки прекращается, камера выдвигается из-под пресса. За головку 2 шток вместе с втулкой и дорном вынимается из направляющей. Втулка в этом случае удерживается верхним цилиндрическим пояском дорна, так как после раздачи последнего пояска диаметр втулки уменьшается за счет ее упругого восстановления. Дорн, в свою очередь, удерживается пружиной 11.

Затем клещами втулка снимается со штока (дорн при этом падает) и устанавливается на конец трубы, закрепленной на верхнем столике установки, далее – в свободную ее часть устанавливается вторая труба.

Использование схемы с пружиной 11 позволяет за одну операцию легко и быстро вынимать из камеры дорн и втулку, что, несомненно, значительно увеличивает производительность процесса раздачи без нарушения технологии и качества.

При необходимости ремонта, перехода на другой диаметр втулки направляющая 5 вытаскивается за ручки 4 из стакана 15.

Для дорнования втулок других диаметров заменяется столик 13 втулка 10 и дорн 9.

На установку для дорнования разработана конструкторская документация, изготовлены и испытаны опытные образцы в лаборатории СФТИ.

Литература

1. Перепелицын И.А., Комисарова Н.П. Трибологические аспекты применения материалов с мартенситными термоупругими превращениями в узлах нефтепромыслового оборудования. // Проблемы геологии и освоения недр: Материалы докладов Второй Международной научной конференции студентов, аспирантов и молодых ученых им. Академика М.А. Усова. – Томск, 1998. – Т.2. – С. 95 – 96.

2. Чернов Д.Б. и др. Термомеханические соединения элементами с памятью формы // Авиационная промышленность. – М., 1984. – №6.

ОБОСНОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ ФОРМИРОВАНИЯ И УПРАВЛЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫМИ ЗОНАМИ В ПОРОДАХ КРОВЛИ ПРИ ПОДЗЕМНОЙ ГАЗИФИКАЦИИ УГЛЕЙ (ПГУ)

А.В. Инкин
Научный руководитель профессор И.А. Садовенко
Национальный горный университет, г. Днепропетровск, Украина

Ограниченность запасов нефти и природного газа приводит к тому, что уголь в перспективе станет основным природным энергоносителем в Украине. Увеличение его добычи подземным способом связано с переводом горных работ на большие глубины и нарушением устойчивости природной среды. Перспективным методом рационализации технологии добычи и переработки угля является его подземная газификация посредством термохимических и массообменных процессов.

Отечественный и зарубежный научно-практический опыт выгазовывания угольных пластов показывает, что к наиболее активным управляемым факторам эффективности газификации относятся расход дутья и статическое давление в газогенераторе. Однако увеличение данных параметров вызывает резкий рост неконтролируемых утечек вырабатываемого газа [2]. Эти потери возникают вследствие деформации пород кровли и приводят к накоплению продуктов газификации в покрывающих породах [1]. При этом происходит химическое загрязнение подземных вод, которое в хорошо проницаемых грунтах может распространяться до нескольких километров. Величина утечек газа может достигать 30%, что значительно увеличивает его себестоимость и снижает производительность станции ПГУ. Вместе с тем, жидкие продукты газификации, насыщающие поровое пространство покрывающих пород, представляют собой ценное сырье для химической промышленности.

Повышение рентабельности подземной газификации углей и нейтрализации ее негативного воздействия на горный массив требуют обоснования газо-гидродинамического режима в процессе выгазовывания и после него. Эффективность этого способа подземной добычи может быть существенно повышена за счет использования жидких продуктов газификации в породной кровле путем их вытеснения в реакционный канал потоком подземных вод.

В связи с этим целью данной работы является установление доминирующих физико-химических факторов, определяющих пространственно-временную динамику формирования углеводородных зон в породной кровле подземного газогенератора и обоснование технологических мер по извлечению жидких продуктов газификации.

Достижение поставленной цели требует решения следующих задач:

1. Установить механизм массопереноса продуктов газификации с учетом влияния коллекторских свойств и водонасыщенности пород.

2. Разработать физическую модель, отражающую динамику формирования углеводородных зон в породной кровле угольных пластов при их выгазовывании.

3. Выполнить моделирование газо-гидродинамических процессов в покрывающих породах на различных стадиях эксплуатации подземного газогенератора для обоснования технологических мер по сглаживанию углеводородных аномалий.

4. Оптимизировать параметры ПГУ для минимизации негативного влияния утечек газа и комплексного использования продуктов газификации.

Поставленные задачи решались на примере Днепровского буроугольного бассейна, промышленные пласты которого не выдержаны по мощности и площади, глубина их залегания изменяется от 40 до 120 м. В почве пластов всех месторождений залегают разнозернистые пески бучакской свиты, а в кровле – харьковские пески, образующие надугольный водоносный горизонт. Угли обладают высокой газопроницаемостью при средней зольности 20%, сернистости 5% и влажности 50%. Эти параметры угольных пластов и наличие крупных потребителей искусственного газа характеризуют буроугольные месторождения Днепропетровской области как весьма перспективные для разработки методом подземной газификации.

Экспериментальные и аналитические исследования фазовых превращений продуктов газификации были сосредоточены на узловых участках их движения при подземном выгазовывании угольных пластов: «подземный газогенератор – фильтрация в покрывающих породах – конденсация и накопление в поровом пространстве – вытеснение потоком подземных вод в реакционный канал – лифтирование на дневную поверхность – переработка».

Для изучения компонентного состава и анализа распределения продуктов газификации в породной кровле подземного газогенератора был использован метод физического моделирования. Созданная модель имела одну и ту же физическую природу, что и изучаемый объект, также между ними были соблюдены основные условия подобия.

Экспериментальный модуль для исследования процесса насыщения покрывающих пород продуктами газификации был разработан и изготовлен с учетом рассчитанных коэффициентов подобия. Моделирование процесса выгазовывания угольного пласта осуществлялось в прозрачной термостойкой трубке длиной 1 м и диаметром 0,04 м [4].

Анализ распределения температуры в покрывающих породах показал, что прогрев пород происходит интенсивно в начале эксперимента, а дальнейшее распространение тепла существенно замедляется. Это

объясняется уменьшением температуропроводности пород вследствие изменения их физического состояния под воздействием химического влияния вырабатываемого газа.

Одновременно с регистрацией температуры производилось визуальное наблюдение за состоянием угольного пласта и пород кровли. Проведенный эксперимент дал хорошо воспроизводимый результат изменения окраски светлого песка за счет насыщения его продуктами газификации.

Определение фильтрационных и физических свойств моделируемой среды проводилось на специальных установках в лаборатории кафедры гидрогеологии и инженерной геологии НГУ. Установлено, что при миграции продуктов газификации в однородной фильтрующей среде происходит неравномерное заполнение порового пространства с формированием нескольких зон. Первой от выгазованного пространства располагается зона расплавленных пород с твердыми углеродистыми включениями, мощность которой в натурных условиях не превысит 0,5 м. Выше, на расстоянии 0,5-2,5 м находится зона конденсации, поровое пространство которой частично заполнено смолистыми продуктами. В вышележащей зоне ненарушенных пород происходит циркуляция газовых потоков.

Для изучения влияния коллекторских особенностей и водонасыщенности пород на накопление продуктов газификации было произведено варьирование фильтрационных свойств моделируемой среды. Значения абсолютной проницаемости изменялись от 10-13 до 10-11 $м^2$, водонасыщенности от 20 до 70%. Установлено, что в покрывающих породах с меньшей проницаемостью происходит более интенсивное накопление конденсата за счет резкого снижения динамических параметров фильтрующегося газа.

В качестве экспресс-метода изучения компонентного состава продуктов газификации был использован метод электронного парамагнитного резонанса с эталонными свойствами нефти и гумуса. Обработка полученных спектрограмм показала, что жидкие продукты газификации в покрывающих породах представлены непредельными, ароматическими и парафиновыми углеводородами, причем в отдельных фракциях выпавшего конденсата содержатся преимущественно углеводороды одной группы.

Теоретические исследования процесса ПГУ выполнены с помощью математических моделей фильтрации жидкой и газообразной фаз продуктов газификации на различных стадиях эксплуатации подземного газогенератора. Эти модели позволяют обосновать технологические параметры выгазовывания угольных пластов с целью сглаживания возникающих углеводородных аномалий.

Течение вырабатываемого газа в породной кровле при ПГУ описывается системой уравнений, учитывающих изменения давления, конвективную теплопроводность и соотношения параметров состояния. Система замыкается экспериментально установленной закономерностью изменения проницаемости покрывающих пород вследствие кольматации пор и номограммой состояния природных газов.

Результаты численного моделирования подтверждают уменьшение влагосодержания фильтрующегося газа от 300 до 10 $г/м^3$ на расстояниях 0,5-2,5 м от газогенератора. В этой зоне покрывающих пород конденсируется более 96% жидких углеводородов из вырабатываемого газа.

Математическая модель вытеснения конденсационной смеси из вмещающих пород в реакционный канал воспроизводит двухфазную фильтрацию воды и конденсата после прекращения подачи дутья в газогенератор [3]. Вследствие повышенного содержания в конденсате высокомолекулярных компонентов его течение описывается моделью Бингама-Шведова для вязкопластичной жидкости, а процесс вытеснения – моделью Бакли-Леверета, применяемой из-за малости капиллярных сил по сравнению с градиентом давления.

По результатам моделирования установлено уменьшение скорости продвижения фронта вытеснения и объема вытесняемого конденсата с увеличением его вязкости.

Предлагаемая технология ПГУ позволит параллельно с добычей газа извлекать конденсационную смесь и использовать большинство пробуренных скважин на четырех видах работ: сбойки, подачи дутья, отвода газа, откачки смеси, что приведет к снижению капитальных затрат на выгазовывание угольного массива.

Процесс извлечения смеси методом эрлифта воспроизводится с помощью разработанной математической модели. Полученные количественные распределения газосодержания потока и его скорости позволили установить технологические параметры, обеспечивающие добычу жидких продуктов газификации на оптимальном режиме работы воздушного подъемника.

Добываемая газоводоконденсатная смесь подвергается воздухоотделению в сепараторе, а затем обезвоживанию путем ее отстаивания, после чего направляется на топливно-химическую перегонку для получения различных фракций и ароматических углеводородов.

По результатам проведенных экспериментальных и аналитических исследований можно сделать следующие выводы:

– в покрывающих породах при ПГУ происходит формирование зоны расплавленных пород с твердыми углеродистыми включениями и зоны конденсации, насыщенной жидкими углеводородами различных групп;

– жидкие продукты газификации накапливающиеся в породах кровли извлекаются из порового пространства за счет их вытеснения потоком подземных вод к полости подземного газогенератора, когда дутьевое давление прекращается;

– сглаживание аномальных концентраций жидких углеводородов и их комплексное использование обеспечиваются предложенным сочетанием дренажа из реакционного канала при определенной последовательности выгазовывания угольного пласта.

Литература

1. Казак В.Н., Семененко Д.К. Исследования поведения непосредственной кровли и структуры выгазованного пространства // ВНИИПодземгаз: Сб. науч. Труд., 1960. – №1. – С. 75 – 83.

2. Питин Р.Н., Миринтов Н.С., Леваневский В.С. О влиянии некоторых технологических параметров процесса подземной газификации на величину утечек газа // Подземная переработка топлив: Труды института горючих ископаемых. – М., 1960. – С.103 –114.
3. Садовенко И.А., Инкин А.В. Моделирование процесса вытеснения продуктов газификации из кровли подземного газогенератора // Форум горняков – 2006: Материалы международной конференции. – Днепропетровск, 2006. – С. 117–122.
4. Садовенко И.А., Инкин А.В. Экспериментальные исследования механизма фильтрации продуктов газификации // Горнодобывающая промышленность Украины и Польши. Актуальные проблемы и перспективы: Материалы Украинско – Польского форума горняков – 2004. – Днепропетровск, 2004. – С. 598 – 603.

БУРОВОЙ СТАНОК С ГИДРОИМПУЛЬСНОЙ СИСТЕМОЙ ПОДАЧИ ИНСТРУМЕНТА

А.А. Казанцев
Научный руководитель профессор Л.А. Саруев
Юргинский технологический институт – филиал Томского политехнического университета, г. Юрга, Россия

Прогрессивным направлением в развитии машин и механизмов ударного действия является создание силовых импульсных систем с гидравлическим приводом [2]. Кроме того, исследования вращательного бурения режущим инструментом с наложением на него высокоэнергетических упругих колебаний показали возможность в 2…2,5 раза интенсифицировать процесс разрушения горных пород, в 1,5…2 раза повысить износостойкость режущего инструмента, на 2…3 категории крепости пород по шкале проф. М.М. Протодьяконова расширить область эффективного применения вращательного бурения скважин при повышении производительности труда на 40…70%.

Учитывая эти обстоятельства, разработан гидроимпульсный силовой механизм, который может быть использован вместо ударных узлов бурильных машин вращательно-ударного действия, либо в качестве источника высокоэнергетических направленных упругих колебаний для буровых машин вращательного действия. Новизна предложенного бурового станка, защищена авторским свидетельством [1] и патентом на полезную модель [3].

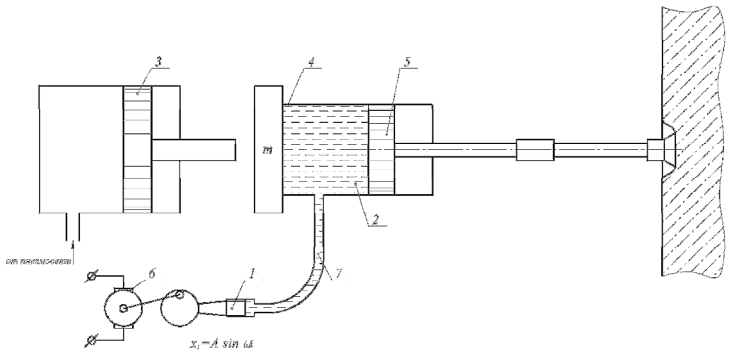


Рис.1 Принципиальная схема гидроимпульсного силового механизма
1 – гидропульсатор, создающего вынужденные колебания давления жидкости; 2 – замкнутый объем жидкости; 3 – подающее устройство (пневмопружина); 4 – активная масса с гидроцилиндром; 5 – поршень гидроцилиндра с хвостовиком става буровых штанг; 6 – электродвигатель гидропульсатора; 7 – резинотросовый шланг, обладающий нелинейным законом изменения давления Δp от изменения объема жидкости в нем

$$\Delta p = f\left(\frac{\Delta V}{V}\right) \tag{1}$$

Импульсы давления жидкости формируются следующим образом. При работе гидропульсатора плунжер сжимает жидкость, которая находится в гидроцилиндре и шланге (рис.1). Благодаря наличию шланга, обладающего нелинейной характеристикой изменения давления от изменения объема (1), в гидросистеме синусоидальными колебаниями плунжера создаются импульсы давления жидкости, которые воздействуют на поршень и торец гидроцилиндра. Из-за малой упругости пневмопружины по сравнению с жидкостью происходит раскачка гидроцилиндра с массой m. При движении массы на забой и наличии режима работы системы близкого к резонансному создаются импульсы давления жидкости, которые через поршень и буровую штангу передаются на забой.

Опыты показали, что при устойчивой работе системы импульсы давления формируются во время хода плунжера и массы на сжатие замкнутого объема жидкости, т.е. при ходе плунжера гидропульсатора на сжатие жидкости масса m движется на забой. Таким образом, в рассматриваемой системе формируются мощные силовые импульсы только в одном направлении – на забой, поэтому буровой станок с данным механизмом не нуждается в защите от импульсных нагрузок.

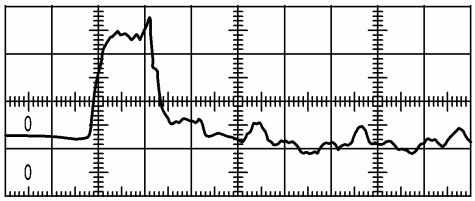


Рис.2 Осциллограмма ударного импульса в буровой штанге

Кроме того, если посмотреть на осциллограммы импульсов в буровой штанге, создаваемых ударным механизмом и гидроимпульсным (рис.2 и рис.3), то гораздо бо́льшая гладкость наблюдается у последних. Энергия силовых импульсов, полученных на опытной установке, пока не соответствует энергии удара современных буровых агрегатов (рис.4), но при дальнейшем совершенствовании установки, увеличении жесткости системы, увеличении силы подачи, которая у современных станков составляет 2 т, и, учитывая крутизну кривой на рис.4, можно предположить, что энергия импульса легко может достичь значения в десятки килограммометров.

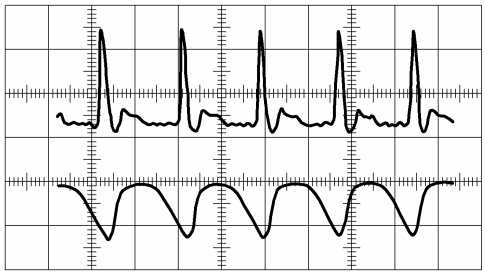


Рис.3 Осциллограммы:
верхний луч – силовых импульсов в буровой штанге;
нижний луч – перемещений активной массы гидроимпульсного силового механизма

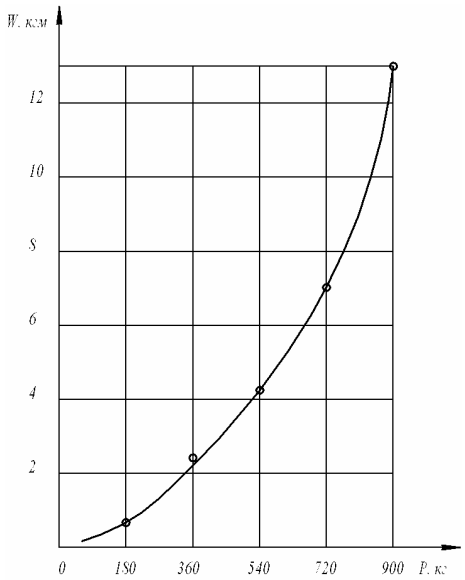


Рис.4 Влияние усилия подачи на энергию импульса силы в ставе штанг

Предлагаемый гидроимпульсный механизм можно использовать как отдельное устройство для буровых станков вращательного бурения подземных скважин различного назначения со сквозной системой подачи инструмента (например, БЖ45-100Э или Б200 производства ОАО «Анжеромаш», АБГ-300 производства ОАО «Инструментальный завод Сибсельмаш», СБУ-200М производства ННПП «Сибгормаш» и др.), что, в свою очередь, не потребует значительной корректировки конструкторской документации и технологического процесса.

Таким образом, можно выделить следующие преимущества предлагаемого бурового станка: соответствие энергетических параметров гидроимпульсного механизма современному уровню буровой техники; снижение уровня шума благодаря отсутствию соударяющихся деталей; нет необходимости защиты механизмов станка от импульсных нагрузок; возможность повышения скорости вращательного бурения за счет

интенсификации гидравлическими импульсами и расширение области вращательного бурения пород на 2-3 ед. по шкале М.М. Протодьяконова.

Литература

1. Автор. свидетельство 727419 Россия МКИ B06B 1/28, E21C 1/18. Гидроимпульсный силовой механизм. Горбунов В.Ф., Крауиньш П.Я., Саруев Л.А., Барашков В.А. Заявлено. 21.06.77; Опубл. 1980, БИ №14.
2. Липин А.А., Танайно А.С., Тимонин В.В. Современные погружные машины для бурения скважин // Горная техника 2006. Каталог-справочник. – М., 2006. – С.116 – 123.
3. Патент РФ на полезную модель №69135. Россия. МПК E21B 6/02 (2006.01), E25D 16/00 (2006.01). Буровой станок для проходки скважин в подземных условиях. Шадрина А.В., Казанцев А.А., Саруев Л.А., Саруев А.Л. Заявлено. 04.06.2007; Опубл. 10.12.2007, БИПМ №34.

ОБОСНОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ТРЕЩИН ГИДРОРАЗРЫВА ПРИ ОЦЕНКЕ НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ ПРОНИЦАЕМЫХ ГОРНЫХ ПОРОД

В.А. Павлов[1]

Научный руководитель заведующий лабораторией С.В. Сердюков[2]

[1]Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия
[2]Институт горного дела СО РАН, г. Новосибирск, Россия

Рост цен на минеральное сырье и продукты его переработки за последние несколько десятилетий, ведет к переоценке рациональности разработки месторождений полезных ископаемых. В процесс добычи полезных ископаемых вовлекаются месторождения с трудными горно-геологическими условиями и все большей глубиной залегания. Увеличение глубины разработки полезных ископаемых ведет к необходимости оценки поля действующих напряжений, которое существует в массиве. Особенно важно знание напряженного состояния массива горных пород на значительном удалении от выработок – в зонах, участвующих в подготовке масштабных экстремальных событий. Это относится к породам со структурными ослаблениями – трещиноватым горным породам. Единственным методом, обладающим возможностью измерения напряжений на большом удалении от наблюдателя, является измерительный гидроразрыв. Техника гидроразрыва пород состоит в том, что участок скважины протяженностью в 4-5 ее диаметров перекрывается с помощью двупакерного зонда и подвергается нагружению путем нагнетания флюида в межпакерное пространство. При достижении критических растягивающих напряжений на стенке скважины происходит разрыв пород. Основой измерительного гидроразрыва является то, что критические давления зависят не только от прочности пород, но и от уровня действующих в массиве напряжений [1]. При этом управление режимом нагнетания, а также возможность проведения повторных нагружений выбранного участка скважины позволяют выделить на диаграммах «давление – время» характерные значения, которые затем интерпретируются в терминах напряжений, действующих в породном массиве. Классическая процедура оценки напряженного состояния горных пород способом гидроразрыва к сожалению не применима в трещиноватых и проницаемых породах [2]. Проблема заключается в большой фильтрации рабочей жидкости гидроразрыва в массив, что ведет к невозможности определения одного из характерных значений – давления запирания трещин, которое необходимо для оценки напряжений действующих в массиве. Для решения этой проблемы было предложено использовать эластичную оболочку, препятствующую проникновению жидкости в массив. Но при ее использовании все равно не удается определить значение давления запирания.

В данной работе для решения проблемы определения напряжений в проницаемых горных породах предложено использовать давление распространения протяженных трещин гидроразрыва. На основании математической модели установлено наличие зависимости давления распространения по мере роста длины открытого участка трещины гидроразрыва от напряжений, действующих в массиве.

Рассмотрим случай повторного нагружения симметричных трещин гидроразрыва в направлении действия σ_{11}. Так как трещины уже существуют, прочность пород на разрыв равна нулю. Будем проводить операцию «сухого» гидроразрыва с использованием оболочки, препятствующей проникновению рабочей жидкости в трещину. При этом аналогично традиционной схеме метода оценки напряженного состояния гидроразрывом легко фиксируется давление открытия трещины на контуре скважины. Рассмотрим зависимость давления распространения (в массиве существуют закрытые трещины) по мере роста длинны открытого участка L от напряжений, действующих в массиве. На рисунках 1 и 2 приведены расчетные графики в зависимости от комбинации исходных напряжений. Точка при L/rw равном нулю соответствует давлению раскрытия трещин. Из графиков видно, что с изменением отношения величин напряжений действующих в массиве меняется и давление распространения трещин. Использование давления распространения трещин позволяет доопределить систему уравнений необходимую для оценки напряжений действующих в массиве. В предлагаемой методике собственно гидроразрыв используется только на предварительной стадии для создания протяженных трещин. Далее производится измерение давления раскрытия трещин последующим радиально симметричным нагружением стенок скважины через изолирующую оболочку. Для расчета напряжений также используется давление раскрытия трещин и его зависимость от L.

Продемонстрировано наличие зависимости давления распространения трещин от напряжений действующих в массиве. Включение давления распространения трещин в систему уравнений необходимую для определения напряжений в массиве, позволяет получить полностью доопределенную систему.

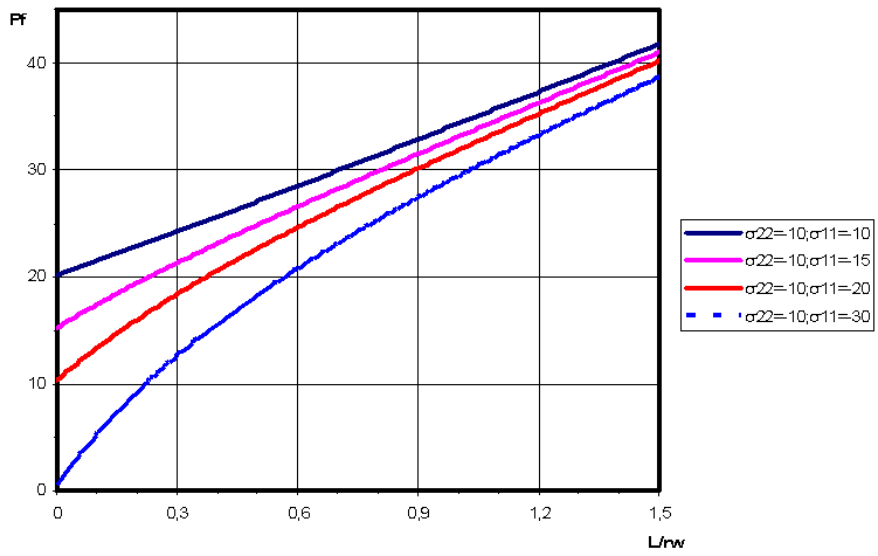


Рис.1 Теоретический график зависимости P_f от L/r_w при фиксированном значении σ_{22}.

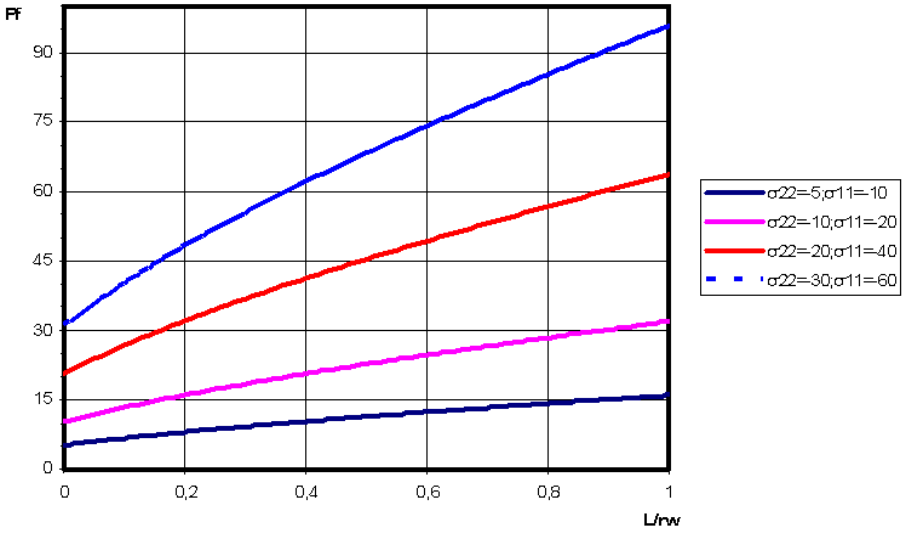


Рис.2 Теоретический график зависимости P_f от L/r_w при фиксированном значении отношения σ_{22} и σ_{11}.

Литература

1. Курленя М.В., Леонтьев А.В., Попов С.Н. Развитие метода гидроразрыва для исследования напряженного состояния массива горных пород // ФТПРПИ. – М., 1994. – №1.
2. Петров В.Е., Попов С.Н. Экспериментальная оценка напряженного состояния скальных пород в основании Саяно-Шушенской ГЭС// ФТПРПИ. – М., 1998. – №3.

ВЛИЯНИЕ ЭКСЦЕНТРИСИТЕТА ЗАЛЕЖИ НА МИНИМАЛЬНЫЕ ТЕКУЩИЕ ОБЪЕМЫ ВСКРЫШИ

А.В. Половинко, Д.Г. Холодняков
Научный руководитель профессор Г.А. Холодняков
Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В. Плеханова (технический университет) г. Санкт-Петербург, Россия

По степени возможности регулирования графиков минимальных текущих объемов факторы, влияющие на форму графиков, можно разделить на две группы: первая группа факторов, которые не поддаются изменению в процессе проектирования и разработки и вторая группа – факторы, которыми можно варьировать при проектировании и разработке месторождения.

Первые учитываются при выборе из нескольких месторождений наиболее благоприятных с точки зрения режима вскрышных работ. К этим факторам относятся: угол падения залежи и ее форма в плане (эксцентриситет) и в разрезе, а так же рельеф дневной поверхности.

Вторая группа факторов принимается во внимание при выборе методов разработки конкретного месторождения. К этим факторам относятся: тип горнотранспортного оборудования и связанные с ним ширина рабочей площадки и высота уступа; способ вскрытия и направление развития горных работ; порядок ведения горных работ.

При рассмотрении влияния перечисленных факторов на форму графика основное внимание обращается на его параметры, которые влияют на условия усреднения текущих объемов: абсолютная величина пиковых объемов, момент их наступления и характер кривой графика.

Залежи разрабатываемых месторождений имеют самую разнообразную форму. При этом весьма часто, особенно для рудных месторождений, залежи в плане (а, соответственно, и карьер) имеют округлую форму. Вопрос о влиянии формы залежи в плане (ее эксцентриситета) на форму графика текущих объемов вскрыши в выполненных ранее различными авторами работах специально не исследовался.

Опыт ранних исследований и существующей проектной практики геометрического анализа карьерных полей показал возможность достаточно достоверной замены операций над объемами горной массы операциями над площадями.

В случае постоянного направления углубки горных работ (для залежей с постоянным углом падения и развитием горных работ вдоль одного из контактов залежи) операции с объемами горной массы так же можно заменить операциями с линейными отрезками образующих рабочего борта карьера.

При годовом понижении горных работ на один уступ высотой h текущий объем вскрыши будет равен (рис.1):

$$V = S_1 a = \left(B + h \cdot ctg\alpha\right) \cdot H \cdot a + \Delta S \cdot a \text{ , при } a = 1;\ S_1 = \left(B + h \cdot ctg\alpha\right) \cdot H + \Delta S \text{ , но } ctg\varphi = \frac{B + h \cdot ctg\alpha}{h};$$

Тогда:

$$S_1 = H \cdot h \cdot ctg\varphi + \Delta S;\ \Delta S = \frac{h^2}{2} \cdot ctg\alpha;\ S_1 = H \cdot h \cdot ctg\varphi + \frac{h^2}{2} \cdot ctg\alpha,$$

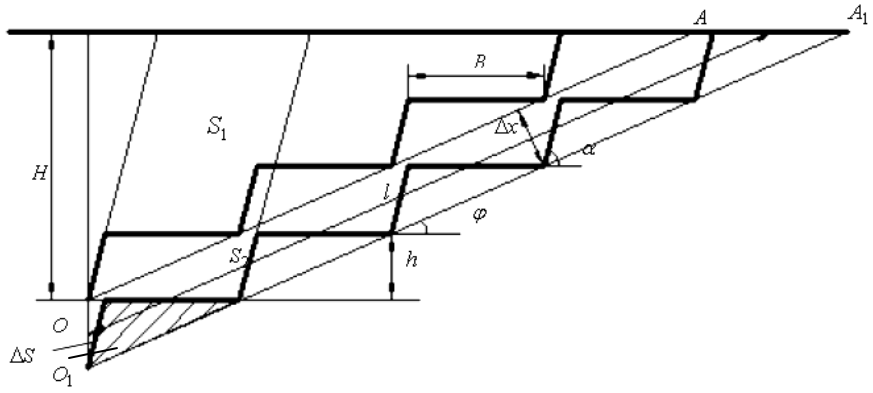


Рис.1 Схема развития горных работ при снижении их на величину одного уступа

где a – длина залежи (карьера), м;

B – ширина рабочей площадки, м;

α – угол откоса уступа, град;

φ – угол откоса рабочего борта карьера, м;

H – глубина карьера на текущее время, м;

$S_2 = OO_1A_1A$ – объем работ при перемещении образующей рабочего борта карьера из положения OA в положение O_1A_1 при углубке карьера на величину h;

$$S_2 = \frac{OA + O_1A_1}{2} \cdot \Delta x;\ OA = \frac{H}{\sin\varphi};\ O_1A_1 = \frac{H + h}{\sin\varphi};\ \Delta x = h\cos\varphi;$$

Таким образом:

$$S_2 = \frac{H + \frac{h}{2}}{\sin\varphi} \cdot h \cdot \cos\varphi = H \cdot h \cdot ctg\varphi + \frac{h^2}{2} \cdot ctg\varphi;$$

Разность в площадях $S_2 - S_1 = \frac{h^2}{2} \cdot \left(ctg\alpha - ctg\gamma\right)$ представляет собой площадь заштрихованного треугольника. Если считать, что текущие объемы вскрыши определяются для малого отрезка времени Δt, то $h \to 0$, $\Delta x \to 0$, а, значит, и площадь треугольника будет стремиться к нулю и ею можно пренебречь. Тогда:

$$S_1 = S_2 = l,$$

где $l = OA$ и O_1A_1 – длина образующей рабочего борта карьера в начальном и конечном положении при углубке на бесконечно малую величину.

В этом случае величина *l* будет в соответствующем масштабе выражать текущий объем горной массы. Таким образом, закономерности изменения величины образующей борта карьера (а соответственно и поверхности бортов карьера по вскрышным породам) и законы изменения текущих объемов с глубиной одинаковы. Поэтому в дальнейшем будем рассматривать изменение величины образующей рабочего борта карьера по вскрышным породам и отождествлять закономерности этих изменений с изменениями текущих объемов вскрыши. Для исследования зависимости текущих объемов вскрыши от формы залежи в плане найдем функцию:

$$V_T = f(\varepsilon),$$

где $\varepsilon = \frac{a}{b}$ – эксцентриситет залежи;

где a , b – соответственно длина и ширина залежи полезного ископаемого, м;

Рассматривая карьер, как усеченный конус и призму, определим поверхность рабочих бортов карьера по вскрышным породам – S :

$$S = S_k + S_{np} = \left(L \cdot \cos\varphi + \frac{b}{2}\right) \cdot \left(L - \frac{b}{2 \cdot \cos\varphi}\right) \cdot \pi + 2 \cdot \left(L - \frac{b}{2 \cdot \cos\varphi}\right) \cdot a = \left(L - \frac{b}{2 \cdot \cos\varphi}\right)\left[\pi \cdot \left(L \cdot \cos\varphi + \frac{b}{2}\right) + 2a\right],$$

где L – длина образующей борта карьера, м;

S_k, S_{np} – площадь поверхности усеченного конуса и призмы соответственно, м^2.

Но $a \cdot b = S_p$ – горизонтальная площадь залежи полезного ископаемого. Тогда, выражая a и b через эксцентриситет ε и площадь рудной залежи, соответственно: $a = \sqrt{\varepsilon \cdot S_p}$ и $b = \sqrt{\frac{S_p}{\varepsilon}}$, получим:

$$S = V_T = \left(L - \sqrt{\frac{S_p}{4\varepsilon}} \cdot \frac{1}{\cos\varphi}\right)\left[\pi \cdot \left(L \cdot \cos\varphi + \sqrt{\frac{S_p}{4\varepsilon}}\right) + 2\sqrt{\varepsilon \cdot S_p}\right] \quad (1)$$

На основании выражения (1) был построен график изменения текущих объемов с глубиной (рис.2) для $S_p = 10000\,м^2$, $\varphi = 15^0$ и случаев: $\varepsilon = 1$; $\varepsilon = 5$; $\varepsilon = 10$; $\varepsilon = 20$.

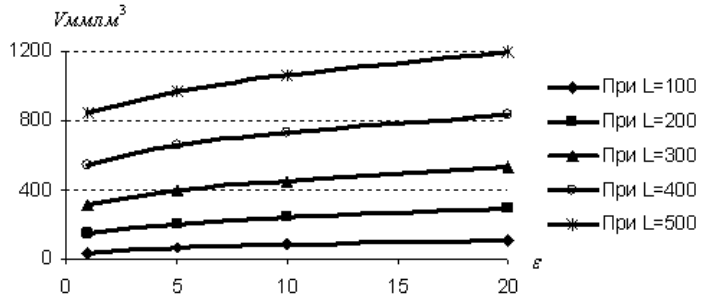


Рис.2 График изменения текущих объемов вскрыши в зависимости от глубины карьера и эксцентриситета залежи

Предлагаемый метод позволяет получить зависимость для построения графика минимальных текущих объемов вскрыши, а также установить общие закономерности, которые могут быть использованы при выборе параметров системы разработки и направления развития горных работ. После построения графика минимальных текущих объемов вскрыши проводятся дальнейшие расчеты по определению оптимального календарного графика вскрышных работ.

АНАЛИЗ ДИНАМИКИ И ПРОЧНОСТИ ОСНОВНЫХ УЗЛОВ ОСЕВОГО ВЕНТИЛЯТОРА ВО-36К

Е.Ю. Русский
Научный руководитель профессор Н.Н. Петров
Институт горного дела СО РАН, г. Новосибирск, Россия

Подавляющее большинство главных вентиляторных установок российских шахт оснащено устаревшими осевыми вентиляторами серий ВОКД и ВОД. Общий КПД этих установок с учетом потерь энергии в каналах, электроприводе и вентиляторе находится в пределах 0,27-0,35, т.е. около 70% потребляемой на вентиляцию электроэнергии теряется.

Практика мирового вентиляторостроения показывает, что основная часть поля вентиляционных режимов шахт, рудников и транспортных тоннелей обеспечивается главными вентиляторными установками с осевыми вентиляторами, в совершенствовании которых заняты ведущие вентиляторостроительные фирмы (Hovden, TLT и др.), а также научно-исследовательские и проектные организации, машиностроительные заводы РФ.

Следует заметить, что существующие осевые вентиляторы серий ВОД и ВОКД, а также установки с центробежными вентиляторами непригодны для оперативного регулирования и не способны обеспечить надежное проветривание шахт из-за низкого развиваемого давления. Установки с вентиляторами ВОКД реверсируются посредством обводных каналов, а с вентиляторами ВОД – путем выключения вентилятора, изменения направления его вращения и поворота лопаток спрямляюще-направляющего аппарата (СНА) и СА вентилятора. Поэтому надежность таких установок в режиме реверсирования недостаточная.

В этой связи в последние годы в ряде организаций России и Украины проведены научно-исследовательские, экспериментальные и проектно-конструкторские работы по созданию автоматически регулируемых высоконапорных шахтных осевых вентиляторов главного проветривания, способных обеспечить статическое давление в пределах от 500 до 5500 Па и производительность от 50 до 625 $м^3$/с.

К таким вентиляторам относится и рассматриваемая здесь серия вентиляторов ВО. Эти осевые вентиляторы представляют собой развитие серии вентиляторов ВОД. Основное отличие – это поворотные на ходу лопатки рабочего колеса и меньшее на 30-50% энергопотребление.

С учетом требований к реверсированию и особенностей конструирования поворотно-лопастных рабочих колес (РК) целесообразно использовать аэродинамические схемы со сдвоенными листовыми лопатками [1], при этом целесообразно применять традиционные подходы по выбору аэродинамической схемы, втулочного размера, густоты решеток и т.п. [2].

Рассмотрим исходные данные для расчета динамики роторов реверсивных на ходу осевых вентиляторов. В таблице представлены типы вентиляторов, частоты вращения, окружные скорости их вращения по концам лопаток, частоты основных возбуждающих сил, а также массы лопаток и действующих на них центробежных сил. Из характеристик видно, что наиболее нагруженными являются вентиляторы типов ВО-30К и ВО-36К, т.к. имеют наибольшие окружные скорости вращения, соответственно 117 и 113 м/с, значительные центробежные силы, действующие на лопатки. Заметим, что осевые вентиляторы, которые были созданы на предприятиях СНГ, имели максимальные окружные скорости до 78 м/с и высокие удельные массы, в то время как лучшие зарубежные аналоги имеют скорости в пределах 120 ÷ 140 м/с. В связи с этим, новый ряд реверсивных осевых вентиляторов с поворотными на ходу лопатками рабочего колеса разработан с учетом работы на повышенных окружных скоростях.

Важнейшей характеристикой шахтных осевых вентиляторов главного проветривания является эксплуатационная надежность, которая в значительной степени зависит от уровня вибраций основных элементов вентилятора. Работа с повышенной вибрацией приводит к преждевременному износу и разрушению основных элементов конструкции рабочего колеса (РК), подшипников ротора, зубчатых муфт трансмиссионного вала.

Вибрационное состояние вентиляторов определяется характеристиками возмущающих сил, динамическими характеристиками лопаток РК, вала ротора и трансмиссионного вала, а также динамической отстройкой основных узлов по собственным формам от резонанса с возбуждающими силами. С ростом частот вращения и диаметров вентиляторов значительно возрастают нагрузки на узлы вентилятора тщательного исследования их динамики и прочности. На основе выполненных расчетов разработаны рекомендации по проектированию их основных узлов: сдвоенных листовых лопаток, корпусов рабочих колес и т.п. Исходные данные по расчетам роторов новых вентиляторов сведены в таблицу 3.

Таблица

Основные характеристики вентиляторов серии ВО

№ п/п	Тип вентилятора и его модификации	Шифр проекта	Частота вращения n, об/мин	Возбуждающие силы и частоты		Масса лопатки, кг/ центробежная сила, действующая на лопатку, тонн
				Окружная скорость по концам лопаток РК, м/сек	Частота основной возбуждающей силы, Гц/ максимальная мощность, кВт	
1	ВО-21К(т)	К09	500	54.9	8.3/55(65)	36.45/6.50
	ВО-21ВК(т)	К08	500	54.9	8.3/45(65)	36.45/6.50
2	ВО-21К	К10	1000	109.1	16.7/400	36.45/25.97
	ВО-21К(ш)	К10(ш)	750	82.4	12.5/200	36.45/14.60
3	ВО-24К	К11	750	94.2	12.5/630	42.6/19.04
4	ВО-21Км (ВОКД 2.4)	К11м	750 (600)	94.2	12.5/630	36.45/14.60 (9.35)
5	ВО-30К	К13	750	117.6	12.5/1250	90.7/54.38
6	ВО-30Км	К13м	600	94.2	10.0/800	90.73/4.80
7	ВО-36К	К18	600	113.1	10.0/2000/ 1250*	159.8/70.82
8	ВО-36Км (ВОКД 3.6)	К18м	500	94.2	8.3/800/ 1250	159.8/49.18
9	ВО-40К	К19	500	104.7	8.3/2000*	186.76/61.42
10	ВО-40Км	К06	375	78.5	6.25/1600	186.76/34.55
11	ВО-50Км (ВОД-50)	К20	300	78.5	5.0/2000	186.76/22.11

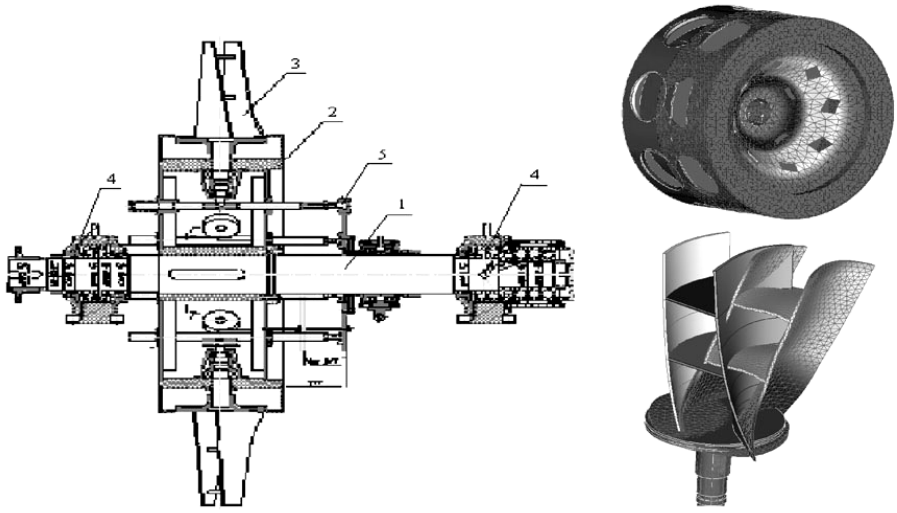


Рис. Реверсивный вентилятор ВО-36К
а) – ротор реверсивного вентилятора ВО-36К; б) – колебания корпуса РК по первой форме (9.41 Гц); в) – колебания лопатки РК по первой форме (67.05 Гц); 1 – коренной вал, 2 – рабочее колесо, 3 – листовые лопатки, 4 – подшипниковые опоры, 5 – механизм поворота лопаток РК

Задачи исследования динамики и прочности роторов осевых вентиляторов (см. рис.) решались методом конечных элементов (МКЭ), объединившим в себе преимущества сеточных и вариационных методов решения задач. Сеточный характер МКЭ приводит к тому, что разрешающие системы алгебраических уравнений оказываются хорошо обусловленными с редко заполненными матрицами, формирование которых резко упрощается. Метод конечных элементов является основой современных программных комплексов, таких как COSMOS\M, ANSYS, NASTRAN, позволяющих решать сложные задачи динамики и прочности конструкций (линейные и нелинейные), процессы теплопередачи, исследования устойчивости и многие другие задачи. При анализе конструкций роторов был использован программный комплекс NASTRAN, посредством которого определялись характеристики НДС и основных форм (до 3-й) колебаний: лопаток и корпусов рабочих колес, коренных валов роторов вентиляторов.

Расчеты показали, что НДС отдельных узлов и деталей ротора вентилятора (лопаточного узла, корпуса РК, коренного вала) находятся в допустимых пределах после принятия специальных мер. В связи с близостью первой собственной частоты корпуса РК вентилятора (9,41 Гц) и частоты вращения вала (10 Гц) как основной возбуждающей частоты, приняты специальные меры (установка ребер жесткости и т.п.) по обеспечению отстройки этих частот, что позволило увеличить первую собственную частоту до 27 Гц, т.е. обеспечена отстройка 2,8 раза.

Полученные результаты использованы при разработке рабочей конструкторской документации вентиляторов серии ВО, в том числе вентилятора ВО-36К, как наиболее нагруженного по динамике и прочности.

Литература

1. Левин Е.М., Сысоев В.П., Руденко В.А. и др. Аэродинамические характеристики и перспективы применения осевых вентиляторов с неравномерным шагом лопаток // Шахтные турбомашины. – Донецк, 1974. – №35.
2. Брусиловский И.В. Аэродинамика осевых вентиляторов. – М.: Машиностроение, 1984.

ТЕХНОЛОГИИ СОЕДИНЕНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ ВТУЛКАМИ ИЗ МАТЕРИАЛОВ С ПАМЯТЬЮ ФОРМЫ

А.Л. Саруев[1], А.С. Закусов[1], В.С. Варгамыдин[2]
Научные руководители доцент В.А. Хохлов[2], профессор Л.А. Саруев[1]
[1]Томский политехнический университет, г. Томск, Россия
[2]Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Термомеханическое соединение (ТМС) – это соединение трубопроводов втулками из никелида титана. Как известно, преимущество использование ТМС перед обычными соединениями – сварными или с натягом, в том, что элементы соединения не требуют точной обработки поверхностей, технология сборки более проста, и может осуществляется в любых условиях, в том числе и в полевых [1].

Такие соединения перспективны для использования на нефтеперерабатывающих заводах и в системах транспортировки нефти и газа.

В связи со сказанным представляется целесообразным создание технологий соединения трубопроводов на базе ТМС втулками из никелида титана [3].

В докладе приводится технологический процесс сборки, метод раздачи втулки со схемой дорнования, охлаждающие среды, смазки и покрытия и, непосредственно, сборка ТМС.

Технологический процесс сборки состоит из следующих стадий:

3. Радиальная деформация (раздача) втулки в среде хладагента, имеющей исходный внутренний диаметр, меньший диаметра трубки, до определенной степени деформации, обеспечивающей технологический зазор для облегчения насадки втулок на трубу, расчетный натяг и учитывающий упругое формовосстановление после процесса раздачи;

4. Охлаждение, при необходимости, концов труб;

5. Насадка втулок на концы трубопроводов. Операция может происходить при температуре окружающей среды;

6. Выдержка при температуре окружающей среды (порядка 1 – 1,5 мин.), в процессе которой происходит формовосстановление втулки и обжатие концов трубопроводов с получением герметичного соединения.

Метод раздачи. Существует ряд методов пластического деформирования, которые можно использовать для радиальной деформации втулок в низкотемпературной среде [2].

Среди них метод раздачи путем приложения гидродинамического или электрогидравлического импульса, где передающей средой может быть жидкий хладагент.

Метод использования вязкоупругих сред (например полиуретана) путем воздействия на них внешним давлением.

Метод использования цанговых оправок, дающих возможность регулировать степень пластической деформации.

Метод раздачи осесимметричным телом – дорном.

Последние два метода вполне применимы для раздачи втулок с уплотняющими поясками. В данной работе был использован метод дорнования – наиболее простой, не требующий специального оборудования, обеспечивающий достаточную точность.

Схемы дорнования: проталкиванием (рис.1а) и протягиванием (рис.1б) дорна через муфту. На наш взгляд при правильном конструктивном оформлении схемы равнозначны с точки зрения устойчивости втулки и исключения перекосов в процессе рабочего хода дорна. Однако первая схема предпочтительней, так как осуществима наиболее простыми средствами, предполагает меньшие затраты времени на весь цикл раздачи и сборки.

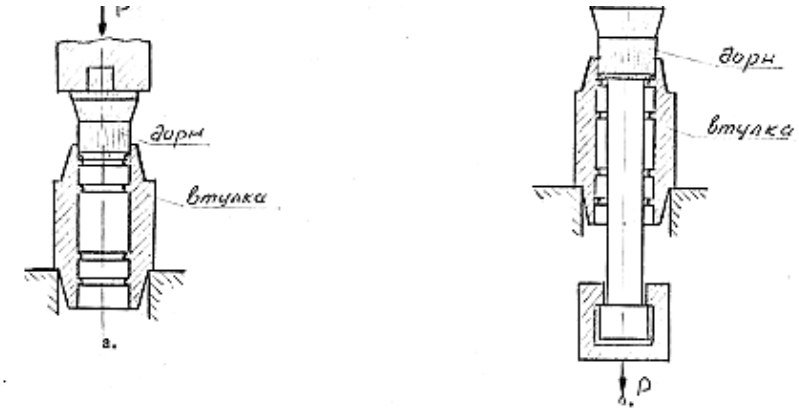


Рис.1 Схемы дорнования

Дорн. Является элементом технологической оснастки, к которому предъявляются наиболее жесткие требования по геометрическим размерам.

Скорость раздачи. Является ванным параметром технологического процесса, определяющим температурный режим и качество деформации, а также трещиностойкость втулок. При сравнительно больших скоростях деформации возможно повышение температуры в локальных областях за счет трения наружных поверхностей дорна и поясков, переход материала этих областях в аустенитное состояние и, как следствие, – снижение коэффициента формовосстановления. Не исключено появление в этом случае растрескивания втулок.

Управлять скоростью радиальной деформации можно за счет скорость движения пуансона и за счет изменения угла нижней конической части дорнов (рис.2). Опытом установлены наиболее оптимальные угол конуса 8 – 10^{o} и скорость движения дорна – 40-70 мм/мин, что соответствует скоростям движения траверс и пуансонов стандартного прессового оборудования; меньшие углы выбираются при большей скорости пуансонов.

Охлаждающая среда. Должна удовлетворять нескольким требованиям: охлаждать втулки до температур не выше точки Мн, быть взрыво- и пожаробезопасной, дешевой, доступной, нетоксичной, химически неактивной. Всем этим требованиям, как известно, отвечает жидкий азот, который и использовался в данной работе и под который спроектирована и изготовлена криоаппаратура. Однако не исключено использование и других хладагентов – жидкого кислорода, воздуха.

Смазка и покрытия. Использование ее приводит к тройному положительному эффекту: а) происходит снижение осевого усилия дорнования в 1,5 – 2 раза в зависимости от вида смазки; б) снижается износ дорнов за счет уменьшения трения.

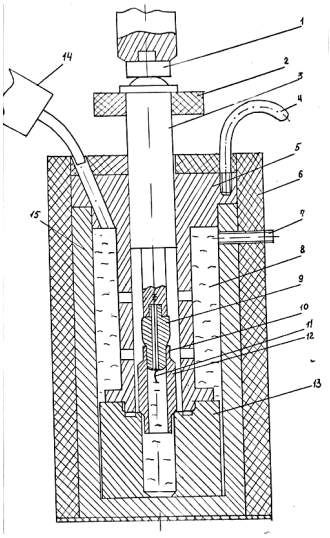


Рис.2 Дорн

В наших опытах стойкость составляла на алмазном покрытии порядка 10 втулок и 2 – 3 втулки, раздаваемых без покрытия (использовались дорны из стали 45). В последнем случае происходит истирание дорнов и уменьшение поперечных размеров; в) снижается температура трения, что снижает вероятность появления аустенитной фазы в процессе дорнования и позволяет увеличить скорость.

Возможно использование смазок на основе полимеров и твердых гальванических покрытий на основе кадмия, цинка.

В нашей работе использовали новое износостойкое кластерное покрытие на основе хрома и ультрадисперных алмазов, разрабатываемого совместно АНИИХТ (Бийск) и СФТИ при участии вышеуказанных научных руководителей.

Охлаждение концов труб является предпочтительной операцией, так как за счет температурной усадки размеров трубы увеличивается технологический зазор, что облегчает процесс сборки, снижает градиент температур и снижает макродефектность в зоне контакта. Охлаждение производится в отдельном сосуде, или если это невозможно, то клещами с охлажденными трубками.

В принципе, охлаждение концов необязательно, если технологический зазор достаточен для осуществления сборки за время не более 30 секунд.

Сборка ТМС. После операции дорнования втулки могут поступать сразу на сборку. Однако возможно их длительное хранение в среде жидкого азота. Перед операцией сборки на одной из труб закрепляется ограничительный хомут на расстоянии от конца, равном половине длине втулки. Затем муфта извлекается из азота специальными клещами с теплоизолирующими губками, насаживается на конец трубы до упора в хомут. После этого вторая труба вставляется до упора в свободную часть втулки. Собранное соединение выдерживается 1 – 1,5 минуты для обеспечения взаимной неподвижности элементов и жесткости сборки. В случае проведения сборки в условиях ограниченной осевой подвижности трубопроводов, втулка может одеваться на трубу без ограничителя на полную ее длину, затем после установки второй трубы втулка сдвигается на нее до ограничителя. Такой способ целесообразен при монтаже трубопроводов на местах.

Прочность соединения. Соединения испытывали на предельные осевые (растягивающие) и скручивающие нагрузки. В первом случае соединение, полученное из элементов, приведенных на рис.2а и б и изготовленные из никелида титана и стали12*18 Н 10Т, собранные с технологическим зазором 0,2 мм и натягом 0,8 мм, испытывались на разрывной машине Р5. Соединение разрушалось за счет вытягивания труб из втулки. Среднее усилие на разрыв составляло 9,5 кН, что соответствует внутреннему давлению в замкнутой системе при заданных размерах трубопровода 84,1МПа. Последняя цифра представляет разрушающее давление данного соединения.

Предельное скручивающее усилие, приводящее к взаимному повороту составляло 3,5 кН*м. Оно определялось в исследовательских целях для расчета предельных напряжений.

Технология ТМС прошла испытание в СФТИ при ТГУ. Результаты могут быть применены для труб больших диаметров, чем указанных в таблице.

Литература

1. Перепелицын И.А., Комисарова Н.П. Трибологические аспекты применения материалов с мартенситными термоупругими превращениями в узлах нефтепромыслового оборудования // Проблемы геологии и освоения недр: Материалы докладов Второй Международной научной конференции студентов, аспирантов и молодых ученых им. академика М.А. Усова. – Томск, 1998. – Т.2. – С. 95 – 96.
2. Чернов Д.Б. и др. Термомеханические соединения элементами с памятью формы // Авиационная промышленность. – М., 1984. – №6.
3. Комисарова Н.П., Тертюк С.В. Никелид титана – эффективный материал для элементов термомеханических соединений трубопроводов // Проблемы геологии и освоения недр: Труды Третьего Международного научного симпозиума студентов, аспирантов и молодых ученых им. академика М.А. Усова. – Томск, 1999 – С. 301 – 302.

АНАЛИЗ ДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ И НАПРЯЖЕНИЙ ПРИ ВРАЩАТЕЛЬНО-УДАРНОМ НАГРУЖЕНИИ СОЕДИНЕНИЙ БУРОВЫХ ШТАНГ

А.Л. Саруев, А.А. Казанцев, А.П. Колодин
Научный руководитель профессор Л.А. Саруев
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Для изучения процесса прохождения импульса через резьбовое соединение проанализируем экспериментальные данные, полученные для муфтового соединения буровых штанг (рис.1). На муфте вдоль

резьбового соединения и в специальных продольных канавках на штангах с двух диаметрально противоположных сторон наклеивались тензорезисторы с базой 3 мм [1].

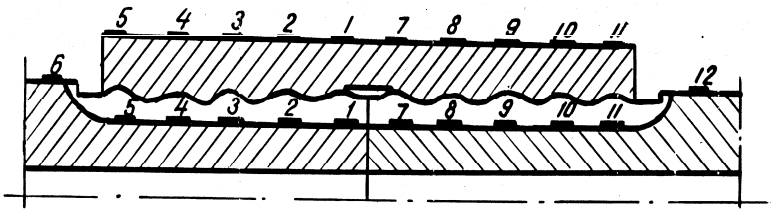


Рис.1 Схема расположения тензорезисторов

Предварительное завинчивание става штанг осуществлялось вращательно-ударным механизмом БГА при осевом усилии подачи $4 \cdot 10^3$ Н. Таким образом, при прохождении ударного импульса фиксировалось лишь изменение распределения напряжений по длине соединения [2].

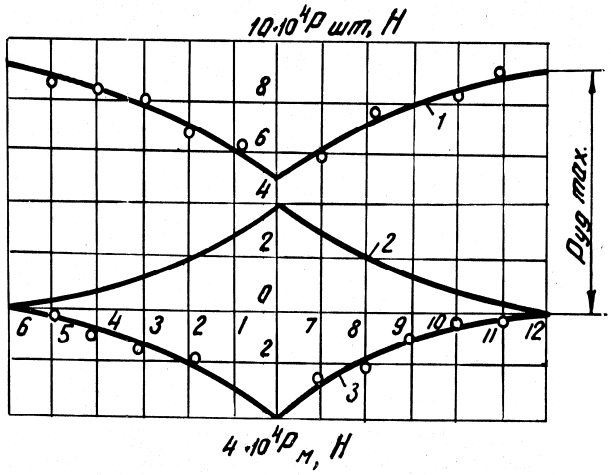


Рис.2 Распределение амплитуды импульса силы по длине муфтового соединения при вращательно-ударном бурении: 1 – распределение амплитуды дополнительной нагрузки в резьбовой части штанги при прохождении импульса через соединение; 2 – распределение осевой силы в резьбовой части штанги от действия крутящего момента; 3 – распределение усилий затяжки, от которых силовой импульс освобождает муфту

Волна деформации, сжимая резьбовую часть штанг, освобождает соединительный элемент от деформации растяжения, предварительно созданной в нем при затяжке соединения крутящим моментом (рис.2). После прохождения волны сжатия через соединение деформация растяжения в муфте восстанавливается.

В случае действия на соединение импульса растяжения, муфта испытывает соответствующую дополнительную нагрузку растяжения.

Таким образом, при прохождении импульса сжатия через соединение штанг имеет место последовательное освобождение муфты от усилия предварительной затяжки. При этом деформаций сжатия в муфте не наблюдалось благодаря достаточным осевым зазорам между витками круглой резьбы муфты и штанги [3].

Рассмотрим диаграмму усилий (рис.3) и осциллограммы силовых импульсов (рис.4), действующих в резьбовом соединении буровых штанг. При действии крутящего момента на соединение сила сжатия резьбовой части штанг равна силе растяжения муфты.

$$P_{шт} = P_м = Q_з,$$

где $P_{шт}$ – сила сжатия штанги;
$P_м$ – сила растяжения муфты;
$Q_з$ – усилие затяжки соединения.

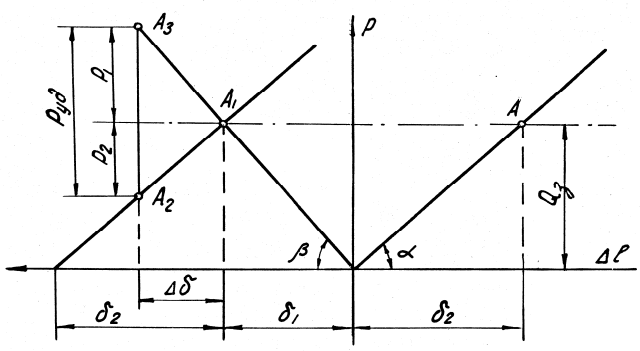


Рис.3 Диаграмма усилий в резьбовом соединении штанг при прохождении силового импульса

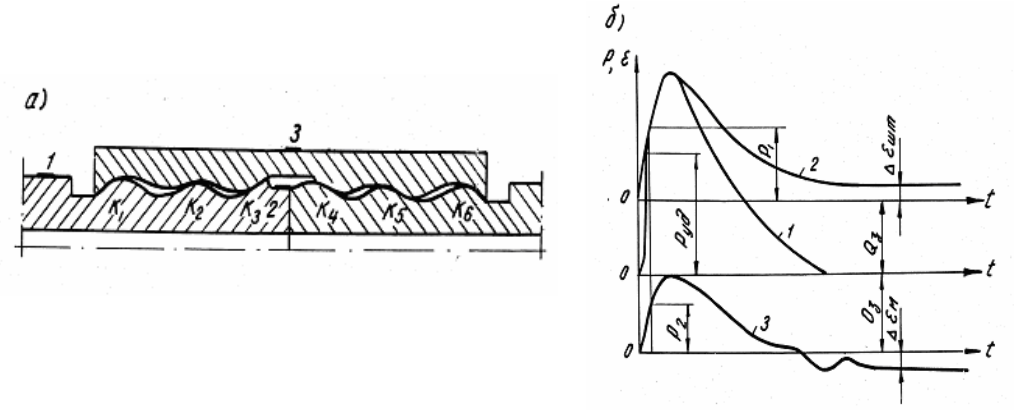


Рис.4 Осциллограммы силовых импульсов в резьбовом соединении штанг:
а) места наклейки тензорезисторов (1, 2 и 3) на деталях соединения;
б) осциллограммы, зафиксированные тензорезисторами:
1 – в штанге до резьбовой части, Руд; 2 – у торца штанги, Р1; 3 – в средней части муфты, Р2.
$\Delta\varepsilon_м$ и $\Delta\varepsilon_{шт}$ – увеличение деформации резьбовой части штанги и муфты в процессе довинчивания и действия сил неупругого сопротивления

Литература

1. Саруев А.Л. Анализ нагрузок на элементы резьбовых соединений штанг при вращательно-ударном бурении разведочных скважин из подземных выработок // Проблемы геологии и освоения недр: Труды Четвертого Международного научного симпозиума им. акад. М.А. Усова. – Томск: Изд-во НЛТ, 2000. – С. 436 – 437.
2. Саруев А.Л. Результаты экспериментальных исследований передачи силовых импульсов по ставам буровых штанг // Совершенствование методов поиска и разведки, технологии добычи и переработки полезных ископаемых: Тез. докл. Всероссийской научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых КГАЦМиЗ. – Красноярск: Изд-во. КГАЦМиЗ, 1999. – С. 31.
3. Саруев А.Л., Саруев Л.А. Динамические процессы и напряжения в элементах резьбовых соединений буровых штанг при вращательно-ударном нагружении. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – С. 48 – 54.

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ТЕХНИКО–ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ МАШИН ДЛЯ БУРЕНИЯ ПОДЗЕМНЫХ СКВАЖИН

А.Л. Саруев, А.С. Пашкова, А.А. Казанцев
Научные руководители профессор В.Г. Лукьянов, профессор Л.А. Саруев
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Процесс бурения подземных скважин малых диаметров машинами вращательно-ударного действия следует рассматривать как систему, которая предполагает наличие трех элементов: забоя, технологии бурения и бурильной установки. Ведущим и активным элементом в этой системе является бурильная установка, параметрами которой, главным образом, определяется эффективность бурения.

Эти параметры (конструктивные, технологические, экономические) образуют совокупность входных и выходных переменных этого элемента системы. Количество их значительно, а степень влияния на эффективность – различна, в связи с чем возникает задача их оптимизации [1].

Поэтому разработка метода, с помощью которого на стадии проектирования устанавливаются условия и факторы, определяющие уровень экономичности машины, формируются их влияние и взаимосвязь, имеет актуальное значение.

Цель методики: помочь конструктору на ранних стадиях проектирования провести комплексный технико-экономический анализ конструкции установки и на его основании определить параметры, обеспечивающие ее эффективность[2].

Задача, решаемая методикой: определить такие конечные значения параметров бурильной установки, которые обеспечили бы максимально возможную производительность бурения, при снижении целого ряда таких основных и дополнительных показателей экономической эффективности, как себестоимость единицы продукции (1 пог. метр скважины или 1 т добытой руды); капитальные затраты, отнесенные на единицу продукции; удельная материалоемкость и мощность.

Содержанием методики является решение следующих задач:

- анализ структуры цикла бурения;
- математическое моделирование цикла бурения;
- выбор критерия эффективности и его связи с моделируемыми параметрами;
- разработка технико-экономической модели процесса бурения;
- разработка оптимизации параметров бурильной машины;
- анализ технико-экономических показателей.

Сменная производительность бурильной машины определяется такими главными факторами, как механическая скорость бурения, подготовительно-заключительные операции, коэффициент загрузки машины.

Для инженерных расчетов с достаточной точностью можно рекомендовать упрощенный метод определения средней величины механической скорости бурения:

$$V_б = \frac{H}{T_б}, \tag{1}$$

где H – глубина бурения скважины, м; $T_б$ – время «чистого» бурения, мин.

Потери времени на подготовительно-заключительные операции учитываются коэффициентом непрерывности бурения:

$$K_б = \frac{T_б}{T_б + T_{в.о.}}, \tag{2}$$

где $T_{в.о.}$ – подготовительно-заключительные и вспомогательные операции, отнесенные на глубину скважины.

Коэффициент загрузки машины $K_з$ зависит от обеспеченности ее фронтом работ и других организационных факторов. На стадии проектирования $K_з$=1.

Тогда формула сменной производительности машины, представленная в общем виде как:

$$Q_{см} = V_б \cdot T_{см} \cdot K_б, \tag{3}$$

с учетом зависимостей (1) и (2) будет иметь вид:

$$Q_{см} = \frac{T_{см} \cdot H}{T_б + T_{в.о.}} = \frac{T_{см} \cdot H}{T_ц}, \tag{4}$$

где $T_{см}$ – продолжительность рабочей смены, мин; $T_ц$ – длительность цикла бурения скважины, мин.

Операции, составляющие $T_ц$, можно разделить на две группы: операции, величина которых не зависит от параметров установки и приводов ее механизмов – T_1, и операции, зависящие от них – $T_{з.п.}$. $T_{в.о.} = T_1 + T_{з.п.}$

Состав выделенных групп операций следующий:

$$T_1 = t_1 + t_2 + t_3 + t_4 + t_5 + t_6 + t_7 + t_8 + t_9, \tag{5}$$

где t_1,…t_9 – время операций следующего содержания: получение и доставка инструмента, уборка рабочего места, ожидание подхода промывочной жидкости к забою скважины, подключение машины к водонапорной сети, замена коронки, осмотр и смазка машины, подключение к воздушной сети, продувка (промывка) скважины.

$$T_{з.п.} = T_б + t_{з.м.} + t_{с.н.} + t_л + t_{х.х.} + t_{п.р.} + t_{пер.}, \tag{6}$$

где:

$t_{з.м.}$ – закрепление машины в забое;

$t_{с.н.}$ – свинчивание и ввинчивание штанг при разборке и сборке става;

$t_л$ – закрепление става штанг в люнете направляющей рамы установки;

$t_{х.х.}$ – холостой ход вращательно-ударного механизма при сборке и разборке става штанг;

$t_{п.р.}$ – время на поворот направляющей рамы машины на следующую скважину;

$t_{пер.}$ – переезд бурильной установки на новый веер скважин.

Тогда уравнение производительности (4) будет иметь вид:

$$Q_{см} = \frac{T_{см} \cdot H}{T_1 + T_б + t_{з.м.} + t_{с.н.} + t_л + t_{х.х.} + t_{п.р.} + t_{пер.}}, \text{ м/смену} \tag{7}$$

Анализ приведенных данных зависимостей показывает, что время выполнения операций можно уменьшить за счет изменения многих параметров. Причем имеет место косвенная взаимосвязь операций, то есть уменьшение одной за счет какого-либо параметра может вызвать рост продолжительности другой. Поэтому возникает необходимость правильного выбора тех параметров, изменение которых привело бы к максимальному уменьшению $T_{в.о.}$, а значит, и к росту производительности бурильной установки.

Этой цели служит средняя продолжительность операции, которая является критерием рационального пути увеличения производительности:

$$t_{on} = \frac{T_{з.п.}}{n} = \frac{\sum_{i=1}^{n} t_i}{n}, \text{ мин} \quad (8)$$

где t_i – продолжительность выполнения i-той операции при бурении скважины, мин; n – количество операций, составляющих величину $T_{з.п.}$.

Связь критерия с производительностью видна, если в выражении (7) сумму операций $t_{з.м.}+ \ldots +t_{пер.}$ заменить величиной $t_{оп} \cdot n$, взятой из (8), то есть:

$$Q_{см} = \frac{T_{см} \cdot H}{T_1 + t_{оп.} \cdot n}, \quad (9)$$

Производительность бурения (9) будет расти при $t_{оп} \rightarrow \min$. Анализ формулы (8) показывает, что достигнуть этого можно несколькими способами:

Уменьшить суммарную продолжительность операций путем сокращения величин ее составляющих:

$T_{з.п.} \rightarrow \min$ при n=const.

Сократить количество наиболее продолжительных операций $n \rightarrow 1$, не изменяя величины остающихся (теоретически, пределом сокращения служит одна операция – бурение).

Уменьшить продолжительность отдельных операций и их количество: $T_{з.п.} \rightarrow \min$ и $n \rightarrow 1$.

Уменьшение времени операций любым из указанных способов достигается за счет изменения параметров. Этот процесс выглядит следующим образом: при изменении каждого параметра на определенный интервал Δi (не следует изменять параметры сразу до своего предельного значения) изменяются продолжительности операций и получаются новые значения $t_{оп\ i}$ (8). Из всех параметров рационально изменять тот, который дает максимальное сокращение $t_{оп}$, то есть $\Delta t_{оп} = t_{оп} - t_{оп\ i} \rightarrow \max$.

Анализ этой задачи по оптимизируемым переменным показывает, что она является нелинейной многоэкстремальной функцией, на которую накладываются ограничения. Поэтому для ее решения выбран метод покоординатного спуска (метод Гаусса-Зейделя).

Разработанная технико-экономическая модель бурильных установок позволяет оптимизировать их параметры одновременно по нескольким критериям (Q, $З_{пр}$, C, G, $N_у$).

Как показали результаты исследований технико-экономической эффективности конкретных бурильных установок ООО «КузНИИ шахтострой» (БУ 80 Старооскольского завода), за счет оптимизации их параметров можно добиться увеличения производительности на 18…20%.

Литература

1. Алимов О.Д., Дворников Л.Т. Бурильные машины. – М.: Машиностроение, 1976. – 295 с.
2. Казанцев А.А., Саруев Л.А., Саруев А.Л. Техника бурения подземных скважин и анализ динамики колонны штанг малого диаметра при вращательно-ударном нагружении: Научное издание. – Юрга: Изд-во ЮТИ ТПУ, 2007. – 127 с.

ФОРМИРОВАНИЕ КОМПЬЮТЕРНОЙ МОДЕЛИ ГОРНЫХ ПОРОД НА ОСНОВЕ ДАННЫХ ГЕОСТАТИСТИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ И НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ

А.Е. Селезнев
Научный руководитель профессор А.А. Шоломицкий
Донецкий национальный технический университет, г. Донецк, Украина

В недрах Украины содержится большое количество различных горных пород пригодных для промышленной разработки, о чем свидетельствует наличие множества месторождений полезных ископаемых, как на западе, так и на востоке страны. При этом большинство существующих месторождений полезных ископаемых разрабатываются на основе данных, полученных в результате работ по геологическому изучению недр, проведенных еще в 60-80х годах прошлого столетия. В результате этого многие месторождения полезных ископаемых практически полностью разработаны или их дальнейшая эксплуатация является экономически невыгодной и неперспективной.

Согласно Кодекса Украины «О недрах» [5] работы по геологическому изучению недр проводятся и организуются специально уполномоченным центральным органом исполнительной власти по геологическому изучению и обеспечению рационального использования недр на основе специальных комплексных или целевых программ и финансируются из государственного бюджета Украины, за счет поступлений от горных предприятий за выполненные раньше геологоразведочные работы, которые финансировались из государственного бюджета. Но, ввиду того, что с 2002 года горные предприятия временно освобождены от уплаты данного платежа, фактически работы по геологическому изучению недр носят точечный характер и не позволяют выявить и включить в Государственный фонд месторождений полезных ископаемых для дальнейшей промышленной разработки новые перспективные месторождения [1].

Поэтому многие горные предприятия вынуждены кроме дорогостоящей лицензии на добычу полезных ископаемых (от 1 млн. грн.) приобретать дополнительную лицензию на геологическое изучение полезных ископаемых для разведки новых месторождений. При этом, учитывая дороговизну комплекса горно-буровых и эксплуатационных работ, горные предприятия (как частной, так и государственной форм собственности)

стремятся привлечь иностранные инвестиции в финансирование разработки нового месторождения, с целью компенсирования затрат на его разведку.

Но, для привлечения иностранных инвестиций, инвестор должен быть уверен в эффективности вложения своих средств в разработку нового месторождения, т.е. получения прибыли. Для этого, в 1989 году Австралийский Объединенный Комитет по Рудным Запасам (Joint Ore Reserves Committee (JORC)) опубликовал «JORC Code», в который входили рекомендации по классификации и составлению публичной отчетности по рудным запасам. На основе этой публикации созданный в 1994 году Совет Горных и Металлургических Организаций (the Council of Mining and Metallurgical Institutions (CMMI)), впоследствии переименованный в Combined Reserves International Reporting Standards Committee (CRIRSCO), утвердил в 1997 году Международный шаблон отчетности для опубликования результатов разведки месторождения полезных ископаемых, его минеральных ресурсов и минеральных запасов. По этому стандарту минеральные ресурсы делятся на номинальные и подсчитанные, а минеральные запасы на возможные и оцененные. Составленный по международному шаблону отчет является «визитной карточкой» месторождения, и его публикация позволяет горному предприятию рассчитывать на реальные иностранные инвестиции.

Основная проблема для внедрения данной формы отчетности на горных предприятиях Украины заключается в том, что подсчет минеральных запасов, должен производиться с учетом современных методов количественной локальной экстра- и интерполяции данных бурения. Одним из таких методов является геостатистика, который позволяет повысить эффективность геологоразведочных работ и снизить затраты на горно-буровые работы. При этом при обработке данных бурения с помощью данного метода есть ряд существенных ограничений (например, однородность обрабатываемого материала, стационарность пространственной функции, нормальность распределения вероятностей показателей данных бурения, линейность интерполяционной функции), которые можно снять с помощью бурно развивающейся технологии обучаемых нейронных сетей.

Геостатистика позволяет получить формальную модель горных пород. Данное представление модели не является эффективным и современным для ведения разработки месторождения и оценки минеральных запасов. Более удобной моделью с точки зрения существующих компьютерных технологий является трехмерное представление модели горных пород с использованием мощных графических библиотек, таких как OpenGL или DirectX. Данные графические библиотеки в совокупности с математическими алгоритмами анализа пространственных данных позволяют не только представить в графическом виде модель горных пород, но и выполнить множество исследований по характеру их расположения в пространстве. Кроме того, данные графические библиотеки, в частности OpenGL, позволяют создать не просто статическое изображение модели месторождения, а ее интерактивную интерпретацию, что делает использование модели гибким и универсальным средством анализа данных, полученных на основе геостатистических расчетов.

Таким образом, основной целью для эффективной разработки месторождений полезных ископаемых и привлечения необходимых инвестиций на горное предприятие является формирование компьютерной модели горных пород на основе данных геостатистических расчетов и нейронных сетей.

Этапы формирования компьютерной модели горных пород с использованием геостатистических и нейронных методов приведены на рис.1.

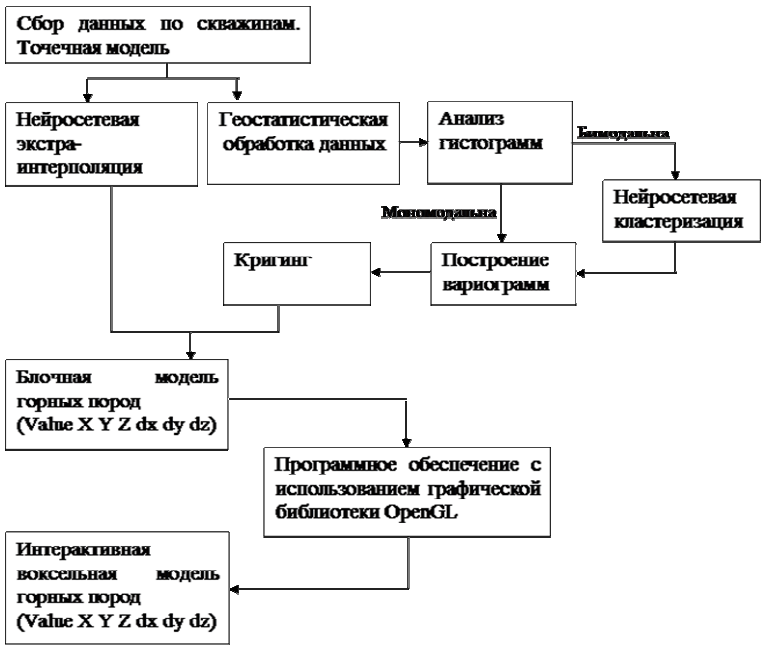


Рис.1 Этапы формирования компьютерной модели горных пород

Формирование модели начинается со сбора данных полученных в результате комплекса горно-буровых работ. Такими носителями информации являются всевозможные планы, карты, с помощью которых можно

получить координаты устья скважин. Вертикальные планы апробации проб в скважинах дают информацию о количественном содержании горных пород. Также должны учитываться данные инклинометрии при расчете трехмерных координат центров проб.

Существует множество методов интерполяции данных бурения, но одними из совокупности перспективных и современных методов являются: нейросетевой метод и геостатистический метод.

Нейросетевой метод аппроксимации пространственной функции по набору точек, предполагает проектирование и обучение нейронной сети по точечной модели (обучающая выборка), используя алгоритм обратного распространения ошибки. При этом точечная модель разбивается (дискретизируется) на конечное число пространственных точек – вокселей (элементарная область трехмерного пространства [3]). Для прогноза количественной характеристики горной породы используется двухслойная нейронная сеть с тремя входами и одним выходом и сигмоидальной передаточной функцией нейронов [6, 9]. Таким образом, нейронная сеть аппроксимирует функцию Value = f(x,y,z). Разработка, анализ и внедрение нейронных сетей в производство, в частности на горные предприятии при создании моделей горных пород, позволит существенно повысить точность и быстроту формирования таких моделей, что позволит предприятию эффективнее вести разработку месторождения полезных ископаемых. Поэтому стоимость разработки и внедрения нейросетевых технологий в производство в мире очень высока – от нескольких десятков тысяч долларов.

Геостатистический метод количественного локального прогноза состоит из следующих элементов:

а) предварительная статистическая обработка – анализ оценок статистик исследуемого параметра, а также его гистограммы для выявления неоднородностей (бимодальности – наличие нескольких вершин в гистограмме) в массиве данных. При установлении бимодальности гистограммы данные необходимо разделить на различные массивы и обрабатывать их каждый в отдельности. Одним из перспективных методов кластеризации (категоризации) данных при наличии бимодальной гистограммы является использование нейронных сетей встречного распространения.

б) вариография – анализ точечной модели для оценки численных параметров функции пространственной изменчивости исследуемого параметра (эффект самородка, зона влияния и порог) и определение математической модели, которая описывает данную функцию (сферическая, экспоненциальная, гаусса и др.).

Для определения главного направления пространственной изменчивости (направление, вдоль которого сумма значений пространственной изменчивости минимальна) рассчитывают карты вариограмм, как в двумерной плоскости, так и в трехмерном пространстве.

Определение главных осей пространственной изменчивости выполняется путем визуального анализа карты и нескольких предварительных расчетов вариограмм по предполагаемым направлениям. Основной задачей карты вариограмм является определение направлений главных осей и коэффициентов анизотропии для данного массива данных.

в) кригинг – разбиение пространства на блоки фиксированного размера и расчет исследуемого параметра в каждом блоке по выбранной модели вариограммы. Для расчета кригинга создан программный пакет, который позволяет рассчитывать как простой кригинг (Simple Kriging), так и обычный кригинг (Ordinary Kriging). Кроме того, имеется возможность рассчитать дисперсию оценок кригинга в блоках и выполнить кросс-проверку полученной математической модели вариограммы [2, 4, 7].

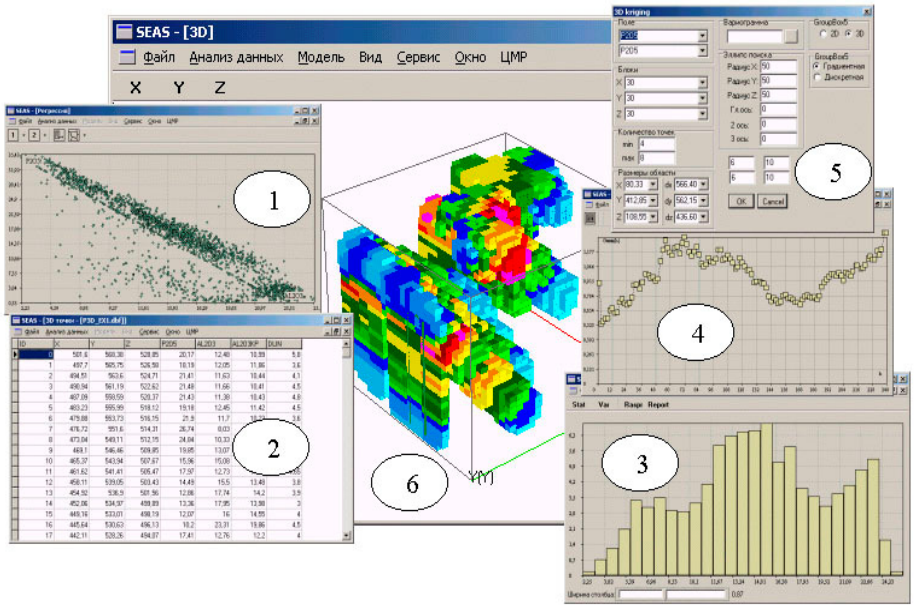


Рис.2 Разработанный программный комплекс состоит из следующих модулей:
1) модуль регрессионного анализа; 2) модуль исходных данных; 3) модуль статистического анализа;
4) модуль авторегрессионного анализа; 5) модуль задания параметров процедуры кригинга;
6) модуль трехмерной графической визуализации полученной модели

Полученная в результате применения геостатистических или нейронных методов блочная модель, с помощью разработанного программного обеспечения с использованием графической библиотеки OpenGL, обрабатывается и выводится на экран монитора в виде тонированных псевдоцветами кубов, центр которых располагается в точке кригинговой оценки. При этом используются всевозможные техники компьютерной графики для придания модели реалистичного вида. Для этого был разработан программный комплекс, позволяющий выполнить геостатистическое моделирование и представить полученные результаты в графическом виде (рис.2).

Информация, изложенная в статье, и разработанный программный комплекс могут быть использованы горными предприятиями при проведении комплекса горно-буровых работ, при подсчете и оценке минеральных запасов на месторождении, а также при желании горного предприятия получить иностранные инвестиции для развития своего бизнеса.

Литература

1. Горный Закон Украины // Ведомости Верховной Рады (ВВР). – Киев, 1999. – №50. – С. 433.
2. Давид М. Геостатистические методы при оценке запасов руд. – М.: Недра, 1980. – 360 с.
3. Давыденко Е.В. Воксельная технология моделирования объектов // Графика и мультимедиа. – М., 2002. – №3. – С. 12 – 15.
4. Капутин Ю.Е. Горные компьютерные технологии и геостатистика. – М.: Недра, 2002. – 424 с.
5. Кодекс Украины «О недрах» // Ведомости Верховной Рады (ВВР). – Киев, 1994. – №36. – С. 340.
6. Круглов В.В., Дли М.И., Голунов Р.Ю. Нечеткая логика и искусственные нейронные сети. – СПб.: НейроЛит, 2003. – 384 с.
7. Матерон Ж. Основы прикладной геостатистики. – М.: Недра, 1968. – 365 с.
8. Эйнджел Э. Интерактивная компьютерная графика. – М.: Издательский дом «Вильямс», 2001. – 471 с.
9. Яхъяева Г.Э. Нечеткие множества и нейронные сети. – М.: БИНОМ, 2006. – 238 с.
10. Deutsch C.V., Journel A.G. GSLIB – Geostatistical Software Library. – New York: Oxford University Press, 1992. – 312 P.

ОБОСНОВАНИЕ ТРЕБОВАНИЙ К ТРАНСМИССИИ ГЕОХОДА

В.Ю. Тимофеев[1]
Научный руководитель доцент А.В. Рудаченко[2]
[1]Юргинский технологический институт – филиал Томского политехнического университета, г. Юрга, Россия
[2]Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время строительство трубопроводов бестраншейным способом, а также прокладка тоннелей и коллекторов различного назначения производится с использованием различных технологий. Применение той или иной технологии зависит от диаметра выработки, ее длины, характеристики грунта, гидрологических, сейсмических и других факторов. Традиционными технологиями в данной области проходки подземных выработок являются: для бестраншейной прокладки трубопровода – наклонно-направленное бурение, прокол и горизонтальное бурение. Для прокладки тоннелей и коллекторов – микротоннелирование и щитовая проходка. Рассматривая перечисленные выше способы образования подземной выработки приходим к выводу, что данные технологии имеют как очевидные преимущества, так и недостатки, связанные с ограниченностью диаметра и длины выработки, ограниченностью по грунтовым условиям, а также сравнительно небольшие скорости проходки. В настоящее время в Институте угля и углехимии сибирского отделения Российской академии наук предложен инновационный способ проходки подземных выработок – геовинчестерная технология и агрегат, реализующий данную технологию – геоход. Геовинчестерная технология это процесс механизированного проведения горных выработок с формированием и использованием системы законтурных винтовых и продольных каналов, по этим каналам как в соединении винт-гайка, геоход как бы ввинчивается в окружающую его породу. При этом операции по разработке забоя, уборке горной массы, креплению выработанного пространства, а также перемещению всей проходческой системы на забой осуществляются в совмещенном режиме. Поэтому применение в будущем данной технологии, возможно совершенно для различных, целей от сооружения подземных магистралей метрополитена, железнодорожного транспорта и автотранспорта до подземной прокладки трубопроводов при преодолении естественных и искусственных препятствий. Геоход – это аппарат, движущийся в подземном пространстве с использованием геосреды, является новым классом горнопроходческой техники [1]. В ходе создания геохода в конце прошлого века группой ученых и инженеров были проведены научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы, в ходе которых была разработана методика расчета силовых параметров привода геохода, а также математическая модель, в первом приближении, описывающая взаимодействия геохода с окружающей его геосредой. Геоход ЭЛАНГ-3 прошел натурные испытания.

Экспериментальные испытания геохода ЭЛАНГ-3 доказали принципиальную возможность нового способа перемещения с использованием самой геосреды для перемещения геохода, а также достигнуто снижение металлоемкость проходческого агрегата по сравнению с проходческими щитам того же диаметра, снижение энергопотребления проходки, возможность проведения горных выработок в сложных горно-геологических условиях и проведения выработок под различными углами наклона относительно горизонта [2].

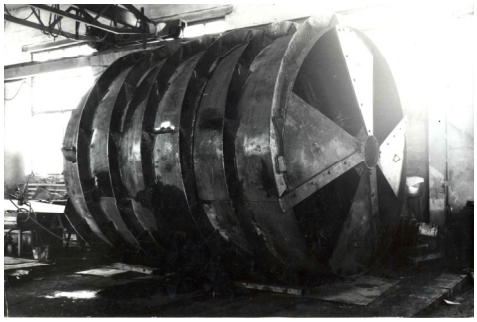


Рис.1 Экспериментальный образец геохода ЭЛАНГ-3

Как и в любом движущемся агрегате в геоходе для обеспечения усилия на движителе требуется устройство для преобразования энергии от силовой установки и передачи его на внешний движитель – трансмиссия. В геоходе ЭЛАНГ-3 роль трансмиссии выполняют гидроцилиндры надвига. Применение гидроцилиндров надвига в качестве трансмиссии имеет ряд преимуществ: позволило развить большой крутящий момент при вращении головной секции, освободить призабойное пространство, также преимуществом является то, что нет необходимости в упоре в ранее возведенную крепь, однако у данной трансмиссии есть недостатки. К основным недостаткам можно отнести: сложность синхронизации действия всех гидроцилиндров, цикличность продвижения геохода, запутывание рукавов высокого давления в процессе вращения, неизбежность перекоса штока и поршня в цилиндре вследствие продвижения вперед головной секции. Вышеперечисленные недостатки существенно затрудняют процесс эксплуатации и проектирования геохода и обуславливают необходимость рассмотреть различные возможные варианты замены трансмиссии гидроцилиндрами надвига и создания адаптивной трансмиссии способной развивать необходимые силовые параметры и обеспечивать непрерывность движения самого геохода.

Требования к трансмиссии геохода формируются на основании технических параметров рассматриваемого агрегата, а также на основании особенностей внешней среды и технологии проведения горной выработки. Основными задачами при разработке требований к трансмиссии геохода являются:

- анализ возможных вариантов трансмиссии;
- наработка вариантов компоновочных схем трансмиссий, комбинируя и используя различные виды трансмиссий, и выявление наиболее пригодного к реализации;
- разработка математической модели взаимодействия элементов трансмиссии;
- разработка методики расчета силовых, прочностных параметров трансмиссии геохода;
- определение влияния различных факторов на параметры трансмиссии;

В процессе разработки трансмиссии геохода на начальном этапе необходимо, что бы трансмиссия удовлетворяла следующим требованиям:

- передавать вращательный момент от энергосиловой установки к внешнему движителю;
- обеспечивать достаточную производительность при любом пространственном расположении геохода;
- обеспечивать крутящий момент достаточный для отделения горной породы исполнительным органом;
- обеспечивать крутящий момент на движителе достаточный для продвижения головной и концевой секции геохода;
- размеры и расположение трансмиссии и привода должны оставлять достаточно свободного пространства внутри агрегата для удаления отделенной породы;
- обеспечивать непрерывное перемещение агрегата на забой;
- привод должен обеспечивать маневренность геохода на трассе выработки и реверс его движения;
- привод должен быть смонтирован на единой конструктивной базе геохода.

Литература

1. Аксенов В.В., Горбунов В.Ф., Садовец В.Ю. Экспертная оценка влияния особенностей нового класса горнопроходческой техники на методику расчета его параметров // Вестник КузГТУ. – Кемерово: Издательство КузГТУ, 2004. – №6.1. – С. 43 – 45.
2. Аксенов В.В. Геовинчестерная технология проведения горных выработок. – Кемерово: Институт угля и углехимии СО РАН, 2004. – 264 с.

ОПЫТ ПОСТРОЕНИЯ ЛИТОЛОГО-ПРОЧНОСТНЫХ КАРТ И ОЦЕНКИ ПРОЧНОСТНЫХ СВОЙСТВ УГЛЕНОСНЫХ ПОРОД ПО ДАННЫМ СТАНДАРТНЫХ КАРОТАЖНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ

Д.В. Толубец
Научный руководитель профессор В.Ф. Приходченко
Национальный горный университет, г. Днепропетровск, Украина

Эффективное использование механизации и автоматизации производственных процессов при строительстве и эксплуатации шахт требует высокой достоверности геологической разведки. Поэтому прогнозирование горно-геологических условий по данным разведочных работ является важным вопросом,

непосредственно влияющим на проектирование и строительство горнодобывающих предприятий. Данные о физико-механических свойствах (ФМС) пород и их изменчивости используются для прогноза горно-геологических условий эксплуатации угольных месторождений и строительства шахт. Физико-механические свойства пород в значительной степени определяют рациональный выбор системы разработки месторождения и размеры ее элементов.

В настоящее время прогнозирование устойчивости горных выработок основано на изучении ФМС угленосных пород по керну разведочных скважин. Согласно действующим нормативам лабораторные испытания должны проводиться в 20-25% от общего числа скважин. Такая редкая сеть опробования ограничивает информацию о свойствах породного массива, что снижает достоверность прогноза горно-геологических условий по фактору устойчивости. Если учесть недостатки самой методики испытаний – потери керна в слабых и трещиноватых породах, непредставительность точечных проб и др., становится ясным, что эффективность такого прогноза нельзя признать удовлетворительной. Вместе с тем, данные о ФМС пород могут быть существенно дополнены, а достоверность прогноза значительно повышена путем использования корреляционных связей между геофизическими измерениями в скважинах (ГИС) и показателями механической прочности пород.

Кафедрой ГиРМПИ разработаны методологические основы и прогнозные решения по таким направлениям горно-геологических условий, как устойчивость горных выработок, малоамплитудная нарушенность и ее влияние на состояние породного массива. Прогноз основан на первичных геолого-геофизических материалах – геологической документации скважин и результатах каротажа.

Комплексный подход к оценке прочностных свойств угленосных пород предусматривает:

1. Расчет предела прочности пород при сжатии и растяжении (послойных и в массиве) для кровли (интервал 20м) и почвы (10м) угольных пластов по стандартному комплексу геофизических измерений в скважинах (ГИС) и результатам прямых лабораторных испытаний керна.

2. Выделение зон перемятых, трещиноватых и механически слабых пород (кавернозно-трещиноватых зон – КТЗ) в разрезах скважин по комплексу стандартного, акустического каротажа и геологической документации керна.

3. Характеристика активной кровли угольных пластов по устойчивости, обрушаемости и управляемости.

Последовательный и комплексный подход к прогнозированию поведения пород в горных выработках основан на использовании результатов разведки в полном объеме (стандартный и акустический каротаж, детальное описание керна, лабораторные испытания), что позволяет с максимальной достоверностью характеризовать активную кровлю по трем основным показателям. Состояние горных выработок определяется следующими основными геологическими факторами: глубиной залегания пласта, литологическим составом и механической прочностью боковых пород, их обводненностью, склонностью к расслоению, следами межслоевых подвижек, зонами разуплотнения, перемятости, трещиноватости. Выявление и оценка этих факторов (как критериев прогноза) только традиционными методами уже не отвечают возросшим требованиям проектных и эксплуатационных организаций. Повысить достоверность и качество прогноза можно путем использования комплекса каротажных методов, в т.ч. акустического каротажа. Эффект достигается за счет получения информации по всем разведочным скважинам вместо 10–25% скважин в которых выполняются лабораторные определения физико-механических свойств (ФМС) угленосных пород.

Первый этап. Несмотря на различный подход к порядку и форме обработки фактического материала в основе метода оценки ФМС лежит статистическая обработка данных, корреляционный анализ и расчет уравнений парной и множественной регрессии. Предложенная методика отвечает требованиям нормативных документов, позволяющих оценить ФМС угленосных пород по комплексу ГИС, предполагает строгий учет конкретных геологических условий (литологический состав, степень катагенеза, характер залегания пород, наличие разрывных нарушений и др.) каждого отдельного участка (шахтного поля), для которого проводятся корреляционный анализ и расчет уравнений регрессии. Обрабатываются результаты лабораторных испытаний ФМС пород и методы каротажа, имеющие с ними наиболее устойчивые и тесные связи, т.е. КС-градиент зонд, КС-потенциал зонд, ГК, кавернометрия – $К_в$. Результаты последней связаны с механической прочностью пород нелинейной зависимостью. Этот метод наиболее чувствителен при малых и средних значениях предела прочности пород на сжатие (до 60–65 МПа).

Параметры КС связаны с прочностными показателями зависимостью, близкой к линейной. Однако при малых сопротивлениях, соответствующих породам с низкой механической прочностью, эта связь становится нелинейной, а метод – малочувствительным. Естественная радиоактивность пород находится в обратной зависимости с их прочностью, причем метод наиболее эффективен для пород средней прочности и прочных. Теснота связи между механической прочностью пород и указанными параметрами в многомерных и парных уравнениях регрессии характеризуется коэффициентом корреляции от 0,67 до 0,91. сопоставление средних значений прочности по литотипам, гистограммам и коэффициентам вариации, полученным согласно лабораторным данным, результатам акустического и стандартного каротажа, позволяет считать эти методы равноточными. Рассчитанные с помощью уравнений регрессии прочностные показатели (послойные и в массиве) для 20 м кровли и 10 м почвы, кладут в основу прогнозных инженерно-геологических карт.

Второй этап прогнозирования устойчивости предусматривает выделение и оценку ослабленных зон в скважинах по стандартному комплексу ГИС, акустическому каротажу и геологической документации. Применение стандартного комплекса позволяет не только установить каверну, но и дать ей количественную оценку. Акустических каротаж хорошо выделяет зоны дробления, трещиноватости и горизонты перемятых пород. Эти же зоны отмечаются в геологических журналах при послойном описании керна и всегда сопровождаются его потерями. Метод кавернометрии и плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК-П) позволяют выделить нарушенные интервалы пород и связаны с ними прямой зависимостью.

Влияние буровой колоны на рост диаметра скважины определяется глубиной подбурки под пласт и кривизной ствола. Чтобы исключить влияние этих факторов на характеристику КТЗ, в расчет вводится относительное приращение диаметра Δd как разность между диаметром каверны и средним фактическим диаметром скважины. Наблюдения показали, что в зоне перекрытия кривых каротажа при подбурке на 40 и 500 м протяженность l каверны по оси скважины и приращение Δd практически не менялись. Для количественной оценки ослабленных зон в скважинах предложен коэффициент кавернозности K, отражающий степень пораженности угленосных пород ослабленными зонами:

$$K=\sum_{i=1} r_i l_i (d_{ki}-d_{\phi i}),$$

где r_i – коэффициент, учитывающий расстояние от кровли (почвы) пласта до границы каверны;

l_i – длина каверны по стволу скважины, м;

d_{ki} – диаметр каверны, м;

$d_{\phi i}$ – фактический диаметр скважины в интервале 20 м кровли и 10 м почвы угольного пласта, м.

В основу карт развития ослабленных зон заложены гапсометрические планы пластов. На них выносятся значения коэффициента K, контур предполагаемой ложной кровли, тектонические нарушения и другие данные. Изменения кавернозности (степени ослабления) пород кровли изображается изолиниями на площади шахтопласта. Намеченные на картах зоны в значительной степени характеризуют устойчивость кровли выработок.

Третий этап. Существующие в угольных бассейнах мира классификации пород кровли по степени устойчивости можно разделить на две группы: горно-технические и горно-геологические. В первых – главными признаками являются площадь и продолжительность устойчивого обнажения нижних слоев кровли общей мощностью до 1 м. Основной недостаток такого подхода – отсутствие учета вещественных и текстурно-структурных особенностей, а также тех плоскостей ослабления (КТЗ), которые закладывались в породах процессами седиментогенеза и всем последующим периодом геологического развития угленосного комплекса.

Горно-геологические классификации концептуально базируются на том, что устойчивость и характер обрушения пород определяются их ФМС и геологическими особенностями. Горно-геологические классификации отличаются тем, что они раскрывают причины различного поведения пород в выработке и позволяют предвидеть их характер впереди очистного забоя, а горно-технические классификации только констатируют фактическое состояние пород при различных условиях разработки и являются в этом смысле пассивными.

Нагрузочные свойства кровли очистных выработок зависят от мощности залегающих в ее разрезе легкообрушаемых пород, от мощности и шага обрушения труднообрушаемых пород. Основной критерий разделения кровли на типы по нагрузочным свойствам – отношение суммарной толщины слоев легкообрушаемых пород, находящихся в активной кровли, к вынимаемой мощности угольного пласта, характеризующее долю участия труднообрушаемых пород в формировании внешней активной нагрузки, передаваемой ими на крепь выработки.

Под управляемостью кровли понимается ее способность подвергаться воздействию комплекса мер, обеспечивающих безопасную работу шахтеров и предотвращение вывала пород, зажатие крепей, завалы очистных забоев. Управляемость кровли определяется ее устойчивостью и нагрузочными свойствами.

Карты устойчивости кровли очистных выработок, содержащие информацию о площадях развития ложной кровли и КТЗ, об устойчивости непосредственной кровли, о типе основной по нагрузочным свойствам, а следовательно, и о классе управляемости активной кровли, являются исходными материалами, позволяющими сделать выбор способов управления кровлей, обосновать паспорта крепления, обеспечить безопасность труда, улучшить планирование и организацию горных работ на действующих шахтах, создать наиболее рациональные схемы и порядок отработки угольных пластов при проектировании новых угледобывающих предприятий.

Таким образом, в настоящее время источником информации для прогнозирования устойчивости углевмещающих пород являются литолого-прочностные карты содержащие информацию о литологическом составе и механической прочности пород. Однако сведения о наличии и размерах кавернозно-трещиноватых зон непосредственно влияющих на устойчивость боковых пород, на таких картах отсутствуют. Методика, описанная выше, позволяет выделить и оценить такие зоны в разрезах скважин. Сведения о наличии таких зон в кровле и почве угольных пластов существенно дополняют литолого-прочностные карты и способствуют повышению достоверности прогноза горно-геологических условий при геологоразведочных работах.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ИСКУССТВЕННЫХ ФИЛЬТРУЮЩИХ МАССИВОВ ИЗ ОТХОДОВ ГОРНОГО ПРОИЗВОДСТВА

М.А. Тюленев
Научный руководитель профессор Ю.В. Лесин
Кузбасский государственный технический университет, г. Кемерово, Россия

С каждым годом объемы открытой угледобычи в Кузбассе возрастают. Открытый способ разработки угольных месторождений имеет существенные преимущества по сравнению с подземным, основные из которых – более высокая производительность в расчете на одного рабочего, безопасность работы, низкая себестоимость 1 тонны добытого угля. Однако открытому способу присущи и недостатки – интенсивное загрязнение водных объектов, истощение подземных водоносных горизонтов, нарушение гидрографической сети и значительный объем сброса сточных вод, не всегда очищенных до нормативов ПДК и ПДС. Забор воды на горных

предприятиях намного превышает потребности в ней самих предприятий. Ежедневно угледобывающие предприятия Кузбасса сбрасывают в водоемы около полумиллиона кубометров сточных вод.

Решение вопроса очистки сточных вод при открытой разработке месторождений полезных ископаемых связано с большими трудностями. Значительные сезонные колебания объемов сброса и загрязненности карьерных вод, наличие на разрезах, как правило, нескольких удаленных друг от друга водосбросов, к тому же часто изменяющих свое местоположение по мере развития горных работ, затрудняют использование технологических схем очистки воды в наиболее распространенных очистных сооружениях – отстойниках.

Для решения этого вопроса КузПИ совместно с работниками производства был предложен способ очистки карьерных сточных вод путем их фильтрования через искусственные фильтрующие массивы из отходов горного производства [1]. Этот способ получил широкое распространение в Кузбассе, на Дальнем Востоке и Сахалине. Его достоинствами являются высокая степень очистки воды, малая землеемкость, стационарность, простота возведения, низкая себестоимость очистки. Основными элементами фильтра являются устройство для подачи загрязненной воды, фильтрующий массив, корпус фильтра, устройство для сбора и отвода очищенной воды. При наличии вблизи водосбросов естественных или искусственных выемок (оврагов, логов, русел высохших речек, траншей, канав, отработанных горных выработок и др.) и слабопроницаемых породах, залегающих в их бортах и днище, корпусом фильтра могут быть борта и днище выемок. Вода может поступать к фильтрующему массиву как самотеком по поверхности или трубопроводу, так и с помощью насосов. Фильтрующий массив отсыпается с помощью колесного транспорта и бульдозеров из горных пород, отвечающих соответствующим требованиям.

Поскольку технология отсыпки практически идентична технологии бульдозерного периферийного отвалообразования, то можно сделать вывод о том, что вследствие естественной сегрегации пород по высоте массива его нижняя часть заполняется наиболее крупнокусковым материалом. Очищаемая вода движется с большей скоростью по нижней части фильтра, из-за чего снижается степень ее очистки.

Для решения этой проблемы предлагается возводить на днище фильтра водоупорные перемычки из слабоводопроницаемых пород для искусственного снижения скорости фильтрации воды, а также подъема уровня очищаемой воды в более мелкокусковые слои.

Фильтрующий слой делится по высоте на 3 равные части: мелкокусковую, среднекусковую и крупнокусковую [2]. Поскольку при определении коэффициента фильтрации свежеотсыпанного отвала были получены следующие результаты: $0{,}4*10^{-2}$, $0{,}8*10^{-2}$ и $8{,}4*10^{-2}$ м/с соответственно для верхнего, среднего и нижнего слоев отвала, то можно считать, что весь массив можно разделить по высоте на 2 части, причем высота верхней части принимается за 2/3 общей высоты массива, а нижней – за 1/3.

Следовательно, высота водоупорных перемычек принимается равной 1/3 высоты фильтрующего слоя, а расстояние между ними рассчитывается по формуле:

$$L = \frac{h}{tg\,\alpha}, \text{ м}, \qquad (1)$$

где h – высота перемычки, м; α – угол наклона днища фильтра, град.

С учетом того, что высота фильтрующего массива изменяется, увеличиваясь на протяжении от водоприемника к водосборнику, необходимо отметить, что будет изменяться и высота водоупорных перемычек.

Фильтр, изготовленный по данному способу, работает следующим образом [3].

Очищаемая вода поступает либо самотеком, либо принудительно по трубопроводу в водоприемник и начинает двигаться по нижней части фильтра, заполненной крупнокусковыми породами. Движение очищаемой воды направляет естественный уклон днища фильтра. По мере движения воды механические примеси оседают в порах фильтрующего слоя. Вода достигает первой водоупорной перемычки и начинает скапливаться перед ней, образуя прудок, до тех пор, пока уровень воды не превысит высоту перемычки. При небольшом расходе воды образовавшийся прудок также выполняет роль отстойника, в котором оседают наиболее крупные частицы взвеси, имеющие высокую скорость седиментации. После этого вода перетекает гребень водоупорной перемычки, фильтруясь таким образом, во-первых, с более низкой скоростью, и во-вторых, через более мелкокусковой слой. Далее цикл повторяется. Таким образом вода проходит по всей длине фильтрующего массива, скапливаясь в водосборнике очищенной воды, откуда ее можно откачивать. Фильтр может работать 10-15 лет и более без остановки. После того, как фильтрующий слой заиливается, фильтр останавливают и вводят в действие другой фильтр.

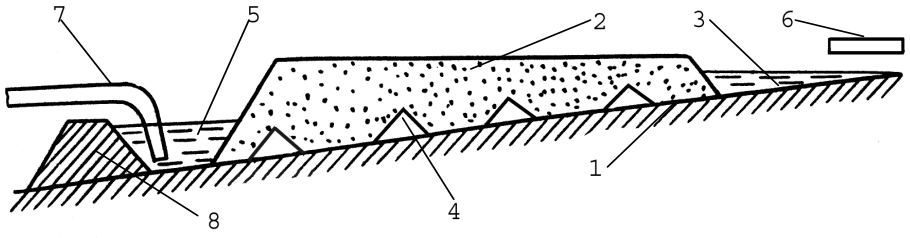


Рис. Конструкция фильтрующего массива с водоупорными перемычками:
1 – днище фильтра; 2 – фильтрующий массив; 3 – водоприемник неочищенной воды; 4 – водоупорные перемычки; 5 – водосборник очищенной воды; 6 – трубопровод для подачи загрязненной воды; 7 – трубопровод для отведения очищенной воды; 8 – водоудерживающая дамба

Строительство такого фильтра осуществляется следующим образом. Выбирают место для сооружения фильтра и выравнивают площадку под днище. В случае, если днище сложено водопроницаемыми породами, отсыпают слой водонепроницаемых пород. Если площадка под днище горизонтальная, то создают уклон в сторону водосборника очищенной воды. Затем в нижней части получившейся площадки отсыпают поперечную дамбу и проводят бульдозерные работы по ее планировке. Дамбу можно отсыпать как путем непосредственной доставки породы к месту разгрузки, так и разгрузкой автосамосвалов с верхней бровки выемки. Затем оставляют участок для водосборника загрязненной воды и производят отсыпку первой водоупорной перемычки. Транспортировать глину можно как до места разгрузки при пути следования по днищу выемки, так и разгрузкой с верхней бровки выемки с соблюдением необходимых правил безопасности. Потом проводят бульдозерные работы и начинают отсыпку следующей перемычки. После того, как все перемычки отсыпаны, начинают сыпать фильтрующий слой по технологии, аналогичной технологии периферийного отвалообразования. Отсыпка начинается от верхней части выемки. Пока вся выемка не заполнится фильтрующим слоем, воду подавать нельзя. Отсыпка может вестись двумя потоками: по ширине выемки и с ее верхних боковых бровок. После того, как выемка заполнена фильтрующим слоем, подводят трубопровод для подачи неочищенной воды.

Ограничивающая дамба в нижней части фильтра отсыпается только в том случае, когда есть необходимость забирать очищенную воду на производственные или иные нужды предприятия. В противном случае дамба не отсыпается, и вода самотеком уходит далее, инфильтруясь под землю.

Данный способ очистки карьерных сточных вод фильтрованием через массивы из крупнокусковых коренных пород вскрыши с применением водоупорных перемычек, отсыпаемых на днище фильтра при его возведении, позволяет повысить степень очистки воды.

Литература

1. Автор. свидет. 1223958, СССР, МКИ B 01 D 23/10. Способ изготовления фильтра для очистки воды. Рыжков Ю.А., Лесин Ю.В., Кретов Б.К. и др. Заявлено 05.04.84; Опубл. 15.04.86. Бюл. №14.
2. Прокопенко С.А. Формирование композиционных отвальных массивов с повышенной плотностью при открытой разработке угольных месторождений Кузбасса: Автореферат дис. канд. техн. наук. – Кемерово, 1988. – 24 с.
3. Патент 2225743, Российская Федерация, МПК7 B 01 D 24/20. Способ изготовления фильтра для очистки воды. Лесин Ю.В., Тюленев М.А., Игнатов Е.В., Марков С.О. Заявл. 17.02.03; Опубл. 20.03.04. Бюл. №8. – 4 с., ил.

ТРАНСПОРТИРОВКА ОТХОДОВ В ПОДЗЕМНЫЕ ВЫРАБОТКИ

Е.Б. Шенгерей
Научные руководители профессор В.А. Сухоруков, педагог В.Е. Коноплева
Дворец детского творчества имени Ю.А. Гагарина, г. Прокопьевск, Россия

К числу экологически значимых относятся самые разнообразные мероприятия, непосредственно влияющие на экологические характеристики среды, а также на процессы взаимодействия человека и тех объектов, которые имеют хозяйственную, социальную или биоресурсную ценность, с элементами окружающей среды.

Все подобные мероприятия на стадии их проектирования нуждаются в экономической оценке, особенно при наличии нескольких конкурирующих вариантов, а процессы, отражающиеся на состоянии природных ресурсов и параметрах окружающей среды, требуют применения экономических средств регулирования и т. д. для унификации методов экономической оценки эффективности проектных и управленческих решений для всех видов экологически значимых мероприятий целесообразно использовать единый терминологический каркас [3].

Целесообразно различать мероприятия, имеющие международный национальный (федеральный), региональный и местный уровни организационной значимости. Уровень экологической значимости нашего мероприятия совпадает с уровнем его организационной значимости. Например, многие городские экологические программы, имеют, как правило, аналогичный уровень организационной значимости. Но часто они имеют и более высокий уровень экологической значимости. Так и наше экологическое организационно - значимое для Прокопьевско-Киселевского района предложение-мероприятие «о закладке отходов в подземные выработки» так необходимое для многих промышленных областей, где загруженность отходами превышает все нормы человеческого проживания на Земле.

Малые и средние монопрофильные промышленные города России представляют собой один из самых сложных типов муниципальных образований, как с точки зрения сложившейся в них на сегодня неблагоприятной социально-экономической ситуации, так и возможностей и путей реформирования их городских хозяйств и социальной сферы.

«Тяжелая», так можно охарактеризовать ситуацию в Прокопьевско-Киселевском районе Кузбасса, где экономическая специализация долгие годы определялась развитием преимущественно угольных предприятий, разрабатывающих крутые пласты, содержащие ценные коксующие угли марок: К, КО, КС и ОС. Отличительными особенностями этих предприятий являются нерациональное использование ресурсов, а также высокая опасность для окружающей природной среды. По сложности горно-геологических условий вовлеченные здесь в отработку запасы угля практически не имеют аналогов в мировой практике.

Опыт показывает, что крутые пласты необходимо отрабатывать только закладкой выработанного пространства, но применяемые системы разработки пластов с закладкой имеют низкие технико-экономические показатели. Низкие показатели при разработке пластов с гидрозакладкой существующими системами сохраняются уже на протяжении 20–25 лет, т.е. существующие системы разработки крутых пластов с

гидравлической закладкой выработанного пространства исчерпали свои потенциальные возможности, и перспективы не имеют.

Для повышения эффективности отработки крутых пластов необходимы новые технические решения, позволяющие не только осуществлять выемку ценных коксующихся углей, но и использовать выработанное пространство для утилизации производственных и бытовых отходов.

Попытка использовать выработанное пространство для заполнения породой от проведения горных выработок была сделана в 1950-х гг. прошлого столетия при применении щитовой системы разработки. При этом увеличилась производительность труда, в то же время возникли серьезные трудности (на втором горизонте) с подачей закладочного материала в выработанное пространство.

На шахтах Прокопьевско-Киселевского района трудоемкость и стоимость транспортировки закладочных материалов составляет в среднем около 70–80% от общей трудоемкости и стоимости всех работ, связанных с закладкой выработанного пространства. Столь высокие затраты труда и средств на подземное транспортирование закладочных материалов обусловлены тем, что существующие схемы транспортирования, как правило имеют много звеньев и децентрализованы.

Спуск закладочных материалов на некоторых шахтах осуществляется по шурфам. Если угол наклона шурфа менее 60град., наблюдается образование породных пробок. К их образованию приводит накапливание закладочных материалов в шурфе и поступление грунтовой воды, особенно если в закладочном материале содержится значительное количество глинистых примесей.

Известна схема закладки горизонтальной выработки метательной машиной на шахте «Ломинцевская» [1]. Схема включает метательную машину, электровоз, погрузочный люк, шахтный ствол, конвейер, бульдозер, отходы производства и автосамосвал.

Недостатками такой схемы являются большие затраты на сооружения транспортной цепочки. Кроме того, при спуске отходов производства на большую глубину будут происходить частые забуривания ствола, поэтому потребуются дополнительные затраты для проведения специального ствола. Спуск закладочных материалов по специальному стволу, оборудованному трубами или спиральными желобами, в зимнее время будет сопровождаться конденсацией влаги и смерзанием закладочного материала. Поэтому трудность спуска закладочного материала по стволу будет расти с увеличением глубины разработки. Если при небольшой глубине разработки спуск закладочного материала по шурфам является более экономичным, чем спуск по стволам, то с увеличением глубины эта разница уменьшается и при некоторой глубине разработки суммарная стоимость внутришахтного транспортирования закладочных материалов при спуске по шурфам и спуске по стволу становится одинаковой. Для одних и тех же условий экономически целесообразная глубина спуска закладочного материала по шурфам уменьшается с увеличением добычи с закладкой по сравнению со спуском по вертикальным стволам. Недостатком спуска по трубам закладочного материала является, высокий износ труб и измельчение закладочных материалов, тем самым может возникнуть возможность закупорки труб. Спуск же по спиральным желобам повышает длительность эксплуатации гравитационного устройства и снижает измельчение транспортируемого материала по сравнению с вышесказанным, однако остается возможность их закупорки.

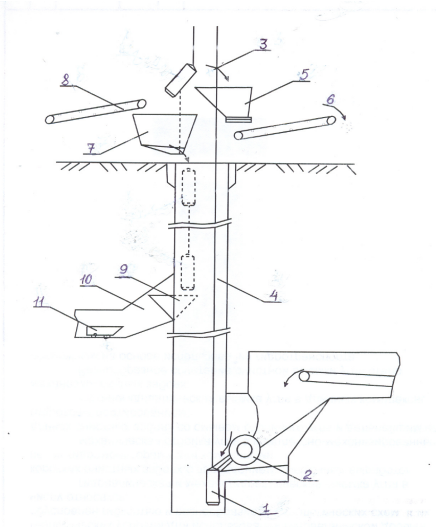


Рис. Схема использования скипового подъема для спуска в подземные выработки производственных и бытовых отходов
1 – скип, 2 – бункер, 3 – канат, 4 – ствол, 5 – бункер, 6 – ленточный конвейер, 7 – бункер, 8 – ленточный конвейер, 9 – приемный бункер, 10 – наклонная выработка, 11 – самоходный вагон

В мировой практике для спуска закладочных материалов по вертикальным стволам применяются клети. Спуск закладочных материалов в клетях также требует проведения специальных закладочных стволов. Как правило, существующие клетевые подъемы полностью загружены и спуск в них наиболее труднее. Груженные отходами производства вагонетки закатываются в клеть, далее опускаются вместе с клетью на определенную отметку. Дальнейшая транспортировка груженых вагонеток к месту назначения осуществляется электровозами.

Наряду с имеющимися достоинствами этот способ имеет и свои недостатки: многоцикличность подготовки для транспортировки отходов производства, а также следующие за этим большие затраты, трудность управления процессами погрузки и разгрузки отходов производства на поверхности, высокие затраты на спуск отходов производства в выработанное пространство.

Для устранения указанных выше недостатков предлагается одно из технических решений [2], которое позволяет улучшить состояние подготовительных работ, связанных с выгрузкой и загрузкой в бункер отходов производства, повысив при этом эффективность транспортировки горной массы и отходов производства.

Сущность технического решения заключается в том, что спуск в подземные выработки отходов производственных и бытовых осуществляется по главному стволу с использованием для этого порожнего скипа

(см. рис.). Скип 1, оборудованный боковой и донной выгрузкой горной массы, заполняется из бункера 2 полезным ископаемым и с помощью каната 3 поднимается по стволу 4 на поверхность до определенной отметки. Здесь скип через боковой выпуск опрокидывает горную массу в бункер 5 для дальнейшей транспортировки по ленточному конвейеру 6. Затем порожний скип опускается до определенной отметки для заполнения производственными или бытовыми отходами из бункера 7. Для заполнения бункера отходами используется ленточный конвейер 8. Загруженный скип отходами с помощью канатов опускается до вентиляционного горизонта и разгружается через дно в приемный бункер 9. Из бункера отходы производства поступают в наклонную выработку 10 и далее с помощью самоходного вагона 11 транспортируются до места закладки, а бункер с помощью шарнира возвращается в исходное положение. Далее скип вновь опускается вниз до отметки откаточного горизонта для загрузки полезным ископаемым. Описанный выше способ транспортировки отходов в подземные выработки позволяет эффективно использовать скиповой подъем и снизить затраты энергии на подъем полезного ископаемого.

Литература

1. Воробьев Б.М., Бурганов А.С. Основы технологии горного производства. – М.: Недра, 1973. – 223 с.
2. Патент 2303133 РФ. Способ транспортировки отходов производства в подземные выработки. Сухоруков В.А., Фрянов В.К., Сухоруков В.В., Шенгерей С.В.
3. Реймерс Н.Ф. Природопользование: Словарь-справочник. – М.: Мысль, 1990.

ОБОСНОВАНИЕ КОМБИНИРОВАННОЙ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ ВКРАПЛЕННЫХ РУД НОРИЛЬСКОГО РЕГИОНА

А.С. Штефан
Научный руководитель доцент А.А. Неверов
Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

Развитие горных работ с ростом глубины неизбежно сопровождается ухудшением горно-геологических и геомеханических условий. Вследствие чего, повышаются требования к технологиям добычи, возрастают трудности в обеспечении безопасности выемки. В этой связи в настоящее время наблюдается рост удельного веса систем разработки с закладкой выработанного пространства. Технологии с закладкой качественно решают вопросы безопасности и полноты извлечения. Однако при выемке минерального сырья средней и малой ценности, которым относятся вкрапленные руды, с удорожанием компонентов закладки, эти технологии не всегда оправдываются. Возникает потребность в разработке высокопроизводительных и малозатратных способов выемки.

Рудные пологопадающие залежи Талнахского и Октябрьского месторождений занимают обширную площадь и погружаются на глубину более 1,5 км. Они приурочены к Норильско-Хараелахскому разлому. Благодаря дифференциации рудной толщи четко выделяются три толщи руд: сплошные сульфидные, приуроченные к донной зоне интрузива; медистые, залегающие у сплошных руд в кровле или толще их (иногда самостоятельными залежами); вкрапленные повсеместно перекрывающие залежи сплошных руд. По площади распространения и объемам запасов вкрапленные руды содержат подавляюще большую долю металла. При сохранении темпов добычи сплошных и сопутствующих им медистых руд перспектива работы ОАО «ГМК» Норильский никель связана с развитием добычи вкрапленных залежей.

Залежи вкрапленных руд Октябрьского месторождения повсеместно подработаны в результате выемки сплошных руд, что привело к существенным отличиям в условиях их разработки. Эти изменения необходимо учитывать в первую очередь при геомеханическом обосновании систем разработки.

Для отработки подработанных вкрапленных руд для условий Октябрьского месторождения целесообразно рассмотреть вариант комбинированной технологии с закладкой и обрушением [1], как один из перспективных способов выемки вкрапленных руд (рис.1).

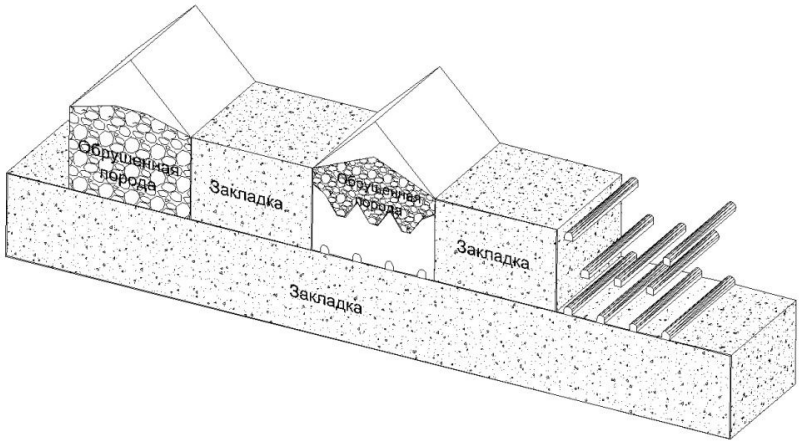


Рис.1 Комбинированная система разработки с закладкой и обрушением

Оценка напряженно-деформированного состояния (НДС) рудо-породного массива для рассматриваемой технологии проведена методом конечных элементов (МКЭ) [2]. Решения получены для типичных условий Октябрьского месторождения.

Рассматривалась задача об определении напряженного состояния (НДС) линейно-деформируемой области отрабатываемого рудного массива, находящегося в состоянии плоской деформации. На глубине 800 м (местоположение участка) находится рудное тело мощностью 40 м. Конструкция технологии (область расчета) включает две заложенные камеры, два целика (первый целик – разрез в зоне отработки верхнего и нижнего подэтажей, второй – разрез в зоне опережающей выемки верхнего подэтажа над нижним), область принудительного обрушения пород и подстилающий закладочный массив, сформированный отработкой богатых руд. Условия на границе расчетной области (рис.2) определялись напряженным состоянием нарушенного ранее массива выемкой залежи богатых руд. В расчетах принимались следующие соотношения действующих напряжений: $\sigma_y = 0{,}8\gamma H$ – вертикальная составляющая; $\sigma_x = 0{,}8 \div 0{,}75\ \sigma_y$ – горизонтальная составляющая.

Для учета веса горных пород в расчетной области задавалась объемная сила γg (γ- плотность пород, g – ускорение свободного падения).

Расчетная модель (рис.2) представляет собой горнотехническую ситуацию процесса очистной выемки руды комбинированной технологией по простиранию залежи. Параметры системы разработки: длина камер и целиков 60 м; высота подэтажа 20 м; расстояние между буро-доставочными выработками 16 м. Обрушение налегающих вмещающих пород производится в форме клина на высоту равной 2/3 от мощности залежи. Закладка рассматривается как сплошной материал (недозаклад отсутствует), имеющий связь с основным массивом.

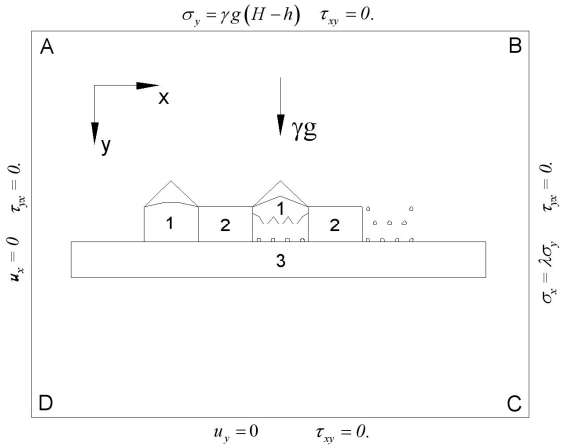


Рис.2 Схема расчетной области к определению НДС массива

Анализ распределения полей напряжений в элементах системы разработки показал следующее: максимальные значения горизонтальных напряжений σ_x = 32–50 МПа сосредоточены в вершине зоны принудительного обрушения налегающих пород; закладочный, надработанный и подработанный массивы испытывают начальное напряжение соответственно σ_x = 10–12 и 12–14 МПа; повышенная концентрация вертикальных напряжений σ_y прослеживается в верхних краевых частях камер и целиков (32–65 МПа).

Характер распределения главных напряжений σ_1 и σ_2 во многом согласовывается с распределением σ_x и σ_y. Так, максимальный уровень напряжений σ_1 (рис.3) отмечается во всех верхних краевых зонах конструкции (50–70 МПа). На контакте «закладка-массив» в кровле залежи σ_1 изменяется от 17 до 25 МПа. Максимальные касательные напряжения имеют повышенные значения в тех же областях массива, что и напряжения σ_1.

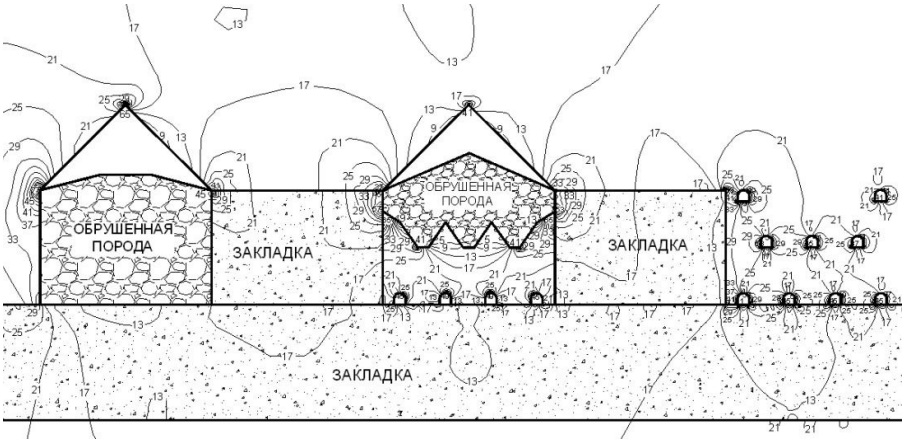


Рис.3 Характер распределения главных максимальных напряжений σ_1 в элементах технологии

При отработке залежи существует вероятность смещение закладки заложенных камер в выработанное пространство обрушенных целиков. Аналогичная ситуация наблюдается со стороны почвы, где возможно ожидать пучение подстилающего закладочного массива в очистное пространство целика (в случае его выемки) и погрузочно-доставочные выработки (в процессе его отработки). Наиболее неблагоприятная геомеханическая обстановка складывается вблизи горных выработок.

В условиях принятого фронта развития очистных работ в целике, его устойчивость не вызывает сомнений. Вместе с тем, естественная нарушенность рудо-породного массива, наведенная техногенная трещиноватость пород при проходке и отбойке руды требует поддержания выработок выпуска усиленными видами крепи.

Литература

1. Фрейдин А.М., Шалауров В.А. и др. Повышение эффективности подземной разработки рудных месторождений Сибири и Дальнего Востока. – Новосибирск: Наука, 1992.
2. Фадеев А.Б. Метод конечных элементов в геомеханике. – М.: Недра, 1987. – 221 с.

ВЫДЕЛЕНИЕ ТИПОВ РАЗРЫВНЫХ НАРУШЕНИЙ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ВРЕМЕНИ И КИНЕМАТИКИ ИХ ФОРМИРОВАНИЯ, ИХ ВЛИЯНИЯ НА ОСНОВНЫЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ УГЛЕНОСНОЙ ТОЛЩИ ЗАПАДНОГО ДОНБАССА

А.М. Чернорай
Научный руководитель профессор Ю.Н. Нагорный
Национальный горный университет, г. Днепропетровск, Украина

Тектоника Западного Донбасса при сравнительно небольшой мощности осадочного чехла зависит от структуры кристаллического фундамента. Весьма существенным представляется влияние глубинных разломов на геоморфологическую структуру торфяных залежей и характер поступления минеральных веществ, изменение степени метаморфизма углей за счет разной глубины погружения угольных пластов, в целом – на процессы седиментации, а также постседиментационных преобразований осадков угленосной толщи карбона.

При исследованиях одной из важнейших проблем влияния тектонических факторов на процессы осадко- и угленакопления остались следующие задачи:

- определение общих закономерностей изменения качества углей;
- выявление закономерностей изменчивости конкретных параметров во времени и в пространстве в зависимости от тектонических факторов;
- выделение типов разрывных нарушений, разработка теории и практики прогнозирования особенностей месторождения, знание которых открывает возможность методически правильной прогнозной оценки горно-геологических условий.

Много лет учеными ведется дискуссия о соотношении процессов конседиментационного и постседиментационного структурообразования в угленосных формациях. В результате, вопросы времени и глубины заложения отдельных типов разрывов и дальнейшей истории их развития все же остались не до конца выясненными.

При обработке и обобщении фактического материала по разведке и разработке угольных пластов нами были использованы сравнительный и статистическо-аналитический методы, а также графическое моделирование изменения основных геологических параметров качества угля: содержания серы, выхода летучих веществ и толщины пластического слоя. Учитывая наличие в Западном Донбассе согласных сбросов, имеющих северо-восточное падение плоскости сместителя, и несогласных – юго-западного падения сместителя, детально рассматривались закономерности изменения качества угля на разноименных крыльях и непосредственно в зонах разрывных нарушений.

Рассмотрим изменение качества угля в зонах основных крупных разрывов на примере исследований пласта c_1 – нижнего угольного пласта промышленного значения Западного Донбасса. Он залегает на 25–40 м ниже маркирующего известняка C_1, имеет широкое распространение, за исключением участков размыва и замещения его песчаниками. Угольный пласт c_1 преимущественно простого строения, иногда сложен двумя пачками. Кровля пласта представлена аргиллитами, алевролитами и песчаниками. В подошве – аргиллиты и алевролиты.

Результаты исследований следующие.

Показатель сернистости ($S^c_{общ}$) угольного пласта c_1 испытывает значительные колебания – от 0,5 до 8% при среднем значении 2–3%. Региональной закономерности изменения содержания серы не отмечается. Например, на территории шахты Сташкова висячее крыло несогласного Продольного сброса характеризуется юго-западным направлением увеличения данного параметра, а лежачее – северо-восточным. На шахте Днепровской содержание серы возрастает на юго-восток вдоль простирания разрыва. Анализ разных крыльев Богдановского согласного сброса показал увеличение показателя в юго-западном направлении. На бортах Южно-Терновского согласного сброса отмечается возрастание содержания серы к простиранию разрывного нарушения. Происхождение серы в угле связано с геохимическими условиями накопления и дальнейшего преобразования первичного материала (в более восстановительных условиях среды формируется уголь, обогащенный серой).

На территории Западного Донбасса зольность угля (A^c) изменяется в значительных пределах, преобладают малозольные (содержание золы до 10%) и среднезольные (A^c в пределах 10–20%) угли. Отмечается тенденция уменьшения этого показателя с северо-запада на юго-восток.

Показатели выхода летучих веществ (V^r) на исследуемой территории варьируют в достаточно широких пределах от 35 до 45%. В региональном плане среди большинства рассматриваемых случаев он увеличивается в юго-западном направлении к склонам Украинского щита, другими словами обедняется к центру впадины. Выход летучих веществ – один из основных показателей степени углефикации угля, последний, в свою очередь, тесно связан с генетической природой угля и его метаморфизмом.

По характеру спекаемости угли можно разделить на 4 группы: 1 – слабоспекающиеся с толщиной пластического слоя (у) до 7 мм, 2 – среднеспекающиеся с «у» равным 7–15 мм, 3 – спекающиеся с «у» равным 15–20 мм, 4 – сильноспекающиеся с толщиной пластического слоя более 20 мм. Имеющиеся данные свидетельствуют об изменении этого показателя от 6 до 15 мм, а непосредственно в зонах разрывов до 20 мм. Таким образом, угли относятся к среднеспекаемым и спекаемым. Региональных закономерностей при изучении изменения толщины пластического слоя не выявлено. Например, лежачие северо-восточные крылья Продольного сброса (в пределах шахт Днепровской и Степной) характеризуются увеличением толщины пластического слоя в юго-западном направлении, висячие – в северо-восточном, т.о., исследуемый показатель возрастает к простиранию разрывного нарушения. В зоне Южно-Терновского согласного сброса толщина пластичного слоя изменяется в разных направлениях. Оба крыла Богдановского согласного сброса в пределах шахты Самарской характеризуются увеличением данного параметра в юго-западном направлении. Однако, наряду с этим, при рассмотрении распределения локальных изменений, просматривается приуроченность аномальных положительных значений толщины пластического слоя непосредственно к зонам разрывных нарушений.

Для установления времени зарождения разрывных нарушений сбросового характера ранее нашими исследованиями был произведен детальный анализ изменения мощности нижнекаменноугольных отложений Западного Донбасса. Изучалось поведение угольной толщи в пределах разноименных крыльев крупных разрывов, имеющих нормальную амплитуду смещения свыше 50 м. Для решения поставленной задачи использовались геологические разрезы, ориентированные вкрест простирания сместителей. Следует отметить, что эта территория не подвергалась той интенсивной складчатости посткарбонового времени, которая имела место на обширной площади Донбасса. Углы падения угольной толщи очень пологие от 1–3º до 5–6º, что весьма облегчает проведение исследований.

Анализ и обобщение всего фактического материала позволили выделить типы разрывных нарушений в зависимости от времени и кинематики их формирования, их влияния на основные геологические параметры угленосной толщи Западного Донбасса.

Первый тип разрывов, которые формировались в период седиментации, в условиях общего растяжения пород угленосной формации. Они периодически могли иметь геоморфологическое отображение в рельефе дна бассейна осадконакопления и поэтому имели возможность влиять на палеогеографические условия седиментации. Это привело к изменению в зонах разрывных нарушений конседиментационного заложения основных геологических параметров угленосной формации (мощности и литологического состава пород, морфологии угольных пластов и качества угля). К ним относятся согласные сбросы с северо-восточным падением плоскости сместителя, а именно крупноамплитудные сбросы (Северо-Восточный, Богдановский, Булаховский), среднеамплитудные (Центральный, Южно-Терновский, сброс А, Капитановский), мелкоамплитудные (сбросы № 3, 6, 9, Западный, Касьяновский). Характеризуются эти сбросы резким увеличением мощности осадков карбона и степени метаморфизма угля в северо-восточных висячих крыльях и четкой прямой связью между нормальной амплитудой смещения и величиной изменения мощности на разноименных крыльях разрыва, а также раннегерцинским временем заложения.

Второй тип разрывов, которые формировались во время инверсии вертикальных движений в бассейне, в условиях общего сжатия пород. Здесь представлены постседиментационные несогласные сбросы с юго-западным падением плоскостей сместителей. Среди них крупноамплитудный Продольный сброс, мелкоамплитудные сбросы – Вербоватовский, Екатериненский, Ивановский и Алефировский. Сбросы характеризуются отсутствием разницы мощностей на разных бортах разрывного нарушения. Они формировались после осадконакопления, независимо от времени существования последних – в карбоне или после него, и не влияют на закономерности изменения основных геологических параметров качества угля. Характерно позднегерцинское заложение.

Третий тип – смешанные разрывные нарушения. В эту группу входят согласные сбросы (Кочережский, Поперечный, сбросы № 4, 5, Кравцовский, Бобровский, Богуславский, Цыганский) и несогласные сбросы (Диагональный, Никольский, Павлоградский, Зареченский, Петровский, Межирический), где изменения содержания серы, выхода летучих веществ, толщины пластического слоя, мощности угленосной толщи настолько разнообразны, что не поддаются выявлению закономерностей. Кроме того, отдельная группа несогласных среднеамплитудных разрывов (Павлоградско-Вязовский, Петропавловский, Морозовский) и мелкоамплитудные сбросы (Бобровский, Нижнянский, Ново-Вязовский) характеризуется увеличением мощности угленосной толщи висячего юго-западного крыла. Поскольку на территории Западного Донбасса фиксируется ограниченная мощность каменноугольных отложений, блоковая структура фундамента и дифференцированный характер опускания отдельных его блоков существенно сказывались на процессе осадконакопления. Оживление тектонической деятельности древних разломных структур архейско-раннепротерозойского заложения на протяжении развития Донецкого авлакогена привело к их возрождению, а также образованию новых разрывных структур. Непрерывно-прерывистый характер протекания тектонических процессов находит свое отражение в различных скоростях и направлениях движений по плоскостям разрывов в отдельные периоды времени. Например, по плоскости конседиментационного сброса в момент общей инверсии происходила подвижка в обратном направлении ранее опускавшегося блока. Следовательно, разрывные нарушения такого характера можно отнести к группе наиболее сложных смешанных сбросов.

Предложенная типизация разрывных нарушений в зависимости от времени, кинематики их формирования и влияния на основные геологические параметры угленосной толщи Западного Донбасса определяет энергетическую ценность и рациональные пути использования углей, обоснование прогнозирования горно-промышленных параметров и повышения эффективности ведения геологоразведочных работ на угольных месторождениях.

МЕТОД РАСЧЕТА РАЦИОНАЛЬНЫХ РАЗМЕРОВ СКЛАДОВ ПОПУТНЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

М.М. Якубовский
Научный руководитель профессор Г.А. Холодняков
Санкт-Петербургский государственный горный институт имени Г.В. Плеханова (технический университет), г. Санкт-Петербург, Россия

Важными задачами при выборе рациональной технологии формирования склада попутных полезных ископаемых являются установление величины земельного отвода и обоснование его оптимальных размеров. От правильно подобранного соотношения сторон склада зависят такие факторы как производительность погрузочного и транспортного оборудования, вместимость склада, величина отчуждаемых земельных площадей.

Определяющее значение при выборе рациональных размеров сторон склада попутных полезных ископаемых является его предназначение. Рассмотрим вариант, когда склад является промежуточным звеном функционирующего горно-обогатительного комплекса. Основные функции склада в этом случае – усреднение качества и стабилизация количества поступающей на обогатительную фабрику руды.

При эксплуатации промежуточных складов для повышения производительности процесса погрузки целесообразно не передвигать транспортные коммуникации или делать это как можно реже. Для оптимизации погрузочного процесса весь объем склада необходимо разделять на активные и пассивные запасы. Активный запас руды должен обеспечивать ее текущий расход на складе при неизменном положении транспортных коммуникаций. Пассивный запас используется, главным образом, для выполнения резервных (аварийных) функций. Для исключения необходимости в передвижке и переукладке путей необходимо, чтобы весь активный запас руды помещался в пределах ширины одной заходки погрузочного оборудования.

Методика расчета оптимальных параметров в плане разработана для промежуточного склада попутного сырья, обслуживаемого автомобильно-железнодорожным транспортным комплексом. Руда доставляется из карьера на склад автосамосвалами, и после усреднения отгружается экскаваторами в железнодорожные составы. Все расчеты приводятся на конец года.

Порядок расчетов следующий. Во-первых, определяем площади участков склада, занимаемые каждым отдельным видом добываемого сырья:

$$S_j = \frac{V_j}{H} * k_p * k_o$$

где V_j – объем полезного ископаемого данного вида на складе, м^3; H – высота склада, м; k_p – коэффициент разрыхления породы на складе; k_o – коэффициент откосов, определяемый высотой склада и углом откосов слагающих его пород; индекс j соответствует числу типов (сортов) руд, требующих обособленного складирования.

В случае если породы резко отличаются по физико-механическим свойствам друг от друга, все коэффициенты вводятся отдельно для каждого вида полезного ископаемого.

Величина активного запаса определяется объемом грузопотока склад – фабрика:

$$W_{акт} = \frac{P_{r\,j}}{n}$$

где P_{rj} – величина потребления руды, млн. м^3; n – количество циклов заполнения-разгрузки склада за год.

Далее находим минимальную длину склада, обеспечивающую необходимую величину активных запасов:

$$L_j = \frac{W_{акт}}{H * B_Z}$$

где B_z – ширина заходки погрузочного агрегата, определяемая индивидуально для каждого типа оборудования с учетом рационального режима работы и его параметров. Так, на основании проведенных исследований [1], оптимальная ширина заходки составляет 11 – 13 м для экскаваторов ЭКГ-4,6, и 15 – 17 м для ЭКГ-8.

Затем находим ширину склада руды на каждый год эксплуатации склада:

$$B_j = \frac{S_j}{L_j}$$

Зная площадь каждого из участков, можно найти общую площадь склада на каждый год эксплуатации:

$$S_{sum\ j} = k_н * \sum_{n=1}^{j} S_j$$

где $k_н$ – коэффициент неравномерности заполнения площади склада.

Однако далеко не все попутно добываемое в карьере сырье перерабатывается сразу по мере добычи. Время начала переработки попутного сырья определяется темпами развития науки и совершенствования техники и технологии производства горных работ. При формировании складов полезных ископаемых, имеющих отдаленные перспективы для переработки, на первый план выходит задача повышения вместимости отчуждаемых под склад земель. Показателем эффективности процесса складирования является землеемкость, представляющая собой отношение количества размещаемой при складировании руды к единице занимаемой ею площади, и измеряется в м^3/м^2. Землеемкость обратно пропорциональна вместимости.

Уменьшение землеемкости возможно за счет придания складу оптимальной формы. В результате проведенных рядом ученых исследований было установлено, что наибольшая вместимость склада достигается в случае придания ему формы круга или квадрата [2]. Эту особенность учитывает изложенная ниже методика расчета.

Порядок расчетов следующий. Во-первых, так же, как и в первом случае, определяем площади участков склада, занимаемые каждым из видов добываемого сырья:

$$S_j = \frac{V_j}{H} * k_{o\,p} * k_o$$

где V_j – заданная календарным планом производительность карьера по данному виду сырья, м^3; H – высота склада, м; k_{op} – остаточный коэффициент разрыхления породы на складе, k_o – коэффициент откосов.

Зная площадь каждого из участков, можно найти общую площадь склада на любой год отработки запасов:

$$S_{sum} = k_н * \sum_{n=1}^{j} S_j$$

где $k_н$ – коэффициент неравномерности заполнения площади склада.

Оптимальные размеры склада в конечном положении (из расчета подобия формы склада квадрату):

$$X_j = \sqrt{S_{sum\,(\max)}}$$

где $S_{sum\ (max)}$ – общая площадь склада на конец формирования.

Далее определяем размеры секторов для каждого вида полезного ископаемого, при которых обеспечиваются общие оптимальные размеры склада.

Оптимальная ширина каждого сектора определяется по формуле:

$$B_j = \frac{S_{j\max}}{X}$$

где $S_{j\ max}$ – максимальная площадь сектора для каждого вида сырья на складе (на конец отработки запасов), м.

Длина каждого из секторов руды по годам эксплуатации склада определяется по формуле:

$$L_j = \frac{S_{j\max}}{B_j}$$

На конец формирования конечного контура длины секторов различных полезных ископаемых выравниваются, и склад приобретает рациональную квадратную форму.

Таким образом, изложенные методики расчета размеров складов позволяют получить следующие данные:

- динамику изменения площадей секторов различных видов полезных ископаемых по годам эксплуатации склада;
- величину земельного отвода под склад попутного сырья;
- рациональные размеры секторов, занимаемых каждым видом (типом) руды на складе в различные периоды его эксплуатации.

Информация об изменении площади склада позволяет составить план отчуждения и рекультивации земель, отводимых под склад. Подбор оптимальных параметров склада обеспечивает повышение производительности погрузочного и транспортного оборудования, увеличение вместимости склада и как следствие – уменьшение площади отчуждаемых земель. Методики расчета разработаны на уровне программы в среде Math Lab для решения поставленной задачи с использованием современных вычислительных средств при любом числе типов и сортов руд.

Необходимо отметить, что организация временного технологического складирования попутных полезных ископаемых является важной производственной задачей в общем комплексе горно-обогатительного производства. Причем роль этого процесса будет постоянно возрастать в связи с необходимостью решения задачи малоотходной разработки комплексных месторождений.

Литература

1. Васильев М.В. Внутрикарьерное складирование и перегрузка руд. – М.: Недра, 1968.
2. Трубецкой К.Н. Проектирование карьеров. – М: Издательство Академии горных наук, 2001. – Т.2.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ОРИЕНТИРОВАННОГО ГИДРОРАЗРЫВА ДЛЯ ОЦЕНКИ НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ МАССИВА ГОРНЫХ ПОРОД

А.В. Янкайте[1]
Научный руководитель заведующий лабораторией С.В. Сердюков[2]
[1]Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия
[2]Институт горного дела СО РАН, г. Новосибирск, Россия

Традиционный метод измерения напряженного состояния массива горных пород методом гидроразрыва предусматривает радиально симметричное нагружение стенок необсаженной скважины жидкостью под давлением вплоть до образования в окружающей породе трещины. Значения действующих в массиве напряжений определяют по характерным точкам зависимости давления нагружения от времени, а ориентацию – по азимуту следа трещины на стенке скважины. Но в трещиноватых горных породах этот метод не может применяться из-за больших утечек рабочей жидкости в породу.

Новая методика заключается в том, что образование трещины гидроразрыва осуществляется в результате комбинированного нагружения стенок скважины, состоящего из радиально симметричного нагружения жидкостью под давлением и дополнительного одноосного нагружения («распорного») с заданной (или просто известной) ориентацией. Одноосное нагружение приложено только к стенкам скважины.

Трещина отрыва развивается, когда коэффициент интенсивности напряжений K_I достигнет критического значения K_{IC}, являющегося внутренним свойством материала. Сперва выполняется гидроразрыв традиционным методом для создания множественной системы трещин. В случае повторного нагружения уже имеющихся трещин гидроразрыва порода имеет нулевую прочность на растяжение, т.е. $K_{IC} = 0$.

Если известны нормальные напряжения $\sigma_y(x, 0)$ на предполагаемой поверхности трещины, то

$$K_I = \frac{1}{\sqrt{\pi L}} \int_{-L}^{L} \sigma_y(x,0) \sqrt{\frac{L+x}{L-x}}\, dx$$

где L – полудлина трещины.

Рассмотрим случай создания двух взаимно перпендикулярных симметричных трещин: одна – в направлении σ_{11}; вторая – в направлении σ_{22}. Такие ориентированные трещины могут быть получены с помощью установки распорного нагружения. Будем рассматривать их как породу с нулевой прочностью на разрыв.

В данной работе предложен способ с применением дополнительного одноосного нагружения P_m скважины перпендикулярно к плоскости формируемой трещины.

Измерив значения давление развития трещины гидроразрыва в двух перпендикулярных направлениях, можно рассчитать напряжения, действующие в этих направлениях.

Нагружение стенок скважины жидкостью в комбинации с одноосным растяжением снижает P_C в заданном направлении и, в отличие от инициирующей щели, увеличивает его в направлении, перпендикулярном заданному, что также уменьшает вероятность отклонения развития гидроразрыва от желаемой ориентации.

В работе описан способ управления продольным гидроразрывом в трещиноватых горных породах. Способ такого управления – создание трещин с применением установки распорного нагружения.

Литература

1. Курленя М.В., Леонтьев А.В., Попов С.Н. Развитие метода гидроразрыва для исследования напряженного состояния массива горных пород // ФТПРПИ. – М., 1994. – №1.

Секция 14

ГЕОЭКОЛОГИЯ

ГЕОХИМИЯ ЖИВОГО ВЕЩЕСТВА В СВЕТЕ УЧЕНИЯ АКАДЕМИКА В.И. ВЕРНАДСКОГО

Л.П. Рихванов, профессор; Н.В. Барановская, доцент; Т.Н. Игнатова, студент
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В учении о биосфере, как геосферной оболочке, занятой жизнью, великий русский ученый В.И. Вернадский уделяет огромное внимание геохимическим процессам, происходящим с участием живого вещества (ЖВ). «Живая материя является совершенно особой химической областью в химии земной коры... В живой материи, в каждой ее клетке... идет вихорь сменяющих друг друга химических элементов» – писал В.И. Вернадский [15].

К живому веществу В.И. Вернадский [17] предлагал относить: 1) все живые организмы, животные и растительные, в том числе человечество; 2) всю ту часть вещества окружающей их среды – жидкой (вода), твердой (пища), газообразной, которая необходима для сохранения им жизни; 3) все выделения организмов, находящиеся вне организма (пот, моча и т.д.); 4) все отмершие и отмирающие их части (листья и т.д.); 5) все трупы организмов и их остатки. Все это предопределяет, как отмечал В.И. Вернадский, чрезвычайно резкие изменения химического состава ЖВ. в связи с изменением биогсохимических функций ЖВ (табл. 1). В связи с включением человечества в состав ЖВ, к основным биогеохимическим функциям, выделенным В.И. Вернадским, следует добавить еще несколько геохимических функций, обусловленных деятельностью человечества (техногенезом по А.Е. Ферсману, 1937) [45]. Прежде всего, это *функция рассеивания химических элементов* и *функция создания новых, ранее неизвестных в природе химических элементов,* в частности, трансурановых и их изотопов, например, ^{137}Cs, ^{90}Sr, ^{129}I и др. В.И. Вернадский обращал внимание на то, что практически все основные биогеохимические функции ЖВ в биосфере могут быть выполнены простейшими одноклеточными организмами, исключение составляют две последние функции, связанные с деятельностью человечества.

Таблица 1

Основные биогеохимические функции живого вещества (по В.И. Вернадскому, с изменениями)

1 1.1	Газовая функция (N_2 - O_2 - CO_2 - CH_4 - H_2 - NH_3 - H_2S) Кислородная функция Образование свободного кислорода	Все организмы Хлорофильные организмы
2	Окислительная функция	Бактерии, большей частью автотрофные
3	Восстановительная функция	Бактерии
4 4. 1	Концентрационная функция Кальциевая функция	Все организмы Водоросли, бактерии, мхи и др. организмы
5	Функция разрушения органических соединений	Бактерии, грибы
6	Функция восстановительного разложения	Бактерии
7	Функция метаболизма и дыхания	Все организмы
8	Функция рассеивания химических элементов	Человечество
9	Функция создания новых химических элементов и их изотопов	Человечество

Не останавливаясь на рассмотрении всех особенностей геохимии живого вещества, в том числе одного из научных направлений – биогеохимии, созданных В.И. Вернадским, мы остановимся на проблеме геохимического состава ЖВ, уровнях накопления и возможных формах нахождения химических элементов в ЖВ. Химический состав и его роль в функционировании ЖВ в литературе обсуждается учеными на протяжении многих лет. Этой проблеме посвящаются многочисленные научные конференции, совещания и симпозиумы. Сегодня о составе живого вещества имеется информация во всех геохимических справочниках и энциклопедиях.

Анализ имеющихся материалов свидетельствует о том, что в составе ЖВ содержатся все известные химические элементы периодической таблицы Д.И. Менделеева. Об этом, на заре становления учения о биогеохимии писал В.И. Вернадский, который утверждал, что «..количество химических элементов постоянно находящихся в организмах, постоянно увеличивается в сознании человечества...По-видимому, каждое вещество так или иначе содержит в себе *постоянно* и *не случайно* (выделено нами) огромное количество известных нам типов атомов» [13]. Так, уже в 1936 г в ЖВ фиксировалось до 60 элементов. Это предопределяется прежде всего яркой проявленностью у ЖВ концентрационной биогеохимической функции. Концентрационные функции ЖВ, объясняют присутствие в нем всех известных на сегодняшний день химических элементов, в том числе техногенных рукотворных изотопов и элементов, например Am, Pu и др., а их отсутствие в тех или иных объектах природы не означает, что их в них нет, как таковых, они просто не обнаруживаются существующими на сегодняшний день методами анализа химического состава вещества. Так, до недавнего времени обстояла проблема с изучением уровня накопления плутония. На сегодняшний день концентрации Pu на уровне 10^{-16} %

обнаруживаются современными ядерно-физическими методами и уже нет необходимости утверждать, что Pu в природе не обнаруживается. В качестве наиболее яркого примера присутствия Pu в органах и тканях людей (рис.1) могут быть материалы по районам функционирования предприятий ядерно-топливного цикла [44], или в зонах аварий АЭС (табл. 2) [34, 40].

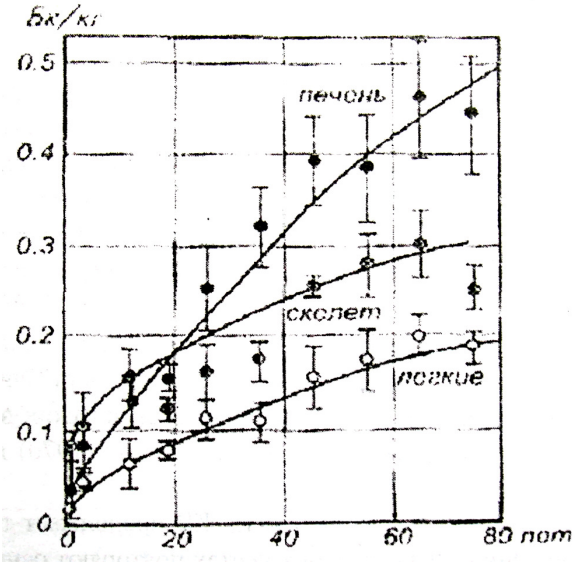


Рис.1 Удельная активность плутония в различных органах основного депонирования в зависимости от возраста жителей г. Озерска (по В.И. Уткину и др., 2004)

Таблица 2

Удельная активность ^{239}Pu (в Бк/кг) в волосах детей Минска и Гомельской области (1987 г.) (по А.Ф. Малентенко и др., 1997)

Ф.И.О.	Минск			Ф.И.О.	Гомельская область		
	место жительства	год рождения	(^{239}Pu), Бк/кг		место жительства	год рождения	A (^{239}Pu) Бк/кг
Б. И.	Минск	1982	0.3	К. О.	г. Хойники	учащийся	15,2
Н. И. Б.	“	1975	0,42	Е. Д.	“	1980	12,6
К. Н. П.	“	1976	0,14	Ш. Г. П.	г. Брагин	1970	22,9
Д. Т. В.	“	1975	0,21	Ш. Е. И.	“	1970	16,4
Х. Л.	“	1974	0,18	К. С. Н.	“	1976	25,6
И. С.	“	1975	0,22	Л. Н.	г. Хойники д. Шкураты,	1980	8,5
М. Н.	“	1975	0,5	С. Т. М.	Брагинский р-н	1975	28,0
				К. Л.	г. Жлобин	1982	1,15
				Ф. Г.	д. Борисовщина, Хойникский р-н	1975	4,57
				К. Е. С.	г. Жлобин	1976	0,82
				Л. С. М.	г. Гомель	1978	0,71

Следует отметить, что классики биогеохимии уже в начале XX столетия с достаточно высокой точностью оценивали уровни содержания главных химических элементов в ЖВ. Так, В.И. Вернадский [13], характеризуя состав человека, со ссылкой на физиолога Фолькмана, приводит данные по 24 элементам и этот оценочный уровень средних содержаний практически мало отличается от самых современных оценок (табл. 3).

Распространенность химических элементов в ЖВ подчиняется основным геохимическим законам, охарактеризованным А.Е. Ферсманом [45]: законами Кларка и законом Оддо-Гаркинса. Тенденция убывания распространенности элементов с увеличением их порядкового номера, закономерности, отмеченной еще Д.И. Менделеевым, достаточно четко просматривается на построенных нами кривых распространенности химических элементов (рис.2) в золе современных континентальных растений по С.М. Ткаличу (1970) [42] и биосфере по Н.Ф. Глазовскому (1982) [22]. В этом отношении, как отмечал А.Е. Ферсман, ЖВ продолжает тенденцию геохимических процессов в природе. Они в главных своих чертах повторяют основные закономерности распространения элементов в природе и подчиняются закону периодичности по 2, 4 и 6 [45]. При этом он отмечает, что в континентальных растениях, например злаках, преобладают четные элементы (C, Mg, Si, Ca, Fe и т.д., тогда как в морских организмах, например Laminaria, преобладают нечетные элементы (H, Na, C1, K, Br, I и др.).

Таблица 3

Современная оценка главных (конституционных) и сопутствующих (второстепенных) структурообразующих (вес. %) и следовых элементов (мг/кг) в теле человека (по Ulf Lindh, 2005 с изменениями)

№	Элемент	Содержание	№	Элемент	Содержание
1	кислород (O)	65,0 (65,04)	15	цинк (Zn)	0,0033 (0,00n)
2	углерод (C)	18,0 (18,25)	16	бром (Br)	0,00029 (0,000n)
3	водород (H)	10,0 (10,05)	17	медь (Cu)	0,0001 (0,000n)
4	азот (N)	3,0 (2,65)	18	мышьяк (As)	0,26 (0,n)
5	фосфор (P)	1 (0,8)	19	кобальт (Co)	0,021
6	сера (S)	0,26 (0,21)	20	хром (Cr)	0,094
7	кальций (Ca)	1,4 (1,4)	21	йод (I)	0,19 (0,0n)
8	магний (Mg)	0,5 (0,04)	22	литий (Li)	0,009
9	калий (K)	0,34 (0,27)	23	молибден (Mo)	0,08
10	натрий (Na)	0,14 (0,26)	24	никель (Ni)	0,14
11	хлор (Cl)	0,14 (0,25)	25	селен (Se)	0,11
12	кремний (Si)	0,026 (0,00n)	26	олово (Sn)	0,24
13	железо (Fe)	0,006 (0,02)	27	ванадий (V)	0,11
14	фтор(F)	0,0037 (0,000n)	28	вольфрам (W)	0,008

Примечание: в скобках данные по составу тела человека, приведенные В.И. Вернадским в 1922 г. (1960 г.) со ссылкой на Фолькмана



Рис.2 Кривая распространенности химических элементов в золе современных континентальных растений (по С.М. Ткаличу, 1970) и биосфере (по И.Ф. Глазовскому, 1982)

Уже на первых этапах изучения ЖВ обращалось внимание на весьма существенные диапазоны вариаций уровней накопления в нем химических элементов. «Химический состав организмов колеблется едва ли менее, чем состав минералов», – писал В.И Вернадский [13]. Неравномерность распределения химических элементов в организме ЖВ, его отдельных органах и тканях хорошо известна. Так, например, В.Ф. Журалев (1990), в зависимости от особенностей накопления радиоактивных элементов в организме человека, выделил четыре основные группы избирательно накапливающихся радионуклидов: 1) остеотропные (^{35}P. ^{90}Sr, ^{226}Ra, U, Pu и др.); 2) тканевые ретикулоэндотелиальные (^{140}La, ^{144}Ce, Th, ^{239}Pu, нитраты и др.); 3) избирательно-накапливающиеся ($^{129, 131}$I в щитовидной железе, ^{59}Fe в эритроцитах и т.д.); 4) равномерно распределяющиеся (^{3}H, ^{40}K, ^{14}C, ^{137}Cs, и т.д.).

Крайне неравномерное распределение в почках, например, характерно для урана, известного с момента его открытия как просто химического элемента «почечного яда». Детальные исследования его распределения с использованием методов радиографии показали, что в этом органе элемент концентрируется преимущественно в корковом слое и проксимальных канальцах [20]. На наш взгляд, при геохимической характеристике ЖВ, целесообразно ввести в обиход, по аналогу с устоявшейся терминологией, используемой при геохимической характеристике горных пород и минералов: минералы-носители и минералы-концентраты [41], два новых

понятия: орган (ткань) - концентратор и орган (ткань) - носитель. Выделение органов и тканей ЖВ носителей и концентраторов химических элементов можно осуществлять по коэффициенту концентрации ($К_к$) относительно содержания элемента в биологическом виде в целом, т.е. речь идет о выявлении основной депонирующей среды. Если $К_к > 1$, мы можем говорить об органе или ткани-концентраторе, при $К_к < 1$ – о носителе. Так, например, для йода органом-концентратором будет щитовидная железа ($К_к > 1000$), для кобальта – жировая ткань, подкожная клетчатка, скелет, соединительная ткань [47]. Депонирующей средой (органом-концентратором) для Pu, по-видимому, будет печень (рис.1).

В.И. Вернадский [13] делал также попытку выделять организмы по количеству накапливаемого им элемента относительно среднего валового состава ЖВ.

По этому показателю организмы он делил на четыре группы: 1) организмы данного элемента; 2) организмы богатые ими; 3) организмы обычные; 4) организмы бедные ими.

Он дает примеры организмов-концентраторов для 11 химических элементов: Si, A1, Fe, Ca, Mg, Ba, Mn, S, Sr, P, C [13]. Все эти элементы, включая H и O, которые присутствуют в любом ЖВ, относятся к основным (конституционным) и сопутствующим (второстепенным) структурообразующим элементам. Так, для Si он выделял: 1) Кремниевые организмы. Si > 10%. Примером таковых были диатомеи, радиолярии и др.; 2) Богатые кремнием организмы. Si около 1-2 %. К таковым он относил некоторые злаки, хвощи и др.; 3) Обычные организмы. Содержание Si $n*10^{-1}$ - $n*10^{-3}$ %. Это большинство растений, позвоночные (овца) и др.

В.Е. Зайчик и Н.А. Агаджанян [24] показывают, что диапазон содержания элементов в ЖВ может изменяться в одной и той же ткани (волосы и т.д.) в пределах нескольких математических порядков. Так, для As, Cd, Cl, Cu, Fe, Mo в стандарте МАГАТЭ «Волосы человека», уровень минимальных и максимальных значений колеблется от 100 до 10^3 [24]. С.М. Ткалич [42], обстоятельно оценив средние содержания 64 элементов в золе континентальных растений, показывает что максимальные их концентрации в отдельных видах могут превышать среднее в 50 000 (As) - 10 0000 (W) раз.

На наш взгляд, такая высокая вариабельность в уровнях накопления химических элементов в ЖВ определяется, прежде всего, следующими основными причинами:

1) *Неоднородностью состава самого исследуемого ЖВ,* изучаемого на различных структурных уровнях его организации: субклеточном (органеллы), клеточном, организменном, видовом, популяционном и т.д. Так, по данным Е.А. Бойченко в разных органеллах клеток происходит концентрирование определенных химических элементов в 10-1000 раз отличающихся по сравнению с целой клеткой. Например, Ti в нейтральных липидах больше, чем в клетке в 100 раз и т.д. Г.Н. Саенко показывает, что концентрация Br в морских растениях в одном и том же участке моря колеблется от 203 до 1004 мг/кг сухого вещества [38]. Из практики биогеохимических исследований хорошо известно, что разные части растений избирательно накапливают те или иные виды микроэлементов, что подтверждается нашими исследованиями ягодных (черника (Vaccinium myrtillus), клюква болотная (Oxycoccus palustris)) и лекарственных растений (лабазник вязолистный (Filipendula ulmaria) [10 и др.].

2) *Стадии физиологического развития и состояния ЖВ,* которые зависят от времени суток, сезона года, степени освещенности, возраста и ряда других параметров существенно определяет уровень накопления элементов. Так, наши исследования показали, что в зависимости от стадии вегетационного развития картофеля уровень накопления микроэлементов существенно изменяется. Наиболее ярким примером изменения концентрации элементов от возраста биологического вида может служить калий в организме человека, который определялся с использованием счетчиков импульса человека (СИЧ) по изотопу $К^{40}$ непосредственно во всем теле. Общая когорта обследованных людей составила 2960 человек в возрасте от 1 до 79 лет. Установлено, что к 10-12 годам у женщин, и к 18-20 годам у мужчин накапливается максимальное количество этого элемента, а затем его концентрация постепенно с возрастом понижается в 1,5-2 раза к 60-70 годам у обоих полов [47].

3) *Патологическим состоянием организма* (предболезнь, болезнь различных стадий развития), которое во многом определяет уровень накопления химических элементов в органах и тканях ЖВ, в т.ч. человеке. Это один из тех вопросов, который сейчас наиболее активно обсуждается среди специалистов. На существование взаимосвязи химии и медицины, как при возникновении заболеваний, так и их лечении обращал внимание уже Теофраст Парацельс (1493-1541), который утверждал, что все вещества яд и нет ничего чтобы не было ядом, но все определяет доза, которая делает вещество ядом или лекарством.

Исследование адаптивных сдвигов в содержании химических элементов при изменении внешних воздействий, прежде всего стрессового характера, роли химических элементов в этиологии и патогенезе различных заболеваний, индикаторных показателей и выработке корригирующих и лечебных мероприятий становятся предметом новых научных направлений и дисциплин под названием «Медицинская элементология» [1, 27, 29], «Микроэлементология» [30].

Сегодня достаточно активно изучается вопрос о роли химических элементов в процессах метаболизма в ЖВ на разных структурных уровнях его организации (органелла, клетка, ткань и т.д.) и по этой проблеме накоплен большой материал, который позволяет предполагать причинно-следственные связи между уровнем накопления химических элементов и возникновением и развитием той или иной патологии. В работах А.П. Авцына, Г.А. Бабенко, А.О. Войнар, А.А. Жаворонкова, М.Г. Коломийцевой, Л.Р. Ноздрюхиной, Л.И. Жук, А.А. Киста, Я.В. Пейве, В.Я. Шустова и др. показаны изменения баланса содержания элементов в тканях и органах человека при возникновении и протекании тех или иных патологий.

Именно на установление нарушения баланса элементов в организме основана диагностика и лечение в широко практикуемых в настоящее время методах коррекции здоровья (метод А.В. Скального и др.). Эта проблема чрезвычайно актуальна, но она весьма сложна и неоднозначна, т.к. уровень элементов в ЖВ определяется чрезвычайно многими факторами. Она усложняется и тем, что по существу дела нет нормы для практически или условно здорового организма и ткани человека.

На сегодняшний день доступными для широкого пользования являются данные доклада рабочей группы II МКРЗ по условному человеку [47], в которые включена информация по составу 71 органа и ткани 150 взрослых, погибших в результате несчастного случая с использованием одних методов анализа, а также данные из других источников, зачастую пересчитанных, т.к. приводимые сведения выражаются в разных единицах массы: миллиэквивалент-процент, миллиграмм-процент, микрограмм на грамм и т.д. и характеризуют сырую или сухую ткань, золу и т.д. В этой обобщенной сводке представлены данные по 47 химическим элементам. Это, безусловно, интересный материал, но он не учитывает данных по региональным, половым, возрастным и другим признакам, которые могут определять реальный химический состав органов и тканей. И как быть в этом случае с прогнозом заболевания?

В табл. 4 приведены данные по химическому составу щитовидной железы человека [47] в сравнении с таковой для условно здорового человека и патологически измененной щитовидной железой, отобранных в Томском регионе [6].

Таблица 4

Оценочные уровни накопления химических элементов (мг/кг сырой массы) в щитовидной железе человека

Элемент	По данным справочника «Человек, медико-биолог. данные, 1977»	Томский регион		Элемент	По данным справочника «Человек, медико-биолог. данные, 1977»	Томский регион	
		условно здоровый человек (N=6)	патологически измененная железа (N=101)			условно здоровый человек (N=6)	патологически измененная железа (N=101)
N	$2{,}2*10^{4}$	-	-	**As**	-	<0,25	<0,25
A1	8,5	-	-	**Na**	$3*10^{4}$	3315	6655
Ba	$80*10^{-3}$	<25	<24	**Ni**	$60*10^{-3}$	-	-
Be	-	-	-	**Nb**	-	-	-
B	$110*10^{-3}$	-	-	**Sn**	$170*10^{-3}$	-	-
Br	20	7,5	180	**Ra**	-	-	-
V	$110*10^{-4}$	-	-	**Hg**	-	0,6	0,75
Bi	$235*10^{-4}$	-	-	**Rb**	6	1,8	5,6
H	$1*10^{5}$	-	-	**Sm**	-	0,9	0,58
Hf	-	0,03	0,04	**Pb**	$120*10^{-3}$	-	-
Eu	-	<0,01	<0,01	**Se**	-	7	5
Fe	55	258	803	**S**	-	-	**-**
Au	$120*10^{-3}$	0,03	0,02	**Ag**	$135*10^{-5}$	<0,25	<0,25
Yb	-	<0,03	0,08	**Sc**	-	0,023	0,015
Y	$435*10^{-4}$	-	-	**Sr**	*130*$*10^{-3}$	<38	<31
I	600	-	-	**Sb**	-	0,1	0,6
Cd	$70*10^{-2}$	-	-	**Ta**	-	<0,02	<0,02
K	1200	-	-	**Ti**	$70*10^{-3}$	-	-
Ca	350	13458	8960	**Th**	-	<0,05	<0,04
O	$7*10^{5}$	-	-	**C**	$8{,}5*10^{5}$	-	-
Co	$110*10^{4}$	0,24	0,23	**U**	-	0,75	0,68
Si	-	-	-	**P**	750	-	-
La	-	0,65	0,6	**F**	$400*10^{-2}$	-	-
Li	$160*10^{-4}$	-	-	**Cl**	$2{,}65*10^{4}$	-	-
Lu	-	0,005	<0,005	**Cr**	$135*10^{-4}$	0,9	2,2
Mg	750	-	-	**Ce**	-	<0,25	<0,28
Mn	$55*10^{-2}$	-	-	**Cs**	-	<0,1	<0,1
Cu	$110*10^{-2}$	-	-	**Zn**	31	220	263
Mo	$450*10^{-4}$	-	-				

Примечание: «-» нет данных; N-количество проб

Эти данные, конечно, отличаются по набору изученных компонентов. В нашем случае использовался только количественный многоэлементный нейтронно-активационный анализ на 23 элемента. В сравнении со справочными данными [47] показатели по нашему региону (условно здоровый человек в наших исследованиях) несколько отличаются. Так, обращают на себя внимание такие элементы как Fe, Br, Ca и др.

Заболевание щитовидной железы, как показали наши исследования [10, 23, 55], приводит к существенному изменению уровней накопления химических элементов и к нарушению их соотношения [10, 54] (табл.4, 5).

Таблица 5

Индикаторные показатели отношений элементов

Отношения элементов	Зоны техно-генного влияния	Почва	Накипь питьевой воды	Волосы детей	Кровь человека*	Патологически измененная щитовидная железа человека*	Скорлупа яиц птиц (Turdus pilaris)	Организм амфибий (Rana arvalis)*
Na/Br	ближняя	-	46	29	244	3,5	1810	108
	дальняя	772	440	189	711	29	-	-
Br/U	ближняя	-	19,6	22	1060	138	8,6	182
	дальняя	5,7	4,6	72	70	165	-	-
Th/U	ближняя	4,9	0,5	2,5	1	0,002	0,25	0,1
	дальняя	2,5	0,2	0,2	0,07	0,04	-	-
La/Yb	ближняя	-	6,3	30	0,2	1	4	0,7
	дальняя	11	13	32	4,4	6,3	-	-
(La+Ce) / (Yb+Lu)	ближняя	-	6,9	22	0,5	2,5	7,8	0,8
	дальняя	28	39	30	8,4	6,9	-	-
La/Ce	ближняя	-	6,3	0,9	0,7	0,5	0,8	2,4
	дальняя	0,6	0,9	4	4	2,5	-	-

Примечание: * - сухое вещество

Аналогичные различия по нашим данным наблюдаются и в составе волос человека (табл. 6). В нашем случае охарактеризованы волосы детей до 15 лет двух регионов и, как видно из таблицы 6, региональные особенности волос просматриваются достаточно четко [4, 6, 8, 9]. Следует отметить, что нам удалось установить взаимосвязь между уровнем накопления химических элементов в крови и цитогенетическими показателями крови (наличие микроядер, определенных Н.Н. Ильинским) [5, 6, 7].

Таблица 6

Оценочные уровни накопления химических элементов (мг/кг сухого вещества) в волосах человека

Элемент	1	2	Томский регион	Челябинский регион
N	0,1-191	$145*10^3$	-	-
AI	0,12-29	4,6	-	-
Ba*	0,0004-0,02	5	<5-46	-
Be	0,037-25	-	-	-
B	0,15-490	5	-	-
Br	0,0045-880	12,5	18,2	2,7
H	-	$80*10^3$	-	-
Hf	-	-	0,09	0,03
Eu	-	-	<0,005-0,008	-
Fe	3-2400	4300	1198	42
Au	-	$80*10^{-3}$	0,07	0,02
Yt	-	$420*10^{-4}$	-	-
I	0,03-70	15,5	-	-
Cd	0,01-16,1	-	-	-
K	0,94-2370	-	-	-
Ca	7-10887	3200	3022	2339
O	0,002-15	$300*10^3$	-	-
Co	0,005-0,46	$295* 10^{-5}$	0,34	0,03
Si	0,01-3600	-	-	-
La	-	-	0,41	0,18
Li	-	-	-	-
Lu	-	-	0,023	0,01
Mg	1,5-1040	50	-	-
Mn	0,03-81,5	1,2	-	-
Cu	0,3-293	15,5	-	-
Mo	0,01-3	-	-	-
As	0,001-26	2,0	-	-
Na	0,04-3500	650	810	603
Ni	0,002-193	7,5	-	-
Nb	-	2,15	-	-
Sn	0,02-497	-	-	-
Hg	0,03-195	6	<0,05	-
Rb	0,012-5,3	23,5	1,09	-

Продолжение таблицы 6				
Sm	-	-	0,11	0,08
Pb	0,004-155	50	-	-
Se	0,002-66	-	0,23	0,18
S	26000-570000	$440* 10^{2}$	-	-
Ag	0,005-9	3,4	0,41	-
Sc	-	-	0,11	0,007
Sr	0,01-860	$50*10^{-3}$	-	-
Sb	0,007-38	6,5	0,19	0,11
Te	-	-	-	-
Ti	0,0002-0,05	$50*10^{-3}$	-	-
Th	-	-	0,16	0,06
C	-	$490*10^{3}$	-	-
U	0,0001-2,3	-	0,15	0,15
P	18-800	-	-	-
Cl	-	100	-	-
Cr	0,026-65,3	3,8	7,6	0,5
Ce	-	-	0,39	0,11
Zn	<1-1770	260	164	403

Примечание: «-» нет данных; 1 – обобщенная сводка по миру (по Зайчику и др., 2004); 2 – по данным справочника «Человек, медико-биолог. данные», 1977.

Следует отметить, что прекращение функций метаболизма и дыхания ЖВ (отмирание) приводит к изменению его химического состава. На это обращал внимание В.И. Вернадский, который, ссылаясь на опыты Н.Д. Зелинского, показывает, что разница в определении азота в живых и высушенных пчелах составляет более 1 % [15]. Об этом же свидетельствуют данные, приводимые В.К. Бернатонисом, С. Масловым, В.И. Архиповым, С.И. Арбузовым, В.А. Бобровым, В.Д. Страховенко, А.М. Беляевой и др. по изучению торфяных залежей. Верхняя часть изучаемых разрезов, представляющих собой биологически живую часть торфа, состоящую из различной растительности, грибов, бактерий и т.д. всегда обогащена химическими компонентами по сравнению с уже отмершей его частью на более глубоких горизонтах. Из изученных методом многоэлементного нейтронно-активационного анализа 24 элементов только U, Lu, Yb, B, As и Ag не имеют тенденции к уменьшению с глубиной. Особенно разительно изменение химического состава живой клетки после ее отмирания. Сегодня хорошо известно, что концентрация К внутри живой клетки много больше, чем Na (примерно в 15 раз), тогда как в межклеточной жидкости Na больше, чем К примерно в 25 раз. Непосредственно после отмирания клетки их концентрации выравниваются.

4) *Особенностями химического состава среды обитания* (ландшафтно-климатические особенности, состав субстрата, наличие источников поступления аномально высоких концентраций химических элементов и др.), которые являются одним из основных факторов, определяющих общий химический состав ЖВ.

На это обращали и обращают внимание все без исключения исследователи, занимающиеся геохимией ЖВ. В.И. Вернадский [13] на этом акцентировал особое внимание, отмечая, что химический элементный состав организмов теснейшим образом связан с химическим составом земной коры и приводил в своих статьях убедительные примеры. Он всегда подчеркивал, что изучать биологические вопросы изучением только одного, во многом автономного организма нельзя, т.к. он нераздельно связан с земной корой и вне связи с ней в природе не существует. И уже в начале XX века В.И. Вернадский подчеркивает, что «...появление культурного человека начинает менять химический лик нашей планеты» [13], тем самым предвидя те геохимические изменения в биосфере, которые произошли за последние 70 лет под влиянием деятельности человека.

Эти основополагающие выводы великого ученого на зависимость химического состава ЖВ от среды обитания позднее были многократно подтверждены и логически развиты исследованиями А.П. Виноградова, В.В. Ковальского, А.И. Перельмана, В.А. Алексеенко и многими другими. Именно на этом постулате основаны биогеохимические методы поисков месторождений полезных ископаемых, создано учение о биогеохимических провинциях и о взаимосвязи этих провинций с проявлением эндемических заболеваний, что привело к становлению нового научного направления «Медицинская геология», активно развиваемого в настоящее время Olle Selinus (Швеция) и другими, появлению учения об микроэлементозах [27, 29, 30].

Взаимосвязь здоровья человека с геологическими факторами, в том числе геохимическими, весьма обстоятельно рассмотрены в серии публикаций, в том числе в монографии «Essentials of Medical Geology» (2005). Следует отметить, что в составе ЖВ довольно отчетливо проявляются глобальные, региональные и локальные геохимические особенности, отражающие специфику геохимических фонов, в том числе аномально высоких. Например, Иссыкульская урановая, Тувинская кобальтовая, засоленные полупустыни Южной Азии и др.

Сегодня во многих регионах закартированы йодные и безйодные, селеновые и безселеновые, мышьяковые и без такового области и провинции, где ЖВ, в том числе человек, чувствует себя дискомфортно и где наиболее ярко наблюдается зависимость реакции организмов от концентрации и соотношения макро- и микроэлементов в среде. Сегодня широко обсуждается в научной среде проблема взаимосвязи химического состава природной среды и реакций ЖВ.

Нашими работами по изучению геохимии лекарственных растений (княжика сибирского - Atragene speciosa Weinm.; лабазника вязолистного - Filipendula ulmaria и др.) с использованием метода многоэлементного нейтронно-активационного анализа достаточно четко выявлена геохимическая специализация растений от

состава субстрата материнских пород, в том числе наличия месторождений полезных ископаемых. Более того, эти исследования позволяют предполагать, что микроэлементный состав лекарственных растений в какой-то мере определяет биологическую активность препаратов, выделяемых из них [6]. Аналогичный вывод был сделан Ю.Л. Банаевой при изучении шлемника байкальского (Scutellaria baicalensis Georgi), которая отметила, что экстракты корней шлемника байкальского из разных мест произрастания проявляют различную противоопухолевую активность, а между торможением роста опухолей у мышей и содержанием микроэлементов в растении можно установить прямые или обратные зависимости [3].

К факторам среды обитания, влияющим на химический состав ЖВ, следует отнести и воздействие техногенеза. Эти вопросы, ставшие объектом обсуждения в последние годы, чрезвычайно сложны, но тем не менее, имеющийся материал свидетельствует о несомненном влиянии геохимической деятельности человека на химический состав всех объектов природной среды и ЖВ [32]. Вокруг крупных промышленных предприятий, производственных комплексов и мегаполисов формируются устойчивые природно-техногенные геохимические районы, области и провинции. К таковым на территории России и СНГ могут быть отнесены «медные» (Южный Урал), «никелевые» (Норильск, Мончегорск), «фторные» (Братск, Джамбул и др.) и др. провинции [10, 34, 35, 44, 48].

Так, наши исследования, проводимые в районе размещения комплекса предприятий ядерно-топливного цикла, расположенного в непосредственно близости от г. Томска [10, 35], свидетельствуют о формировании природно-техногенной геохимической субпровинции площадью в несколько тысяч км^2 [34, 35], признаки которой проявляются во всех объектах окружающей среды, в том числе и в ЖВ [9, 35, 52, 57]. Это выражается не только в изменении геохимического спектра элементов изучаемых объектах, находящихся в разных зонах влияния предприятий, уровнях их накопления, но и в отношениях элементов (табл. 5) между собой [8, 9, 53].

5. *Несовершенство аналитических методов определения* химических элементов ЖВ может быть одной из причин существенных колебаний их содержаний. Эта проблема касается не только анализа ЖВ, но и всех природных объектов, характеризующихся крайне неоднородным строением и распределением химических компонентов, их слагающих. Для решения этой проблемы разработаны специальные процедуры оценки качества используемых методов, контроля качества анализов и т.д. В том числе широко применяются методы внутреннего и внешнего контроля, интеркалибровки и т.д. Для оценки качества анализов и получения сопоставительных результатов широко используются стандартные образцы сравнения (СОС). На сегодняшний день созданы многие десятки СОС, в том числе почв, растительности, многих биологических материалов. Следует отметить, что создание подобных стандартов весьма сложная работа, требующая прежде всего получения гомогенного по составу материала и тщательной аттестации СОС на содержание химических компонентов.

Многоэлементный нейтронно-активационный анализ, реализуемый в ядерно-геохимической лаборатории Томского политехнического университета на базе исследовательского реактора, результаты которого авторы используют при исследовании биологических материалов, проходил процедуру аттестации, и он использовался при аттестации СОС МАГАТЭ (IAEA 03090, 03091 а.е.) и создаваемых СОС в Институте геохимии СО РАН (г. Иркутск), в том числе стандартов ЗУК (зола углей), БИЛ (байкальский ил) и др. Достоверность изучаемых результатов в ЯГЛ ТПУ можно считать как удовлетворительную, а по ряду элементов: Sc, Eu и некоторых других, как хорошую.

Для получения достоверной геохимической информации по максимальному комплексу химических элементов в ЖВ на наш взгляд необходимо сочетание методов ИНАА, ICP-MS и, вероятно, метода СИ, как максимально отвечающих требованиям к аналитическим методам при анализе ЖВ. Так, комбинируя методы ИНАА и ICP-MS, нам удалось количественно охарактеризовать угли Минусинского бассейна на 46 элементов [33]. На наш взгляд при характеристике ЖВ следует анализировать как минимум 70 элементов, включая элементы редкоземельной и платиновой групп, роль которых в физиологических процессах организма чрезвычайно важна, а их изученность в ЖВ крайне слабая.

Все разнообразие химических элементов в ЖВ требовало систематизации и анализа. Так, В.И. Вернадский все известные в ЖВ химические элементы (39) сгруппировал по декадам в зависимости от уровня их накопления. В 1-111 декады им включены 10 химических элементов, встречающихся в человеке в концентрациях от 10^{-1} до >10%. К таковым им были отнесены: O, C, H, N, Ca, P, K, Na, Cl, S, позднее В.В. Ковальским (1974) эти элементы были включены в число, так называемых, незаменимых элементов, в число которых им были включены и другие 10 элементов, встречающихся в концентрациях 10^{-1}-10^{-2} % – Mg; 10^{-2}-10^{-3} % – Zn; Fe и др. (БСЭ, 1970, Т.3, с. 328). Перечень этих элементов весьма сходен с таковым, состоящим из 19 элементов, выделенных H.M. Bowen (1966).

Известны классификации химических элементов в ЖВ по их уровню содержания; макро-, микро- и ультрамикроэлементы (А.П. Виноградов); по степени встречаемости: постоянно встречающиеся первичные, вторичные, микрокомпоненты (Уэбб и Фирон по А.А. Кисту, 1988); в зависимости от роли в питании: элементы микропитания и ядовитые, в том числе очень ядовитые (B. Mason); от предполагаемой биологической роли элементов: незаменимые микроэлементы, вероятно незаменимые и физиологически неактивные (Е. Андервуд). Существуют и другие классификации с выделением металлов жизни (Уильямс, 1975) и т.д. Предлагается группировка химических элементов таблицы Д.И. Менделеева в биосфере: на главные (major), второстепенные (minor), следовые (trace) и редкие газы (Olle Selinus a.e. Medical Geology 2005). А.П. Авцын с соавторами (1991) при характеристике микроэлементозов выделяет: важнейшие эссенциальные микроэлементы, условно эссенциальные микроэлементы, токсичные микроэлементы и ятрогенные элементы. Существуют классификации по физико-химическим свойствам элементов. Например, К.Б. Яцимирский предлагал классифицировать химические элементы на их ионных, ковалентных характеристиках, либо по жесткости и мягкости их кислот и оснований (Пирсон, Льюс и др. по А.А. Кисту, 1987) и др. По разным авторам количество обязательно присутствующих элементов (жизненно необходимых элементов) в ЖВ колеблется от 19 [27] до 22 [29]. В

основном они представлены металлами, а из них больше половины являются d-элементами, образующими координационные и с ковалентными связями соединения [29, 51]. Выделение группы токсичных элементов безусловно важно, но также важно помнить и другое, что очень четко сформулировал Парацельс: *«Ядовитыми могут быть любые вещества. Различие между ядом и лекарством состоит лишь в дозе».*

На наш взгляд для типизации химических элементов в ЖВ можно использовать подходы, реализуемые в кристаллохимии. Так, все известные в ЖВ химические элементы могут быть подразделены в зависимости от их роли в образовании стереохимических структур органических и неорганических соединений на следующие основные группы:

1. *Главные структурообразующие (конституционные) химические элементы* простых молекул, участвующих в биохимических процессах, взаимодействующих друг с другом и образующих при этом макромолекулы (биополимеры) весьма сложной структуры, например, полисахариды, белки, построенные из аминокислот и нуклеиновые кислоты. К ним относятся такие элементы как H, C, O, N, S, P. Так элементарный состав основных белков представлен: C - 50.6-54.5%; O - 21.5-23.5%; H - 6.5-7.3%; N - 15-17.6%: S - 0.3 - 2.5% [13]. В.И. Вернадский предлагал называть эти элементы органогенными. Эти химические элементы играют фундаментальную роль в структуре и функциональной деятельности живого вещества. Их извлечение из структуры данного соединения невозможно без ее разрушения. Возможно предполагать изоморфное замещение тех или иных компонентов, особенно фосфатных группировок и серы.

2. *Сопутствующие структурообразующие химические элементы,* которые могут входить или не входить, а структуру некоторых специфических белков, например, ферментов, а также пигментов, витаминов, гормонов. Все эти компоненты ЖВ находятся в сложных взаимоотношениях друг с другом, нередко образуя сложные по строению соединения, например, липидов и белков (липопротеи-ды в составе протоплазмы), белков и порфиринов, например, гемоглобин (хромопротеид) и т.д. Как правило, многие из них содержат металлы, например ферменты (металлоферменты) или пигменты, например, порфирины, содержащие хромофорные группы.

К химическим элементам этой группы, по-видимому, следует отнести: Mg, Ca, Mn. Fe, Co, Cu, Zn, а также, вероятно, V, Cr, Ni, Mo, Cd [31, 51]. Именно эти элементы чаще всего рассматриваются как «металлы жизни» [43] или эссенциальные и условно эссенциальные элементы [30]. Их количество в структурах может быть чрезвычайно изменчиво, вплоть до того, что они могут отсутствовать. В процессе их замещения другими металлами или с изменением их валентности могут происходить конформационные изменения биополимеров, например, переход гемоглобина в метгемоглобин при изменении валентности Fe (Fe^{+2} Fe^{+3}) с совершенно иными биохимическими и физиологическими свойствами. Следует отметить, что наличие или отсутствие ферментов, содержащих те или иные металлы, у организмов может зависеть как от типа тканей, так и от условий среды обитания (Кирби, 2005).

3. *Неструктурообразующие химические элементы,* к которым относится большинство химических элементов, не попадающих в 1 и 2 группы. Формы нахождения этих химических элементов в ЖВ, как и в твердых телах, самые разнообразные. Прежде всего, они могут присутствовать в форме истинных, коллоидных и комплексных соединений растворенных в воде, на долю которой в ЖВ может приходиться от 60 до 99% от веса организма [22]. В.И. Вернадский отмечал, что все организмы представляют полужидкие, а иногда жидкие водные системы. Вода в жидкой (несвязанной) форме необходима для всех клеточных биохимических реакций, хотя и существуют некоторые ферменты, активные в безводной среде [26]. Вода является главным транспортирующим средством многих химических компонентов. В ней, кроме растворенных компонентов (катионов K^+, Na^+, Ca^{+2}, Mg^{+2} и др., анионов Cl^-, J^-, Br^- и др.) могут присутствовать растворенные газы (O_2, CO_2 и др.), твердые нерастворимые соли. В этом плане вода живых организмов чрезвычайно схожа с морскою водою [46], являющейся чрезвычайно динамической физико-химической системой, а на взаимосвязь химического состава ЖВ и вод мирового океана обращал внимание еще В.И. Вернадский [11]. При этом, как следует из анализа наших данных по составу планктона, на долю главных и сопутствующих структурообразующих химических элементов в этих одноклеточных животных приходится около 98.1% всей их массы, тогда как на долю растворимых анионов и катионов (Cl^-, K^+, Na^+), поддерживающих осмотическое давление в клетках ЖВ через механизм «Na насоса» приходится 1.9%. Кроме того, неструктурообразующие химические элементы могут находиться в адсорбированном рассеянном состоянии на клеточных мембранах, кровеносных и лимфатических сосудах и т.д., либо находиться в форме собственных минеральных образований, в том числе микронных и наномикронных размеров, формирующихся в процессе биохимических реакций в ЖВ.

Современные методы исследования вещественного состава (электронная микроскопия и др.) позволяют диагностировать нахождение многих химических элементов в виде отдельных миналов, минералов и наноминералов. Так, профессор Энрико Сабиони (Италия), неоднократно демонстрировал нахождение тех или иных наноминералов в клетках живых организмов, в том числе урана, карбонатов и др. при изучении «балканского синдрома» (как следствие использования в войне с Югославией боеголовок из урана-238 (устное сообщение в докладах в Афинах, 2005 г. и в Вильнюсе, 2006 г.). Примером такого минералообразования в костной ткани на фибриллярном белке (каллогене) является формирование гидроксилапатита, являющегося, с одной стороны, накопителем фосфора, а с другой – играет опорную (конструкционную) функцию вместе с каллогеном в костной ткани.

Таких минералов, возникающих при участии ЖВ, названных в свое время Я.В. Самойловым [39] *биолитами* достаточно много. К ним можно отнести: кальцит, арагонит, скрытокристаллическая разновидность кремнезема (опал) и др.

При этом обращается внимание на эволюционные изменения преобладающего состава минералов в скелетных тканях. Так, кремневые скелеты с SiO_2 и H_2O встречаются рано в эволюционном ряду организмов, сохраняясь у растений и некоторых организмов (Foraminifera и др.) в настоящее время. Карбонатные (Ca, Mg)

скелеты появились также рано, но затем они сменились на Ca-P (фосфат кальция + хитин) и фосфат Ca+белок [18, 19].

Следует особо отметить, развиваемую в последнее время идею академика Н.П. Юшкина о биоминеральных взаимодействиях. Используя «фиброкеритовую» модель простейшей живой ячейки, по химическому составу соответствующую составу белка, им предложена концепция углеводородной кристаллизации жизни [50]. Провести четкую границу между элементами 2-ой и 3-ей групп бывает крайне затруднительно, т.к. одни и те же элементы могут быть как связанные в структуре каких-либо соединений, особенно ферментов и пигментов, так и не быть таковыми. Например, соединение U^{+6}, который образует уранильную группировку UO_2^{+2} и который, в силу своих физико-химических свойств, казалось бы не должен входить в какие-либо структуры ЖВ как структурообразующий элемент 2-ой группы, но в 1970 Эйхгон обнаруживает, что в ряде случаев он обладает этим свойством.

Краткий экскурс в проблему геохимии живого вещества, свидетельствует, что за 80 лет со дня публикации В.И. Вернадским своего фундаментального труда «Биосфера» и статей, посвященных химическому составу живого вещества, многие вопросы, поставленные великим естествоиспытателем, так и остались далеки от своего решения. Прежде всего, это касается вопроса о *количественной оценке* содержания элементов в ЖВ. «Главным недостатком является отсутствие полного элементарного анализа живого вещества... Мы не имеем их даже, например, для такого организма, каким является человек, организм которого изучается уже целые столетия...» – писал В.И. Вернадский 84 года назад [13]. И на сегодняшний день мы только в самом первом приближении можем говорить о химическом составе человека, его органов и тканей. В лучшем случае нам известна информация, например в волосах, о 50-60 элементах. Практически отсутствует информация об изотопном составе элементов. А ЖВ, как отмечал В.И. Вернадский [14], состоит из чистых изотопов и, что оно способно разлагать смеси изотопов и избирать из них некоторые. Он отмечал, что организм относится к тяжелой воде (H_2O, содержащая дейтерий) иначе чем к воде обыкновенной, т.е. организм различает два водорода, а, следовательно, можно ожидать существование в ЖВ общей способности разно относиться к разным изотопам одного и того же элемента. Об изотопном составе ЖВ, его изменении и возможном физиологическом значении начинают говорить врачи [25] и геохимики [28]. Так, В.П. Казначеев многократно в своих работах показывал, что соотношение в клетках человека ^{12}C и ^{13}C за 8-12 лет проживания его на Севере изменяются в сторону ^{12}C, после чего организм резко стареет [25]. Удивительную реакцию по изменению изотопного состава демонстрирует человеческий организм на смену места проживания [28].

Отсутствие полноценных данных об элементном составе человека с учетом региональных условий его проживания ставят под сомнение возможность использования индикаторной роли химических элементов для установления нарушения минерального обмена и развития патологий у человека.

Решение этого одного из краеугольных камней биогеохимии является чрезвычайно актуальной и реализуемой задачей. Этому будут способствовать появление новых аналитических возможностей (развитие методов масс-сиектрометрии, в том числе JCP-MS, электронной микроскопии и др.), а также активного развития международного сотрудничества, в том числе в рамках реализации комплексных международных программ. Одной из таких программ могла бы стать программа «Геохимия живого вещества».

Представляется важным и необходимым изучение химического состава ЖВ разных видов: бактерий, протоктист, грибов, растений, животных и на разных структурных уровнях их организации и здесь необходимо тесное сотрудничество биологов, микробиологов, аналитиков и геохимиков. Это задача ученых XXI века.

Сегодня чрезвычайно важно изучение геохимических особенностей патологически измененных тканей и органов животных и человека, исследование динамики изменения элементного состава на разных стадиях развития болезни. **Это может стать одним из возможных диагностических признаков развития патологий, их профилактики и лечения в условиях постоянно загрязняющейся современной среды.**

Литература

1. Агаджанян Н.А., Велданова М.В., Скальный А.В. Экологический портрет человека и роль микроэлементов. – М., 2001. – 236 с.
2. Барановская Н.В., Шилова И.В., Краснов Е.А., и др. Аминокислотный и минеральный состав надземной части Atragene speciosa Weinm. // Химико-фармацевтический журнал. – М., 2002. – №11. – С. 33 – 35.
3. Банаева Ю.А. Шлемник байкальский: Автореф. дисс. на соиск. уч. степени канд. биол. наук. – Новосибирск: ЦСБС СО РАН, 1994. – 12 с.
4. Барановская Н.В., Рихванов Л.П. Проявленность предприятий ядерно-топливного цикла при исследовании микроэлементного состава волос человека. // Тяжелые металлы, радионуклиды и элементы - биофилы в окружающей среде: Доклады 2 Международной научно-практической конференции. – Семипалатинск, 2002. – Т.2. – С. 445 – 448.
5. Барановская Н.В., Ильинских Н.Н. Взаимосвязь химического состава и цитогенетических показателей крови человека // Влияние загрязнения окружающей среды на здоровье человека: Сборник трудов 1-й Всероссийской научной конференции с международным участием. – Новосибирск, 2002. – С. 55 – 56.
6. Барановская Н.В. Элементный состав биологических материалов и его использование для выявления антропогенно-измененных территорий (на примере южной части Томской области): Дисс. на соискание уч. ст. канд. биол. наук. – Томск: ТПУ, 2003. – 209 с.
7. Барановская Н.В., Ильинских Н.Н., Ильинских Е.Н., Трущенко Е.В. Содержание химических элементов в крови человека как индикатор состояния окружающей среды и их влияние на здоровье // Актуальные проблемы медицины и биологии: Сборник научных работ. – Томск: СГМУ, 2003. – Вып.2. – С. 142 – 146.
8. Барановская Н.В., Рихванов Л.П., Язиков Е.Г. Индикаторное значение содержания редкоземельных и радиоактивных элементов и их соотношений в волосах человека // Тяжелые металлы, радионуклиды и элементы - биофилы в окружающей среде: Труды 3 Международной научно-практической конференции. – Семипалатинск, 2004. – Т. 2. – С. 575 – 581.

9. Барановская Н.В., Рихванов Л.П. Радиоактивные элементы (U, Th) в волосах детей юга Томской области как показатель техногенного воздействия // Радиоактивность и радиоактивные элементы в среде обитания человека: Материалы 2 Международной конференции. – Томск: Изд-во «Тандем-Арт», 2004. – С. 66 – 69.
10. Барановская Н.В., Рихванов Л.П., Язиков Е.Г. Оценка экологического состояния юга Томской области по комплексу природных сред // Актуальные проблемы геохимической экологии: Материалы V Международной биогеохимической школы. – Семипалатинск, 2005. – С. 412 – 415.
11. Вернадский В.И. Живое вещество в химии моря // Избранное собр. сочинений. – М.: Изд-во АН СССР, 1960. – Т.V. – С. 160 – 183.
12. Вернадский В.И. Океанография и геохимия // Избранное собр. сочинений. – М.: Изд-во АН СССР, 1960. – Т.V. – С. 217 – 288.
13. Вернадский В.И. Химический состав живого вещества в связи с химией земной коры // Избранное собр. сочинений. – М.: Изд-во АН СССР, 1960. – Т.V. – С. 141 – 160.
14. Вернадский В.И. О новых задачах в химии жизни // Избранные собрания сочинений. – М., 1960. – Т.V. – С. 213 – 224.
15. Вернадский В.И. Биосфера // Избранное собр. сочинений. – М.: Изд-во АН СССР, 1960. – Т.V. – С. 7 – 102.
16. Вернадский В.И. Об условиях проявления жизни на Земле // Избранное собр. сочинений. – М.: Изд-во АН СССР, 1960. – Т. V.
17. Вернадский В.И. Живое вещество // Живое вещество и биосфера. – М.: Наука, 1994. – С. 19 – 314.
18. Виноградов А.П. Химический элементарный состав организмов и периодическая система Д.И. Менделеева // Труды биогеохимич. лаборатории, 1935. – Т.III. – С. 1 – 30.
19. Виноградов А.П. Биогеохимические провинции и их роль в органической геохимии // Геохимия. – М., 1963. – №3. – С. 199 – 211.
20. Вредные химические вещества. Радиоактивные вещества: Справочник. – Л.: «Химия», 1990. – 463 с.
21. Галлберг Р.О. Биогеохимия // Энциклопедия систем жизнеобеспечения. Знания об устойчивом развитии. – М.: Издат. дом «Магистр-Пресс», 2005. – Т.1. – С. 38 – 56.
22. Глазовский Н.Ф. Строение и функционирование окружающей среды: Компоненты Земли // Энциклопедия систем жизнеобеспечения. Знания об устойчивом развитии. – М.: Издат. дом «Магистр-Пресс», 2005. – Т.1. – С. 1 – 28.
23. Денисова О.А., Барановская Н.В., Рихванов Л.П., Судыко А.Ф. Изучение элементного состава патологических образований щитовидной железы у населения Томской области // Актуальные проблемы геохимической экологии: Материалы V Международной биогеохимической школы. – Семипалатинск, 2005. – С. 289 – 292.
24. Зайчик В.Е., Агаджанян Н.А. Некоторые методологические вопросы медицинской элементологии // Вестник восстановительной медицины, 2004. – №3(9). – С. 19 – 23.
25. Казначеев В.П. и др. Выживание населения России. Проблемы «Сфинкса XXI века». – Новосибирск: Изд-во НГУ, 2002. – 461 с.
26. Кирби Р. Основы биологии // Энциклопедия систем жизнеобеспечения. Знания об устойчивом развитии. – М.: Издат. дом «Магистр-Пресс», 2005. – Т.1. – С. 403 – 423.
27. Ковальский В.В. Геохимическая экология. – М.: Наука, 1974. – 299 с.
28. Кроуз Г.Р. Стабильные изотопы и живые существа // Природа, 1990. – №12. – С. 18 – 21.
29. Кукушкин Ю.Н. Химические элементы в организме человека // Соросовский образовательный журнал, 1998. – №5. – С. 54 – 58.
30. Микроэлементозы человека / А.П. Авцын, А.А. Жаворонков, М.А. Риш, Д.С. Строчкова. – М.: Медицина, 1991. – 496 с.
31. Неорганическая биохимия. – М.: Изд-во «Мир», 1978. – Т.1,2.
32. Ревич Б.А., Авилиани С.Л., Тихонова Г.И. Окружающая среда и здоровье населения. – М.: Центр экологической политики, 2003. – 149 с.
33. Редкометалльный потенциал углей Минусинского бассейна / С.И. Арбузов, В.В. Ершов, Л.П. Рихванов и др. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2003. – 347 с.
34. Рихванов Л.П. Структура и признаки природно-техногенного биогеохимического района в зоне влияния ядерных производств // Геохимическая экология и биогеохимическое районирование биосферы: Вторая Российская школа «Биогел». – Москва, 1999. – С. 79 – 80.
35. Рихванов Л.П. Общие и региональные проблемы радиоэкологии. – Томск: Изд-во Томского политехн. Ин-та, 1997. – 384 с.
36. Рихванов Л.П. Использование геохимических методов для изучения проявленности объектов ядерного комплекса // Проблемы поисковой и экологической геохимии Сибири. – Томск, 2003. – С. 197 – 199.
37. Риш М.А. Наследственные микроэлементозы // Техногенез и биогеохимическая эволюция таксонов биосферы: Труды биогеохимической лаборатории. – М.: Наука, 2003. – Т.24. – С. 301 – 348.
38. Саенко Г.Н. Металлы и галогены в морских организмах. – М.: Наука, 1992. – 200 с.
39. Самойлов Я.В. Биолиты. – Л.: НХТИ, 1929. – 156 с.
40. Маленченко А.Ф., Бажанова Н.Н., Канаш Н.В. и др. Содержание плутония и некоторых микроэлементов в волосах жителей Беларуси, проживающих на территории, пострадавшей при аварии на Чернобыльской АЭС // Гиг. и сан., 1997. – №3. – С. 19 – 21.
41. Таусон Л.В. Геохимия редких элементов в гранитоидах. – М.: Изд-во «Наука», 1961.
42. Ткалич С.М. Фитогеохимический метод поисков месторождений полезных ископаемых. – Л.: Недра, 1970.
43. Уильямс Д. Металлы жизни. – М.: «Мир», 1975.
44. Уткин В.И. Особенности радиационной обстановки на Урале. – Екатеринбург: УрО РАН, 2004. – 150 с.
45. Ферсман А.Е. Геохимия // ОНТИ-Химтеорет. – Ленинград, 1937. – Т.III. – 503 с.
46. Хорн Р. Морская химия (структура воды и химия гидросферы). – М.: Изд-во «Мир», 1972. – 380 с.
47. Человек. Медико-биологические данные. Доклад рабочей группы комитета II МКРЗ по условному человеку. – М.: «Медицина», 1977. – 445 с.
48. Эколого-геохимические особенности Томского района и заболеваемость населения / Рихванов Л.П., Сухих Ю.И., Волкова И.Н. и др. – Томск: Издательский дом «Тандем-Арт», 2005. – 250 с.
49. Эмсли Дж. Элементы. – М.: Изд-во «Мир», 1991. – 290 с.
50. Юшкин Н.П. Биоминеральные взаимодействия // 42-е чтение им. В.И. Вернадского. 12 марта 2002 г. – М.: «Наука», 2002. – 59 с.

51. Яцимирский К.Б. Введение в бионеорганическую химию. – Киев: «Наукова Думка», 1976. – 142 с.
52. Baranovskaja N.V., Rikhvanov L.P. Trace elements in composition of biosubstrates of people living in a district of the nuclear plant of Russia / Macro and Trace Elements. 21 Workshop 2002. Main Building of the Friedrich Schiller University Jena. – P. 1266 – 1270.
53. Baranovskaya N.V., Rikhvanov L.P. The accumulation levels of the radioactive elements (uranium, thorium) and bromine and their ratios in the hair of school children from Tomsk oblast // Macro and Trace Elements. 22 Workshop 2004. Main Building of the Friedrich Schiller University Jena. – P. 1669 – 1674.
54. Baranovskaya N.V., Rikhvanov L.P., Yazikov E.G., Iankovich E.P., Belyaeva A.M. Concentrations and indicated element ratios in environments and human tissues // 5 Intern. Symposium on Trace Elements in Human: New Perspectives. – Athens, 2005. – P. 683 – 694.
55. Baranovskaya N., Denisova O., Rikhvanov L. Trace elements in different pathological changes of thyroid gland // Int. Symposium on Trace Elements in the Food Chain. – Budapest, 2006. – P. 15 – 16.
56. Lindh U. Biological functions of the elements // Essentials of Medical Geology. – Elsevier, 2005. – P. 115 – 160.
57. Rikhvanov L., Baranovskaya N., Yazikov E., Belyaeva A. Using of geochemical methods for the detection of environmentally unfavourable zones // Metals in the environment: Third Intern. Conference in Lithuania. – Vilnius, 2006. – P. 27 – 29.

СОДЕРЖАНИЕ ZN, CD, PB, CU В ЛИСТЬЯХ БЕРЕЗЫ ПОВИСЛОЙ (BETULA PENDULA ROTH) НА ТЕРРИТОРИИ Г. ПАВЛОДАР

Г.Е. Асылбекова
Научный руководитель доцент Б.Х. Шаймарданова
Павлодарский государственный педагогический институт, г. Павлодар, Казахстан

В современных условиях формирования техногенных геохимических провинций серьезную озабоченность вызывают негативные последствия воздействия загрязненной окружающей среды на живые организмы от широкого спектра химических компонентов органического и неорганического происхождения, в том числе микроэлементов. В условиях возрастающего антропогенного давления увеличиваются техногенные потоки загрязняющих веществ, усиливается их воздействие на все компоненты биосферы, изменяются биогеохимические циклы элементов. Часто такое воздействие связано с работой определенного типа предприятий и характеризует ситуацию локального характера [1].

На прилегающей к г. Павлодар территории действуют следующие предприятия-загрязнители: алюминиевый, ферросплавный, нефтеперерабатывающий, картонно-рубероидный заводы, а также ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, ТЭЦ-3 и ГРЭС. Помимо этого, Павлодар является областным центром со значительным потоком автотранспорта и соответствующим объемом выхлопных газов. Поэтому неизбежно загрязнение атмосферного воздуха, почвы, водоемов и биосистем тяжелыми металлами (ТМ). Отсюда возникает необходимость постоянного контроля за состоянием загрязнения окружающей среды тяжелыми металлами. Этот контроль можно осуществлять посредством биоиндикаторов, позволяющих судить о степени загрязненности окружающей среды.

Целью работы явилась оценка содержания химических элементов в листве березы повислой (Betula pendula Roth) г. Павлодар.

Научная новизна работы.

Впервые изучен уровень накопления ТМ в листьях березы повислой (Betula pendula Roth) на территории Павлодарской области.

Объектом исследования являлись листья березы повислой (Betula pendula). Листья были отобраны на 6 условно выделенных участках г. Павлодар. Участки сгруппированы по удаленности от основных источников загрязнения – промышленных зон Павлодарского нефтехимического завода, Павлодарского химзавода, Алюминий Казахстана (ПАЗ и ТЭЦ-1), ТЭЦ-2, ТЭЦ-3.

Содержание ТМ (табл. 1, 2) определяли методом вольт-амперометрической инверсии (СТА). Всего проанализировано 90 проб. При обработке аналитических данных использовали пакет прикладных программы «Статистика».

Таблица 1

Содержание химических элементов (мг/кг) в листьях березы, n = 90

Участок	*Zn*	*Cd*	*Pb*	*Cu*
1	*8,9±2,1* *32-0,02*	*0,14±0,04* *0,67-0,002*	*0,38±0,06* *1-0,03*	*0,53±0,11* *1,5-0,00003*
2	*10,2±1,7* *24-3,9*	*0,03±0,02* *0,32-0,0017*	*0,54±0,09* *1,2-0,16*	*0,4±0,1* *1,3-0,00003*
3	*7,7±2,25* *17-0,4*	*0,1±0,1* *0,72-0,0017*	*0,5±0,1* *1,1-0,16*	*0,5±0,14* *1,2-0,015*
4	*19±3,22* *39-11*	*0,06±0,02* *0,2-0,0017*	*0,50±0,09* *1-0,23*	*1,33±0,66* *5,7-0,00003*
5	*6,5±0,7* *12-2,9*	*0,08±0,05* *0,64-0,00165*	*0,4±0,04* *0,7-0,17*	*0,54±0,1* *1,8-0,000025*
6	*8,8±2,1* *31-2,8*	*0,16±0,09* *1,1-0,0017*	*0,6±0,1* *1,5-0,13*	*1,0±0,14* *1,9-0,35*

Таблица 2

Среднее содержание элементов в листьях березы по г. Павлодар

Элементы	*Zn*	*Cd*	*Pb*	*Cu*
Значение, мг/кг	*10,2*	*0,095*	*0,5*	*0,7*

Анализ геохимических рядов биологического поглощения элементов показал, что имеются отличия в концентрации определенных элементов в листьях березы в различных участках города (табл. 3, 4).

Таблица 3

Коэффициент концентрации ТМ в листьях, рассчитанный по среднему значению для г. Павлодар

Участок	*Zn*	*Cd*	*Pb*	*Cu*
1	*0,9*	*1,5*	*0,8*	*0,75*
2	*1*	*0,3*	*1,08*	*0,5*
3	*0,75*	*1,05*	*1*	*0,7*
4	*1,9*	*0,63*	*1*	*1,9*
5	*0,6*	*0,8*	*0,8*	*0,7*
6	*0,9*	*1,7*	*1,2*	*1,4*

Таблица 4

Геохимический ряд распределения ТМ в листьях березы

Участок	*Геохимический ряд*
1	$Cd_{1,5}\,Zn_{0,9}\,Pb_{0,8}\,Cu_{0,8}$
2	$Pb_{1,1}\,Zn_{1}\,Cu_{0,5}\,Cd_{0,3}$
3	$Cd_{1,1}\,Pb_{1}\,Cu_{0,7}\,Zn_{0,8}$
4	$Zn_{1,9}\,Cu_{1,9}\,Pb_{1}\,Cd_{0,6}$
5	$Cd_{0,8}\,Pb_{0,8}\,Cu_{0,7}\,Zn_{0,6}$
6	$Cd_{1,7}\,Cu_{1,4}\,Pb_{1,2}\,Zn_{0,9}$

Для каждого участка характерна геохимическая специализация элементов:

На 1 участке – кадмий ($Cd_{1,5}$)

На 2 участке – свинец и цинк ($Pb_{1,1}$, Zn_1)

На 3 участке – кадмий и свинец ($Cd_{1,1}$, Pb_1)

На 4 участке - цинк, медь и свинец ($Zn_{1,9}$; $Cu_{1,9}$; Pb_1)

На 6 участке - кадмий, медь и свинец ($Cd_{1,7}$; $Cu_{1,4}$; $b_{1,2}$)

На 5 участке коэффициент концентрации всех элементов ниже 1 ($Cd_{0,8}$; $Pb_{0,8}$; $Cu_{0,7;}$ $Zn_{0,6}$).

Повышенное содержание свинца относительно средних данных по городу, характерно для всей территории, кроме 1 и 5 участка.

Коэффициенты концентрации кадмия на участках распределились в следующем порядке 1 участок – $Cd_{1,5}$; 3 участок – $Cd_{1,1}$; на участке 6 – $Cd_{1,7.}$

Литература

1. Барановская Н.В. Элементный состав биологических материалов и его использование для выявления антропогенно-измененных территорий (на примере южной части Томской области): Автореферат дис. ... на соискание ученой степени канд. биол. наук. – Томск, 2003. – 24 с.

ОСОБЕННОСТИ ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО СОСТАВА РЕЧНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ БАССЕЙНА РЕКИ ПАХРА В ЗОНАХ ТЕХНОГЕННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

Г.Г. Ахтямова

Научный руководитель научный сотрудник Е.П. Янин

Институт геохимии и аналитической химии им. В.И. Вернадского РАН, г. Москва, Россия

В промышленно-урбанизированных районах ведущую роль в формировании донных отложений играет техногенная составляющая. Поверхностный сток с освоенных территорий, городские бытовые и промышленные сточные воды привносят в речную сеть огромные объемы взвешенного материала, который является основой нового типа современных отложений – техногенных илов [1].

Целью настоящей работы является выявить характер влияния источников техногенного воздействия на формирование гранулометрического состава донных отложений бассейна р. Пахра, определить характер распределения ртути в составе различных гранулометрических фракций техногенных илов и природного аллювия.

Пробы донных отложений были отобраны из верхнего (0-20 см) слоя пластиковым пробоотборником и представляют собой ил, ил опесчаненный, илистый песок и песок сильно илистый.

Гранулометрический состав отложений определялся по методу Петелина [1]. Валовое содержание ртути в отложениях и во фракциях определялись методом холодного пара.

Изучение гранулометрического состава отложений р. Пахра, формирующихся в зонах антропогенного воздействия, показало, что чем больше нагрузка, тем глинистее отложения (табл. 1). Изменения гранулометрического состава донных отложений в сельскохозяйственных районах идет за счет поступления тонкого осадочного материала в речную систему в составе поверхностного стока с распаханных угодий, стоков животноводческих комплексов, в промышленно урбанизированных районах в составе промышленно-бытовых сточных вод, вод ливневой канализации. Установленные различия в составе техногенных илов и природного аллювия подчеркиваются значениями гранулометрических показателей. Техногенные илы менее отсортированы, для них типично более низкое значение медианного диаметра и коэффициента асимметрии. Это предопределяет повышенную устойчивость техногенных отложений к размыву, приводит к формированию техногенно обусловленных форм рельефа в руслах рек и последующему заилению русел.

Таблица 1

Гранулометрический состав и гранулометрические показатели донных отложений бассейна р. Пахра

Район	Место отбора	Фло-ра, %	Гранулометрический состав*, %	Q50	So	Sk
Фон	Руч. Жодочи	1,54	87 / 1 / 11	0,335	1,541	0,284
Сельско-хозяйственный	Р. Пахра, с. Дубровицы	0,72	77 / 2 / 21	0,158	1,626	0,089
	р. Пахра, верховье, выше с. Кузнецово	4,47	83 / 2 / 14	0,22	1,673	0,199
	р. Лодырка, с. Кузнецово (свиноводческий комплекс)	4,21	48 / 8 / 44	0,009	22,8	0,015
Промышленно-урбанизированный	р. Пахра, ниже руч. Больничный (стоки пром зоны г. Подольск)	6,13	36 / 7 / 57	0,002	16,73	0,013
	р. Петрица, ниже г.Климовск	6,48	27 / 8 / 60	0,002	13,78	0,03
	р. Петрица, ниже п. Львовский (Вторцветмет)	21,58	5 / 10 / 85	0,001	3,024	0,001

Условные обозначения: - песок (0,05-2), - алеврит (0,005-0,05), - глина (<0.005)

Примечание: Q_{50} – медианный (средний) диаметр, S_0 – коэффициент отсортированности (его значения >4,5 указывают на низкую отсортированность отложений), Sk – коэффициент ассиметрии. *Недостающее содержание фракций (до 100 %) составляют частицы размером более 2 мм.

Распределение ртути в составе различных гранулометрических фракций донных отложений различно (табл. 2). Результаты подтверждают хорошо известный факт – закономерное увеличение абсолютных концентраций ртути от крупных к более мелким фракциям. Фракция глины – основной концентратор и носитель ртути (64-89% валового содержания), как в фоновых, так и в техногенно образованных отложениях (табл. 2). Повышенное количество ртути в песчаной фракции природного аллювия (31%) обусловлено высоким содержанием самой фракции. В условиях антропогенного поступления ртути техногенные аномалии металла в илах проявляются за счет резкого увеличения его содержания во всех рассматриваемых фракциях. При чем в некоторых точках опробования резкое увеличение содержания ртути фиксируется в песчаной фракции. По данным [2], на крупных частичках техногенного ила при исследованиях под бинокулярным микроскопом наблюдалось присутствие очень тонких илисто-коллоидных частиц, которые, не исключено, дают отмеченный эффект. Кроме того, часть более крупных частиц отложений в условиях техногенеза может формироваться при процессах коагуляции и флоккуляции.

Таблица 2

Распределение содержания ртути в различных гранулометрических фракциях отложений

Место отбора	вал, мг/кг	песок (0,05-2)			алеврит (0,005-0,05)			глина (<0,005)		
		мг/кг	Кс*	Хс**	мг/кг	Кс	Хс	мг/кг	Кс	Хс
Природный аллювий	0,029	0,017		31	0,211		5	0,31		64
Пахра, с. Дубровицы	0,053	0,015	0,8	17	0,40	1,9	10	0,24	0,8	73
Пахра, верховье, выше Кузнецово	0,034	0,016	0,9	20	0,22	1,0	5	0,37	1,2	75
Лодырка, с. Кузнецово, свиноводческий комплекс	0,076	0,017	0,9	6	0,18	0,8	10	0,27	0,9	84
Петрица, ниже г. Климовска	0,298	0,048	2,6	2	0,72	3,4	9	1,03	3,3	89
Пахра, ниже руч. Больничный	0,197	0,029	1,7	6	0,26	1,2	9	0,268	0,9	85
Петрица, ниже п. Львовский	1,05	0,096	5,6	0,5	0,96	4,6	10	1,06	3,4	89,5

*Кс – Кларк содержания ртути относительно ее содержания во фракциях фоновых отложений

**Хс - процент содержания ртути во фракции от общей навески (%)

Максимальное содержание металла фиксируется в глинистых фракциях речных отложений зон антропогенного воздействия (табл. 2). Более того, как отмечалось выше, содержание самих глинистых частиц здесь повышено относительно их содержания в природном аллювии (табл. 1). Наиболее загрязненные участки реки находятся в пределах промышленных городов. Так, содержание ртути в глинистой фракции донных отложений отобранных в пределах п. Львовский составляет 1,06 мг/кг (вал – 1,05 мг/кг). Содержание самой фракции – 85 %. Содержание ртути в отложениях, отобранных в пределах г. Климовск – 1,03 мг кг (вал – 0,298 мг/кг), содержание самой фракции – 60%. Расчеты показывают, что в первом случае содержание ртути в тонкой фракции составляет 89,5% от общей навески, во втором – 89%.

Постоянный привнос мелкодисперсного загрязненного взвешенного материала в составе сточных вод и поверхностного стока с освоенных территорий в бассейн р. Пахра обуславливает повышенное содержание глинистой фракции в техногенных илах. Глинистая фракция является основным концентратором и носителем токсического металла. Преимущественная связь ртути с тонкой фракцией отложений свидетельствует о ее высокой потенциальной миграционной способности. Факторами, способствующие миграции отложений, является изменение гидродинамических условий, механическое воздействие на них, повышенная мутность потока, изменение вязкости воды, определенное влияние оказывают процессы газовыделения. Это способствует выделению ртути в водную фазу.

Техногенный вклад в формирование гранулометрического состава донных отложений исследуемой реки проявляется в образовании плохо сортированных илов с повышенным содержанием глинистых частиц и повышенным содержанием ртути в них, что напрямую зависит от характера техногенного воздействия.

Литература

1. Гранулометрический состав осадков Мирового океана / Под ред. В.Н. Свальнова, Е.Н. Алексеева – Москва: Наука, 2005. – 297 с.
2. Техногенные речные илы в зоне влияния промышленного города / Под ред. Е.П. Янина – Москва: ИМГРЭ, 2002. – 100 с.

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПАТОГЕННОГО МИНЕРАЛООБРАЗОВАНИЯ В РОТОВОЙ ПОЛОСТИ ЧЕЛОВЕКА

Л.В. Бельская
Научный руководитель доцент О.А. Голованова
Омский государственный университет им. Ф.М. Достоевского, г. Омск, Россия

Изучение биоминералов и процесса их образования в организме человека является важнейшим направлением науки биоминералогии. Это актуально при решении проблем, связанных с образованием патогенных минералов в организме человека, приводящих к различным заболеваниям. Роль микроэлементов, в том числе и катионов металлов, в процессе формирования патогенных биоминералов в настоящее время до конца не изучена.

Цель работы – выявить особенности микроэлементного состава патогенных образований различной локализации в зависимости от местных природных и техногенных факторов среды обитания.

Объектом исследования являлась коллекция из 115 зубных, 19 образцов слюнных камней пациентов г. Владивостока, 12 – г. Новосибирска и 11 – г. Омска. Все исследуемые образцы камней были подвергнуты анализу на станции энергодисперсионного рентгено-флуоресцентного элементного анализа Центра синхротронного излучения ИЯФ СО РАН (г. Новосибирск). Эмиссионные спектры исследуемых проб возбуждались пучком поляризованного монохроматизированного излучения энергией 25 кэВ. Образцы готовились прессованием порошка в таблетки весом 30 мг и диаметром 5 мм с поверхностной плотностью 0.15 г/см^2. Использовались два уровня энергии возбуждения:

– 22 кэВ для количественного определения Ti, V, Cr, Mn, Fe, Ni, Cu, Zn, Ga, As, Se, Br, Rb, Sr, Y, Zr, Nb, Mo, Pb, Th, U;

– 42 кэВ для количественного определения Ag, Cd, In, Sn, Sb, Te, I, Cs, Ba, La и Ce.

Расчет содержания элементов проводился методом внешнего стандарта. Образцами сравнения служили стандарты горных пород: СТ-1а (трапп), СА-1 (алевролит), СГ-2 (гранит), СИ-1 (известняк), BCR-32 (фосфорит). Нормировочные коэффициенты для расчета содержаний элементов, не аттестованных в указанных стандартах, были получены интерполяцией соответствующих величин для соседних групп элементов. Пределы обнаружения элементов при загрузке спектрометрического тракта с частотой 10 кГц и временем измерения 1000 секунд составляют $(0{,}1\text{-}2{,}0)\times10^{-4}$, %. Обработка эмиссионных спектров производилась с помощью специализированной программы. При количественном расчете использовался метод "внешнего стандарта". Погрешность определений элементов находилась в пределах 2-5 отн.%.

Анализ полученных результатов по определению элементного состава зубных и слюнных камней (табл.) показывает, что микроэлементы K, Zn, Ba, Zr, Rb, Mn, Fe, Cu, Ti, V, Ni и т.д. концентрируются в камнях. Высокое содержание перечисленных элементов в образцах, возможно, объясняется их изоморфным внедрением в апатит – основную минеральную компоненту зубных и слюнных камней человека.

Сравнение полученных экспериментальных данных по зубным камням с литературными для г. Москвы позволяет выделить элементы, содержание которых характерно для Омского региона: Mn – на 46%; Ni – на 81% больше, чем по данным [2]. Значительно превышено содержание V (в 178 раз), Cu (в 95 раз) и Zn (в 16 раз). В зубных камнях жителей г. Омска обнаружены также Ag, Sn, I, Br и Rb (рис.1).

Таблица

Содержание элементов в зубных и слюнных камнях жителей Омского региона по данным РФА-СИ(×10⁴ масс.%)

Элемент	Зубные камни		Слюнные камни	
	Пределы индивидуальных колебаний	Доверительный интервал	Пределы индивидуальных колебаний	Доверительный интервал
Титан	5.8 – 226.9	76.2±36.3	19.2 – 963.7	564.6±282.3
Ванадий	7.4 – 117.5	42.7±14.3	27.2 – 243.4	171.1±71.9
Марганец	7.0 – 45.6	24.1±7.3	-	-
Железо	1.4 – 417.5	81.9±25.7	21.1 – 101.0	73.7±26.3
Никель	1.0 – 47.1	16.0±5.9	4.7 – 24.0	11.8±6.1
Медь	1.7 – 74.4	15.3±6.1	5.1 – 35.0	18.4±8.8
Цинк	1.0 – 880.9	251.9±53.3	26.6 – 320.2	128.3±76.0

Следует отметить, что уровни содержания элементов зависят от условий окружающей среды, и вследствие этого отмечается существенный разброс величин, измеренных в различных регионах [1]. Таким образом, повышенное содержание микроэлементов в дентолитах, возможно, обусловлено спецификой Омского региона.

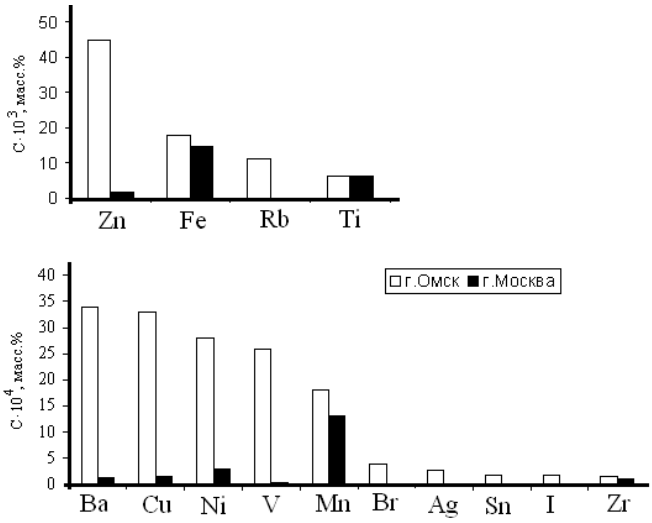


Рис.1 Элементный состав зубных камней по данным РФА-СИ

Важно, что при сравнении микроэлементного состава слюнных камней пациентов из различных регионов (Омск, Новосибирск и Владивосток) также выявляются различия, которые можно объяснить особенностью среды их проживания. Так, для Омского региона в составе слюнных камней преобладают хром, медь, никель, титан и ванадий, для Владивостока – марганец, селен и йод, тогда как в Новосибирской коллекции содержится больше железа и стронция (рис.2).

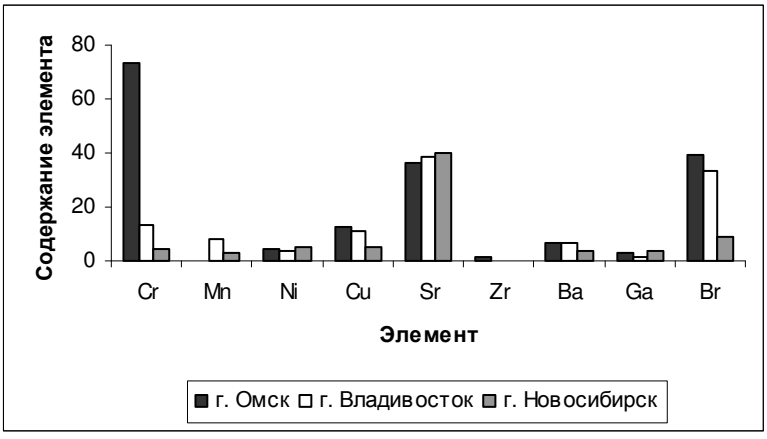


Рис.2 Региональные особенности распределения микроэлементов в слюнных камнях, ×10⁴ масс. %

Таким образом, можно предположить, что микроэлементный состав зубных и слюнных камней определяется средой проживания пациента и особенностью обменных процессов в его организме.

Изучение образования и роста минералов с четко регламентируемыми условиями человеческого организма расширяет представление о генезисе минералов и способствует развитию общей теории минералообразования.

Литература

1. Кудряшов В.И., Серебряков А.С. Использование физических методов элементного анализа для определения влияния окружающей среды на организм человека // Экологическая химия, 2003. – №12. – С. 179 – 189.
2. Ткаленко А.Ф. Влияние физико-химических характеристик слюны, слюнных и зубных отложений на исход лечения больных слюннокаменной болезнью: Автореферат Дис. … канд. мед. наук. – Москва, 2004. – 24 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ МИНЕРАЛЬНОГО И ЭЛЕМЕНТНОГО СОСТАВА СОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ (НАКИПИ) ПИТЬЕВЫХ ВОД ЗЫРЯНСКОГО РАЙОНА ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

А.В. Вельш
Научный руководитель доцент Н.В. Барановская
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Зырянский район расположен на юго-востоке Томской области и занимает площадь 4 тыс. км^2. Количество населенных пунктов в районе равно 25. Численность постоянного населения составляет 16,6 тыс. человек.

Минерально-сырьевая база Зырянского района представлена следующими полезными ископаемыми:

- бурый уголь (Яйское месторождение);
- глина тугоплавкая (Усманское и Арышевское месторождение);
- каолин, янтарь (Усманское месторождение);
- кирпичное сырье (Зырянское месторождение);
- строительные пески (месторождение "Старая нефтебаза") [6].

Подземные воды, употребляемые для питьевых нужд населения, в целом содержат компоненты, поступающие из природных геохимических аномалий и непосредственно воздействующие на состояние здоровья людей. Поэтому изучение минерального состава этих вод и содержания элементов в них является весьма актуальной задачей. Солевые отложения воды, или накипь – это результат оседания на внутренней поверхности нагревательного элемента известкового налета, который содержится в некипяченой воде и делает ее жесткой.

Целью данной работы было определение минерального и элементного накипи питьевой воды, отобранной в трех населенных пунктах Зырянского района:

1) село Зырянское (районный центр). Здесь для питьевых нужд используется вода из водопроводной башни с глубиной водозабора около 200 м;

2) село Семеновка, расположенное северо-западнее с. Зырянского. Вода здесь используется из колонки глубиной до 12 м;

3) село Гагарино, расположенное юго-восточнее с. Зырянского. Здесь центральное водоснабжение (около 200м).

Для исследования состава солевых отложений были проведены три вида анализа: рентгеноструктурный, лазерный локальный и инструментальный нейтронно-активационный.

Рентгеноструктурный анализ относится к качественным анализам и используется для исследования атомной структуры вещества с целью диагностики минералов. Диагностика структуры вещества с помощью рентгеновских лучей проводилась на установке ДРОН – 3М [2].

Лазерный локальный анализ заключается в исследовании спектров излучения атомов. Для выполнения качественного лазерного локального анализа использовалась установка - лазерный микроанализатор ЛМА-10, в котором для возбуждения спектров элементов используется импульсное излучение лазера [1, 5].

Рентгеноструктурный и лазерный локальный анализы, а также пробоподготовка солевых отложений воды проводились в лаборатории кафедры геоэкологии и геохимии Томского политехнического университета.

Суть инструментального нейтронно-активационного анализа состоит в определении качественного и количественного состава вещества на основе активации атомных ядер и исследовании образовавшихся радиоактивных изотопов (радионуклидов) [3, 6]. Анализ был выполнен на Томском исследовательском ядерном реакторе ИРТ–Т в лаборатории ядерно–геохимических методов исследования Томского политехнического университета (аналитик – с.н.с. Судыко А.Ф.).

Результаты рентгеноструктурного анализа показали, что в минеральном составе накипи трех населенных пунктов Зырянского района основным компонентом является кальцит.

По полученным данным лазерного локального анализа нами был установлен элементный состав проб. Было выявлено, что основным компонентом солевых отложений питьевых вод сс. Зырянское и Семеновка является Ca, а пробы из села Гагарино - Fe.

По данным инструментального нейтронно-активационного анализа следует, что для каждого населенного пункта характерны высокие концентрации определенных элементов в накипи.

Геохимическая специфика поселков хорошо видна в геохимических рядах, построенных по коэффициентам концентраций относительно кларка ноосферы по Глазовскому [4]:

Зырянка: Ag20 – Au11,5 – Hg3,9 – Sb1,6

Семеновка: Ag248 – Zn67,7 – Au40,6 – Sb14 – Ca12,8 – Co12,5 – As4,5 – U4,2 – Hg2,8 – Sr1,7

Гагарино: Au43,5 – Ca42,6 – Sr7,9 – Ba4,7 – Ag4 – Zn1,2

Специфика геохимических рядов отражает характер концентрации элементов в солевых отложениях вод:

1) в селах Зырянское и Семеновка в начале геохимического ряда прослеживается ассоциация Au-Ag-Sb, что определяет специфику района;

2) повышенные концентрации U отмечены в с. Семеновка;

3) наиболее напряженным по количеству элементов, превышающих ноосферный кларк, можно считать с. Семеновка (здесь отмечены превышения кларка ноосферы для 10 элементов).

Итак, было установлено, что в элементном составе накипи с. Семеновка присутствует радиоактивный элемент U, что, на наш взгляд, обусловлено непосредственной близостью Яйского природного месторождения бурых углей. Очевидно, колодец, из которого была отобрана вода в этом селе, пробурен в горизонты, содержащие высокие концентрации урана. Заметим, что по результатам данного вида анализа проба накипи, отобранная в с. Семеновка, содержит наиболее широкий спектр элементов, что также является одним из признаков наличия близко расположенного месторождения ураноносных бурых углей Яйского месторождения. Ранее проводимые на этой территории исследования показали, что все подземные воды исследуемого района, используемые в питьевых целях, содержат высокие концентрации урана [8].

Таким образом, полученные нами данные позволили выяснить, что на состав накипи в большей степени влияют природные источники загрязнения подземных вод. В данном случае к таковым относится Яйское месторождение бурых углей, расположенное на правом берегу р. Яя, вызвавшее загрязнение ураном подземных горизонтов в с. Семеновка. Нельзя исключать и возможное воздействие просачивающихся поверхностных загрязненных вод, поскольку горизонт водозабора здесь неглубокий и слабоизолированный. Наличие же урана в небольшом количестве и высокие концентрации Ca, Sr и Ba в составе сухого остатка воды из села Гагарино отнесены нами к природной аномалии, так как поблизости не наблюдается возможных антропогенных источников загрязнения подземных вод. Возможно, это объясняется составом вмещающих пород, которые омывают воды. Антропогенное влияние здесь исключено, так как подземные горизонты питьевой воды изолированы.

Накипь, как известно, приносит вред не только чайнику, она вредна и для здоровья людей. Чтобы накипь не попадала в организм, необходимо использовать специальные фильтры или же давать воде отстояться. В целом же для сельских территорий рекомендуется по возможности использовать центральное водоснабжение, либо устанавливать колодцы для отбора питьевой воды в зонах, удаленных от возможных источников загрязнения подземных вод, как антропогенного, к которым могут относиться свалки, золоотвалы, хвостохранилища и другие виды складирования отходов, так и природного характера.

Таким образом, в ходе проведения ряда исследовательских работ выяснилось, что накипь питьевой воды наравне с почвами, волосами детей и кровью человека, является хорошим объектом для индикации территории и может фиксировать как природное, так и антропогенное загрязнение подземных вод.

Литература

1. Бабченко Г.А. Проведение качественного спектрального анализа на ЛМА-10 с использованием МАЭС: Методическое руководство по выполнению лабораторной работы. – Томск: Изд-во ТПУ, 2005. – 25 с.
2. Бабченко Г.А., Барановский В.С. Методические материалы для работы на ДРОН – 3М. – Томск: Изд-во ТПУ, 2005. – 14 с.
3. Бакулева Е.С. Эколого-геохимическая оценка Зырянского района Томской области по результатам исследований накипи и почв // Проблемы геологии и освоения недр: Труды IX международного симпозиума имени академика М.А. Усова студ., аспир. и молодых ученых. – Томск, 2005. – С. 579 – 581.
4. Глазовский Н.Ф. Техногенные потоки вещества в биосфере / Добыча полезных ископаемых и геохимия природных экосистем. – М.: Наука, 1982. – С. 86 – 95.
5. Лазерный спектральный микроанализ: Методическое руководство по работе на ЛМА-10 с использованием МАЭС. – Томск: Изд-во ТПУ, 2003. – 52 с.
6. Олейник Е.С. Эколого-геохимическая оценка Зырянского района Томской области по данным литогеохимической съемки // Проблемы геологии и освоения недр: Труды IX международного симпозиума имени академика М.А. Усова студ., аспир. и молодых ученых. – Томск, 2005. – С. 636 – 637.
7. Ресурсно-экологический атлас Томской области. – Томск: Печатная мануфактура, 2004. – 28 с.
8. Рихванов Л.П. Общие и региональные проблемы радиоэкологии. – Томск: Изд-во ТПУ, 1997. – 384 с.

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЕСТЕСТВЕННЫХ РАДИОНУКЛИДОВ (U, TH, K^{40}) В ОЗЕРНЫХ ЭКОСИСТЕМАХ БАЙКАЛЬСКОГО ЭКОРЕГИОНА

Ю.С. Восель

Научный руководитель старший научный сотрудник В.Д. Страховенко

Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

Осадочные породы играют существенную роль в геохимическом балансе радиоактивных элементов, особенно урана, большая часть которого в приповерхностной зоне земной коры теснейшем образом связана с песчано-глинистыми и другими отложениями. Так же для осадочных отложений важна связь урана с органическим веществом, проявленная с одинаковой устойчивостью в песчаниках, известняках и других породах. В нашем случае рассматриваются озерные отложения, содержание радионуклидов в которых зависит в основном от окружающего ландшафта. Вовлечение крупных масс элементов в водную миграцию имеет большое значение для поддержания природного равновесия водных экосистем [1]. И поскольку озера являются

накапливающими элементами ландшафта, то их донные отложения - это отображение геохимических процессов в пределах бассейна озера.

Данная работа основана на изучении проб компонентов экосистем 14 озер (почва, донный осадок, вода, горная порода), расположенных в Байкальском регионе (Иркутская область (4 озера), Республика Бурятия (4 озера) и Читинская область (6 озер). Пробы отобраны в ходе полевых сезонов 2004-2007 гг. Озера расположены в степной ландшафтной обстановке. Осадки отбирались с катамарана цилиндрическим пробоотборником с вакуумным затвором на глубину 100 см, с последующим послойным разделением, а почвы железным кольцом высотой 5 см на глубину до 40 см.

Аналитические работы выполнены в лаборатории геохимии редких элементов и экогеохимии ИГМ СО РАН с использованием соответствующих методик пробоподготовки и анализа. Определение ^{238}U, ^{232}Th и ^{40}K (естественных радионуклидов) проведено гамма-спектрометрическим методом. В аналитическом центре того же института выполнен рентгенофазовый анализ для определения минерального состава.

Цель работы – выявить характер распределения радионуклидов и редкоземельных элементов в системе водосбор-озеро.

По данным рентгенофазового анализа донные отложения были отнесены к 3 основным группам осадочных пород 1) терригенные; 2) карбонатные; 3) органогенные; и одной смешанной: 4) терригенно-карбонатной.

При этом следует отметить, что в осадках всех озер в большей или меньшей степени присутствует органическая составляющая.

При сравнении содержаний тория, урана и калия-40 в почвах водосборных площадей и донном осадке озера хорошо видно, что по абсолютным значениям в этой системе отмечается унаследованность содержаний этих элементов, т. е. там, где наблюдаются высокие содержания в почвах, они также высокие и в донных осадках (рис.1). Но при этом карбонатные и органогенные осадки обеднены как Th, так и K относительно почв водосборных площадей.

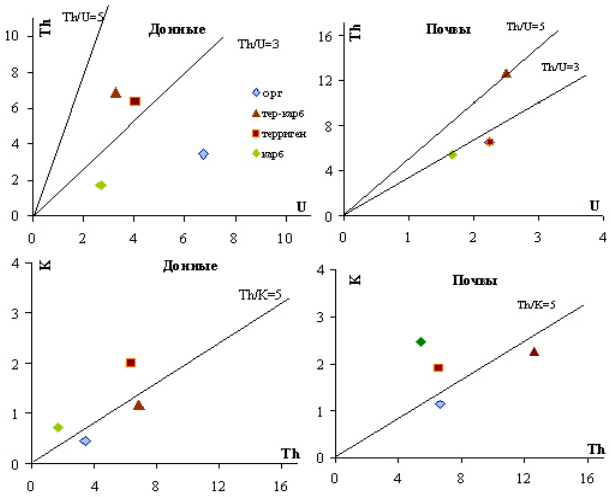


Рис.1 Соотношения Th/U и Th/K в изучаемых озерных экосистемах

На рис.2 представлены распределения этих элементов в системе почва-донный осадок, здесь хорошо видно не только обеднение Th и K^{40}, но и обогащение донных осадков ураном, что скорей всего связанно с аккумуляцией урана органическим веществом. И, следовательно, именно органогенный осадок больше всего и обогащен ураном.

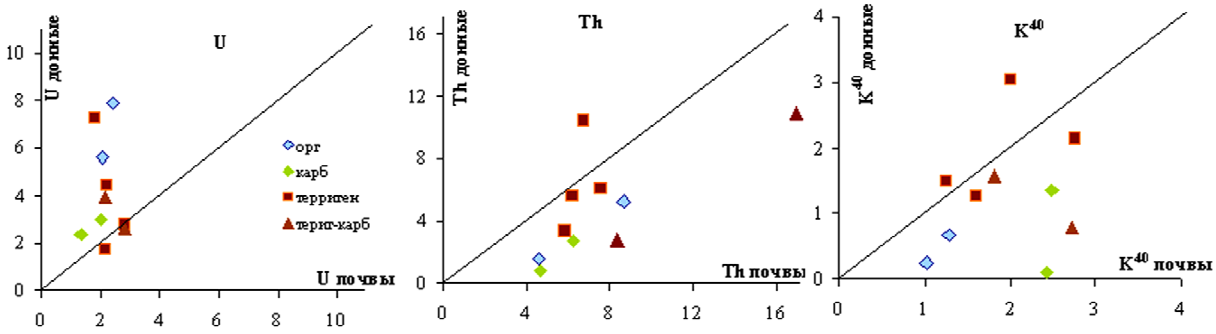


Рис.2 Распределение естественных радионуклидов (U, Th, K^{40}) в системе почва водосборной площади - донный осадок

Средний состав редкоземельных элементов всех типов пород одинаков и соответствует составу глин русской платформы. Не отмечается и различий в распределении редкоземельных элементов по типам минерального осадка (рис.3), все они обогащены легкими лантаноидами в тех же пропорциях что и глины. Главным носителем редкоземельных элементов во всех типах пород является терригенная фракция и наличие органогенного и карбонатного материала приводит к уменьшению их абсолютной значений.

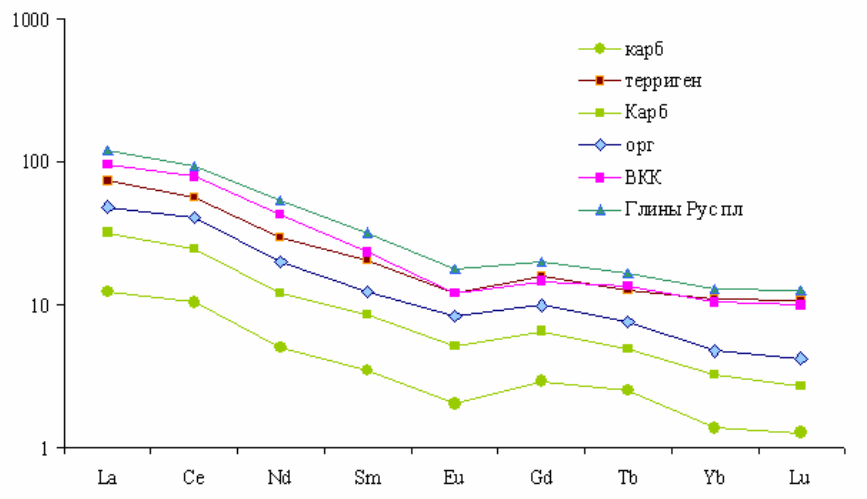


Рис.3 Редкоземельные спектры минеральных типов донных осадков озер в сравнении со спектрами верхней континентальной коры и глин Русской платформы

В заключении можно сделать следующие выводы:

1) Содержание естественных радионуклидов в донном осадке меньше их содержания в почвах водосборных площадей вне зависимости от минерального типа донных отложений, за исключением U, который напротив накапливается в озерных отложениях. В разрезе содержание U увеличивается к верхним горизонтам.

2) Носителями редкоземельных элементов во всех типах пород является терригенная составляющая.

Литература

1. Смыслов А.А. Уран и торий в земной коре. – Л.: Недра, 1974. – 231 с.

ХАРАКТЕР НАКОПЛЕНИЯ НЕКОТОРЫХ ЭЛЕМЕНТОВ В ЩИТОВИДНОЙ ЖЕЛЕЗЕ ЖИТЕЛЕЙ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Е.А. Галочкина
Научные руководители доцент Н.В. Барановская, доцент В.В. Ершов
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Эндемический зоб является одним из самых распространенных неинфекционных заболеваний во всем мире. С эндемией зоба связано увеличение случаев нарушений репродуктивной функции у женщин, рост перинатальной и детской смертности, прогрессирование атеросклероза и гипертонии, ослабление иммунитета, нарушения в эмоциональной сфере, снижение уровня интеллектуального развития [2].

Установлено, что состояние тиреоидной системы является чутким индикатором изменения состояния окружающей среды. Следовательно, щитовидная железа (ЩЖ) является связующим звеном между окружающим нас миром и внутренней средой организма [1].

В последние годы рост патологии ЩЖ происходит повсеместно, не исключение и Томская область, являющаяся йодо-дефицитным регионом. В тоже время наблюдается неравномерность заболеваемости в области, что заставляет выявлять причины данного явления.

В результате проведенного исследования мы выяснили, что прямая пространственная взаимосвязь между содержанием микроэлементов в окружающей среде и ЩЖ практически отсутствует, т.е. не всегда накопление элемента в какой-либо среде ведет к накоплению в ЩЖ.

Следовательно, при отсутствии прямой пространственной корреляции можно предположить, что накопление микроэлементов, влияющих на формирование тиреоидной патологии ЩЖ, может зависеть от следующих факторов:

- формы нахождения элемента в окружающей среде;
- миграции элемента внутри организма;
- путей поступления элемента в организм человека.

Целью дальнейшего исследования было изучение более широкого спектра элементов и соотношения микроэлементов в патогенной ЩЖ, т.к. на формировании тиреоидной патологии сказывается не только дефицит или избыток микроэлементов, но и соотношение их между собой.

Нами были изучены 12 элементов (Na, Ca, Sc, Cr, Fe, Co, Zn, Br, Rb, Ag, Sb, Au), для которых были посчитаны статистические параметры в целом по области, и для каждого района в отдельности.

Сопоставление средних содержаний (уровень значимости различий) производилось с помощью непараметрических критериев Колмогорова-Смирнова и Манна-Уитни.

Анализ гистограмм распределения элементов с применением критериев Колмогорова-Смирнова (d), Кси-квадрат, учетом ассиметрии и эксцессов показал, что распределение элементов не соответствует нормальному закону. Наиболее показательно распределение Br.

Были построены диаграммы размаха интересующих нас элементов, оказывающих наибольшее влияние на формирование патологии ЩЖ – Zn, Co, Fe, Cr, Br. Отклонение средних значений по районам от среднего значения по области, так и разброс значений внутри отдельно взятого района.

Чтобы рассмотреть взаимосвязь между элементами был применен кластерный анализ, который разбивает множество химических элементов на группы, в которые объединяются элементы с наивысшими значениями меры сходства (парных коэффициентов корреляции Пирсона r). На дендрограмме корреляционной матрицы всей выборки для области, отчетливо видна положительная связь между Au-Zn, Sb-Ca, Cr-Sc, Rb-Fe, Br-Na (рис.).

Анализ зависимостей между этими элементами для разных районов области показывает, что эта связь более сложна. Так, например, в ЩЖ Асиновского и Первомайского районов между Au и Zn существует прямая зависимость, как и в целом для области.

А между Br и Na установлена обратная связь, несмотря на положительную связь по области в целом, что, по-видимому, объясняется разным путем поступления этих элементов в организм человека: Na поступает с водой и пищей, а Br либо из воздуха, либо тип вод в Первомайском районе другой – карбонатно-кальцевый. Если рассматривать связь Br и Na в Томском и Александровском районах, то также видна обратная зависимость. Источником Br в Александровском районе могут быть горящие факела и, скорее всего он поступает в ЩЖ и из воздуха, также можно предположить, что источники данного элемента в воздухе Томского района – Томский нефтехимический и Сибирский химический комбинаты, хотя исключать возможность того, что люди используют другой тип питьевых вод нельзя.

По зависимости вариации и среднего для элементов можно выделить группы районов с низкими, средними и высокими уровнями накопления и вариации. В первую группу входят «фоновые» районы, с низкой вариацией и средними, вторая группа объединяет Зырянский, Чаинский, Колпашевский районы (относительно низкое среднее содержание и высокая вариация), Александровский и Томский районы обособляются в третью группу, с высокими содержаниями брома и высокой вариацией. Шегарский район характеризуется аномальными концентрациями и вариацией.

Картина распределения элементов может объясняться разной ролью в физиологических процессах организма. Кроме влияния антропогенных факторов, очень важную роль играют природные факторы (состав подземных вод, специфика горных пород и почв и т.д.).

Дальнейшие исследования требуют обязательного учета всех факторов. При этом, на наш взгляд, более детального изучения требует оценка взаимосвязи патологий ЩЖ с уровнями накопления микроэлементов с использованием аппарата математической статистики.

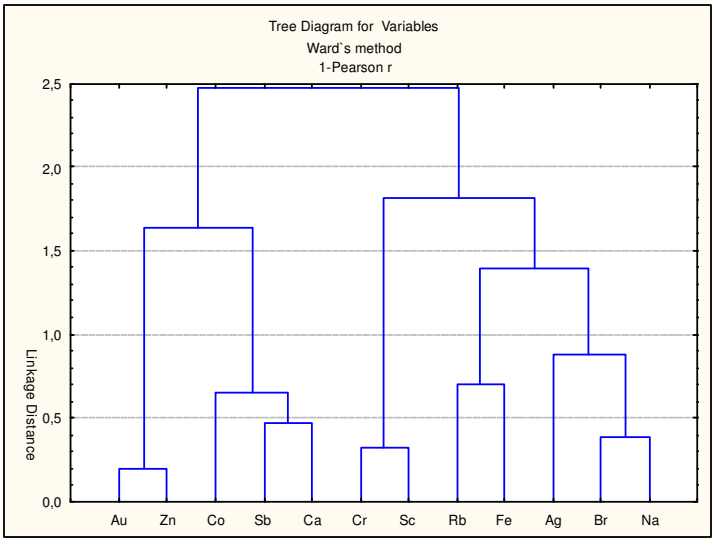


Рис. Дендрограмма корреляционной матрицы

Литература

1. Андрюков Б.Г., Полякова Е.М. Критерии оценки социально-экологического мониторинга здоровья // Здоровье. Медицинская экология. Наука. – М., 2003. – Т.10. – №3/4. – С. 24 – 26.
2. Фархутдинова Л.М. Клинико-патогенная роль микроэлементов в развитии тиреоидной патологии // Сибирский медицинский журнал, 2006. – №1. – С. 21 – 24.

ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ХЛОРОФОРМНЫХ ЭКСТРАКТОВ ПОЧВ ДЛЯ ИДЕНТИФИКАЦИИ НЕФТЕЗАГРЯЗНЕНИЯ

Ю.С. Глязнецова, С.Х. Лифшиц
Научный руководитель ведущий научный сотрудник И.Н.Зуева
Институт проблем нефти и газа СО РАН, г. Якутск, Россия

Эффективность мониторинга при загрязнении окружающей среды нефтью (Н) и нефтепродуктами (НП) во многом зависит от объема использованной информации об их содержании в изучаемых объектах, особенностях состава нефтезагрязнения, о процессах его трансформации, границах распространения. Именно эти данные и являются основой для оценки состояния окружающей среды и его изменений при техногенном загрязнении.

Стандартные методики определения суммарного содержания НП в почве, внесенные в Государственный реестр [4, 5], недостаточно информативны, а в некоторых случаях не отражают реальной картины нефтезагрязнения. Данные методики можно рассматривать лишь как экспрессные для обработки большого количества материала и выявления участков с возможным загрязнением Н и НП.

Полученные результаты определения содержания НП по вышеуказанным методикам, строго говоря, соответствуют суммарному содержанию органических соединений, поскольку выделенные экстракты по своему составу являются смесью углеводородов (УВ) соединений техногенного и природного генезиса.

О необходимости определения химического состава и особенностей распределения индивидуальных УВ при мониторинге территорий на загрязнение НП приходят к выводу многие российские и зарубежные исследователи [2, 3, 6].

Рассмотрим несколько примеров, которые показывают, что пробы почв с близкими выходами экстрактов (ХБ) могут существенно отличаться по составу, а в ряде случаев могут даже не соответствовать нефтезагрязнению.

Пример 1. Пробы с низким выходом ХБ на уровне естественного геохимического фона – ЕГФ (табл. 1)

Таблица 1

Геохимическая характеристика состава проб

Проба	$\alpha_{хб}$, %	Групповой состав ХБ, %			Max н-алканов	нч/ч	$\frac{\Sigma н.к.\text{-}нC_{20}}{\Sigma нC_{21}\text{-}к.к.}$	Pr/Ph
		масла	Σсмол	асф-ны				
1	0,0090	39,49	35,62	24,89	$нC_{17}$, $нC_{16}$	0,97	1,66	0,85
2	0,0280	13,31	49,17	37,52	$нC_{29}$, $нC_{31}$	2,59	0,42	0,73

Тип ИК-спектра ХБ пробы 1 однозначно свидетельствует о присутствии техногенной составляющей в составе почвенного экстракта: по появлению полос поглощения ароматических УВ с незамещенными атомами водорода в бензольном кольце (600-1000$см^{-1}$) и резкому снижению поглощения карбонильных групп в области 1700-1740 $см^{-1}$. Весь набор геохимических параметров (табл. 1), также вполне однозначно указывает на различный генезис извлеченных экстрактов: если для пробы 2 – на нативное ОВ, то для пробы 1 – на определяющую роль вклада техногенного загрязнения НП.

Пример 2. Пробы с высоким выходом ХБ (табл. 2, рис.1, 2).

Пробы с близкими значениями выхода ХБ взяты с различных участков на территории Талаканского нефтепромысла: проба 1 с места разлива нефти, проба 2 контрольная.

Таблица 2

Геохимическая характеристика состава проб

Проба	$\alpha_{хб}$, %	Групповой состав ХБ, %			Max н-алканов	нч/ч	$\frac{\Sigma н.к.\text{-}нC_{20}}{\Sigma нC_{21}\text{-}к.к.}$	Pr/Ph
		масла	Σсмол	асф-ны				
1	1,6382	87,37	12,52	0,11	$нC_{15}$, $нC_{17}$	1,07	1,70	0,69
2	1,4802	7,87	39,98	53,15	$нC_{27}$, нС29	4,01	0,15	1,19

Из приведенной геохимической характеристики проб, анализа конфигурации полос поглощения ИК-спектров и особенностей распределения насыщенных УВ (рис.2) видно, что если проба 1 действительно характеризует нефтезагрязнение, то проба 2 – типична для ОВ современных осадков. То есть сами по себе высокие значения выхода ХБ, еще не являются достаточными показателями нефтезагрязнения почв.

С подобной проблемой столкнулись исследователи при мониторинге территорий нефтяных месторождений Томской области, когда в контрольных пробах с незагрязненных территорий по стандартной методике были определены выходы экстрактов более 10000 мг/кг, которые были приняты за нефтезагрязнение. Дальнейшие геохимические исследования показали, что состав изученных проб соответствует УВ-составляющей торфяников [7].

Пример 3. Вклад УВ-соединений, не свойственных составу Н и НП, может существенно искажать содержание НП.

Среди изученных экологических почвенных проб время от времени встречались пробы отличающие по структурно-групповому составу от ХБ как от контрольных проб, так и от проб, загрязненных нефтью или НП. По характерному набору п.п. 1730, 1285, 1120, 1080, 750 $см^{-1}$ было установлено присутствие фталатных соединений, которые доминировали в составе ХБ [1]. По своей природе эти соединения не относятся к нефтезагрязнению.

Современные аналитические методы обладают большими возможностями и позволяют определять не только уровень и состав загрязнения почвогрунтов НП, но и распознавать тип загрязнителя. Метод ГХ/МС позволяет определить не только индивидуальный состав УВ в исследовании нефтезагрязнений почвогрунтов, но и обладает достаточной информативностью для определения типа нефтезагрязнителей.

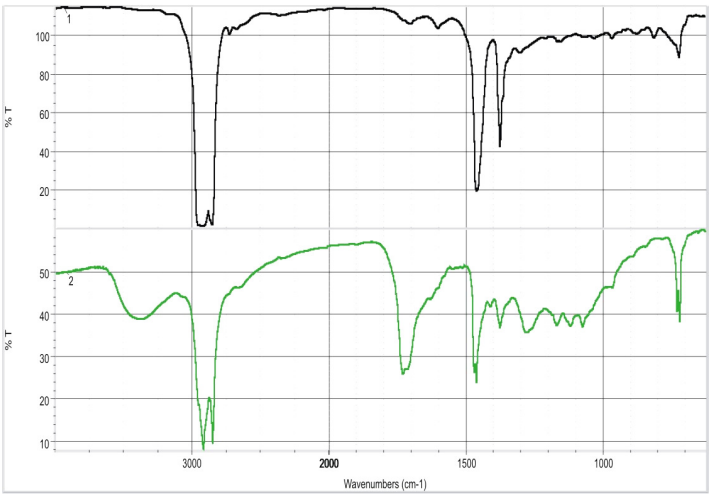


Рис.1 ИК-спектры ХБ проб почв: 1 - проба с загрязненного участка Талаканского нефтепромысла, 2- контрольная проба – торф

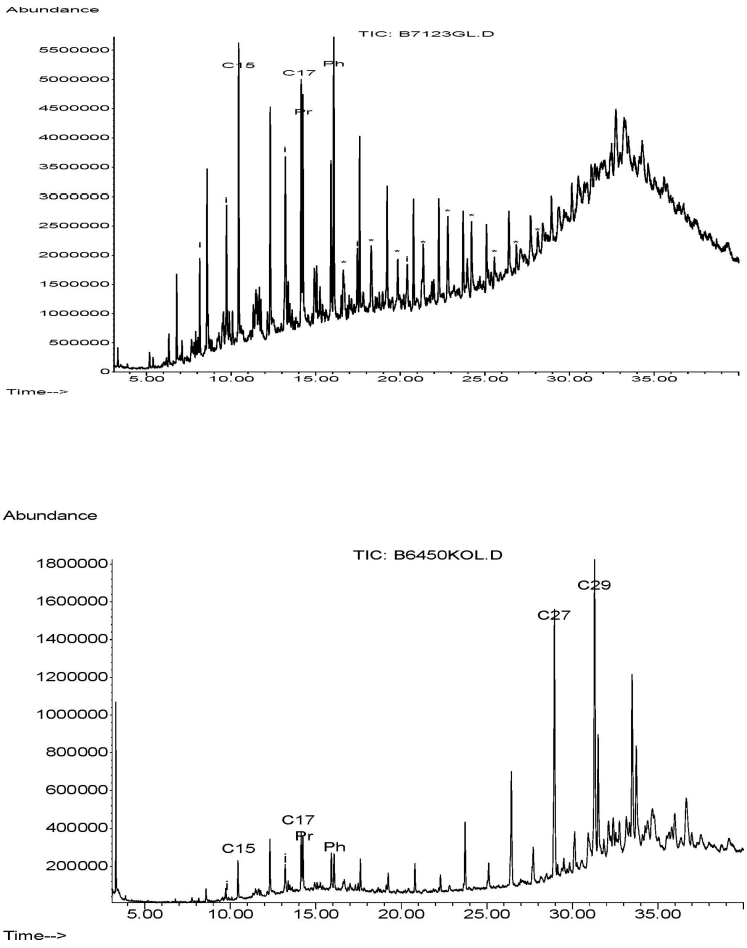


Рис.2 Масс-хроматограммы насыщенных УВ проб 1 и 2 с высоким выходом ХБ

Приведенные примеры подтверждают вывод о том, что методики, внесенные в Государственный реестр, не всегда обладают достаточной информативностью для заключения о загрязнении проб НП. В то же время рациональное использование аналитических возможностей различных геохимических методов и их оптимальное сочетание позволяют наряду с определением суммарного содержания НП идентифицировать и количественно определять содержание индивидуальных УВ, входящих в состав нефтезагрязнения.

Все это дает возможность более реально оценить опасность нефтезагрязнения; его влияние на различные компоненты окружающей среды; определить тип и марку НП; обнаружить его источник; дать рекомендации о необходимости мер по ликвидации последствий загрязнения; осуществлять контроль качества рекультивационных работ.

Литература

1. Глязнецова Ю.С., Зуева И.Н., Чалая О.Н., Лифшиц С.Х. Применение ИК-спектроскопии для контроля качества отбора проб для битуминологических и экологических исследований // Наука и образование, 2005. – №4. – С. 68 – 71.
2. Другов Ю.С., Зенкевич И.Г., Родин А.А. Газохроматографическая идентификация загрязнений воздуха, воды, почвы и биосред: Практическое руководство. 2-е изд., перераб. и дополн. – М.: БИНОМ. Лаборатория знаний, 2005. – 752 с.
3. Другов Ю.С., Родин А.А. Экологические анализы при разливах нефти и нефтепродуктов. Практическое руководство: 2-е изд. – М.: БИНОМ. Лаборатория знаний, 2007. – 270 с.
4. Количественный химический анализ почв. Методика выполнения измерений массовой доли нефтепродуктов в почвах и донных отложениях методом ИК-спектрометрии. ПНДФ 16.1:2.2.22-98. – М.: Государственный комитет Российской Федерации по охране окружающей среды, 1998. – 16 с.
5. Методика выполнения измерений массовой доли нефтепродуктов в пробах флуориметрическим методом на анализаторе жидкости «Флюорат-02». ПНД Ф 16.1.21-98. // Госкомитет РФ по охране окружающей среды. Методика допущена для целей государственного экологического контроля. – М., 1998.
6. Петров С.И., Тюлягина Т.Н., Василенко П.А. Определение нефтепродуктов в объектах окружающей среды (обзор) // Заводская лаборатория, 1998. – Т.65. – №9. – С. 3 – 19.
7. Чивилев С.М., Прозорова М.В., Матвеев И.В., Корнева С.В. и др. Особенности определения нефтепродуктов в почвах и донных отложениях // Экопроект, 2004. – http://ecopro.spb.ru

БОГУЧАНСКОЕ ВОДОХРАНИЛИЩЕ: ГЕОЛОГИЯ И ГЕОЭКОЛОГИЯ

Д.С. Грищук
Научный руководитель профессор М.И. Грудинин
Иркутский государственный университет, г. Иркутск, Россия

В связи с возобновившимся строительством Богучанской гидроэлектростанции и прогнозируемым введением ее в эксплуатацию в 2010 г., а также огромным воздействием вновь образованного водоема на окружающую среду, несомненно, возникнет ряд негативных факторов. В настоящее время существуют две проектируемые отметки верхнего бьефа гидроэлектростанции: 208 м и 185 м.

Особую роль в процессе длительной эксплуатации искусственных водоемов играют эндогенные факторы, а именно – наведенная сейсмичность. Глубины гипоцентров техногенных землетрясений и пики их распространения находятся в пределах 5-7 км, редко до 11 км. Прослеживается связь между усилением сейсмоактивности и колебанием уровня водоема. С увеличением высоты плотин количество случаев наведенной сейсмичности растет. Это явление можно наблюдать на примере Братского водохранилища, располагающегося на территории, ранее считавшейся асейсмичной. После возникновения водохранилища произошло около 40 сейсмических событий [1]. Эти события также обусловлены и наличием густой сети тектонических разломов и многочисленных магматических интрузий, которые, несомненно, представляют определенную опасность. В связи с этим необходимо установление станций отслеживания сейсмической активности и в районе строительства Богучанского водохранилища.

В районе будущего водохранилища возможно широкое проявление процессов карстообразования. Как правило, карстовые формы тяготеют к зонам тектонического дробления. Во время бурения, при изысканиях в 70-х годах под тело плотины гидроэлектростанции, фиксировались подземные полости по провалам бурового инструмента. Определенную опасность представляет выщелачивание гипсов, происходящее с большой скоростью. Любые изменения уровня воды в водоеме отразятся на динамике карста в сторону его увеличения. Зоны сильно трещиноватых пород и глубинной закарстованности распространяются на глубину до 300 м и весьма опасны для тела плотины. Негативному процессу будет способствовать наличие многочисленных мерзлотных линз.

Серьезные опасения может вызвать оползень на правом берегу р. Ангара в районе створа Богучанской гидроэлектростанции. Здесь в районе нижнего бьефа наблюдается несколько оползневых рвов, которые могут стать причиной существенной обходной фильтрации воды из ложа водохранилища в русло реки и вызвать деформацию склона в нижнем бьефе плотины. Суровые климатические условия, воздействующие в течение порядка 30 лет консервации и возобновившегося строительства гидроэлектростанции, посредством выветривания оказали большое воздействие на тело плотины, что привело к ухудшению прочностных характеристик материала, разуплотнению и активному старению скального основания, ухудшению его деформационных и фильтрационных показателей. При увеличении поверхности зеркала воды будет увеличена скорость ветров в районе, что будет способствовать увеличению абразионных процессов [1].

Характерные для таежной местности пологие берега впадающих в Ангару притоков, а также заболоченность их долин будут способствовать распространению болот на большей территории от устья вглубь долин. Усилятся процессы гниения и ухудшения качества древостоя. При отметке 208 м в ложе водохранилища выявлено около 150 торфяных месторождений, их всплытие неизбежно в заливах, образованных по рекам: Кова, Кежма, Мозговая, Кутарей, Парта, Курейская, Ката, Едарма и др. Общая площадь затапливаемых болот – 96 кв. км, с запасами торфа 86,6 млн. м куб. на поймах и низких террасах. При отметке 185 м объемы всплывающих торфяников резко сократятся, так как большинство болот в верховьях крупных притоков окажутся незатопленными. Подпор подземных вод распространится на 1,5 – 5,0 км в глубь берегов, что вызовет подтопление разрабатываемых железорудных месторождений и возрастание водопритоков в проектируемые карьеры. Усилятся процессы загрязнения подземных вод. Подтапливаемые площади, в пределах которых уровень подземных вод поднимается до глубины 1,5 м от поверхности, при уровне 208 м составляет примерно 1,5 тыс. га. Биогенные берега получат наибольшее развитие при отметке 208 м.

В настоящее время, в связи с большой химической нагруженностью Усть–Илимского водохранилища, стоки промышленных вод лесоперерабатывающего комплекса отведены в р. Ангара. При отметке 208 м не останется участка со свободным течением р. Ангара, что будет способствовать накоплению застойных вод на участке реки в районе города Усть–Илимска. Самоочищающая способность реки будет сведена к нулю.

По личным наблюдениям автора в районе будущего ложа Богучанской гидроэлектростанции выявлены несколько участков с аномальной магнитностью.

Затопление и подтопление ряда поселков – Невон, Кеуль, Паново, Аксеново, Дворец Согра, Кежма, Таежный, Недокура, Рожковка, Пашино, Проспихино, Кодинск, Болтурино и др. создает напряженную социальную обстановку в районе. Ущерб от выселения людей с обжитых коренных мест, нанесенный им моральный урон и потери культурных ценностей вообще не могут быть оценены в денежном эквиваленте. Множество объектов, представляющих археологическую ценность (по устному сообщению профессора Иркутского государственного университета Г.И. Медведева) будет потеряно. Только на территории Иркутской области насчитывается 61 объект, где находятся фрагменты керамики, орудий труда и др. времен от неолита до бронзового века. Объекты, имеющие культурную значимость, расположены также на территории Красноярского края в районе Аплинского порога и других мест – здесь отмечены наскальные изображения. На изучение этих объектов необходимо еще около 20-ти лет. В районе затопления обитают редкие и нехарактерные для данной территории, а значит подлежащие тщательному изучению, птицы (например, серые цапли) и звери. Под угрозой исчезновения находятся ценные породы рыб и некоторые виды растений.

При отметке 208 м затопление произойдет от устья р. Кода до нижнего бьефа Усть–Илимской гидроэлектростанции. Протяженность водоема 373 км при максимальной ширине 15 км. Подпор воды распространится по притокам на 25 – 75 км. Наибольшая глубина в приплотинной части 75 м. Площадь зеркала воды 232 км кв., а объем 58,2. Общая протяженность береговой линии 2400 км.

При отметке 185 м затопление от плотины произойдет до границы Иркутской области (устья рек Едарма, Ката). По данным института «Гидропроект» протяженность водоема будет составлять 270 км, ширина не превысит 10 км, максимальная глубина 48 м. Полный объем водной массы 18,5 км кв. площадь зеркала 113 км кв. Протяженность берегов по данным Ю.Б. Тыржцинского – 1038 км [1].

Выводы:

1. Рекомендуется минимизировать последствия, наносимые окружающей среде при затоплении ложа Богучанского водохранилища. При рассмотрении уровневых отметок 208 и 185 м видно, что при отметке 208 м ущерб принимает более масштабный и опасный характер: площадь покрытия затапливаемой территории больше чем в два раза по отношению к отметке 185 м. Отсюда следует, что при отметке 208 м вероятность проявления наведенной сейсмичности возрастает, процессы карстообразования будут проявляться более интенсивно, произойдет активация участков оползней выдавливания на территории Иркутской области в районах правобережья р. Ангара напротив пос. Невон, в долинах рек Большая и Малая Яросама, которые при отметке 185 м затронутыми не окажутся. Площадь распространения заболоченности многократно увеличится, а всплывающие торфяные массивы в некоторых заливах могут стать помехой для судоходства, например на р. Кова, где отдельные болота даже сейчас достигают ширины 5 км. Поскольку при отметке 208 м подпор водохранилища достигнет нижнего бьефа Усть – Илимской гидроэлектростанции, существует вероятность подтопления канализационных стоков г. Усть – Илимска и опасность лишения города альтернативного источника воды в связи с воздействием и других техногенных факторов.

2. В геоэкологическом отношении наиболее выгодна отметка 185 м. В техническом отношении также наиболее оптимальной следует считать отметку верхнего бьефа Богучанской гидроэлектростанции 185 м.

3. При рассмотрении проектируемых уровневых отметок (208 и 185 м) автор считает строительство гидроэлектростанции наиболее оптимальным с отметкой верхнего бьефа 185 м, при которой наносимый ущерб будет наименьшим, а главное – это снимет социальную напряженность.

Литература

1. Тыржцинский Ю.Б. Итоговый отчет по теме «Оценка воздействия на окружающую среду Богучанской гидроэлектростанции на р. Ангара». – Иркутск, 2007. – Том 1.

МЕТАЛЛЫ В КРОВИ ЖИТЕЛЕЙ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Т.Ч. Дамдинова
Научный руководитель доцент Н.В. Барановская
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Элементный состав крови является отличным индикатором окружающей среды, поскольку кровь циркулирует по всему организму человека, омывает все его органы, и от нее зависит состояние здоровья человека, ведь недаром кровь называют носительницей жизни. Следовательно, проблема накопления металлов в крови человека актуальна не только на сегодняшний день, но и на все времена.

Для выявления содержания металлов в крови у жителей Томской области медицинскими работниками был произведен отбор проб в стерильный шприц из вены по 5 мл. Далее в лабораторных условиях кровь высушивалась при температуре 50 – 60ºС. После этого пробы развешивались по 100 мг в пакеты из фольги и отправлялись для проведения нейтронно-активационного анализа на учебный реактор при Томском политехническом университете. Было определено 29 элементов.

Всего было отобрано 225 проб крови из восьми районов Томской области. Элементы, выделенные нами, - железо, кобальт, хром, цинк, – играют важную роль в организме человека. Но для выявления специфики в накоплении необходимо привести краткую характеристику изучаемой территории.

Томская область расположена в географическом центре Сибири: в юго-восточной части Западно-сибирской равнины. Река Обь в своем среднем течении делит область практически на две равные части, пересекая ее с юго-востока на северо-запад. Возвышенное правобережье в меньшей степени заболочено и отличается лучшей заселенностью. На долю речных долин приходится 1/5 территории. Область обладает значительными запасами полезных ископаемых и сырьевых ресурсов. Разведано около половины геологических ресурсов нефти и газа. По объемам торфа область занимает второе место в России. Кроме того, открыто 12 месторождений металлических руд: железа, титана, циркония, скандия, каолина, меди и др. Прогнозируемые запасы Бакчарского железорудного месторождения – 110 млрд. тонн. Лесные массивы занимают около 60% территории области. Ведущие отрасли промышленности – машиностроение и металлообработка, лесная и нефтяная. Все машиностроительные и металлообрабатывающие предприятия сосредоточены главным образом в г. Томске и частично в Колпашево и Северске. Крупнейшие лесозаводы – Могочинский, Кетский, Асиновский и Томский. Нефтедобыча ведется в основном на северо-западе и западе области, в районе пос. Александровское и бассейне р. Васюган. В районе Томска расположен крупный нефтехимический комбинат.

Полученные нами результаты показали, что в крови жителей Томской области изученные элементы накапливаются в разной степени (табл.). По сравнению с литературными данными [1] превышения содержания в крови человека отмечены для железа – 6,1 раз в Зырянском, в 6,3 раза в Александровском, в 6,4 раза в Каргасокском, в 6,6 раз в Бакчарском, в 6,8 раз в Верхнекетском, в 7,5 раз в Томском, в 9,8 раз в Кожевниковском и в 10,3 раз в Чаинском районах. Максимальное превышение содержания хрома (16,6 раз) наблюдается в Бакчарском районе; содержание кобальта находится в пределах нормы; содержание цинка превышено в 1,4 раза в Кожевниковском, Верхнекетском и Чаинском районах, в 2,1; 4,1; 6,6; 7,3 и 10 раз в Томском, Зырянском, Александровском, Бакчарском и Каргасокском районах соответственно.

Таблица

Среднее содержание элементов (мг/кг) в крови жителей различных районов Томской области

Районы	Cr	Fe	Co	Zn
Томский	0,8	3336	0,04	15
Каргасокский	0,7	2850	0,01	70
Кожевниковский	0,07	4400	0,02	10
Зырянский	0,1	2734	0,006	29
Верхнекетский	0,3	3033	0,07	10
Бакчарский	1	2936	0,01	51
Александровский	0,3	2820	0,01	46
Чаинский	0,2	4600	0,04	10
норма	0,06-0,11	447	0,0002-0,04	7

Вероятнее всего, основной причиной избытка железа в крови населения Томской области является то, что на данной территории расположены большие ресурсы осадочных железных руд и циркон-ильменитовых россыпей; цинк накапливается в большом количестве при контакте с его соединениями в производственных условиях (машиностроительные, стекольные заводы); такое количество хрома, возможно, связано с его повышенной концентрацией в воздухе в результате работы металлургических комбинатов в Новокузнецке.

Таким образом, выполненная работа показала, что область дифференцируема по содержанию элементов в крови. На это влияют как природные, так и техногенные факторы.

Литература

1. Эмсли Джон. Элементы: Справочник: пер. с англ. / Д.Эмсли. – М.: Мир, 1993. – 256 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ МИНЕРАЛЬНОГО И ЭЛЕМЕНТНОГО СОСТАВА СОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ (НАКИПИ) ПИТЬЕВЫХ ВОД АСИНОВСКОГО И ТЕГУЛЬДЕТСКОГО РАЙОНОВ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

И.А. Евтеева
Научный руководитель доцент Н.В. Барановская
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Солевые отложения питьевой воды еще называют накипью. Они представляет собой результат оседания на внутренней поверхности нагревательного элемента известкового налета, который содержится в некипяченой воде и делает ее жесткой.

В качестве исходного материала для проведения исследований использовались пробы солевых отложений воды, взятые из эмалированных чайников у жителей Асиновского (с. Ягодное) и Тегульдетского (с. Тегу ль дет, с. Черный Яр) районов Томской области.

В процессе выполнения работы был изучен минеральный и элементный состав солевых отложений питьевой воды с помощью рентгеноструктурного и эмиссионного спектрального полуколичественного анализов, которые проводились в лаборатории кафедры геоэкологии и геохимии Томского политехнического университета.

По результатам обработки данных эмиссионного спектрального анализа были установлены основные составные элементы накипи для трех исследуемых проб – Fe, Si, Ca и Mg. Однако количественное содержание данных элементов в пробах различно. Так, наибольшее содержание Fe и Si обнаружено в накипи, взятой из с. Ягодное, а для с. Черный Яр отмечается значительное содержание Si в пробе.

Для определения минерального состава накипи был проведен рентгеноструктурный анализ. При этом использовалась установка ДРОН-3М, позволяющая проводить диагностику структуры вещества с помощью рентгеновских лучей [1].

При выполнении данного анализа было определено, что основным минералом, присутствующим во всех пробах, является кальцит. В частности, за счет присутствия углекислых солей Ca и Mg сухой остаток питьевой воды из Асиновского района можно отнести к карбонатному типу, а из Тегульдетского – к силикатному (из-за присутствия кремнекислых соединений Ca, Mg, Fe и Al).

Наличие каждого из указанных выше элементов объясняется спецификой изучаемой территории. Томская область расположена в основном в юго-восточной и частично в центральной части крупнейшего в мире Западно-Сибирского артезианского бассейна. По своему составу воды гидрокарбонатно-кальциевые до глубины 50 м. В связи с этим содержание Ca в сухом остатке вод очень высоко. Кроме того, воды Томской области многожелезистые. Присутствие Si в накипи связано с наличием песка в водах, что особенно характерно для Асиновского района.

В данном случае в пробах не обнаружены токсичные или радиоактивные элементы, что свидетельствует об отсутствии в исследуемых районах каких-либо природных или антропогенных источников загрязнения подземных вод.

Полученные результаты указывают на целесообразность проведения подобных исследований и в дальнейшем, так как это позволяет на практике получить реальные выводы о присутствии в питьевых водах Томской области тех или иных компонентов.

В целом такие работы по изучению минерального и элементного состава солевых отложений вод способствуют своевременному выявлению загрязнения питьевых вод в целях обеспечения безопасности здоровья населения.

Литература

1. Бабченко Г.А., Барановский В.С. Методические материалы для работы на ДРОН - 3М. – Томск: Изд-во ТПУ, 2005. – 14 с.

РАДИОГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПОЧВОГРУНТОВ Г. ТОМСКА

Л.В. Жорняк
Научный руководитель профессор Е.Г. Язиков
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Почвы, как продукт сложного биохимического преобразования горных пород, содержат широкую гамму естественных радиоактивных элементов [7]. Особое внимание к изучению содержаний радиоактивных элементов в почве, как долговременной депонирующей среде, вызвано способностью этих элементов накапливаться в ней, а также возможностью поступления этих элементов по трофическим цепям в конечном итоге в организм человека.

Цель исследований: изучение радиогеохимических особенностей почвогрунтов г. Томска и почв фоновой территории. Задачи исследований: 1) установление уровней накопления радиоактивных элементов (U, Th) в почвогрунтах г. Томска и в фоновых почвах (заказник «Томский»); 2) определение форм нахождения и характера распределения делящихся радиоактивных элементов (U^{235}, Pu^{239} и др.) в почвогрунтах г. Томска и в почвах фоновой территории.

Аналитические исследования и облучение брикетов проб почв выполнялись в ядерно-геохимической лаборатории Томского политехнического университета на базе научно-исследовательского ядерного реактора

инструментальным нейтронно-активационным анализом (ИНАА) (аналитик с.н.с. А.Ф. Судыко) и методом осколочной f-радиографии.

Основой метода f-радиографии является реакция деления ядер атомов тяжелых элементов под действием нейтронов и регистрация осколков деления (треков) на детекторе. В качестве детектора использовались лавсановые пленки. Количество треков пропорционально содержанию делящихся радионуклидов в данной точке исследуемого образца. Достоверность результатов обеспечивается значительным объемом подсчетов треков по 30 случайно выбранным элементарным площадкам на детекторе с каждого брикета пробы почвы.

Метод f-радиографии широко применяется при геологических исследованиях для определения содержания и выявления пространственного распределения урана в горных породах и минералах. Этим методом И.Г. Берзиной и др. также изучались формы проявления и концентрации делящихся радиоактивных элементов в растениях и почвах [2]. На кафедре геоэкологии и геохимии Томского политехнического университета Т.А. Архангельской и Ю.Л. Фетисовой данным методом изучались древесные спилы из районов расположения предприятий ядерно-топливного цикла и территорий, подвергшихся влиянию выбросов техногенных радионуклидов [9], а Е.Г. Язиковым – почвы урбанизированных территорий юга Западной Сибири [10].

Основными источниками радиоактивного загрязнения компонентов природной среды Томской области и г. Томска являются Сибирский химический комбинат (СХК), Томская ГРЭС-2, а также котельные. Сжигаемые в котлах угли, как природные образования, содержат естественные радиоактивные элементы. В золошлаковых отходах происходит концентрирование многих химических компонентов [6]. Поэтому в г. Томске основной участок с повышенным радиационным значением – 14 мкР/ч фиксируется именно в районе золошлакоотвала ГРЭС-2, расположенного в пойме р. Ушайки [6]. Для г. Томска общая гамма-активность в среднем составляет 10-11 мкР/ч. В почвогрунтах района золошлакоотвала содержание урана до 5 мг/кг, тория до 14 мг/кг [6]. Поступление урана в окружающую среду с организованными выбросами предприятий теплоэнергетического комплекса подтверждается детальными исследованиями форм нахождения урана в углях, выполненными С.И. Арбузовым, Л.П. Рихвановым, А.В. Волостновым и В.В. Ершовым. Установлено, что в золе легких фракций угля содержание урана в 2-4 раза выше, чем в золе тяжелых фракций [1, 4].

Среднее содержание урана в почвогрунтах г. Томска составляет 2,5 мг/кг, выше фонового содержания в 3 раза, тория – 7,7 мг/кг, выше фонового содержания в 2,3 раза (табл.). Средние содержания урана и тория в почвогрунтах г. Томска выше, чем в г. Северске, а также выше, чем в почвах мира по Боуэну, 1966. Сравнивая средние содержания урана и тория в почвах г. Томска и г. Павлодара, расположенного в зоне влияния Семипалатинского полигона, отмечается, что в почвах г. Томска содержание урана ниже, а тория выше. По сравнению с кларковыми содержаниями уран находится на уровне, а торий в 2 раза ниже кларка.

Содержание урана в почвогрунтах Кировского и Советского районов немного выше средних значений по городу, а тория – в почвогрунтах Советского и Октябрьского районов (табл.).

Важный оценочный показатель состояния почв – величина торий-уранового отношения (Th/U). Для большинства генетических типов почв различных природно-климатических зон в отдельных странах и континентах в почвах не подверженных интенсивному техногенному воздействию этот показатель находится на уровне 3 – 5 единиц [7]. Величины Th/U отношения меньше 2,5 единиц характерны для почв в зоне влияния СХК и выбросов от ГРЭС-2 и ТЭЦ, работающих на углях [7].

Таблица

Содержания радиоактивных элементов и их отношения в почвах и почвогрунтах (данные ИНАА)

Территория	**Уран, мг/кг**	**Торий, мг/кг**	**Th/U**	**Кол-во проб**
	X±δ min/max	**X±δ min/max**		
г. Томск	2,5 ± 0,08 0,5 / 6	7,7 ± 0,14 2,7 / 16,1	3,1	162
Кировский район	**2,63** ± 0,18 0,5 / 6	7,4 ± 0,36 3,1 / 16,1	2,8	44
Советский район	2,65 ± 0,18 0,5 / 5,2	**8** ± 0,37 3,5 / 14,8	3	31
Октябрьский район	**2,3** ± 0,15 0,5 / 4,5	**8,1** ± 0,18 2,7 / 10,6	3,6	49
Ленинский район	2,5 ± 0,17 0,5 / 4,8	7,1 ± 0,18 4,5 / 9,1	2,9	38
Томская область [7]	2,4	8,5	3,5	
г. Северск [8]	2	5,6	2,8	
г. Павлодар	3,4	7	**2,06**	**1**
Фон (заказник «Томский») [10]	0,84	3,46	4,12	8
Кларк в земной коре по А.П. Виноградову [3]	2,5	13	5,2	
Почвы мира по H. Bowen [11]	1	5	5	

Радиогеохимическая типизация изученных почв и почвогрунтов по торий-урановому отношению позволяет выделить несколько областей, характеризующих специфические особенности содержания радиоактивных элементов в почвенном покрове. В область I со значениями торий-уранового отношения меньше

2,5 единиц попадают почвогрунты г. Павлодар, а также почвогрунты г. Томска в районах предприятий «Сибэлектромотор», Томской ГРЭС-2 и Томского электролампового завода. Почвогрунты зон влияний основной группы промышленных предприятий г. Томска попадают в область II со значениями торий-урановых отношений от 2,5 до 5 единиц. Значения больше 5 (область III) отмечены в почвогрунтах района Приборного завода и Спичечной фабрики «Сибирь» [5].

Значительный разброс значений содержаний урана и тория в почвогрунтах свидетельствует о неоднородном характере распределения радиоактивных элементов. В результате исследований методом f-радиографии выявлено, что в фоновых почвах и почвогрунтах присутствуют делящиеся радиоактивные элементы с равномерным и неравномерным характером распределения связанным с их различными формами нахождения. Равномерный характер распределения характеризуется присутствием на детекторе единичных треков от осколков деления радиоактивных элементов. Плотность треков в почвогрунтах районов расположения промышленных предприятий изменялась от 3272 трек/мм^2 (район Томского электромеханического завода) до 6433 трек/мм^2 (район Радиотехнического завода). Для фоновых почв характерна низкая плотность треков – 1546 трек/мм^2. Неравномерный характер представлен отдельными единичными сгустками треков в виде «звезд» и скоплений. В пробах почвогрунтов в среднем плотность «звезд» составила 0,07 шт./см^2 с размерами по площади от 0,006 до 0,044 мм^2, в фоновых почвах «звезд» не выявлено.

Таким образом, проведенные исследования позволяют сделать следующие выводы: 1) специфика почвогрунтов г. Томска определяется повышенными относительно фона концентрациями естественных радиоактивных элементов, что объясняется, в основном, воздействием выбросов Томской ГРЭС-2 и котельных; 2) пониженные значения Th/U отношений выявлены в почвогрунтах зон влияния заводов «Сибэлектромотор», «Электролампового» и Томской ГРЭС-2, а повышенные – в почвогрунтах районов Приборного завода и Спичечной фабрики; 3) по результатам f-радиографии уран в почвах и почвогрунтах находится в форме молекулярного рассеяния и в виде примесей. Характер распределения урана и других делящихся радиоактивных элементов равномерный и неравномерный.

Литература

1. Арбузов С.И. Редкие элементы в углях Кузнецкого бассейна / С.И. Арбузов, В.В. Ершов и др. – Кемерово: Изд-во КПК, 2000. – 246 с.
2. Берзина И.Г. Выявление радиоактивного загрязнения окружающей среды методом радиографии / И.Г. Берзина, Г.П. Герцен, С.В. Столяров, В.В. Токаревский // Геохимия. – М., 1993. №3. – С. 449 – 456.
3. Виноградов А.П. Среднее содержание химических элементов в главных типах изверженных горных пород земной коры // Геохимия, 1962. – №7. – С. 555 – 572.
4. Волостнов А.В. Уран и торий в углях Центральной Сибири // Автореф. Дис. … канд. геол.-мин. наук. – Томск, 2004. – 24 с.
5. Жорняк Л.В., Язиков Е.Г. Распределение редкоземельных и радиоактивных элементов в почвенном покрове урбанизированных территорий // Тяжелые металлы и радионуклиды в окружающей среде: Материалы IV Межд. научно-практич. конф. Семипалатинский государственный педагогический институт, 19-21 октября 2006 года. – Семипалатинск, 2006. Том I. – С. 188 – 196.
6. Рихванов Л.П. Геохимия почв и здоровье детей Томска / Л.П. Рихванов, С.Б. Нарзулаев, Е.Г. Язиков и др. – Томск: Изд-во Том. ун-та, 1993. – 142 с.
7. Рихванов Л.П. Общие и региональные проблемы радиоэкологии. – Томск: Изд-во ТПУ, 1997. – 384 с.
8. Сарнаев С.И., Рихванов Л.П., Мерзляков А.Л. Оценка экологической обстановки в г. Северске по результатам геохимического исследования природных сред / Природокомплекс Томской области. Т.1. Геология и экология. – Томск: Изд-во ТГУ, 1995. – С. 224 – 231.
9. Фетисова Ю.Л. Применение метода осколочной радиографии для реконструкции радиационной обстановки на территории Красноярского края // Вестник КрасГУ. Естественные науки. – Красноярск, 2005. – С. 182 – 187.
10. Язиков Е.Г. Экогеохимия урбанизированных территорий юга Западной Сибири // Автореф. Дис. … доктора геол.-мин. наук. – Томск, 2006. – 47 с.
11. Bowen H.J.M. Trace elements in biochemistry. New York. – London: Academic Press. – 1966. – 241 p.

ЭЛЕМЕНТНЫЙ СОСТАВ ТКАНЕЙ ЧЕЛОВЕКА – ЖИТЕЛЯ ТОМСКОГО РАЙОНА

Т.Н. Игнатова
Научный руководитель доцент Н.В. Барановская
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На рубеже третьего тысячелетия медико-биологические науки достигли необычайно высокого уровня развития технологий и методов исследования функционирования организма на разных уровнях его существования [1]. Человек, изучив окружающий себя мир: почвы, растительность, определив элементный состав морской воды, минералов, элементный состав своего собственного организма так и не изучил.

Во время прохождения практики была осуществлена пробоподготовка биопсийного материала, который был взят у 52-летнего мужчины жителя д. Лоскутово и 50-летней женщины жительницы с. Кафтанчиково. Данные населенные пункты расположены в противоположной стороне от Северного промышленного узла, что позволяет их считать условно-фоновыми. Юго-западная часть Томского района (левобережье р. Томи) подвергается влиянию предприятий сельского хозяйства, автотрассы Томск–Новосибирск (с. Кафтанчиково), трансграничных аэрозольных и водных переносов из Кемеровской области, а юго-восточная (правобережье р. Томи) находится в зоне влияния аэропорта, автотрасс, предприятий и котельных в населенных пунктах (д. Лоскутово) [2].

Пробоподготовка осуществлялась в следующей последовательности: биопсийный материал доставлялся в растворе формалина и хранился в холодильнике. Перед озолением взвешивался в фарфоровых тиглях. Озоление производилось в муфельной печи в соответствии со схемой: в течение часа температура повышалась до 200^0C, затем озоление шло до постоянной массы при температуре 550-600^0C, после озоления материал взвешивался, крупные частицы истирались в агатовой ступке. Далее пробы развешивались по 100 мг в пакеты из фольги и отправлялись на ИНАА, а также озоленные пробы отправлялись и анализировались посредством масс-спектрометрического метода с индуктивно-связанной плазмой.

Инструментальный нейтронно-активационный анализ с облучением тепловыми нейтронами проводился на Томском исследовательском ядерном реакторе ИРТ–Т в лаборатории ядерно–геохимических методов исследования Томского политехнического университета (аналитик – с.н.с. Судыко А.Ф.). Анализ масс-спектрометрическим методом с индуктивно-связанной плазмой выполняли в Институте геохимии им. А.П. Виноградова СО РАН, г. Иркутск.

В результате исследований были получены первые результаты по изучению элементного состава органов и тканей жителей Томского района. Общее количество проб органов и тканей составляет 48, из которых 22 органов мужских и 26 – женских. Результаты представляют особый интерес, так как изучено содержание и накопление 56 элементов, среди которых присутствуют как макроэлементы, необходимые для жизнедеятельности организма, так называемые биогенные элементы, так и микроэлементы, ультромикроэлементы, которые представлены тяжелыми металлами, радиоактивными и редкоземельными элементами.

Нами были обнаружены различия в накоплении редкоземельных элементов в органах мужчины и женщины. Так, например, все редкоземельные элементы накапливаются в коже у мужчины, а также в повышенных содержаниях находятся в трахеях, бронхах и легких. В ходе обработки данных были выявлены интересные закономерности распределения редкоземельных элементов в органах. Так, есть органы, например, селезенка, в которой идеально соблюдаются законы Оддо-Гаркинса, Кларка и Ферсмана, а есть, например, щитовидная железа, где законы не соблюдаются и тенденция изменения содержания скачкообразная.

Дисбаланс некоторых элементов может оказывать влияние на возникновение различных патологических образований, так, например, можно сказать о возникновение сердечнососудистого заболевания которым болела женщина. В аорте женщины отмечается повышенное содержание кальция, брома, а также лантана и церия.

Обзор состояния вопроса о содержании элементов в организме человека на сегодняшний день показывает, что данные практически отсутствуют, нет полноценных сведений об элементном составе человека с учетом региональных условий его проживания, нет норм. Решение этой задачи биогеохимии является чрезвычайно актуальной и реализуемой.

Полученные результаты будут полезны не только для природоохранных органов, но и специалистам самых разных областей: от добывающего комплекса до гигиенистов и медработников. Данная работа представляет практический интерес, так как результаты исследований могут быть использованы при организации биогеохимического мониторинга территорий, разработке рекомендаций для улучшения экологической ситуации, а также данная информация представляет интерес для врачей, провизоров, сотрудников природоохранных органов и администрации. В современных условиях формирования техногенных геохимических провинций серьезную озабоченность вызывают негативные последствия воздействия загрязненной окружающей среды на живые организмы от широкого спектра химических компонентов. Именно на установление нарушения баланса элементов в организме основана диагностика и лечение в широко практикуемых в настоящее время методах коррекции здоровья (метод А.В. Скального и др.). В дальнейшем мы сможем построить геохимический портрет жителя Томского района с учетом всех составляющих.

Каждый человек должен знать и постоянно контролировать содержание элементов в своем организме.

Литература

1. Гичев Ю.П. Загрязнение окружающей среды и здоровье человека. – Новосибирск: СО РАМН, 2002. – 230 с.
2. Экологический мониторинг: Состояние окружающей среды Томской области в 2005 году / Под ред. А.М. Адама. – Томск: Графика, 2006. – 148 с.

ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО ВЛИЯНИЯ СОРБЦИИ ДВУХВАЛЕНТНЫХ ТЯЖЕЛЫХ МЕТАЛЛОВ КАЛЬЦИТОМ В ДРЕНАЖНЫХ РУЧЬЯХ ХВОСТОХРАНИЛИЩА

В.Г. Кабанник
Научный руководитель ведущий научный сотрудник О.Л. Гаськова
Институт геологии и минералогии СО РАН, г. Новосибирск, Россия

Широкое распространение кальцита в сочетании с его химической реакционной способностью позволяет рассматривать этот минерал в качестве одного из важнейших элементов, ответственных за процессы перераспределения катионов двухвалентных тяжелых металлов и радионуклидов между раствором и твердой фазой, как в природных обстановках, так и в технологических схемах при обустройстве безопасных хранилищ отходов [1, 3]. Захват катионов минеральными сорбентами может протекать по разным механизмам – это адсорбция, образование твердых растворов или соосаждение микрокомпонентов в виде вторичных фаз [10]. Интенсивность и направленность этих процессов зависит от типа сорбируемого катиона и его концентрации, pH, недо-/пересыщенности раствора по отношению к кальциту, скорости его роста или растворения, времени реакции и т.д. [9].

В Салагаевском хвостохранилище (г. Салаир, Кемеровская область) складированы отходы гравифлотационного обогащения барит-полиметалических руд. В работах [1, 2] приводится состав поверхностных и поровых вод, взвеси и донных осадков в системе гидроотвал – дренажные ручьи – река. Высказано предположение, что в целом незначительный вклад водного переноса токсичных компонентов в загрязнение окружающей среды изучаемого района связан с тем, что вмещающими породами являются известняки и доломиты, обладающие наиболее эффективным pH-буферирующим потенциалом и способностью сдерживать вынос продуктов окисления сульфидов. Тем не менее, в силу неизбежного разрушения инженерной системы, содержания Zn и Cd в воде дренажных ручьев, впадающих в реку, настоящее время превышают ПДК для вод хозяйственно-питьевого назначения (2400 мкг/л Zn и 17 мкг/л Cd).

В данной работе мы попытались ответить на конкретный вопрос: возможна ли в рассматриваемой системе иммобилизация Cd, Cu, Pb, Zn за счет реакций на поверхности твердой фазы, представленной кальцитом? Для этого привлекается метод термодинамического моделирования и рассматриваются несколько физико-химических моделей описания равновесия вода дренажного ручья / твердая фаза (на примере ручья Березовый).

Рассчитанные с помощью программы Wateq4F [5] индексы насыщения воды ручья Березового (log ИН) показали, что состояние системы регулируется близким равновесием ее с кальцитом, арагонитом и доломитом и наблюдается небольшое пересыщение по отношению к ферригидриту. Действительно, во взвеси присутствует более 200 мкг/л железа. Логарифмы ИН отавита ($CdCO_3$) и смитсонита ($ZnCO_3$) несколько ниже нуля, недосыщенность по отношению к церруситу существенна (log ИН = -2,36), еще более – по отношению к $CuCO_3$ (log ИН << 0). Т.е., в силу низких концентраций тяжелые металлы не образуют собственных твердых фаз, даже если их количества превышают ПДК. Однако это не означает, что они содержатся лишь в водной фазе. Выведение их из раствора и фиксация в донном осадке и взвеси может быть обусловлена процессами адсорбции/соосаждения с макрокомпонентами (кроме кальцита это могут быть разнообразные гидроксиды железа). Любая существующая на сегодняшний день сорбционная модель позволяет количественно описать осаждение твердой фазы, содержащей микрокомпонент, из ненасыщенного по отношению к его минералам водного раствора.

1. Твердые растворы типа $CdCO_3$-$CaCO_3$ и $ZnCO_3$-$CaCO_3$ разбираются как классические примеры при изложении теории диаграмм Липпманна и расширении их применимости [8]. Растворимость твердого раствора $Me_xCa_{1-x}CO_3$ описывается двумя уравнениями:

$$[Me^{2+}][CO_3^{2-}] = K^s_{MeCO_3} X_{MeCO_3} f_{MeCO_3} \quad (1)$$

$$[Ca^{2+}][CO_3^{2-}] = K^s_{CaCO_3} X_{CaCO_3} f_{CaCO_3} \quad (2)$$

$$\frac{X_{MeCO_3}[Ca^{2+}]}{X_{CaCO_3}[Me^{2+}]} = \frac{K^s_{CaCO_3}}{K^s_{MeCO_3}} = K^0_d \quad (3)$$

где X – мольные доли его компонентов, f – коэффициенты активности, равные единице в случае идеальности (тогда активности равны мольным долям). Правая часть каждого уравнения – это парциальные произведения растворимости (ПР), соответственно меньшие, чем ПР каждого минерала (конечного члена). Деление (2) на (1) и перегруппировка позволяет получить рабочее уравнение (3), которое в случае измеренных концентраций ионов металла и кальция в растворе дает возможность рассчитать их мольные доли в твердой фазе. Рассчитано, что вода ручья Березового может находиться в равновесии с фазами состава: $Cd_{0.183}Ca_{0.817}CO_3$ и $Zn_{0.246}Ca_{0.754}CO_3$ (для Pb и Cu результат находится в пределах ошибки).

2. В программном комплексе “HCh” [4] встроен внутренний модуль для расчета состава идеальных твердых растворов при заданных или измеренных составах равновесного водного раствора. Для этого необходимы только стехиометрия и свободные энергии Гиббса образования чистых минералов. Следует отметить, что попутно термодинамические расчеты учитывают и все химические взаимодействия в водном растворе, включая комплексообразование и гидролиз. Вода ручья Березового может находиться в равновесии со сложным (многокомпонентным) твердым раствором состава: $Cd_{0,148}Cu_{1,23E\text{-}5}Pb_{0,0034}Zn_{0,137}Ca_{0,712}CO_3$. Более того, по формуле (4) мы оценили свободную энергию Гиббса его образования ($\Delta_f G^0_{298}$ = -240.99 ккал/мол), что не предусматривается в “HCh”:

$$G_k = \sum_{i=1}^{n} p_i (G_i^0 + RT \ln a_i^{ideal} + RT \ln \gamma_i) \quad (4)$$

где Gi^0 – энергия Гиббса крайних членов ряда (чистых минералов), p_i – количество минала в твердом растворе (мольная доля), a_i^{ideal} – активность минала i при идеальном смешении, γ_i – коэффициент активности минала i. Величина $RT\ln\gamma_i$ – это избыточная парциальная свободная энергия Гиббса, отражающая степень отклонения данного компонента в реальном твердом растворе от идеального.

3. Реферативный обзор экспериментальных работ показал, что по данным разных авторов все измеренные или предсказанные коэффициенты распределения рассеянных элементов между раствором и твердой фазой карбонатов кальция ложатся в довольно узком интервале от значения log ($ПР_{CaCO3}/ПР_{MeCO3}$). Например, для Cd – это 2.7 – 3.7 ед., однако концепция моделей этих авторов принципиально отличается. Например [10], моделируют свои данные по сорбции семи двухвалентных металлов с помощью ионного обмена на поверхности. Он зависит от концентрации кальция в растворе и отражает селективный захват катионов в ряду Cd > Zn ≥ Mn > Co > Ni >> Ba = Sr. Уравнение реакции записываются в следующем виде:

$$X\text{-}Ca + Me^{2+} = X\text{-}Me + Ca^{2+} \quad (5)$$

По мнению [10], условные позиции X-Ca и X-Me и рассчитанная константа $\log {}^cK_{ex}$ могут относиться ко всем типам взаимодействия от адсорбции до соосаждения, включая собственно ионный обмен или образование

твердых растворов. Выражение для константы реакции (5), надстрочный символ “c” около которой означает conditional, т.е. условная, выглядит следующим образом:

$$ {}^{c}K_{ex} = \frac{[X-Me](Ca^{2+})}{[X-Ca](Me^{2+})} \quad (6) $$

Эта модель привлекательна своей простотой, хотя в ней возникают другие осложнения, связанные с неопределенностью выбора концентраций поверхностных позиций X-Ca, доступных для обмена. Кроме того, согласно последним данным EXAFS-спектроскопии [6, 7], в случае, если реакции протекают при строгом равновесии кальцита с раствором, то эксперименты длительностью даже 2,5 года свидетельствуют об образовании только поверхностных адсорбционных комплексов, никаких доказательств появления твердых растворов не найдено. Любое отклонение от равновесия (изменение pH, активностей Ca или CO_3) приводит к участию и других механизмов в процессе захвата катионов кальцитом. Для проведения расчета с использованием программного комплекса “HCh” [4] и описания процесса с помощью реакции (5) необходимо знать концентрацию позиций X-Ca и константы обменных реакций (можно взять из цитируемой выше работы). Стандартную энергию Гиббса образования функциональной группы X-Ca нужно принять равной нулевому значению и далее вычислить условную свободную энергию для X-Me:

$$ \Delta G^{0}_{X\text{-}Me} = -RT\ln K^{0} - \Delta G^{0}_{Ca++} + \Delta G^{0}_{Me2+} \quad (7) $$

Таким образом, кальцит в данной модели представлен не только объемной фазой, но и концентрацией позиций X-Ca, которые вводятся в систему как фиктивный компонент (dummy component). Расчет показал, что даже если в качестве сорбента будет выступать только тот кальцит, который выпадает в виде взвеси (0.0653 г), то и он способен захватить до 9% Cd и 2% Pb (плотность обменных позиций $3.6\cdot10^{-6}$ моль/г).

В более полном виде представленный материал изложен в статье, готовящейся к печати в журнале «Геология и геофизика», где дополнительно обсуждаются модели адсорбции за счет образования заряженных поверхностных комплексов и соосаждения (для случая, если перекрывается плотность сорбции, т.е. исчерпаны все обменные или адсорбционные центры).

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (грант № 06-05-64528) и Интеграционного проекта «Геохимия окружающей среды горнопромышленных ландшафтов Сибири и Урала»

Литература

1. Бортникова С.Б., Гаськова О.Л., Айриянц А.А. Техногенные озера: формирование, развитие, влияние на окружающую среду. – Новосибирск: Издательство СО РАН, филиал “ГЕО”, 2003. – 119 с.
2. Гаськова О.Л., Бортникова С.Б., Айриянц А.А. Поведение тяжелых металлов в районе дренажной разгрузки Салагаевского хвостохранилища (г. Салаир, Кемеровская область) // Геохимия, 2004. – №1. – С. 70 – 81.
3. Савенко А.В. Сорбция тяжелых металлов (Zn, Cd, Co, Ni) на CaCO3 // Электронный научно-информационный журнал «Вестник Отделения наук о Земле РАН». – М.: ИФЗ РАН, 2006. – №1.
4. Шваров Ю.В. Алгоритмизация численного равновесного моделирования динамических геохимических процессов // Геохимия, 1999. – №6. – С. 646 – 652.
5. Ball J.W., Nordstrom D.K. User's manual for Wateq4F, with revised thermodynamic database and test cases for calculating speciation of major, trace and redox elements in natural waters. – Menlo Park, California: U.S. Geological Survey, USA. Open-File Report, 1991. – P. 91 – 183.
6. Elzinga E.J., Reeder R.J. X-ray absorption spectroscopy study of Cu2+ and Zn2+ adsorption complexes at the calcite surface: implications for site-specific metal incorporation preferences during calcite crystal growth // Geochim. Cosmochim. – Acta, 2002. – V.66. –P. 3943 – 3954.
7. Elzinga E.J., Rouff A.A., Reeder R.J. The long-term fate of Cu2+, Zn2+, and Pb2+ adsorption complexes at the calcite surface: An X-ray absorption spectroscopy study // Geochim. Cosmochim. – Acta, 2006. – V.70. – P. 2715 – 2725.
8. Lippmann F. Phase diagrams depicting aqueous solubility of binary mineral systems // N. Jb. Miner. Abh., 1980. – V. 139. – P. 1 – 25.
9. Stipp S.L., Hochella M.F., Parks G.A., and Leckie J.O. Cd2+ uptake by calcite, solid-state diffusion, and the formation of solid solution: Interface processes observed with near-surface sensitive techniques (XPS, LEED, and AES) // Geochim. Cosmochim. – Acta, 1992. – V.56. – P. 1941 – 1954.
10. Zachara J.M., Cowan C.E., Resch C.T. Sorption of divalent metals on calcite // Geochim. Cosmochim. – Acta, 1991. – V.55. – P. 1549 – 1562.

ГОРНО-ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ КУРСКОЙ МАГНИТНОЙ АНОМАЛИИ

Д.Г. Козлов
Научный руководитель профессор В.И. Комащенко
Российский государственный геологоразведочный университет, г. Москва, Россия

Железорудная промышленность России занимает первое место в мире по разведанным запасам железных руд. Российская Федерация располагает 170 месторождениями с запасами по категориям $A+B+C_1$ до 60 млрд. т, среди которых преобладают бедные и средние по качеству с содержанием железа от 16 до 40%. Среднее содержание железа в разведанных рудах – 36%.

Почти 2/3 балансовых запасов России находятся в Центральном федеральном округе, где расположен крупнейший железорудный бассейн мира – Курская магнитная аномалия (КМА). На ее предприятиях добывается 50% сырой руды России.

КМА — самый мощный в мире железорудный бассейн. Ее залежи оцениваются в 200—210 млрд. тонн, что составляет половину железорудных запасов Земли. Она располагается в пределах Курской, Белгородской и

Орловской областей на площади размером более 160 тыс. км², захватывая территории девяти областей Центра и Юга страны.

Развиты два геолого-промышленных типа железных руд: железистые кварциты (56%) и богатые железные руды в коре выветривания кварцитов (44%).

Основная доля (78%) разведанных запасов сосредоточена в Белгородской области. Прогнозные ресурсы железных руд оцениваются в 125 млрд. т. Основная их масса (60%) находится также в Белгородской области, остальные – в Курской (23%) и Орловской (17%) областях.

Месторождения разрабатываются открытым (Стойленское, Лебединское, Михайловское) и подземным (Коробковское) способами. Перспективна разработка новых месторождений железной руды: Приоскольское и Чернянское.

Для бурения взрывных скважин применяют мощные буровые станки СБШ 250, СБШ 250 МН (МНР), СБШ 270, СБШ 320. Для погрузки горной массы на железорудных карьерах используются экскаваторы ЭКГ 4,6, ЭКГ 5А, ЭКГ 6,3УС, ЭКГ 8И, ЭКГ 10, ЭКГ 12,5, ЭКГ 15. Для отработки высоких уступов, проходки траншей применяются экскаваторы с удлиненным рабочим оборудованием ЭКГ 6,3УС. На вспомогательных работах применяются экскаваторы с ковшом 4,5 – 5,0 м^3. Драглайны с ковшами емкостью от 4 до 15 м^3 используют на отвальных работах, вторичной экскавации и вскрыше.

Перевозка горной массы из забоев осуществляется автомобильным и железнодорожным транспортом как самостоятельно, так и в комбинациях друг с другом.

Наиболее перспективен Старооскольский район, где в 1935 г. были добыты первые тонны богатой железной руды. В сороковые и пятидесятые годы был открыт ряд крупных месторождений, в их числе Яковлевское и Михайловское.

Железные руды приурочены к кристаллическому фундаменту, глубина залегания которого в среднем 60 – 650 м. Развиты два типа руд: бедные, но рентабельно обогащаемые, с содержанием железа от 32 до 38 % и богатые, содержание железа в которых составляет 53 – 61%.

Бедные руды представлены железистыми кварцитами курской серии и имеют мощность от нескольких до 700 м. Богатые руды большей частью связаны с древней корой выветривания железистых кварцитов, являясь продуктом их окисления и природного обогащения, и состоят в основном из мартита, железной слюдки, лимонита и сидерита.

Стратегия освоения железорудных месторождений КМА предусматривает строительство крупных карьеров на базе месторождений железистых кварцитов с попутной выемкой богатых руд в сводовой части Воронежской антиклизы с относительно небольшой (50-200 м) мощностью перекрывающих осадочных пород: Лебединского, Стойло-Лебединского, Стойленского и Михайловского. Подземным способом отрабатывается только Коробковское месторождение.

Михайловское месторождение входит в Курско-Орловский железорудный район, расположенный на территории Курской и западной части Орловской областей. Добыча руд происходит в трех карьерах (Южном, Центральном и Северном), имеющих общую протяженность около 6 км и ширину около 4 км.

Михайловское месторождение представляет собой крупный (6,2 х 2,5 км) субмеридианальный вытянутый складчатый массив железистых кварцитов. Падение пластов железистых кварцитов крутое (70-80°) на восток.

Размеры Михайловского карьера в плане 2,5 х 5,3 км, глубина до 300 м при проектной 500 м. Характерной особенностью железистых кварцитов является тонкозернистость и большое содержание гематита. При содержании железа общего 38,86% содержание железа извлекаемого в концентрат магнетитового, составляет всего 21,26%.

Богатые руды залегают на кварцитах. Длина их по простиранию 4-6,5 км, ширина 1,5-2,5 м, а средняя мощность 9,5-13 м. Мощность осадочных вскрышных пород 80-120 м.

Месторождение разрабатывается с 1960 г. При проектной производительности 30 млн. т сырой руды в год добывается более 40 млн. т сырой руды, в том числе около 3 млн. т богатой и производится до 15 млн. т концентрата и 8 млн. т окатышей. Из пород вскрыши для производства окатышей используется более 70 тыс. м^3 глины и для строительных целей около 90 тыс. м^3 песка и суглинков. Породы скальной вскрыши в объеме 2,5 млн. м^3 используются для производства щебня.

Вскрышные работы – снятие осадочного чехла с железных руд производится при помощи шагающих экскаваторов. Начальный процесс технология добычи состоит в бурении в рудном массиве скважин глубиной около 10 м, куда закладываются взрывчатые вещества. При взрывании скважин блока за один прием отбивают 100-150 тыс. т руды. Взорванную руду экскаватором с грузоподъемностью ковша около 25 т грузят на самосвалы "Белаз", "Камацу" грузоподъемностью 120-130 т.

Самосвалы перевозят руду к складу, грузят в железнодорожные вагоны и перевозят на обогатительное предприятие, где он обогащается с изготовлением окатышей – сырья для металлургии.

Белгородская область расположена на склонах Среднерусской возвышенности. Промышленное производство сформировалось под влиянием уникальных запасов железных руд, богатых ресурсов строительных материалов, а также высокопродуктивных земельных угодий.

Область является одной из ведущих в России по производству сельскохозяйственной продукции, прежде всего сахарной свеклы и мяса. Значительные площади заняты подсолнечником. Развито мясомолочное животноводство, птицеводство, пчеловодство.

Экологические особенности Белгородской области обусловлены значительной техногенной нагрузкой на природные комплексы вследствие добычи минеральных ресурсов, развития горнорудного комплекса, предприятий по производству стройматериалов, интенсивного использования черноземных почв, ведения

животноводства на промышленной основе. В Старооскольско-Губкинском промышленном районе под карьеры и промышленные объекты отведено 15 тыс. га земель. Нарушенные земли не рекультивируются.

Курская область находится в центре Восточно-Европейской равнины, на юго-западных склонах Среднерусской возвышенности. Полезные ископаемые, которыми располагает область – железные руды, торф, фосфориты, строительные материалы. Железорудная промышленность, представленная Михайловским горно-обогатительным комбинатом, обеспечивает высококачественным сырьем металлургические заводы многих районов России.

В области выращивают: зерновые, технические, кормовые культуры, картофель, коноплю. Разводят крупный рогатый скот мясомолочного направления, свиней, птицу.

Экологическая обстановка в области осложнена комплексом проблем, касающихся рационального использования природных ресурсов, снижения количества загрязняющих веществ, поступающих в окружающую среду, внедрения экономического механизма природопользования.

Из образовавшихся отходов используется, передается на переработку и обезвреживается не более 4 млн. т отходов (10%), в том числе по горно-обогатительному комбинату – 2,2 млн. т (6%).

Области, слагающие регион, характеризуются площадью от 24,1 до 52,4 тыс. км^2 и населением от 1,30 до 2,49 млн. чел с плотностью населения от 38 до 55 чел/км^2.

В этих условиях горнорудное производство соседствует с развитым сельскохозяйственным производством, включающим ценные и перспективные направления. Добыча и переработка в первую очередь железных руд сопровождается выбросами в атмосферу разнофазных продуктов и накоплением твердых отходов - до 440 тыс. т/год (табл.).

Регион КМА обладает исключительно ценными земельными ресурсами: свыше 70 % от общей территории составляют плодородные черноземы, основная часть которых распахана.

Отраслями специализации КМА являются черная металлургия, машиностроение и металлообработка. На втором месте после черной металлургии по производству валовой продукции в ТПК находится пищевая промышленность, в составе которой наибольшее значение имеют сахарная, масложировая, плодоовощеконсервная, мясная и молочная отрасли.

Таблица

Показатели взаимодействия горного и сельскохозяйственного производств

Области КМА	**Площадь, тыс. км^2**	**Население, млн.**	**Плотность, чел./км^2**	**Добываемое минеральное сырье**	**Сельскохозяйственные направления**	**Отходы, т. т/год**	**Выбросы, т. т/год**
Белгородская	27,1	1,48	55	железо, бокситы, стройсырье	зерно, свекла животноводство, птицеводство, пчеловодство.	52	80
Воронежская	52,4	2,49	47	стройсырье	зерно, свекла, подсолнечник, табак, конопля, эфироносы	300	440
Курская	29,8	1,34	45	железо, стройсырье	зерно, кормовые культуры, конопля, животноводство, птицеводство	40	250
Липецкая	24,1	1,25	52	стройсырье, доломит	зерно, подсолнечник, животноводство, птицеводство, овцеводство	10	360
Тамбовская	34,3	1,3	38	стройсырье, фосфориты, краски, торф	зерно, свекла, подсолнечник, картофель, животноводство, птицеводство	14	30

Сельское хозяйство в связи с интенсивным развитием промышленности в ТПК, увеличением доли городского населения и численности занятых в промышленности имеет особенно важное значение. Здесь преобладают выращивание зерновых, сахарной свеклы, производство молока и мяса.

В настоящее время в регионе остаются актуальными экологические проблемы. С одной стороны, необходимо наращивать объемы производства железной руды, но с другой – разработка месторождений открытым способом, а также создание отвалов пустой породы изымает огромные площади ценнейших сельскохозяйственных земель – распаханных черноземов. Рекультивация земель охватывает не более первых процентов нарушенных земель.

Важная проблема в КМА – это комплексность использования сырья. Строительные глины, мергель, песок, известняк, сланцы, содержащиеся во вскрышных породах и отходах обогащения горнодобывающих предприятий, превышают запасы этих полезных ископаемых в крупных самостоятельных месторождениях и

помогут эффективно использоваться для производства строительных материалов. Перспективна разработка залежей бокситов совместно с добычей железных руд.

ОПЫТ РЕКУЛЬТИВАЦИИ НЕФТЕЗАГРЯЗНЕННЫХ ЗЕМЕЛЬ ОАО «ТНК-НИЖНЕВАРТОВСК» МЕТОДОМ ТОРФОВАНИЯ

Ю.С. Кокунина
Научный руководитель доцент В.Б. Барахнина
Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

При добыче, транспортировке, переработке и использовании теряется около 50 млн.т. нефти в год. Нефть, попадая в почву, вызывает в ней значительные, порой необратимые изменения: образование битуминозных солончаков, гудронизацию, цементацию и т.д. В результате нарушения почвенного покрова усиливаются нежелательные природные процессы: эрозия почв, дефляция, криогенез [1]. В настоящее время актуальным является усовершенствование методов и технологий рекультивации нефтезагрязненных грунтов ОАО «ТНК-Нижневартовск». Опыт рекультивации значительных загрязненных участков показывает необходимость использования торфования, т.к. торф обладает высокой сорбционной способностью. Микрофлора торфа обладает сильной деструктивной функцией и не требует значительного адаптацинного периода при загрязнении нефтью.

По данным Международного торфяного общества торфяные ресурсы в мире составляют более 400 млн. гектаров, но из них только чуть более 305 млн. гектаров находится в разработке в странах, добывающих торф [2].

Торф относится к возобновляемым ресурсам. Ежегодно в мире образуется почти 3,0 млрд. $м^3$ торфа, что примерно в 120 раз больше, чем используется. Объем добычи торфа за последние годы сократился примерно в 2,0 раза, что обусловлено почти исключительно одним фактором – многократным падением его добычи в России. Что касается других стран, то добыча торфа в целом увеличилась на 10% [2].

Первоначально торф использовался исключительно в энергетических целях, как топливо. Это направление сохранилось и развивается до сих пор. Вторым и самым крупным направлением является использование торфа в сельском хозяйстве, садоводстве, тепличном хозяйстве. Третьим направлением является производство продукции переработки торфа и ее использование в различных отраслях, в том числе в экологических целях.

Россия обладает от 40 до 60% мировых запасов торфа. Общие запасы торфа на территории Российской Федерации оцениваются в размере 162,7 млрд. тонн торфа 40% влажности. Наибольшие запасы торфа соответствуют требованиям для производства органических удобрений. Эти запасы, распространенные практически повсеместно, составляют 96% от общей величины разведанных торфяных ресурсов [2].

История использования торфа в России насчитывает более 200 лет. Долгие годы фрезерный топливный торф использовался как топливо на тепловых станциях. На топливо и для сельского хозяйства ежегодно добывалось 160-180 млн. тонн торфа. Максимального уровня потребление торфа на электростанциях России достигло в 1965 году (27,9 млн. т.), в течение последующих 30 лет снижалось [1].

Известно, что при загрязнении торфа нефтью и нефтепродуктами наблюдается 13-кратное увеличение в нем численности углеводородокисляющих бактерий. Поэтому торфование целесообразно использовать при биологической очистке нефтезагрязненных земель.

Опыт показывает, что рекультивацию нефтезагрязненных почв с использованием торфа на территории ОАО «ТНК-Нижневартовск» [3] необходимо проводить поэтапно:

1. Первичная очистка, обваловка и сбор разлитой нефти с помощью торфа.
2. Механическое отделение путем сжатия торфа. Отжатая нефть поступает в нефтеприемники, торф – на приготовление биопрепарата.
3. Приготовление торфяного грунта методом активации нефтеокисляющих микроорганизмов с помощью дополнительно чистого торфа и заранее приготовленной суспензии углеводородокисляющих микроорганизмов (можно и органические добавки).
4. Внесение биологически активного препарата на нефтезагрязненные почвы.

При отсутствии мощных аварийных разливов необходимость первичной очистки отпадает. Готовится суспензия углеводородокисляющих бактерий с помощью фермента. После прохождения стадии биологической очистки в ферментере торф может снова складироваться или использоваться как сорбент.

По условиям образования торф делится на верховой, переходной и низинный.

Верховой торф, состоящий из остатков сфагновых мхов, пушицы, багульников, характеризуется: низкой зольностью, высокой теплотворной способностью, высокой влагоемкостью (от 600 до 1200%), повышенной кислотностью, низкой степенью разложения. Сочетание высокой влагоемкости и воздухоемкости постоянно поддерживает оптимальное соотношение воды и воздуха в почве.

Низинные и переходные торфа используют в качестве плодородного грунта со средне- и слабокислой реакцией, в качестве компонента для приготовления растительных смесей, для мульчирования – обкладывания приствольных кругов растений или с целью снизить испарения влаги, уменьшить перепады температуры, воспрепятствовать прорастанию сорняков, предупредить образование почвенной корки. Применяются при посадке древесно-кустарниковой растительности и цветов, идеальный материал для создания и ремонта газонов.

Для рекультивации использовался торф из болот низинного типа (табл. 1, 2). Используемый торф соответствовал показателям и нормам ТУ 0391-018-310994064-01 «Торф для рекультивации нарушенных земель». Торфокрошка была приготовлена в соответствии с разработанными ООО «СибНИПИРП»

«Методическими указаниями по проектированию технологии получения воздушно-сухого торфа из отвалов торфяного сырья в условиях среднего Приобья» (заключение ГЭЭ № 1230 от 04.09.06 г.).

Торфокрошка с повышенной кислотностью перед использованием раскислялась. Норма внесения известняковой муки или мела на 1 т торфяной крошки условной влаги 60% приведена в таблице 3.

Таблица 1

Характеристика торфов, применяемых для рекультивации

Наименование показателя	Нормы для марок	
	торфяной почвоулучшитель	торф известковый
Влага, % не более	60	60
Кислотность, pH_{KCl}	> 4,5	5,2-6,8
Зольность (на сухое вещество), % не более	20	25
Засоренность (примесь частиц очеса, древесины, корневищ размером более 25 мм), % не более	8	8

При отсутствии плодородного слоя почвы подготовленный воздушно-сухой торф (торфяной почвоулучшитель или торф известкованный) отсыпался слоем 10 см на глинистых, 15 см на песчаных грунтах на поверхность рекультивируемого участка и перемешивался с основным грунтом в объеме 1:1. При сильном загрязнении нефтью торфа на глубину более 10 см целесообразным оказалось торфование слоем 10-15 см под фрезерование для снижения концентрации нефти в торфе, улучшения агрофизических свойств почвы, что способствовало ускорению биодеградации загрязнителя.

При зимних разливах потерявшую подвижность нефть и загрязненный снег собирали бульдозерами и вывозили в шламонакопители или на полигон. На труднопроходимых болотах при большой глубине проникновения нефти загрязненный торф срезали бульдозером или экскаватором в зимний период с последующим вывозом его на полигон или в шламонакопитель для последующего обезвреживания.

Таблица 2

Требования к торфам для рекультивации земель

Наименование показателя	Нормы для марок		
	Торфяной почвоулучшитель	Торф известковый	
Тип торфа	низинный	переходный	низинный
Ботанический состав	Травяной, древесно-травяной групп	Не регламентируется	Не регламентируется
Степень разложения, %	> 20	Не регламентируется	<20
Кислотность, pH_{KCl}	>4,5	2,5-6,0	2,5-6,0
Влага, % не более	60	60	60
Зольность (на сухое вещество), % не более	8	8	8
Засоренность (на сухое вещество), % не более	20	25	25

На разливах давностью не более 2 лет с сохранившей подвижность нефтью торфование было использовано как самостоятельный агроприем вместо рыхления почвы, особенно в недоступных для механизированной обработки местах. Загрязненный участок засыпался слоем торфокрошки до 20 см с величиной крошек до 2 см и влажностью торфа не более 60%. В случае, если существовала вероятность смыва торфа паводковыми водами, проводились противопаводковые мероприятия (обвалование участка, отвод талых вод).

Таблица 3

Нормы внесения извести в торф при различной его исходной кислотности, кг

Кислотность исходного торфа (pH_{KCl})	Норма внесения известняковой муки или мела на 1 т исходного торфа условной влаги 60 %
2,5-3,0	45-40
3,1-3,5	40-35
3,6-4,0	35-30
4,1-4,5	30-25
4,6-5,0	25-20
5,1-5,5	20-15
5,6-6,0	15-10

Для мульчирования поверхности рекультивируемых участков целесообразно использовать грунтомет лесопожарный ГТ-3 (эффективная ширина полосы наносимого слоя грунта 19-26 метров, производительность – до 1 км/час) или грунтомет АЛФ-10 ТУ (радиус действия до 30 м, толщина слоя торфа 2-6 см). На недоступных для грунтометов участках используется ручное торфование.

Литература

1. Молодова Л.П. // Экология. – М., 1980. – №3. – С. 89 – 91.
2. Сулейманов Р.А., Галлиев М.А., Галимханов Р.Г. // Медицина труда и промышленная экология, 1996. – №6. – С. 67 – 69.
3. Типовой проект рекультивации загрязненных земель на территории деятельности нефтегазодобывающих предприятий группы ТНК – ВР. – Нижневартовск: СибНИИНП, 2007. – 120 с.

ХИМИЧЕСКИЕ ЭЛЕМЕНТЫ В ВОЛОСАХ ДЕТЕЙ Г. ПАВЛОДАР

Н.П. Корогод
Научный руководитель доцент Б.Х. Шаймарданова
Павлодарский государственный педагогический институт, г. Павлодар, Казахстан

В последнее время экологические проблемы все больше привлекают внимание ученых и специалистов различных направлений, поскольку в результате технического прогресса и нерационального использования природных ресурсов, антропогенное загрязнение окружающей среды приобрело такие размеры, что стало угрожать здоровью человека [5].

В настоящее время регионы с интенсивным развитием различных отраслей промышленности испытывают значительные многофакторные антропогенные нагрузки, что приводит к ухудшению состояния окружающей среды и здоровья проживающего населения [1]. Химические элементы, поступающие комплексно в организм человека, аккумулируются в биосредах и, следовательно, позволяют использовать их количественные значения в качестве биологических маркеров экспозиции и в диагностике экологически обусловленных заболеваний [6].

Для определения элементов в биосубстратах и разработки нормативных показателей необходим учет региональных особенностей микроэлементного статуса у жителей анализируемых территорий [3].

Актуальность состоит в создании базы знаний по элементному составу биосубстратов детей, и определении локальных и региональных особенностей накопления с учетом природных и антропогенных факторов воздействия и последующего нормирования выявленных показателей для оценки экологического состояния территорий.

Таблица

Вариационно-статистические показатели содержания химических элементов в волосах детей г. Павлодара (n=100), мг/кг

Элемент	lim	$\overline{x} \pm S\overline{x}$	σ	Cv,%	Кс
1 класс опасности					
Zn	42-411	196,4±7,6	75,9	39	4,3
Hg	0,02-15,2	0,4±0,05	0,5	125	2,1
2 класс опасности					
Cr	0,03-3,5	0,6±0,08	0,80	133	0,01
Co	0,001-0,25	0,06±0,005	0,05	83	0,003
Sb	0,02-1,37	0,07±0,02	0,16	229	0,3
Se	0,2-1,28	0,73±0,02	0,23	32	2,6
3 класс опасности					
Br	0,1-29,9	6,48±0,56	5,58	86	0,3
Ba	7,0-67,0	12,0±0,72	7,16	60	0,4
Редкие металлы					
Rb	0,8-3,0	2,24±0,05	0,60	27	67,5
Hf	0,001-0,12	0,02±0,003	0,16	800	0,01
Cs	0,005-0,69	0,03±0,007	0,07	233	0,005
Ta	0,003-0,03	0,01±0,001	0,01	100	0,01
Редкоземельные металлы					
Sc	0,001-0,23	0,01±0,0004	0,004	40	0,001
La	0,005-0,48	0,05±0,007	0,07	140	0,005
Ce	0,02-0,7	0,14±0,013	0,13	93	0,01
Yb	0,01-0,07	0,03±0,001	0,01	33	0,02
Lu	0,0004-0,01	0,002±0,0001	0,03	1500	0,005
Tb	0,003-0,03	0,009±0,0003	0,003	33	0,01
Радиоактивные металлы					
Th	0,001-0,1	0,02±0,002	0,02	10	0,002
U	0,02-1,14	0,29±0,023	0,23	82	0,2
Благородные металлы					
Ag	0,03-1,2	0,28±0,02	0,20	51	8,02
Au	0,01-0,55	0,09±0,01	0,23	256	94,4

Примечание: lim – предел колебания, $\overline{x} \pm S\overline{x}$ – среднее арифметическое и его ошибка, σ – среднее квадратичное отклонение, Cv – коэффициент вариаций, Кс – коэффициент концентрации относительно кларка ноосферы по Глазовским [2].

Целью работы являлось выявление индикаторной способности биосубстратов и нормирование территории г. Павлодар. Научная новизна работы: впервые изучен уровень накопления широкого спектра элементов в составе волос детей г. Павлодар и проведено нормирование территории по степени техногенного воздействия.

Город Павлодар является промышленным многопрофильным центром. Общая площадь его составляет 326882 га, население – 300 тыс. человек. На территории города расположены крупные промышленные предприятия: алюминиевый, машиностроительный, картонно-рубероидный, химический, нефтехимический, судостроительно-судоремонтный, инструментальный, тракторный, резинотехнический заводы, завод металлоконструкций и электромонтажных изделий и др. Кроме того, на территории города расположены три ТЭЦ, более 20 котельных и 5751 единиц частного домостроения [4], которыми в год сжигается в общей сложности более 3,5 млн. т. угля.

Исследования биосубстратов волос детей проводились в 2006-2007 гг. в различных районах города.

Содержание химических элементов (табл.) определяли инструментальным нейтронно–активационным анализом с облучением тепловыми нейтронами на Томском исследовательском ядерном реакторе ИРТ – Т в лаборатории ядерно – геохимических методов исследования кафедры геоэкологии и геохимии Томского политехнического университета (аналитик – с.н.с. Судыко А.Ф.). При отборе проб волос использовалась стандартная методика, рекомендованная МАГАТЭ [7]. Пробподготовка проводилась на кафедре ГЭГХ, ТПУ.

Обработка полученных результатов анализа проводилась с помощью пакета программ Statistica 6, Microsoft Exel.

Вариационно-статистические показатели содержания химических элементов в волосах детей представлены в таблице.

Анализ вариационно – статистических показателей содержания химических элементов в волосах детей г. Павлодар позволяет сделать вывод о геохимической специфики распределения элементов в биосубстратах.

Среди элементов первого класса опасности высокая степень коэффициента концентрации у цинка ($Zn_{4,3}$); среди элементов второго класса опасности – селен ($Se_{2,6}$). Коэффициент концентрации (Кс) химических элементов в волосах колеблется – от 0,001 (скандий) до 94,4 (золото). Геохимическая специфика распределения химических элементов следующая: $Au_{94,4}$ $Rb_{67,5}Ag_{8,02}$ $Zn_{4,3}$ $Se_{2,6}$ $Hg_{2,1}$ $Ba_{0,4}$ $Sb_{0,3}$ $Br_{0,3}U_{0,2}$ $Yb_{0,02}$ $Cr_{0,01}$ $Hf_{0,01}$ $Ta_{0,01}$ $Ce_{0,01}$ $Tb_{0,01}$ $Cs_{0,005}$ $La_{0,005}$ $Lu_{0,005}$ $Co_{0,003}$ $Th_{0,002}$ $Sc_{0,001.}$

Выявленные особенности позволили установить специфику техногенного воздействия предприятий города на формирование элементного состава волос детей и провести зонирование территории по его интенсивности.

Литература

1. Авцын А.П., Жаворонков А.А., Строчкова Д.С. Принципы классификации заболеваний биогеохимической природы // Архив патологии, 1983. – №9. – С. 3 – 10.
2. Глазовский Н.Ф. Техногенные потоки вещества в биосфере / Добыча полезных ископаемых и геохимия природных экосистем. – М.: Наука, 1982. – С. 86 – 95.
3. Иванов В.В. Экологическая геохимия элементов: Справочник: В 6 кн. / Под ред. Э.К. Буренкова. – М.: Экология, 1997. – Кн.6: Редкие f – элементы. – 607 с.
4. Панин М.С., Ажаев Г.С. Эколого-геохимическая оценка снежного покрова г. Павлодара // Актуальные проблемы геохимической школы: Материалы V Международной биогеохимической школы 8 – 11 сентября 2005 г. – Семипалатинск, 2005. – С. 160 – 163.
5. Ревич Б.А. Загрязнение окружающей среды и здоровье населения. – Москва, 2001. – 212 с.
6. Скальный А.В. Микроэлементозы человека (диагностика и лечение). – М.: Изд-во КМК, 1999. – 96 с.
7. Raybukhin Y.S. Activation analysis of hair as an indicator of contamination of man by environmental trace element pollutants. – IAEA, Vienna, 1978. – PL/50.

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ВЛИЯНИЯ АНТРОПОГЕННОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА ОЦЕНКУ НЕДВИЖИМОСТИ Г. ВОЛГОГРАДА

А.В. Кузнецова
Научный руководитель профессор И.В. Владимцева
Волгоградский государственный технический университет, г. Волгоград, Россия

Волгоград – крупный индустриальный центр, его промышленность включает около 2,5 тыс. предприятий, хозяйственная деятельность которых оказывает негативное воздействие на состояние окружающей среды (табл.). В городе работают предприятия энергетики, нефтехимической промышленности, черной и цветной металлургии, машиностроения, оборонного комплекса, стройиндустрии, деревообработки и т.д.

В атмосферу г. Волгограда выбрасывается более 200 ингредиентов загрязняющих веществ. Основными загрязнителями воздушного бассейна являются промышленные предприятия и транспорт. Ввиду сокращения производства и принимаемых мер количество выбросов вредных веществ в атмосферу за последние десять лет снизилось втрое, однако и сейчас в атмосферу выбрасывается более 100 тыс. т. неочищенных вредных веществ из 10 тыс. единиц источников. Общая площадь промышленных зон – 70 кв. км, что составляет 16% всей площади города. Среди выбросов на первом месте – окись углерода, далее почти в равных соотношениях распределяются твердые вещества, диоксид серы и оксиды азота. В целом в атмосфере воздуха г. Волгограда отмечается повышенное содержание пыли, диоксида азота, фторида водорода, аммиака, формальдегида, фенола и хлорида водорода. Увеличиваются также структура суммарных выбросов от стационарных и передвижных источников загрязнения.

Своеобразное территориальное расположение города вдоль реки Волги и сосредоточенность крупных промышленных предприятий на правом берегу вызывают загрязнение водоема. В результате постоянного техногенного воздействия качество воды в р. Волге не отвечает условиям, которые необходимы для восстановления биологической продуктивности водоема, что ведет к сокращению рыбных запасов, деградации водоема и потере его природной привлекательности. Кроме того, р. Волга остается практически безальтернативным источником питьевого водоснабжения горожан.

В отличие от воды и атмосферного воздуха, которые являются лишь миграционными средами, почва является наиболее объективным и стабильным индикатором техногенного загрязнения. Она четко отражает эмиссию загрязняющих веществ и их фактическое распределение в компонентах городской территории. Более трети территории города (35%) характеризуется в различной степени опасным уровнем загрязнения.

Одной из актуальных проблем, связанных с ухудшением качества окружающей природной среды, является нерациональное, экологически опасное и неорганизованное размещение отходов. Данная проблема является одной из самых основных для Волгограда. Ежегодно увеличение отходов на душу населения составляет 4-6%, что в три раза превышает скорость роста населения. От жилищного сектора собирается и вывозится в места организованного хранения около 60% всех отходов, образующихся в городе, и 40 % – от предприятий, учреждений и организаций [2].

Остро в городе стоит проблема образования стихийных и несанкционированных свалок. Ориентировочная площадь стихийных свалок составляет около 88,363 га городских земель. Отсутствие хорошо организованной системы сбора, переработки, обезвреживания и захоронения отходов, несовершенство правовых и экономических рычагов для ведения этой системы, а также для создания малоотходных производств, привело к тому, что большая часть образующихся отходов не классифицирована.

Таблица

Крупнейшие промышленные предприятия административных районов г. Волгограда

Район	Население, тыс. чел.	Предприятия
Тракторозаводский	139,3	АООТ"Волгоградский алюминий", АООТ"Волгоградский тракторный завод", АО"Волгоградский кислородный завод"
Краснооктябрьский	158,4	АОА"Металлургический завод "Красный октябрь"", ПО "Баррикады", АООТ "Волгоградметаллургстрой"
Дзержинский	166,0	ООО"Волгоградский завод буровой техники", АООТ "Ахтуба", АООТ "Волгоградгазоаппарат", АООТ "Волгоградский моторный завод"
Центральный	91,1	ООО "Волгоградский завод тракторных деталей и нормалей", ИПК "Царицын", швейная фабрика "Виктория"
Ворошиловский	78,7	АООТ "Царица", АО "Конфил". АООТ "Волгоградаргопромстрой"
Советский	84,6	ОАО "Волгограднефтемаш", АООТ "Деревообрабатывающий завод", АОЗТ "ВЭКАФ"
Кировский	99,2	ОАО "Химпром", АООТ "Волгоградмебель", Волгоградская ГРЭС
Красноармейский	158,4	АООТ "Волгоградский судостроительный завод", АООТ "Каустик", АО "Волгоградский сталепроволочно - канатный завод"

Зеленые насаждения и городские леса – неотъемлемая часть градостроительной структуры Волгограда и важнейшая часть его экологического каркаса. Растительность в городе является важным социальным стабилизирующим фактором, снижая напряженность и конфликтность городской среды. Современное состояние зеленых территорий города следует признать неблагоприятным. Под воздействием промышленных и транспортных загрязнений, климатических особенностей, неорганизованного отдыха горожан происходит деградация озелененных участков, сокращение их площадей за счет развития селитебных и иных зон застройки [3].

Качественное состояние природно-антропогенной окружающей среды существенно влияет на ценность того или иного объекта недвижимости. От того, насколько благоприятна экологическая обстановка территории, на которой размещен, например, жилой дом или офисное здание зависят масштабы спроса на эти объекты

недвижимости [4]. Следовательно, стоимость данных объектов находится в прямой зависимости от уровня атмосферного, шумового и иного загрязнения окружающей эти объекты природно-антропогенной среды.

Для определения стоимости объекта недвижимости с учетом экологических факторов необходима их экспертиза, позволяющая конкретизировать основные параметры качественного состояния окружающей природно-антропогенной среды рассматриваемого объекта. Совокупность экологических факторов, влияющих на стоимость объекта недвижимости, анализируется с позиции как негативного, так и позитивного влияния [5]. С позиции негативного влияния экспертиза проводится на основе анализа окружающей среды по трем основным видам загрязнения: механическое, химическое и физическое. Экспертиза негативных экологических факторов проводится с целью идентификации основных параметров качественного состояния окружающей среды оцениваемого объекта недвижимости при определении его стоимости с учетом влияния этих факторов [1].

Наряду с инвентаризацией и анализом негативных последствий загрязнения окружающей среды объекта недвижимости определяются и характеристики благоприятных экологических факторов, которые рассматривают как позитивный экологический и психосоциальный эффект, существенно влияющий на рыночную стоимость объекта недвижимости. Экологический психосоциальный эффект может характеризоваться рядом позитивных экологических факторов: наличие природного ландшафта и возможность его созерцания из окон данного объекта; высокая и эффективная доступность обитателей объекта недвижимости к экологически чистым природным объектам; разнообразие видов зеленых насаждений и их высокая экологическая эстетичность на территории размещения объекта недвижимости.

Недостаточный учет экологического фактора в прошлом сегодня оборачивается значительными расходами города на ликвидацию старых захороненных свалок, дезактивацию территории от радиоактивного загрязнения, на преодоление иных негативных последствий принятых ранее необдуманных решений. Кроме того, появляется необходимость выделения огромных сумм на благоустройство территорий бывших промышленных зон, долин малых рек, являющихся реальным резервом для жилой и деловой застройки, создания привлекательных парковых зон и зон отдыха для населения.

Литература

1. Влияние экологических факторов на рыночную стоимость недвижимости / Под ред. Ушакова Е.П. – М.: Академия оценки, 1996. – 97 с.
2. Доклад о состоянии окружающей среды Волгоградской области в 2006 году / В.И. Новиков, С.В. Матковский, В.В. Брагин, В.М. Шишкунов. – Волгоград: Изд-во «Панорама», 2007. – 256 с.
3. Скачкова С.А. Проблемы озеленения: градостроительные, экологические, санитарно-гигиенические аспекты: Тез. докл. науч.-практ. конф. – Волгоград: ВолгГАСА, 1995. – 78 с.
4. Сахаев В.В. Экологическая политика в условиях приватизации // Экономика Украины, 1994. – №9. – С. 53 – 57.
5. Экологическое проектирование и экспертиза: Учебник для вузов / К.Н. Дьяконов, А.В. Дончева. – М.: Аспект Пресс, 2002. – 384 с.

ОБ АКТУАЛЬНОСТИ ИССЛЕДОВАНИЯ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПОЧВ ГОРОДА МАРГАНЦА ТЯЖЕЛЫМИ МЕТАЛЛАМИ

А.В. Литвиненко, Э.Г. Ковырева
Научный руководитель заведующая лабораторией М.З. Серебряная
Днепропетровский национальный университет, г. Днепропетровск, Украина

Почва является весьма специфичным компонентом биосферы, который не только аккумулирует компоненты загрязнений, но и выступает как природный буфер, контролирующий перенос химических элементов и соединений в атмосферу, гидросферу и биосферу.

Особое место среди загрязнителей почвы по праву принадлежит тяжелым металлам (ТМ).

Длительность нахождения загрязняющих компонентов в почвах более продолжительна, чем в других частях биосферы, и загрязнение почв, особенно тяжелыми металлами, практически вечно. Металлы, накапливающиеся в почвах, медленно удаляются при выщелачивании, потреблении растениями, эрозии и дефляции.

Термин тяжелые применяют к металлам, удельная масса которых превышает 5г/см^3 или атомная масса превышает 50 атомных единиц (Co, Ni, Cd, Zn, Pb, Mn, Fe, Hg и другие). В результате деятельности человека настоящее содержание ТМ в почвах может превышать фоновые и предельно-допустимые концентрации в сотни и тысячи раз. ТМ в почве присутствую в почвенном растворе, в твердой части почвенной массы, в форме собственно минералов и устойчивых осадков малорастворимых солей. Поступая из почвы в растения и передаваясь по трофическим цепям, ТМ оказывают токсичное воздействие на растения, животных и, что более актуально, на человека. Установить пределы безопасного содержания того или иного элемента в почве трудно. Уровень токсичности зависит от гранулометрического состава почвы, ее кислотности, влажности, содержания гумуса, вида растений, а также определяется химическими свойствами самого элемента: валентностью, ионным радиусом, способностью к комплексообразованию.

На территории Никопольского марганцеворудного бассейна в результате функционирования горнодобывающих шахт, карьеров и горнообогатительных фабрик складывается неблагоприятная экологическая ситуация. В связи с этим нами проведены исследования содержания валовых и подвижных форм ТМ в почвах рекреационной, селитебной, транспортной и промышленной зон города Марганца – центра добычи и переработки марганцевых руд Никопольского бассейна.

Проведена оценка валового содержания тяжелых металлов и их подвижных форм (Fe, Mn, Cu, Zn, Ni, Pb, Co), а также выявлены закономерности их распределения по территории города.

Образцы верхних горизонтов почв отбирались методом конверта со стороной 5-10 м с глубины до 10 см, поскольку достоверно установлено, что техногенные выбросы, загрязняющие почвенный покров через атмосферу, сосредоточены, как правило, в поверхностных слоях почв. Из суховоздушного образца методом квартования бралась средняя проба – 0,2 кг, которая растиралась в ступке и просеивалась через сито с отверстием 1 мм. Полученные образцы почв подвергались химической обработке (водные, кислотные вытяжки). Валовые содержания ТМ в почвах, и их подвижные формы определялись из полученных растворов методом атомно-абсорбционной спектрофотометрии. Измерения проводились на спектрофотометре Северодонецкого ОКБА «Сатурн-3П-1» в пламенном режиме по двулучевой оптической схеме с использованием дейтериевого корректора фона.

Полученные результаты показали, что изучаемый регион отличается повышенным содержанием ТМ в почвах. Это касается как железа, меди, никеля, свинца, так и специфического для этого региона – марганца. Наиболее нагруженными ТМ оказались почвы промышленной зоны, где установлено превышение ПДК по марганцу. К неблагополучным зонам следует отнести и транспортную, т.к. здесь выявлено превышение ПДК свинца.

В селитебной и рекреационной зонах города загрязнение ТМ характерно для отдельных участков. Следует отметить тот факт, что содержание железа в почвах г. Марганца существенно превышает традиционный для этого природного региона уровень. Нами установлена корреляция между содержанием железа и марганца в почвах: повышение включения одного из них сопровождается повышением включения другого. Учитывая, что марганцевые руды содержат в определенной степени окислы железа, следует считать синхронное повышение Mn и Fe в почвах результатом аэрогенного загрязнения от промышленных источников.

Железо и марганец активно вовлекаются в биологический круговорот, так как входят в состав многих ферментов. Железо участвует в образовании хлорофилла, марганец – в окислительно-восстановительных процессах: дыхании, фотосинтезе и усвоении азота. Избыток марганца приводит к уменьшению в растениях железа и вызывает у них хлороз.

В связи с сильной положительной корреляционной связью (r = 0,9) между состоянием здоровья настоящего поколения и содержанием в жизнеобеспечивающих компонентах среды следует продолжить исследования ТМ, а также:

- расширить базу фактических данных о количественном содержании ТМ в конкретных районах промышленной, селитебной и рекреационной зон г. Марганца,
- систематизировать и картографировать полученные данные;
- составить прогноз дальнейшей миграции ТМ от промышленных объектов;
- разработать критерии оценки загрязненности ТМ, в особенности марганцем;
- предложить комплекс мероприятий по снижению аэрогенного переноса токсичных для здоровья человека металлов из промышленной зоны в селитебную и рекреационную.

ИНДИКАТОРНЫЕ СВОЙСТВА ЭЛЕМЕНТНОГО СОСТАВА НАДЗЕМНОЙ ЧАСТИ РАСТЕНИЯ - АЛЬФРЕДИЯ ПОНИКШАЯ (ALFREDIA CERNUA (L.) CLASS)

Е.А. Литусова
Научный руководитель доцент Н.В. Барановская
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Альфредия поникшая (Alfredia cernua (L.) Class.) семейство Asteraceae – многолетнее травянистое растение, произрастающее на высокотравных лугах и в разреженных пихтово-еловых лесах южной части Западной Сибири, а также по долинам горных рек Кузнецкого Алатау, Республики Горный Алтай и Алтайского края. В народной медицине надземную часть растения используют в качестве седативного, противосудорожного и болеутоляющего средства, в сборах – при энурезе, неврастении, шизофрении. Альфредия поникшая включена в состав средств для оздоровления организма [1, 2, 7].

Нами изучался элементный состав надземной части растения. Он является уникальным индикатором загрязнения окружающей среды. Именно в растениях накапливаются как вредные химические элементы, содержащиеся в почвенных растворах и в атмосфере, так и необходимые для их жизнедеятельности.

При помощи инструментального нейтронно–активационного анализа нами было изучено 24 элемента надземной части растения Альфредии поникшей, отобранной в Республике Горный Алтай, Республике Хакасия, Алтайском крае и в Томской области в 2001, 2005 и 2006 годах. Проведен анализ изменения содержания элементов в зависимости от места и года отбора проб. Надземная часть отбиралась в различные стадии развития: бутонизации, цветения и плодоношения. Пробы отбирались сотрудниками НИИ Фармакологии СО РАН. Нами растение высушивалось до воздушно-сухого состояния и измельчалось до размера частиц 2-5 мм. Озоление проб проводили в муфельной печи при температуре 450-500ºС в соответствии с ГФ XI (1990). Затем золу взвешивали и отправляли на анализ в лабораторию ядерно-геохимических методов исследования на учебном реакторе ТПУ. Дополнительно для одной пробы был сделан эмиссионно – спектральный полуколичественный анализ на спектрографе СТЭ1 с трехлинзовой системой освещения. Порошковые пробы вводили в зону возбуждения путем испарения из кратера угольного электрода с экспонированием на 2 – 3 спектра [5].

Для сравнения уровня накопления элементов в растениях различных мест произрастания был проведен подсчет среднего арифметического по элементному составу данного вида (табл.1).

Для выявления степени накопления элементов в растении был посчитан коэффициент биологического поглощения (КБП), введенный А.И. Перельманом в 1989 г., характеризующий интенсивность поглощения растением элементов из почвы (табл.2).

Можно отметить, что одинаково высокая концентрация во всех пробах характерна для кальция (Ах = 18-6), это связано с тем, что данный элемент необходим растениям для жизнедеятельности и роста, поэтому они и накапливают его в больших количествах; и брома (Ах = 2-47), являющегося специфичным для лекарственных растений. Закономерность его накопления была выявлена еще в 30-40-х гг. [6]. Так в точках отбора проб 7 и 8 (ботанический сад г. Томска, 2005 г. и 2006 г.) отмечается кратное отличие в содержании элемента по годам, что может быть связано с возможным выбросом на близлежащих предприятиях.

Таблица 1

Среднее содержание элементов (мг/кг) в золе надземной части Alfredia cernua (L.) Cass. (9 проб)

Элементы, мг/кг	Среднее арифметическое	Минимум	Максимум
Na	5356	1100	10900
Ca	138556	82000	245000
Sc	1,11	0,39	2,7
Cr	7,1	0,6	15
Fe	6889	2700	15200
Co	2,2	1,1	4,4
Zn	154	30	303
Br	53	9,8	233
Rb	88	49	170
Ag	1,5	0,1	8,2
Sb	0,49	0,23	0,79
La	2,8	1,1	5
Ce	2,4	0,1	6,6
Sm	0,46	0,1	0,93
Yb	0,39	0,04	0,63
Lu	0,04	0,006	0,07
Th	0,59	0,2	1,1
U	0,56	0,1	2
Hf	0,56	0,1	1,11
Au	0,03	0,009	0,066
Ba	235	92	428
Sr	587	331	825
Cs	0,38	0,2	0,63
Tb	0,09	0,05	0,2
Eu	0,14	0,06	0,27

Таблица 2

Коэффициент биологического поглощения Alfredia cernua (L.) Cass. (относительно среднего содержания элементов в почвах по Bowen [8])

Место сбора образца	КБП
1. Республика Хакасия, Ширинский район, вдоль реки Инжуя. Анализ в 2002 г.	**Sn_{1000} Ag_{82} P_{46} K_{21} Ca_{18} Br_{13} Cu_5 $Zn_{4,7}$ Pb_4 Sr_3 Mg_2 U_2 $Mo_{1,5}$ $Rb_{1,4}$** Na_1 Ba=$Li_{0,7}$ $Ni_{0,4}$
2. Республика Горный Алтай, Онгудайский район, Семинский хребет, окр. д. Каспа, высокотравный редкостойный лиственничник. Анализ 2003 г.	**Ca_9 Br_7 Sr_2 $Rb_{1,7}$** Na=$Ba_{0,3}$ $Sb_{0,1}$
3. Алтайский край, Соломенский район, долина р. Ануй, окр. Денисовой пещеры, закустаренный каменистый крупнотравный луг	**Ca_{15} Ag_{12} Zn_6 Br_2 Na=$Sr_{1,2}$** $Rb_{0,6}$ $Sb_{0,3}$
4. Республика Горный Алтай, Шебалинский район, окр. п. Шебалино	**Br_{10} Ca_6 Sr_3 Na_2** Zn=$Rb_{0,6}$ $U_{0,5}$
5. Республика Горный Алтай, Усть-Канский район, окр. перевала Ябочанский, лиственный редкостойный закустаренный лес	**Ca_6 Br_5 Zn_3 Sr_2 $Na_{1,3}$** $Rb_{0,5}$ $Ba_{0,2}$
6. Томская область, Томский район, окр. ст. Каштак	**Ca_8 Br_3 Sr_2** Rb=$Zn_{0,8}$ $Co_{0,2}$
7. Томская область, Сибирский ботанический сад Томского государственного университета, экспериментальная база	**Ag_{14} Ca_{12} Br_3 Sr=$Zn_{2,6}$** $Ba_{0,9}$ $Rb_{0,7}$
8. Томская область, Сибирский ботанический сад Томского государственного университета, экспериментальная база	**Br_{47} Ca_8 Zn_3 Sr_2 Rb_1** $Na_{0,8}$ $Ba_{0,7}$
9. Республика Горный Алтай, Усть-Канский район, окр. перевала Ябочанский, лиственный редкостойный закустаренный лес	**Ca_9 Br_5 Zn_4 Sr_1** $Na_{0,8}$ $Co_{0,6}$

Ряды биологического поглощения элементов позволили также выявить аномальные проявления олова (Ах=1000) и серебра (Ах=82) в Ширинском районе Республики Хакасия. Также в данном районе отмечены высокие концентрации фосфора (Ах=46) и калия (Ах=21), эти элементы являются незаменимыми, поэтому растения поглощают их в больших количествах. Высокие концентрации серебра отмечены в ботаническом саду в г. Томске (Ах=14) и в Соломенском районе Алтайского края (Ах=12). Накопление элементов в ботаническом саду может быть связано с близким расположением промышленных объектов (Электро-механический завод, нефтехимический комбинат).

Таким образом, коэффициент биологического поглощения более ярко отражает биогеохимические особенности лекарственного растения Альфредия поникшая. Он позволил подтвердить целесообразность его применения для выявления геохимических аномалий территорий. В целом можно сделать вывод о том, что в золе растения по наличию химических элементов имеются различия по годам и местам отбора проб. Лекарственное растение Альфредия поникшая способна избирательно накапливать олово и серебро, что позволяет использовать его в качестве биогеохимического индикатора при поисках полезных ископаемых [3, 4], а также для оценки техногенного воздействия на окружающую среду. Накопление брома свидетельствует о необходимости учета мест сбора растительного сырья, поскольку растения с большей концентрацией этого элемента может оказывать более выраженный успокаивающий эффект на нервную систему человека.

Литература

1. Антиоксидантные свойства биологически активных веществ ALFREDIA CERNUA L. (CLASS) / И.В. Шилова, Н.В. Кувачева, Е.И. Короткова и др. // Растительные ресурсы, 2008. – №1. – С. 114 – 121.
2. Анатомическое строение надземной части Альфредии поникшей / Н.В. Кувачева, И.В. Шилова, В.П. Амельчинко // Фармация. – Томск: СибГМУ, 2006. – С. 10 – 12.
3. Виноградов А.П. Поиски рудных месторождений по растениям и почвам // Труды биогеохимической лаборатории. – М.: АН СССР, 1954. – Т.10. – С. 3 – 5.
4. Виноградов А.П., Малюга Д.П. Биогеохимические методы поисков рудных месторождений. Геохимические поиски рудных месторождений в СССР. – М.: Госгеолтехиздат, 1957.
5. Государственная фармакопея СССР. Общие методы анализа. – М., 1990. – Вып.2. – Изд. XI.
6. Селиванов Л.С. Геохимия и биогеохимия рассеяного брома. Бром в наземных растениях // Тр. биогеохимической лаборатории. – М., Л., 1939. – Т.5. – С. 145 – 149.
7. Фитохимическое изучение надземной части ALFREDIA CERNUA L.(CLASS) / И.В. Шилова, Е.А. Краснов, О.П. Слепушкина // Наука о человеке. – Томск: СибГМУ, 2004. – С. 370 – 378.
8. Bowen H.J.M. Trace elements in biochemistry. New York. – London: Academic Press. – 1966. – 241 p.

УГЛЕДОБЫВАЮЩАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ ГОРОДА ПРОКОПЬЕВСКА, ЕЕ ВЛИЯНИЕ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И ЗДОРОВЬЕ НАСЕЛЕНИЯ

Ю.А. Лукьянова, С.В. Табанюхин
Научный руководитель преподаватель В.Е. Коноплева
Филиал Кузбасского государственного технического университета, г. Прокопьевск, Россия

Кузнецкая земля хранит в своих недрах несметные богатства. Но все же по праву самым главным полезным ископаемым является уголь. Во многих городах Кузбасса именно добыча угля является одним из важнейших направлений. К таким городам относится и Прокопьевск.

В Прокопьевске и Прокопьевском районе сосредоточено большое количество шахт и разрезов, в том числе 7 крупных угольных шахт находятся на территории города. Это шахты «Коксовая», «Зенковская», «им. Ворошилова», «им. Дзержинского», «Зиминка», «Красногорская», «Тырганская». На них добываются миллионы тонн угля в год и занято несколько тысяч человек. Хотя это приносит весомый вклад в развитие города и благосостояния прокопчан, вместе с тем разработка полезных ископаемых оказывает негативное влияние на окружающую среду и здоровье жителей города. Актуальность данной проблемы заключается в том что, подобные проблемы касаются не только нашего города, но и всех угледобывающих районов страны.

Целью данного исследования является изучение негативного влияния угледобывающей промышленности города Прокопьевска на окружающую среду и здоровье людей. Для достижения поставленной цели необходимо решить ряд задач:

- показать современное состояние аварийности угольных предприятий Кузбасса в сравнении с предприятиями других угольных бассейнов страны;
- осветить проблемы экологии и здоровья населения города Прокопьевска;
- проанализировать негативные последствия ликвидации угольных предприятий города Прокопьевска;
- предложить методы решения существующих проблем.

История Прокопьевска всегда была связана с углем. Но и современная история также неоднозначна и насыщена. Бурное строительство шахт и пришахтовых поселков, героические годы труда в Великую Отечественную Войну, бесконечные эшелоны угля и 7 тысяч прокопчан, не вернувшихся с полей сражения из 17 тысяч ушедших на фронт.

Годы восстановления послевоенной экономики страны с ударными вахтами и скоростной добычей угля, мировые рекорды и незабываемая слава Жемчужины Кузбасса! А потом… годы забвения и остаточное финансирование угольных предприятий, доведенные до отчаяния люди и социальный взрыв перевернули страну. Шахтерские забастовки, рабочие комитеты и комитеты спасения, «рельсовые войны» и каски на мостовой Красной площади. И все это строки нашей истории.

Для решения первой задачи ниже приводятся данные об авариях и происшествиях за 2006 год по угольным бассейнам России [5].

Из диаграммы (рис.1) следует, что по числу аварийных происшествий Кузбасс значительно опережает другие регионы. Но необходимо учитывать и тот факт, что на территории Кузбасса находится наибольшее количество угледобывающих предприятий. Одним из самых страшных примеров аварии является трагедия на шахте «Ульяновская» компании «Южкузбассуголь», произошедшая в марте 2007 г. На момент взрыва в шахте работали 203 человека, более 100 из них погибли.

Высокая нарушенность земной поверхности в результате ведения горных работ является весьма характерной особенностью шахт. В Кузбассе и на других месторождениях, где разрабатываются свиты сближенных мощных и средней мощности пластов на поверхности образуются значительные по площади участки, разбитые трещинами, уступами, провальными воронками [1]. Наиболее высокая нарушенность шахтных полей приурочена к районам разработки крутопадающих и крутонаклонных пластов (Прокопьевско-Киселевский, Кемеровский, Беловский районы в Кузбассе, Кизеловский на Урале, месторождения Дальнего востока). Поля действующих и ликвидированных шахт этих районов предельно нарушены и засорены различного рода отходами, значительными по площади отвалами и выемками от открытых работ. Лесотехническая рекультивация, проводимая на шахтах в рамках природоохранных мероприятий практически не снижает степень крайне отрицательного воздействия шахт на окружающий ландшафт горных отводов [2].

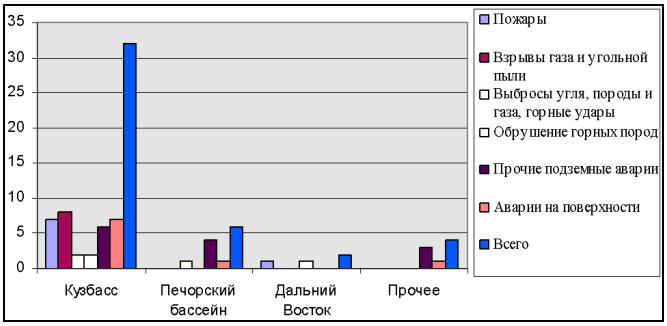


Рис.1 Аварии и происшествия, произошедшие на угольных бассейнах России за 2006 г.

Но помимо проблем экологии, существуют проблемы охраны здоровья жителей региона. Здоровье населения Кузбасса, как интегрированный показатель социально – экологической ситуации, формируется под воздействием всей совокупности социальных, экономических и природных факторов, среди которых, в первую очередь, следует отметить качество атмосферного воздуха, питьевой воды, продуктов питания.

На рисунке 2 показана динамика хронической заболеваемости в зависимости от вызвавшего ее вредного фактора в г. Прокопьевске [4].

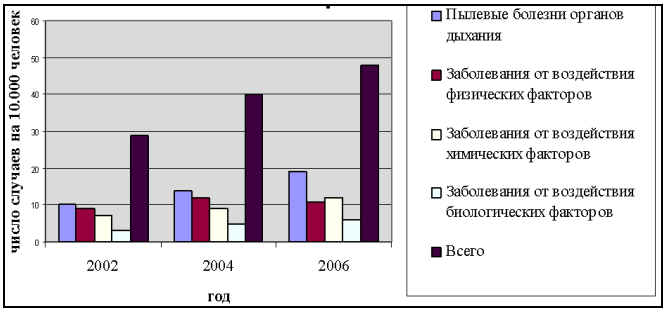


Рис.2 Динамика заболеваемости от вредных факторов в г. Прокопьевске

Большая часть кузбассовцев (65%) ощущает на себе вред, наносимый окружающей среде предприятиями угольной отрасли. Высокую техногенную нагрузку за счет деятельности собственных предприятий испытывают 30% территорий Кузбасса и 60% населения. Ежегодные цифры сброса загрязненных веществ в речные системы составляют около 500 тыс. тонн и до 1,5 млн. тонн в атмосферу. В зависимости от природы и особенностей биологического и химического действия загрязняющих веществ, его длительности и интенсивности, в области выделяется два типа влияния загрязнения на здоровье: моментальный эффект – все острые кишечные инфекции. Провоцируется низким качеством питьевой воды и токсическими туманами; отставленный эффект – проявляется через определенное время. В итоге, по многим различным показателям состояние здоровья населения можно оценить как крайне неблагополучное. Актуальной сегодня для региона является выработка концепции экологической безопасности, главная цель которой состоит в обеспечении устойчивого развития региона с созданием благоприятной среды обитания и комфортных условий для жизнедеятельности населения. Для достижения экологической безопасности должны применятся эффективные инструменты оценки, предупреждения, контроля и ликвидации негативных воздействий на окружающую среду и здоровье населения планируемой или осуществляемой хозяйственной деятельности: нужны государственная экологическая экспертиза, нормирование выбросов, сбросов, лимитирование объемов размещения отходов,

лицензирование отельных видов деятельности в сфере охраны окружающей среды, государственный и общественный экологический контроль, экологическое страхование [4].

Начатое с 1993 года массовое закрытие нерентабельных шахт и разрезов коренным образом меняет характер техногенной нагрузки на окружающую среду в угледобывающих регионах. С одной стороны, прекращается отчуждение земли под породные отвалы, подработка поверхностей, выброс угольной пыли и метана в атмосферу с отработанным шахтным воздухом, уменьшается антропогенная нагрузка. Но существует и другая сторона медали: на ликвидируемых шахтах продолжаются горно-механические процессы, связанные с подработкой горного массива, причем их характер существенно изменяется в связи с полным или частичным затоплением шахт, продолжается оседание поверхности, а на ряде шахт отмечались тектонические явления в виде подземных толчков. Возможны провалы земной поверхности над непогашенными горными выработками, особенно при небольшой глубине горных работ на закрываемых шахтах. Затопление шахт сопровождается вытеснением газов из подработанного горного массива с их неконтролируемым выделением на поверхность, проникновением в подвальные помещения и заполнением пониженных участков рельефа «мертвым воздухом» с низким содержанием кислорода, пожарными газами над участками с непогашенными пожарами [1].

Большинство отрицательных экологических явлений на ликвидируемых предприятиях проявляют себя не сразу, а спустя месяцы и годы после прекращения работы на них. Поэтому важно заранее предусмотреть возможность их возникновения, с тем чтобы в проектах ликвидации принять меры по нормализации экологической обстановки и включить в сметы соответствующие затраты, в том числе и на мониторинг. Однако на многих предприятиях возникают непредсказуемые явления, требующие дополнительных проработок и, соответственно, затрат. К настоящему времени создана достаточно проработанная нормативно – правовая и техническая база для решения экологических аспектов в проектах ликвидации шахт и разрезов, позволяющая учитывать весь комплекс вредных последствий от ведения горных работ, и пересмотреть старые проекты, которые не учитывали требований по экологии. Вместе с тем многие проблемы нормализации экологической обстановки в г. Прокопьевске остаются нерешенными. В связи с этим дальнейшее научное изучение экологических проблем, разработка нормативно – правовых и технических документов по этим проблемам на сегодняшний день является важнейшей задачей научно – технического обеспечения развития угольной промышленности. За последние годы было выполнено большое количество научно – исследовательских работ (НИР) по экологическим аспектам ликвидации шахт и разрезов. Исполнителями НИР являются хорошо известные отраслевые научно – исследовательские проектные, а также академические и учебные институты. Внедрение результатов НИР позволит предотвратить негативные последствия затопления шахт в г. Прокопьевске, и тем самым сэкономить многие миллионы рублей, которые требуются на ликвидацию этих последствий. Использование этих результатов позволит повысить безопасность работ на шахтах, смежных с затопляемыми, и улучшить условия проживания людей на подработанных территориях. Все вышеизложенное особенно актуально для г. Прокопьевска, поскольку особенностью города является тот факт, что его большая часть расположена на подработанных территориях, а поля закрытых и действующих шахт состыкуются [3].

Рост числа нарушенных земель, их деградация – последствия не проводимой вовремя рекультивации земель после завершения разработки полезных ископаемых. Решить данную проблему можно с помощью организации четкой системы льгот, поощрений и санкций в области земельных отношений, а также введения унифицированного порядка производства по делам о нарушении правил охраны и использования земельных ресурсов. Эффективность такого решения заключается в том, что взимаемые за наносимый ущерб денежные средства могут использоваться на восстановление земель, предоставление льгот предприятиям, своевременно проводившим рекультивацию и другие природоохранные меры. Рост отходов производства, появление и разрастание несанкционированных свалок можно прекратить с помощью использования углеотходов в строительстве, сельском хозяйстве, при рекультивации.

Литература

1. Азимов Б.В. Результаты научных исследований по предотвращению и ликвидации отрицательных экологических последствий на горных отводах и прилегающих территориях закрываемых нерентабельных шахт и разрезов // Уголь, 2001. – №3. – С. 15 – 19.
2. Азимов Б.В., Навитний А.М. Проблемы ликвидации экологических последствий при закрытии угольных предприятий по добыче / Экологическое регулирование хозяйственной деятельности предприятий: Сборник статей. – Пермь, 2000. – С. 256 – 260.
3. Вдовенко В.Н., Харченко Н.В. Экологическая безопасность Кемеровской области как фактор ее устойчивого развития // Вестник КузГТУ, 2004. – №6. – С. 35 – 38.
4. Красносельская Т.В. Экологическое здоровье кузбассовцев. – Кузбасс, 2005. – С. 15 – 18.
5. http://www.rosugol.ru

ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ (НАКИПИ) ПИТЬЕВЫХ ВОД ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Т.А. Монголина
Научные руководители профессор Л.П. Рихванов, доцент Н.В. Барановская
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Для эколого-геохимического районирования Томской области был использован метод, позволяющий получить картину распределения химических элементов на исследуемой территории по данным сухого остатка питьевых вод.

Материалом для исследования являлись солевые отложения из бытовой посуды, образующиеся при кипячении воды (накипь) жителями населенных пунктов.

Выбор природной среды был обусловлен следующими факторами:

- накипь является прямым показателем поступающих с питьевой водой в организм человека химических компонентов;
- солевые отложения представляют собой долговременно накапливающийся осадок (несколько месяцев) и, следовательно, позволяют дать характеристику состава воды за продолжительное время, и, как показал первый опыт их использования [2, 4], эта среда является весьма индикаторной;
- на территории России ранее проводились лишь исследования твердого осадка воды, исследования накипи не носили комплексного характера и не охватывали столь значительную территорию;
- исследование накипи является сравнительно дешевым методом, позволяющим сократить объем финансирования и затраты труда;
- элементный состав накипи - хороший поисковый признак для определения месторождений.

Начатые в 90 – х годах исследования на территории некоторых районов Томской области [5] продолжены нами в Асиновском, Бакчарском, Верхнекетском, Зырянском, Тегульдетском, Первомайском, Чаинском, Колпашевском, Парабельском районах и некоторых населенных пунктах Томского района. Общее число опробованных населенных пунктов по Томской области составляет 107, с количеством проб - 266.

На сегодняшний день не существует ГОСТов или методических рекомендаций для отбора проб солевых отложений, образующихся при кипячении воды. Отбор проб накипи производился из обычных электрических и эмалированных чайников. В каждом случае учитывался состав посуды, в которой кипятилась вода, и глубина водоносного горизонта. Источниками воды могли быть как воды верховодки (4-6 м), так и более глубокие подземные горизонты, воды комплексов палеогеновых и палеозойских отложений. Пробы отбирались ножом, из нержавеющей стали, упаковывались в целлофановые или бумажные пакеты, каждой пробе присваивался определенный номер. При подготовке проб к анализу, последние просушивались, истирались до состояния пудры, и отправлялись на анализ.

Для количественного анализа использовался современный высокочувствительный ядерно-физический метод нейтронно-активационного анализа с облучением тепловыми нейтронами на Томском исследовательском ядерном реакторе ИРТ-Т НИИЯФ при ТПУ в лаборатории ядерно-геохимических методов исследования кафедры геоэкологии и геохимии Томского Политехнического Университета. Одновременно определялось 26 элементов.

Проведенные ранее исследования накипи с помощью рентгеноструктурного анализа показывают, что матрица накипи сложена кальцитом (90%) с незначительной примесью железистой и магнезиальной его разновидностей [5]. Анализ проводился на установке ДРОН-3М в лаборатории кафедры ГЭГХ (зав. лаб. Бабченко Г.А.).

По полученным данным нейтронно-активационного анализа были рассчитаны коэффициенты концентраций относительно средних значений по Томской области и кларка ноосферы [1], построены геохимические ряды, рассчитаны и проанализированы суммарные показатели накопления элементов.

Построенные геохимические ряды по кларкам концентраций, рассчитанных относительно средних значений по Томской области, хорошо показывают специфику районов (табл. 1). Наиболее широкий спектр элементов, содержание которых выше среднего по области, характерен для Асиновского, Тегульдетского и Верхнекетского районов, наименьший – для Парабельского.

Таблица 1

Геохимическая специализация накипи некоторых районов Томской области (коэффициенты концентрации рассчитаны относительно средних значений по Томской области)

Район	Ассоциативный геохимический ряд
Асиновский	Hf6,9 - Ta5,46 - Sc5,37 - Lu4,1 - Eu3,8 - Th3,6 - Zn3,2 - Na3 - Cr2,61 - Co2,6 - Yb2,59 - Sm1,98 - Ce1,7 - Rb1,65 - La1,6 - As1,4 - Tb1,1 - Ba1,07 - Ca1,05 - U1
Тегульдетский	Co5,8 - Cr5,6 - Sm4,2 - Th3,4 - U3,3 - Yb2,7 - Fe2,66 - Lu2,2 - Eu2,1 - Ba1,9 - Sb1,88 - Sc1,8 - Ce1,83 - Hf1,4 - Rb1,38 - As1,1 - Ca1,03 - Cs1,03 - Sr1,01
Верхнекетский	Fe9,2 - Lu4,9 - Zn4,2 - Yb4,19 - Sc3,4 - Ba2,5 - La2,1 - Sb1,95 - Eu1,9 - Tb1,8 - Sm1,7 - U1,6 - Ce1,56 - Rb1,5 - Co1,4 - Cr1,2 - Hg1,1
Первомайский	Ta3,3 - Th3,2 - Co3,1 - Hf2,7 - Ba2,2 - Sc2,1 - Eu2,06 - Rb1,9 - As1,6 - Cr1,5 - Tb1,3 - Ce1,2 - Zn1,16 - Fe1,1
Чаинский	Hf2,7 - Th2,1 - Eu2,06 - Rb1,9 - Ta1,7 - Cr1,6 - Ca1,5 - Tb1,3 - Sc1,2 - Ce1,06 - As1,04
Томский	La2,2 - Cs1,9 - Br1,7 - Tb1,5 - Sm1,3 - Yb1,22 - Sr1,22 - Ce1,16 - Ca1,07
Зырянский	Se4,7 - Au4,1 - Ag2,6 - U1,4 - Sb1,3 - Sr1,2 - Ca1,14 - Fe1,1 - Hg1,04
Колпашевский	Rb2,1 - U1,8 - Fe1,1
Бакчарский	Na1,97 - As1,7 - Sr1,02
Парабельский	Rb1,9

По значениям суммарных показателей накопления элементов районы выстраиваются в следующий ряд: Асиновский (2,6) - Верхнекетский (2,29) - Тегульдетский (2,28) - Зырянский (1,3) - Первомайский (1,4) - Чаинский (1,1) -Томский (0,96) - Колпашевский (0,8) - Бакчарский (0,7) - Парабельский (0,5).

Построенные геохимические ряды по коэффициентам концентраций, рассчитанным относительно кларка ноосферы, хорошо отражают специфику Томской области в целом (табл. 2). Во всех рядах построенных отдельно для каждого исследуемого района встречаются такие элементы, как Au, Ag, Zn, Sr, Ba, Ca.

Кроме этого в каждом районе выделяется свой характерный набор элементов, так для Тегульдетского района дополнительно можно выделить U, Sm, Fe, Cr, для Верхнекетского района Fe, U, Hg, Sm, для Асиновского – Sm, U, для Зырянского района – Se, Hg, U, для Колпашевского U, Hg, для Томского района – Sm. Необходимо отметить высокие значения коэффициентов концентрации U, согласно этому показателю районы можно выстроить в следующий ряд: Тегульдетский (5,81) - Колпашевский (3,08) - Верхнекетский (2,8) - Зырянский (2,67) - Асиновский (1,79).

Таблица 2

Геохимическая специализация накипи некоторых районов Томской области (коэффициенты концентрации рассчитаны относительно кларка ноосферы по Глазовскому)

Район	Ассоциативный геохимический ряд
Тегульдетский	**Au148 - Zn46 - Sr26 - Ba24 - Ca_{18} - Co_{14} -** Sb8 **- Ag7,5 -** U5,8 - Sm4,3 - Fe2,14 - Cr1,86
Верхнекетский	**Zn195 - Ba31,01 - Ag30,5 - Au14,86 -** Sb8,8 **- Ca8,08 -** Fe7,4 **- Sr6,06 -** Co3,4 - U2,8 - Hg2,74 - Sm1,7
Асиновский	**Au265,62 - Zn146,97 - Sr23,88 - Ca18,51 - Ba13,06 -** Co6,12 - Sb3,28 - Sm2,02 - U1,79 - Ag1,26
Зырянский	**Au1571,6 - Ag218,66 - Zn32,99 - Sr30,56 - Ca20,19 - Ba9,29 -** Sb5,96 - Se2,86 - Hg2,67 - U2,46
Колпашевский	**Au108,94 - Ag40 - Zn37,39 - Ca11,54 - Ba10,76 - Sr10,44 -** U3,08 - Hg2,32 - Sb2
Бакчарский	**Au86,07 - Sr26,83 - Zn16,01 - Ca13,5 - Ba11,25 -** Ag4,05 - Sb3,74
Томский	**Au142,74 - Sr31,97 - Ca18,94 - Zn11,93 - Ba9,41 -** Ag7,37 - Sm1,34
Первомайский	**Zn53,3 - Ba27,11 - Ca13,58 - Sr9,5 - Au8,12 -** Co7,18 - Sb3,2
Парабельский	**Ag40 - Sr21,04 - Ca15,96 - Ba5,16 - Zn4,7 - Au2,9 -** Sb2
Чаинский	**Zn26,87 - Ca26,13 - Au8,37 - Ba7,04 - Sr5 -** Sb2,44

Наибольшим спектром элементов, коэффициент концентрации которых выше 1, отличаются пробы накипи следующих районов: Тегульдетский, Верхнекетский, Асиновский, Зырянский. Меньше всего элементов в накипи отмечено для Чаинского района.

Если в качестве индикатора взять суммарный показатель накопления элементов, то можно построить следующий ряд: Зырянский (86,4) - Асиновский (22,1) - Верхнекетский (14,3) - Тегульдетский (13,9) - Колпашевский (10,5) - Томский (10,4) - Бакчарский (7,5) - Первомайский (5,7) - Парабельский (4,28) - Чаинский (3,6).

Таким образом, согласно проведенным расчетам, наиболее напряженными являются Верхнекетский, Асиновский, Первомайский, Тегульдетский и Зырянский районы. Эти районы располагаются в восточной части Томской области, из чего можно предположить, что влияние на данную территорию оказывают граничащие регионы: Кемеровская область и Красноярский край, богатые различного рода месторождениями.

Литература

1. Глазовский Н.Ф. Техногенные потоки вещества в биосфере / Добыча полезных ископаемых и геохимия природных экосистем. – М.: Наука, 1982. – С. 86 – 95.
2. Индикаторная роль солевых образований в воде при геохимическом мониторинге / Е.Г. Язиков, Л.П. Рихванов, Н.В. Барановская // Известия вузов. Геология и разведка, 2004. – №1. – С. 67 – 69.
3. Пат. № 2298212 Россия, МПК7 G 01 V 9/00. Способ определения участков загрязнения ураном окружающей среды. Л.П. Рихванов, Е.Г. Язиков, Н.В. Барановская, Е.П. Янкевич; заявитель и патентообладатель Томский полит. ун-т. – № 01200504848; заявлено 04.07.2005; опублик. 27.09.2007.
4. Рихванов Л.П. Общие и региональные проблемы радиоэкологии. – Томск: Изд-во ТПУ, 1997. – 384 с.
5. Эколого-геохимические особенности природных сред Томского района и заболеваемость населения / Л.П. Рихванов, Е.Г. Язиков, Ю.И. Сухих, Н.В. Барановская, В.Т. Волков, Н.Н. Волкова и др. – Томск, 2006 – 216 с.

ВЛИЯНИЕ ОПАСНЫХ МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ ЯВЛЕНИЙ НА ПРЕДПРИЯТИЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Д.П. Нахтигалова
Научный руководитель доцент Л.И. Кижнер
Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Жизнь человеческого общества протекает в постоянном и многократном взаимодействии с атмосферой и связанным с ним климатом и погодой. Погода оказывает очень большое влияние на состояние сельского хозяйства, определяет производство и потери всех видов энергии, безопасность полетов авиации, эффективность работы наземного транспорта и многих других отраслей экономики [2].

Одной из основных задач практической метеорологии является обеспечение топливно-энергетического комплекса (ТЭК). ТЭК определяет такие энергетические системы, как электрическую и тепловую (теплоснабжения); нефте- и газоснабжения; угольную и систему ядерной энергетики.

Энергетика осуществляет массовое извлечение из природной среды всевозможных ресурсов. Многообразие видов работ в каждой системе, осуществляемых на открытом воздухе, требует избирательного и обширного метеорологического обеспечения.

Потребителю метеорологической информации важно постоянно и эффективно вести хозяйственные мероприятия с учетом фактической и ожидаемой погоды в непрерывном режиме. Предприятиям ТЭК также очень важна информация о неблагоприятных и опасных явлениях (ОЯ) погоды, чтобы заблаговременно и

вовремя принять меры защиты. Поэтому обеспечение отраслей ТЭК включает информацию о текущей погоде, различные прогнозы погоды, а также климатическую информацию. В случае если фактическая погода по каким-то параметрам становится опасной, предприятиям передается штормовое оповещение. Если опасные явления ожидаются, то прогноз погоды содержит информацию о предстоящих опасных явлениях. Если в прогнозе погоды опасное явление не было предусмотрено, то передается специализированный прогноз опасных явлений – штормовое предупреждение. Климатическая информация необходима при долговременном планировании работ, а также при планировании и строительстве новых сооружений.

Целью работы является рассмотрение следующих вопросов:

– оценка влияния неблагоприятных метеорологических явлений на предприятия ТЭК;

– выявление закономерностей появления ОЯ в теплый и холодный периоды года;

– оценка эффективности штормовых предупреждений, которая включает заблаговременность и качество;

– оценка ущерба, нанесенного ОЯ.

В данной работе были использованы сведения об опасных явлениях погоды и комплексе неблагоприятных метеорологических явлений (КНМЯ) за 5 лет (2002–2006 гг.) по данным Томского ЦГМС.

В соответствии с [2] для ТЭК опасными явлениями погоды являются:

1) гроза любой интенсивности;

2) скорость ветра 15 м/с и более (топливная промышленность); 30 м/с и более (электроэнергетика);

3) отложения гололеда на ЛЭП толщиной 20 мм и более, мокрого снега или сложного отложения льда толщиной 35 мм и более (электроэнергетика);

4) дожди интенсивностью 50 мм за 12 ч и более, ливни интенсивностью 30 мм/ч и более (электроэнергетика); длительные дожди с количеством осадков 7 мм и более за 12 часов и менее;

5) понижение температуры воздуха до –25 ºС (электроэнергетика);

6) резкие изменения температуры воздуха (10 ºС в сутки и более) (топливная промышленность);

7) продолжительные морозы (–30 ºС и ниже) и продолжительная жара (30 ºС и выше) (топливная промышленность);

8) метели (в прогнозе указывают скорость ветра) (топливная промышленность);

9) гололед любой интенсивности (топливная промышленность);

10) глубокое промерзание почвы (топливная промышленность).

На территории Томской области за рассмотренный период времени наблюдались многие из вышеперечисленных опасных и неблагоприятных явлений погоды. Однако их характер определяется сезоном года. В работе анализ выполнен для теплого (май–октябрь) и холодного (ноябрь–апрель) периодов.

В холодный период отмечались:

– ветер более 15 м/с (8 случаев);

– отложение мокрого снега (3 случая);

– понижение температуры воздуха ниже -25ºС (7 случаев);

– продолжительные морозы (6 случаев);

– метель (1 случай).

В теплый период на территории Томской области наблюдались следующие ОЯ:

– грозы (24 случая);

– сильный ветер (27 случаев);

– ливни (5 случаев);

– длительные дожди (1 случай).

В таблице представлено распределение ОЯ по годам и периодам, а также соотношение между наблюдавшимися и предусмотренными в прогнозах явлениями.

Качество прогнозов ОЯ отражают цифры последней строки. Видно, что предупрежденность больше в холодный период года по сравнению с теплым. Это можно объяснить особенностями ОЯ в разные периоды. В теплый период неблагоприятные погодные условия вызываются, как правило, летними конвективными явлениями и связанными с ними грозами, ливнями, шквалами. Эти явления носят локальный по пространству и быстротекущий по времени характер, и их прогнозировать значительно труднее.

Таблица

Наблюдавшиеся и предусмотренные опасные явления за холодный и теплый периоды

Год	Холодный период		Теплый период		За год
	Наблюдавшихся	Предусмотренных	Наблюдавшихся	Предусмотренных	Набл./Предусм.
2002	6	6	15	8	21/14
2003	4	3	6	6	10/9
2004	3	2	6	4	9/6
2005	4	4	12	11	16/15
2006	8	7	10	9	18/16
Всего	25	22	49	38	74/60
P, %	88,0		77,6		81,1

Примечание: P – предупрежденность ОЯ (отношение количества предусмотренных к наблюдавшимся ОЯ).

Указанные неблагоприятные и опасные явления вызывали чрезвычайные ситуации, которые привели к потерям. В холодный период в связи с опасными явлениями возникали следующие чрезвычайные ситуации:

– повреждение столбов;

– затруднение работ на открытом воздухе;
– размораживание отопительных систем;
– порывы линий электропередач;
– аварии в котельной;
– перерасход топлива.

В теплый период в результате опасных явлений наблюдались следующие нештатные ситуации:
– повреждение столбов ЛЭП;
– отключение электроподстанций;
– повал деревьев;
– нарушение телефонной связи.

При прогнозировании ОЯ в зависимости от сложившейся ситуации могут быть предприняты следующие меры, направленные на уменьшение или ликвидацию потерь:
– введение режима чрезвычайной ситуации;
– работа служб обеспечения жизнедеятельности в режиме повышенной готовности;
– ограничение или отмена автотранспортных маршрутов;
– приостановка работ на открытом воздухе;
– мобилизация технических средств и людей для уборки снега.

Ущерб от опасных погодных явлений зависит от вида явления, сезона года, от эффективности штормового предупреждения.

По имеющимся данным наибольший ущерб был вызван продолжительными морозами с температурой воздуха ниже -30 ºС. В январе 2006 г. в северо-восточных районах области отмечались морозы до -50 ºС, продолжавшиеся несколько дней. Убытки по отрасли составили порядка более 100 млн. руб).

В летний период опасные явления вызывают чаще всего ливни, грозы, шквалы, ущерб от которых может достигать 1 млн руб.

Заблаговременность подачи штормовых предупреждений составляла от 6 ч до 3 суток. Чем больше заблаговременность, тем эффективнее предприятия ТЭК могут подготовиться к наступлению ОЯ и уменьшить ущерб.

Количество ОЯ за период составило 74 случая, из них в теплый период – 49, в холодный – 25. При этом повторяемость чрезвычайных ситуаций при наличии ОЯ в теплый период меньше, чем в холодный и составила соответственно 33 и 44%.

Следует особо отметить такие опасные явления как град и высокая пожароопасность, которые существуют в Типовом перечне опасных явлений [1], но не учитываются в ТЭК. Ущерб от этих явлений также очень велик. Так, ущерб от пожаров за сезон 2003 г. составил порядка 50 млн. руб.

В результате выполненной работы можно сделать следующие выводы:

1) В теплый период наблюдается больше опасных явлений, чем в холодный.

2) Предупрежденность ОЯ в холодный период выше, чем в теплый, а в целом за рассмотренный период она составила 81%.

3) Повторяемость чрезвычайных ситуаций при наличии ОЯ в теплый период меньше, чем в холодный.

За 5 лет ущерб, принесенный ТЭК от ОЯ, составил более 128 млн. руб., основную его часть занял ущерб 2006 года.

Литература

1. Критерии стихийных гидрометеорологических явлений и порядок подачи штормовых сообщений. Руководящий документ. РД 52.04.563–96. – М., 1996. – 15 с.
2. Хандожко Л.А. Экономическая метеорология. – СПб.: Гидрометеоиздат, 2005. – 493 с.

ТЕХНОГЕННОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА НА ОКРУЖАЮЩУЮ ПРИРОДНУЮ СРЕДУ

Т.А. Петрова
Научный руководитель профессор М.А. Пашкевич
Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В. Плеханова, г. Санкт-Петербург, Россия

Предприятия нефтегазового комплекса следует рассматривать как источники комплексного и концентрированного воздействия на окружающую среду прежде всего через гидро-, лито- и атмосферу.

Последствия такого воздействия нередко проявляются на значительных расстояниях от источников. Обмениваясь с окружающей средой веществом, энергией, информацией, производственные объекты формируют единую природно-техническую систему, или технобиогеоценоз. Взаимодействие осуществляется путем переноса, за счет гидравлической связи, фильтрации, сорбции, хемосорбции, осаждения и испарения. Извлечение и использование газа и нефти трансформирует воздухорегулирующую, водо- и почвозащитные функции окружающей среды.

Техногенный вид взаимодействия антропогенных и природных факторов происходит на нескольких уровнях: технологический процесс – установка – производство – предприятие – отрасль хозяйства.

Негативное воздействие объектов нефтяной и газовой отраслей обусловлено токсичностью природных углеводородов и сопутствующих им ресурсов, разнообразием химических веществ, используемых в

технологических процессах, и непосредственно проявляется на следующих стадиях работ: при разведке месторождения; при обустройстве месторождения; при добыче нефти и газа; при переработке газо- и нефтепродуктов.

Основную роль в негативном воздействии на окружающую среду при проведении геологоразведочных работ и обустройстве месторождения играют процессы строительства скважин, отличительной особенностью которых является высокая интенсивность и кратковременность значительных техногенных нагрузок на биогеоценозы, нередко превышающих пороговые значения. Источниками воздействия при бурении эксплуатационных скважин являются выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от двигателей силовых установок буровых, котельных установок и от факелов сжигания продукции при поведении работ по вызову притока и испытанию скважины.

Источники загрязнения можно условно разделить на постоянные и временные. К первым относятся фильтрация и утечки жидких отходов бурения из шламонакопителей. Ко второй группе относятся источники временного действия – выбросы пластового флюида на поверхность, межпластовые перетоки и заколонные проявления, затопление кустовой площадки паводковыми или талыми водами, переполнение и разлив содержимого амбаров.

Объектами нарушения и загрязнения являются земельные ресурсы, флора и фауна, поверхностные и подземные воды, в меньшей мере - приземный слой атмосферы. Они загрязняются в результате несовершенства или несоответствия тех или иных технологических процессов, связанных со строительством скважины, экологическим требованиям, а также из-за попадания в них материалов, химических реагентов, природного газа, нефти и нефтепродуктов и производственно-технологических отходов бурения, представленных буровыми сточными водами (БСВ), отработанным буровым раствором (ОБР) и буровым шламом (БШ) [2].

Основными загрязнителями БСВ являются взвешенные вещества, нефть и нефтепродукты, органические соединения, растворимые минеральные соли, химические реагенты (акрилы, кремнийорганические жидкости, комплексоны, лигносульфонаты, полиакриламиды, триксан, хромпик и т. д.) и примеси. Загрязнение БШ обусловлено составом выбуренной породы и остатками бурового раствора.

Процесс загрязнения почвогрунтов отходами бурения разделяется на три стадии: 1) образование поверхностного ореола и незначительное проникновение на глубину; 2) вертикальная инфильтрация жидких компонентов; 3) боковая миграция.

Особенно сильно загрязняются торфяники. Они характеризуются высокой сорбционной способностью, обогащают воды органическим веществом, являются аккумуляторами сульфидов, карбонатов, сульфатов.

Усложнение структуры воздействия на стадии добычи нефти и газа связано с развертыванием комплексов технологических объектов, связанных системами трубопроводов, автодорог, линиями электропередач, организацией работ.

При разработке нефтегазоконденсатных месторождений источниками техногенеза являются: нарушение (размыв) обваловки кустовых площадок и отдельных скважин промысловых установок, резервуарных парков и пр.; строительство автодорог, ЛЭП и пр.; разгерметизация системы сбора и внутрипромыслового транспорта нефти; сброс ливневых стоков, загрязненных нефтью при подземном и капитальном ремонте эксплуатационных скважин; нарушение (прорывы) внутрипромысловых коллекторов и трубопроводов; сброс подтоварных вод; система повышения пластового давления; факельная «утилизация» попутного нефтяного газа.

Техногенные потоки, поступающие от эксплуатационных и нагнетательных скважин и трубопроводов, формируют ореолы загрязнения во всех природных средах: почвах, грунтах, донных отложениях, водах, растениях, создавая комплексные геохимические аномалии. Практически все вещества, поступающие от технических объектов в природную среду, геохимически активны. При этом их трансформирующая роль – деструктивная активность в значительной степени зависит от состава пластовых вод залежи и свойств нефтегазоконденсатных смесей.

Стадия переработки газо- и нефтепродуктов является в экологическом плане менее опасной. На это стадии превалирует объективный фактор воздействия на окружающую среду (нормированные сбросы, выбросы, размещение и захоронение отходов и их возможные превышения). Основными источниками загрязнения и нарушения компонентов природной среды на рассматриваемой стадии являются: установки низкотемпературной сепарации; установки очистки газа от влаги и агрессивных компонентов; установки разделения попутных газов; маслоабсорбционные установки; установки получения широкой фракции, газоотбензинивающие, фракционирования и стабилизации конденсата; установки очистки газа от сероводорода, меркаптанов; установки сжижения газа, регенерации и фильтрации аммиака и т.д.

Выбросы установок комплексной переработки газа (УКПГ) обогащены SO_2 (46,0-60,8 %) и CO (24,4-32,6 %), образующимися при сжигании природного газа в факелах. Продукты сжигания газа в факелах составляют основную часть выбросов УКПГ в атмосферу (более 70 %). Доля выбросов из неорганизованных источников: утечка через неплотности на скважинах (3,0-6,1 %) и в сепарационном оборудовании (2,0-3,5 %) незначительна. Совершенно иное распределение между источниками выбросов наблюдается на дожимных компрессорных станциях, %: объем выхлопных газов превышает 93, продуктов сжигания газа в факелах 3,0-3,5, а утечек через неплотности оборудования – всего 0,2-0,3.

Результаты данной работы могут быть использованы для экологических обоснований корректив проектов разработки нефтегазоконденсатных месторождений, при проектировании системы производственного экологического мониторинга и в качестве базовых – при проведении оценки воздействия на окружающую среду.

Литература

1. Гриценко А.И., Акопова Г.С., Максимов В.М. Экология. Нефть и газ. – М.: Наука, 1997. – 598 с.
2. Недра России / Под ред. Н.В. Межеловского, А.А. Смыслова. – М., 2002. – 662 с.

ОЦЕНКА СОВРЕМЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ В РАЙОНАХ ПРОЕКТИРОВАНИЯ МАГИСТРАЛЬНОГО КОНДЕНСАТОПРОВОДА «КОВЫКТА – БАМ»

С.А Седых, Л.Л. Чепурина[1]
Научный руководитель профессор А.Д. Абалаков[2]
[1]Иркутский государственный университет, г. Иркутск, Россия
[2]Институт географии им. В.Б. Сочавы СО РАН, г. Иркутск, Россия

Одним из крупнейших и значимых для Байкальского региона является проект газификации Иркутской области на базе Ковыктинского газоконденсатного месторождения (КГКМ). Это одно из крупных в Восточной Сибири месторождений. Его разведанные запасы по категории C_1 оцениваются в 1407 млрд. м^3, C_2 – 572 млрд. м^3, извлекаемые запасы газового конденсата – 83,85 млн. тонн.

Проект газификации Иркутской области на базе КГКМ включает 6 блоков: 1) строительство на участке промысла опытно-промышленной эксплуатации (ОПЭ) 5-7 кустов эксплуатационных скважин; 2) строительство магистрального газопровода «КГКМ – Саянск – Иркутск»; 3) строительство конденсатопровода КГКМ – п. Окунайский на БАМе; 4) строительство установки по переработке газового конденсата, либо установки налива конденсата в железнодорожные цистерны в п. Окунайском; 5) переработка газа, производство этилена и пластмасс на ОАО «Саянскхимпласт» в г. Саянск; 6) использование газа на нефтехимическом предприятии ОАО «АНХК» в г. Ангарске при производстве минеральных удобрений (также возможна замена мазута на технологических печах природным газом).

Трасса проектируемого конденсатопровода «КГКМ – п. Окунайский на БАМе» длиной около 160 км будет проходить по территории Жигаловского и Казачинско-Ленского районов Иркутской области. Транспортировка стабильного конденсата от установки комплексной подготовки газа Ковыктинского промысла до п. Окунайский предусматривается по конденсатопроводу (стальные трубы диаметром 125 мм) с рабочим давлением 7,9 МПа без промежуточной насосной станции. Имеется два основных варианта использования газового конденсата. В первом варианте предусматривается постройка установки переработки конденсата в п. Окунайский, где будет осуществляться получение бензиновой фракции и дизельного топлива по ГОСТ 305-82 путем ректификации с максимальной долей последнего. Во втором предусмотрен трубопроводный транспорт конденсата до п. Окунайский без переработки и далее отправка стабильного конденсата железнодорожным транспортом до потребителя. Проектные решения предусматривают прием из магистрального конденсатопровода около 170 тыс. т стабильного конденсата в год.

Реализация проекта строительства конденсатопровода даст существенный социально-экономический эффект на федеральном и на региональном уровнях, заключающийся в следующих направлениях: 1 - получение запланированных по программе газификации Иркутской области объемов экологически приемлемого топлива и сырья для нефтехимии; 2 - развитие и укрепление существующей производственной и социальной инфраструктуры; 3 - создание рабочих мест на государственных, негосударственных предприятиях и организациях, оказывающих сервисные услуги на различных этапах освоения месторождения и в социальной сфере; сохранение существующих рабочих мест; 4 - увеличение налоговых поступлений в государственный, региональный и местный бюджеты; 5 - создание в Иркутской области благоприятного климата для размещения новых наукоемких и энергоемких производств; 6 - создание новых производственных мощностей, развитие социально-хозяйственной инфраструктуры п. Окунайский и других населенных пунктов вдоль трассы БАМ, интенсификации перевозок, повышение качества жизни населения; 7 - мультипликативный эффект от реализации проекта строительства конденсатопровода и его воздействие на смежные отрасли.

Экологическое значение проекта для Байкальской природной территории заключается в снижении выбросов вредных веществ в атмосферу при переходе автотранспорта на экологически чистое дизельное топливо, вырабатываемое из газового конденсата.

Трасса конденсатопровода КГКМ – пос. Окунайский на БАМе проходит преимущественно в меридиональном направлении по водоразделам рек Лена, Ханда и Киренга. На своем протяжении с юга на север трасса пересекает три различных орографических структуры: 1) Орлингское плато, с высотами 700-1400 м (где расположен участок лицензионной территории КГКМ) представляющее собой возвышенную часть Лено-Ангарского плато, сложенный твердыми породами с преобладанием относительно хорошо сохранившейся темнохвойной таежной растительности; 2) Хандинскую впадину (частично расположенную в пределах лицензионной территории КГКМ) наиболее пониженный участок трасы, сложенный рыхлыми четвертичными отложениями и характеризующийся высокой заболоченностью, развитием многолетнемерзлых грунтов и господством лиственнично-таежной растительности; 3) возвышенный водораздел рек Ханды и Киренги с высотами 600-1000 м и преобладанием светлохвойной таежной растительности с многочисленными гарями и вырубками.

На основании ландшафтообразующих факторов территорию КГКМ и трассу конденсатопровода относят к Ангаро-Ленской таежно-плоскогорной, Кудинско-Хандинской остепненно-таежной подгорной и Лено-Киренгской таежно-подгорной провинциям, представляющим западную краевую часть Байкало-Джугджурской горнотаежной области [2, 3].

При проектировании конденсатопровода особое внимание уделялось вопросам технической безопасности и охране окружающей среды. С этой целью по трассе конденсатопровода были проведены инженерно-экологические изыскания. Одной из главных задач экологического проектирования является оценка современного состояния. Современное экологическое состояние окружающей среды оценивается по степени нарушенности ее человеком. При оценке экологического состояния районов прохождения конденсатопровода

учтен опыт работ по составлению карт нарушенности растительности Предбайкалья [1]. Кроме опубликованных и фондовых материалов в работе использовались данные полевых описаний с GPS-привязкой и данные дистанционного зондирования.

На территории Жигаловского и Казачинско-Ленского района локализированы различные виды нарушенности растительного покрова, которые возникли под влиянием различных факторов антропогенной деструкции – лесных пожаров, рубок, распашек земель, обусловленных промышленным строительством и горными разработками, а также повреждениями энтомовредителями. На основе результатов дешифрирования космоснимков Ресурс, IRS 1C/1D, Landsat 7 (ETM+) в полуавтоматическом режиме было выделено 11 классификационных типов: гари верховых пожаров, гари низовых пожаров, зарастающие гари, темнохвойные леса, смешанные темнохвойно-светлохвойные леса, светлохвойные леса, лугово-болотные комплексы, агроценозы, техногенные земли, болота, селитебные земли. В дальнейшем результаты дешифрирования корректировались по новым данным дистанционного зондирования и данным полевых исследований.

На участке опытно-промышленной эксплуатации КГКМ и в коридоре трассы конденсатопровода степень антропогенной деструкции оценивалась по 5 категориям нарушенности экосистем:

I – сильно нарушенные. Молодые гари верховых пожаров, свежие не облесенные вырубки. Порослевые кустарниковые (ольха, ива) осиново-березовые с подростом хвойных пород;

II – умеренно нарушенные. Зарастающие вырубки с березово-осиновыми восстановительными сериями;

III – средненарушенные;

III1 – кедровые леса, пройденные низовыми пожарами, поврежденные этмовредителями («пятнистые гари»);

III2 – послепожарные молодняки темнохвойных лесов, восстановительные серии;

III3 – хвойно-мелколиственные молодняки, восстановительные серии;

IV – слабо нарушенные. Сосновые и лиственничные леса с участием мелколиственных пород, в том числе устойчиво длительно-производные;

V – практически не нарушенные. Преимущественно коренные темнохвойные и зрелые сосново-лиственничные леса, ерниковые заросли, болота.

Промышленные площадки, поселки строителей и буровиков, участки дорог и другие объекты относятся к землям, полностью преобразованным, с искусственно созданной средой. Экологическое состояние буровых и промышленных площадок, поселков строителей оценивается по двум показателям: техническому и санитарному состоянию. Под техническим состоянием понимается степень нарушенности геологической среды и почвенно-растительного покрова, качество рекультивированности земель, а санитарное состояние определяется загрязнением площадок хозяйственно-бытовыми и промышленными отходами, то есть замусоренностью территории. Техническая нарушенность в основном связана с механическими воздействиями, а санитарно-гигиеническое состояние в значительной мере обусловлено химическим загрязнением окружающей среды.

Сильно нарушенные экосистемы на участке ОПЭ представлены гарями с порослями и зарослями кустарников с послепожарными молодняками, под пологом которых происходит восстановление темнохвойных пород. Основные их площади находятся в бассейне р. Нючакан, северо-восточнее линии кустовых скважин К-102, К-101. На одной из таких гарей находится площадка К-108. Обширные площади сгоревшего леса и вырубок представлены на участке Типуй – Окунайский. Умеренно нарушенные экосистемы представлены зарастающими вырубками с березово-осиновыми восстановительными сериями. В основном они находятся на участке Типуй – п. Окунайский, где во время строительства БАМа проводились массовые рубки, а в последующее время произошли крупные лесные пожары. К средне нарушенным отнесены участки темнохвойных лесов, пройденные низовыми пожарами. На синтезированных космических снимках они имеют мозаичное строение, отчего названы «пятнистыми» гарями. Основные их массивы находятся на правобережье р. Нючакан. К этой же группе отнесены послепожарные молодняки темнохвойных лесов, восстановительные серии. Хвойно-мелколиственные молодняки, восстановительные серии расположены на водораздельных поверхностях междуречий Орлингской и Хандинской Нючи, а также на междуречье Ханды и Типуя.

Особое значение имеют орехопромысловые зоны, включающие крупные массивы темнохвойной кедровой тайги, расположенные в Жигаловском районе, где трасса газопровода проходит по территории наиболее приподнятых участков Орлингского плато. Эти зоны имеют высокую экологическую и ресурсную значимость и выделены для защиты богатств кедровой тайги (побочного лесопользования). Они предусматривают заготовку кедровых семян, пушнины, сбора ягод, грибов, многих лекарственных трав. Эти участки также являются важнейшими охотничье-промысловыми угодьями, участками воспроизводства соболя и других ценных промысловых видов [3].

По результатам оценки современного состояния экосистем составлена инвентаризационно-оценочная карта масштаба 1:25 000 территории, пересекаемой трассой конденсатопровода. Она подготовлена при помощи программного пакета MapInfo 7.5. Интегрированные базы данных и векторные слои карты современного состояния экосистем использовались для составления прогнозно-оценочных и прогнозно-рекомендательных карт (геоморфологической, геоботанической, животного мира, ландшафтной и экологической политики), необходимых для проведения оценки воздействия на окружающую среду и разработки природоохранных мероприятий в рамках экологического сопровождения проекта строительства конденсатопровода.

Литература

1. Белов А.В., Лямкин В.Ф., Соколова Л.П. Картографирование антропогенной нарушенности биоты Предбайкалья // География и природные ресурсы, 2006. – №4. – С. 101 – 115.
2. Ландшафты юга Восточной Сибири. Карта м-ба 1:500 000. – М.: Изд-во ГУГК, 1977.

3. Экологические аспекты освоения Ковыктинского газоконденсатного месторождения. – Иркутск: Изд-во ИГ СО РАН, 2001. – 194 с.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРИРОДООХРАННЫХ МЕТОДОВ ПРИ ФОРМИРОВАНИИ ТЕХНОГЕННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ОБЪЕКТАХ ЦВЕТНОЙ МЕТАЛЛУРГИИ

И.В. Соколов, Ж.Ю. Абдулатипов
Научный руководитель профессор А.Е. Воробьев
Российский университет дружбы народов, г. Москва, Россия

Сложившаяся в настоящее время геоэкологическая ситуация в России оценивается как критическая, поскольку более 20% территории уже находится в зоне экологического кризиса, и эта зона продолжает расширяться.

Кроме того, учитывая, что геогенные месторождения полезных ископаемых к настоящему моменту весьма истощены и полагая, что уровень добычи и переработки напрямую связан с уровнем развития технологий, можно предположить, что самый благоприятный прогноз на исчерпание балансовых и (частично) забалансовых руд – 40-80 ближайших лет.

Появление в последние десятилетия техногенных минеральных месторождений (ТМ), т.е. создание ресурсовоспроизводящих технологий – результат интенсивного развития горнодобывающей и перерабатывающей промышленности – обусловило и целый ряд проблем, связанных с их исследованием и освоением, а также разработкой. Прежде всего, необходимо принимать во внимание возможные геоэкологические проблемы, которые могут возникнуть при формировании ТМ, в частности, необходимо решать задачи снижения потерь полезных продуктов, охраны здоровья людей и защиты окружающей среды от загрязнения токсичными компонентами.

Классические схемы формирования ТМ с применением элементов выщелачивания, предложенные проф. А.Е. Воробьевым и акад. К.Н. Трубецким [1] так же накладывают геоэкологическую нагрузку на окружающую среду.

Для кардинального улучшения экологического состояния с 80-х гг. XX в. ведется разработка и применение новых природоохранных технологий, позволяющих перерабатывать минеральные отходы, улучшая тем самым экологическую обстановку в зоне производства.

В этой связи было исследовано влияние pH и концентрации ионов меди (2+) на их адсорбцию на CuO. Показано, что с ростом pH и концентрации ионов меди (II) доля ионов меди, осажденных на поверхности оксида меди, увеличивается.

Расчет распределения ионов меди в растворе при различном значении pH обнаруживает, что в растворе в интервале pH 5÷9 преимущественно существуют CuOH+-ионы [2]. На основании приведенных выкладок можно предложить простую модель осаждения гидроксидов меди в обогащаемом слое. Поскольку необходимым условием выпадения осадка является достижении величины ПР соответствующего гидроксида, ясно, что процесс осаждения носит периодический характер. Описание периодического осаждения возможно в рамках дифференциальной модели Вольтерры-Лоттки. Установлено, что наиболее полно осаждение, как и адсорбция, происходит в диапазоне 5÷9 ед. pH.

Для изучения возможностей интенсификации процессов, протекающих в выщелачиваемом слое ТМ, нами с принципиально новых положений гетерогенной кинетики были проведены кинетические исследования и моделирование процессов растворения оксидов меди в кислых и щелочных средах (в т.ч. с добавками комплексонов).

Для описания кинетики растворения оксидов предложено около 20 уравнений гетерогенной кинетики. Выбор оптимальной модели часто не является однозначным и зависит во многом от научной позиций автора. В результате сравнения моделей мы выбрали для использования наименее дискуссионную модель сжимающейся сферы с равномерным изменением радиуса частицы по трем осям:

$$\alpha = 1 - \left(1 - \frac{W \cdot t}{R_0}\right)^d,$$

где: d – число осей растворения. При d=3 – сжимающийся объем, при d=2 – сжимающаяся площадь, при d=1 – игольчатое травление вглубь частицы. Предполагается, что зародыши распространяются с гораздо большей скоростью в каком-либо одном направлении из всех возможных, в результате чего зародыши проникают внутрь твердого вещества, вдоль дислокации, примерно так же, как корни в трещины скалы (рис.1).

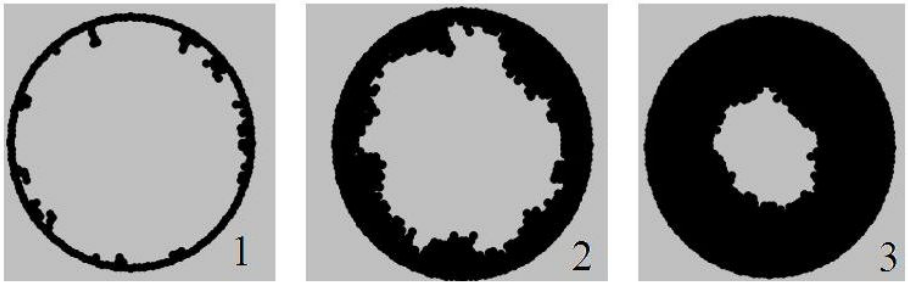


Рис.1 Последовательные стадии травления оксида

Установлено, что размерность поверхности растворяющегося оксида d≈2.7, из чего следует важность учета фрактальности оксидных частиц [5, 6]. На основании этого, использована модифицированное уравнение сжимающейся сферы, написана программа анализа кинетических данных и предложена математическая модель процессов растворения оксидов и изменения их поверхности [4].

Кроме того, выявлено, что с ростом температуры (293-323 К) доля растворенного оксида увеличивается, и наивысшая скорость растворения наблюдается при 313 К, что является оптимальной температурой. Поддержание большей температуры сопряжено со значительными трудностями, но даже при 303 К (30 °С) доля растворенного оксида близка к 1.

Проведенные исследования по влиянию различных окислителей и восстановителей на кинетику растворения оксидов меди в кислых средах показали, что они сильно изменяют скорость растворения. Из полученных данных следует, что с ростом концентрации перманганата калия скорость растворения возрастает и значительно превышает скорость растворения оксида меди (II) в чистом растворе серной кислоты. Было установлено, что в процессе растворения оксида концентрация $KMnO_4$ уменьшается незначительно.

В качестве веществ, меняющих подвижность ионов можно использовать комплексоны типа ЭДТА или ОЭДФ. Как свидетельствуют проведенные эксперименты, подвижность ионов тяжелых металлов существенно увеличивается за счет большей растворимости соответствующих комплексонатов [3].

В соответствии с этим, можно рекомендовать добавлять к раствору серной кислоты помимо окислителя порядка 10-2 моль комплексонов на литр раствора. Введение малых концентраций комплексонов позволяет более полно улавливать выщелоченные ионы меди, снижая их выход в окружающую ТМ среду, что уменьшает негативное геоэкологическое воздействие ТМ, в связи с чем необходимо оценивать их влияние.

Таким образом, оптимальной по стоимости и глубине протекания процесса выщелачивания будет смесь серной кислоты и окислителя, в которой pH≈1, а концентрация окислителя не превышает 0.1 М, а концентрация комплексона порядка 10-2 моль на литр раствора.

Нами была разработана группировка процессов и технологий, которые целесообразно использовать при формировании экологически щадящих техногенных месторождений медных руд на предприятиях цветной металлургии (рис.2).

Изложенный подход к переработке вторичного минерального сырья, предусматривающий создание на его основе техногенных месторождений, позволяет утилизировать значительные объемы отходов и обеспечивает природоохранную деятельность человека в горной и металлургической промышленности.



Рис.2 Группировка процессов для формирования природоохранного техногенного месторождения медных руд

Литература

1. Воробьев А.Е. Научные основы ресурсовоспроизводящих технологий недропользования // Вестник Рос. ун-та дружбы народов. – М., 2007. – №2. – С. 7 – 18.
2. Дремина Ю.А., Горичев И.Г., Соколов И.В., Батраков В.В. Адсорбция ионов меди (Cu2+) на оксиде меди (II) // Естественные и технические науки. – М., 2007. – №2. – С. 86 – 96.
3. Изотов А.Д., Горичев И.Г., Плахотная О.Н., Соколов И.В. Влияние комплексонов на кинетику растворения оксида меди (II) в сернокислых растворах // ХТ: Сб. тез. докл. Международной конференции по химической технологии. – М., 2007. – Т.1. – С. 178 – 180.
4. Соколов И.В. и др. Использование Mathcad для моделирования и расчета кислотно-основных равновесий. – М.: Прометей, 2007. – 93 с.
5. Соколов И.В., Горичев И.Г. Опыт анализа кинетических закономерностей растворения CuO в кислоте с позиций синергетики // Тр. «XLIII Всероссийской конференции по проблемам математики, информатики, физики, химии». Секции химии: сб. докл. – М., 2007. – С. 13 – 16.
6. Соколов И.В., Горичев И.Г., Изотов А.Д. Обобщение моделей гетерогенной кинетики на основе вероятностного подхода // ХТ: Сб. тез. докл. Международной конференции по химической технологии. – М., 2007. – Т.2. – С. 122 – 125.

СОДЕРЖАНИЕ ЭЛЕМЕНТОВ В ПРИРОДНЫХ СРЕДАХ И ОРГАНИЗМЕ ЧЕЛОВЕКА В РАЙОНЕ РАСПОЛОЖЕНИЯ ПО «МАЯК»

Б.Р. Сокоев
Научный руководитель доцент Н.В. Барановская
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время большое внимание уделяется комплексному медико-экологогеохимическому мониторингу. Накопление химических элементов в природных средах, например, в питьевой воде, почве и их миграция в биологические среды (волосы, кровь) может показать специфику как природной обстановки региона, так и техногенного воздействия.

Нами были проведены исследования четырех сред: накипи питьевой воды, почвы, крови, волос. Пробоотбор и пробоподготовка были проведены по соответствующим методикам. Содержание микроэлементов было выявлено с помощью инструментального нейтронно-активационного анализа. Было получено содержание 29 элементов, из которых не были проанализированы элементы, концентрация которых ниже предела определения данным методом.

Анализ элементного состава сред представлен в таблицах 1, 2, 3. Здесь концентрации изучаемых элементов были нормированы к кларку ноосферы [1]. Видно, что во всех средах происходит накопление золота. Причем наиболее высокие показатели практически во всех средах характерны для с. Аргаяш.

Наиболее высокие концентрации золота зарегистрированы в накипи питьевой воды. Данный факт может говорить как о заниженном кларке ноосферы для золота, так и о геохимической специфике населенных пунктов данного региона. Следует так же отметить, что минимальное содержание золота характерно для крови человека, в то время как в волосах данный элемент накапливается в концентрациях, близких для почвы.

Спецификой элементного состава крови человека для данной территории можно считать наличие брома.

Геохимические ряды накопления элементов в накипи питьевой воды отражают наличие значительных концентраций урана, с максимальным его накоплением в п. Муслюмово, поверхностные водотоки которого загрязнены в результате аварии на комбинате ядерно-топливного цикла «Маяк». В этом же населенном пункте наблюдается накопление в накипи сурьмы, являющейся токсичным элементом.

Таблица 1

Геохимические ряды накопления элементов в почве населенных пунктов Челябинского региона

Муслюмово	Au 62.32	Cr 9.85	Sb 4	Sc 2.04	Hf 1.88	U 1.84	La 1.73	Fe 1.67	Ca 1.48	Ce 1.46	Co 1.34	Yb 1.09	Th 1.04	
Худайбердинский	Au 28.99	Cr 4.08	Sc 3	U 2.21	Ca 2.03	Sb 2	Fe 1.98	Hf 1.76	La 1.53	Yb 1.39	Co 1.17	Ce 1.09	Lu 1.01	
Аргаяш	Au 29	Sb 9.6	Cr 7.8	Sc 3.33	Fe 2.53	Hf 2.12	U 2.11	Ca 1.94	La 1.8	Ce 1.68	Co 1.35	Th 1.2	Yb 1.14	Rb 1.09

Таблица 2

Геохимические ряды накопления элементов в накипи питьевой воды в населенных пунктах Челябинского региона

Муслюмово	Au 70.43	U 23.07	Ca 18.6	Sb 1.22
Худайбердинский	Au 173.91	Ca 30.58	U 8.86	
Аргаяш	Au 101.45	Ca 32.72	U 9.09	

Таблица 3

Геохимические ряды накопления элементов в крови и волосах жителей населенных пунктов Челябинского региона

	кровь		волос
Муслюмово	Au 5.8		Au 31.88
Худайбердинский	Au 7.25	Br 1.27	Au 26.09
Аргаяш	Au 14.5	Br 1.5	Au 39.13

При изучении почвы был выявлен значительно более широкий спектр элементов, превышающих кларк ноосферы. Здесь проявляется природная геохимическая специфика региона, выражающаяся в накоплении таких металлов, как железо, хром, скандий, кобальт. Дополнительными источниками поступления этих компонентов могут являться предприятия металлургического комплекса. Следует отметить, что для почвы так же, как и для накипи, характерно накопление урана. Так, максимально он накапливается в п. Худайбердинский, расположенном в непосредственной близости к комбинату «Маяк». Можно предположить его аэрозольное

перемещение по розе ветров с уменьшением в ряду населенных пунктов Худайбердинский – Аргаяш – Муслюмово.

Рассматривая различные системы, выяснено, что для системы «почва-накипь» в Аргаяше и Муслюмово характерно присутствие церия. Для системы «почва-волос» спецификой сс. Аргаяша и Худайбердинского является наличие хрома. Элементный состав системы «почва-кровь» во всех населенных пунктах одинаков, то есть идет накопление одних и тех же элементов. В системе «накипь-волос» для Худайбердинского и Аргаяша характерно присутствие хрома, а для Муслюмово и Аргаяша – лютеция. Система «волос-кровь» отличается присутствием хрома и лютеция в Худайбердинском и Аргаяше. В системе «накипь-кровь» в Аргаяше наблюдается накопление лютеция.

Таблица 4

Совпадения среди первых 10 элементов в различных средах в с. Муслюмово

	почва	накипь	Волос	Кровь
почва				
накипь	Au, Cr, Yb, U, La, Fe, Ca, ***Ce***			
волос	Au, Sb, Hf, U, La, Ca	Au, U, Ca, Sb, Br, La, ***Lu***		
кровь	Au, Cr, Sb, Sc, Hf, Fe	Au, Sb, Cr, Fe, Br	Au, Br, Na, Hf, Sb	

Таблица 5

Совпадения среди первых 10 элементов в различных средах в п. Худайбердинский

	почва	накипь	волос	кровь
почва				
накипь	Au, Cr, U, Ca, Sb, Fe, La			
волос	Au, ***Cr***, U, Ca, Sb, Hf, La	Au, Ca, U, ***Cr***, Sb, Br, La		
кровь	Au, Cr, Sc, Sb, Fe, Hf	Au, Cr, Sb, Fe, Br	Au, Br, Na, ***Cr***, Sb, Hf, ***Lu***	

Таблица 6

Совпадения среди первых 10 элементов в различных средах в с. Аргаяш

	почва	накипь	волос	кровь
почва				
накипь	Au, Sb, Cr, Fe, U, Ca, La, ***Ce***			
волос	Au, Sb, ***Cr***, Hf, U, Ca, La	Au, Ca, U, ***Cr***, Sb, Br, La, ***Lu***		
кровь	Au, Sb, Cr, Sc, Fe, Hf	Au, Cr, Fe, Sb, Br, ***Lu***	Au, Br, Na, ***Cr***, Sb, Hf, ***Lu***	

В целом, спецификой региона, выявленной при изучении комплекса сред, можно считать накопление лютеция, церия и хрома. Кроме этого, к элементам, встречающимся в нескольких средах, можно отнести золото, уран, сурьма, реже – бром, железо, гафний и лантан.

Литература

1. Глазовский Н.Ф. Техногенные потоки вещества в биосфере / Добыча полезных ископаемых и геохимия природных экосистем. – М.: Наука, 1982. – С. 86 – 95.

МИНЕРАЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ТВЕРДОФАЗНЫХ ВЫПАДЕНИЙ В СНЕГОВОМ ПОКРОВЕ Г. ТОМСКА

А.В. Таловская
Научный руководитель профессор Е.Г. Язиков
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Томск – крупный научный, культурный и промышленный центр Сибирского федерального округа России, административный центр Томской области. Средняя годовая температура воздуха в Томске составляет – 0,6 °С. Преобладающими в Томске являются южные (33 %) и юго-западные (15 %) ветра. В административном отношении город разделен на четыре внутригородские территории: в южной части – на Кировский и Советский районы, в северной – на Ленинский и Октябрьский районы. На территории г. Томска действует промышленные предприятия машиностроения с цехами металлообработки и литья, стройиндустрии, топливно-энергетического комплекса (самое крупное предприятие – Томская «ГРЭС-2»), пищевых продуктов, нефтехимический комбинат

(ТНХК) и др. В основном предприятия располагаются в зоне жилой застройки и не имеют четко определенных границ санитарно-защитных зон [8]. В последнее время было опубликовано немало монографий, статей и отчетов, освещающих степень загрязнения окружающей среды г. Томск [4-6]. Незначительное количество публикаций посвящено изучению уровней накопления редкоземельных, редких и радиоактивных элементов в пылеаэрозолях города в зимний период [1, 3, 9 и др.]. В данной статье приведены некоторые результаты по изучению минерального состава и уровней концентрации этих элементов в пылеаэрозолях города в зимний период. По опыту работы в Сибирском регионе, пылеаэрозольные выпадения анализируются главным образом путем отбора проб снега [5, 7, 9].

Для изучения минералого-геохимических особенностей пылеаэрозольных выпадений на территории г. Томск автором проводилось площадное снеговое опробование в 2007 г. Всего было отобрано 69 проб снега. Объектом исследования являлся твердый осадок снега. Изучение минерально-вещественного состава твердого осадка снега автором осуществлялось с применением стереоскопического бинокулярного микроскопа на кафедре геоэкологии и геохимии Томского политехнического университета (ТПУ). Все пробы были проанализированы инструментальным нейтронно-активационным анализом на содержание (концентрация, мг/кг) тяжелых металлов (As, Cr, Ba, Sr, Co), редких (Hf, Cs, Rb, Ta), редкоземельных (Sm, Lu, Yb, La, Sc, Tb), радиоактивных (U, Th), благородных (Au, Ag), макро (Na, Ca, Fe) элементов и Br в лаборатории ядерно-геохимических методов исследования кафедры геоэкологии и геохимии ТПУ (аналитик А.Ф. Судыко).

В среднем величина пылевой нагрузки на территории г. Томск составляет 62,7 мг/(м^{2}хсут), что превышает фон (7 мг/(м^{2}хсут) по данным работы [7]) в 9 раз. В целом для территории г. Томск минимальное значение уровня среднесуточного притока пыли составляет 15,8 мг/(м^{2}хсут) (район Речвокзала в Ленинском районе), что соответствует низкому уровню загрязнения (<250 мг/(м^{2}хсут)) согласно работе [2], но превышает фон в 2 раза. Максимальное значение пылевой нагрузки (303,5 мг/(м^{2}хсут)) приходится на ул. Суворова (Октябрьский район). При сравнении с нормативными показателями [2] величина пылевой нагрузки в данном районе соответствует среднему уровню загрязнения (250–450 мг/(м^{2}хсут)), тогда как превышает фон в 43 раза. Установлено, что наиболее запыленными является Октябрьский район (84,3 мг/(м^{2}хсут)), затем Советский район (72,9 мг/(м^{2}хсут)) и Ленинский район (55,9 мг/(м^{2}хсут)), а наименее – Кировский район (43,7 мг/(м^{2}хсут)).

Результаты исследования вещественного состава твердого осадка снега г. Томск показали, что основная доля загрязнений приходится на техногенные частицы (55-67%), представленные в основном частицами сажи, угольной пыли, шлака, алюмосиликатных микросферул, а также кирпичной крошки, которые поступают с выбросами топливно-энергетического комплекса и предприятий по производству строительных материалов. Природная составляющая (33-45%) в пробах твердого осадка снега города, представлена в основном частицами кварца, полевого шпата и биогенными частицами.

По совокупности критериев Колмогорова-Смиронова, Лиллиефорса и Шапиро-Уилка, а также по результатам проверки нормальности рядов (значения коэффициентов асимметрии A и эксцесса E и отношение к их стандартным отклонениям δA и δE), статистическое распределение As, Sb, Cr, Ba, Sr, Eu, Ta, Ce, Sm, Yb, U, Br, Au, Ag в пробах твердого осадка снега г. Томск отличается от нормального, что указывает на наличие факторов существенно искажающих фоновое распределение, тогда как остальные элементы характеризуются нормальным распределением. Следует отметить, что при расчете геохимических параметров в качестве среднего уровня содержаний химических элементов были приняты среднеарифметические значения по выборке.

По результатам кластерного анализа геохимические спектры химических элементов в твердом осадке снега г. Томск образуют значимые ассоциации всех элементов на уровне значимости r ≈ 0,77. Из наиболее значимых были выделены три микро ассоциации: Br-Ba-Sb на уровне значимости r ≈ 0,65; Cs-Hf-Sc-Th-Ce на уровне значимости r ≈ 0,85; La-Sm-Yb-Lu на уровне значимости r ≈ 0,87. Геохимические спектры химических элементов в твердом осадке снега районов города образуют значимые ассоциации для большинства элементов. Из наиболее значимых были выделены следующие ассоциации: для Кировского района – Ba-Sb (r ≈ 0,97), Sc-Th-Ce (r ≈ 0,97), Na-Yb-Sm-La-Lu (r ≈ 0,83), Fe-U-Cr-Co (r ≈ 0,87) и Sr-As (r ≈ 0,46); для Советского района – Ag-Ca (r ≈ 0,88), U-Th-Ce (r ≈ 0,96), Sm-Yb-Lu (r ≈ 0,96), Sb-Fe-Co-As (r ≈ 0,85); для Октябрьского района – Na-Sm-La-Yb-Lu (r ≈ 0,79), Cs-Th-Sc (r ≈ 0,9), Ce-Fe-Co (r ≈ 0,85); для Ленинского района – Ca-Cr (r ≈ 0,55), Yb-Sm-La-Lu (r ≈ 0,88), Hf-Th-Ce-Co (r ≈ 0,81), Sm-Ta-As (r ≈ 0,71).

В среднем для проб твердого осадка снега г. Томск были построены следующие геохимические ряды ассоциаций химических элементов относительно фона по данным [7, 9]: $U_{13,8}$-$Tb_{11,5}$-$Yb_{9,5}$-La_{9}-$Ba_{8,6}$-$Ta_{8,1}$-$As_{7,6}$-$Sm_{7,6}$-$Ce_{5,2}$-$Na_{4,5}$-$Ag_{4,3}$-$Br_{-4,2}$-$Lu_{4,1}$-Sb_{3}-$Th_{2,3}$-$Hf_{2,1}$-$Sr_{1,8}$-$Ca_{1,5}$-$Fe_{1,4}$-$Co_{1,3}$-$Sc_{1,2}$-$Eu_{1,1}$-Cs_{1}-$Cr_{0,9}$-$Rb_{0,8}$-$Au_{0,3}$. Характерно, что уровень концентраций рассматриваемых элементов в пробах, отобранных в жилых кварталах, расположенных в зонах воздействия промышленных предприятий, а также около предприятий, превышают фон от 17 до 45 раз. Наблюдаемая геохимическая ассоциация (U–редкоземельные элементы–Ba-As-Na-Ag-Br), фиксирует наиболее распространенные в городе типы источников загрязнения – топливно-энергетический комплекс, стройиндустрию, предприятия по металлообработке и транспорт.

Распределение содержания редкоземельных и редких элементов проявлено на уровне в 1,5 - 13 раз выше фона на территории города. Концентрации редкоземельных и редких элементов контрастно увеличены около Лагерного Сада, Томская «ГРЭС-2» и золоотвала этой станции, а также местных котельных и частного сектора, расположенных в Ленинском и Октябрьском районах. Среднесуточный приток редкоземельных и редких элементов изменяется от 2,2 до 22588 мг/(км^{2}хсут). Ореолы максимального среднесуточного притока рассматриваемых элементов соответствуют северо-восточной части города (Иркутский тракт, ул. Суворова) и ул. Смирнова. В этой части города, как отмечалось выше, расположена группа предприятий по производству стройматериалов и местные котельные, а также проводится строительство новых жилых кварталов. Ореолы высоких концентраций и среднесуточного притока рассматриваемых элементов в пробах, отобранных, на ул. Смирнова, объясняются еще и расположением здесь угольных складов. Повышенные концентрации церия в

твердофазных выпадениях снегового покрова отражают повышенное значение величины (La+Ce/Yb+Lu) отношения равного 36.

Уран проявлен стабильно на уровне 17 раз выше фона, тогда как торий – в 2 раза выше фона повсеместно по городу. Но аномальные ореолы концентрации U и Th пространственно соответствуют району учебных корпусов ТПУ и Лагерного Сада, что возможно связано с локальным антропогенным источником поступления или природным – эрозией берегов р. Томь, а также северной части города – в Ленинском и Октябрьском районах. Кроме этого, в районе ул. М. Сычева и ул. Дружбы выделился ореол рассеяния повышенных концентраций радиоактивных элементов. Высокие концентрации U и Th связаны с преимущественно со сжиганием угля (Томская «ГРЭС-2», частный сектор и др.) и ветровым переносом с золоотвала Томская «ГРЭС-2». Среднесуточный приток U изменяется от 12,6 до 1015 мг/(км^{2}хсут), тогда как Th – от 34,6 до 2772 мг/(км^{2}хсут). Ореолы максимального уровня среднесуточного притока радиоактивных элементов аналогичным ореолам максимальных значений среднесуточного притока редкоземельных и редких элементов. В соответствии с градацией, предложенной в работе [10], пылеаэрозоли г. Томска имеют урановую природу (Th/U<3). Исключение район расположения Спичфабрики – ториевая природа (Th/U>6). Следует отметить, что исследования почв г. Томска сотрудниками кафедры геоэкологии и геохимии ТПУ [3-4], показали, что в этом районе также отмечается ториевая природа для почв. Это возможно связано с единым источником поступления данного элемента.

Таблица

Величины среднего содержания элементов и среднесуточного выпадения элементов (Робщ) в пробах твердого осадка снега г. Томск (n=69)

Элемент	Содержание, мг/кг	$P_{общ}$ мг/(км^{2}хсут)	Фон*, мг/кг	Элемент	Содержание, мг/кг	$P_{общ}$ мг/(км^{2}хсут)	Фон*, мг/кг
As	3,8±0,7	236,1±48,4	0,5	Yb	1,9±0,1	119,6±12,7	0,2
Co	13,6±0,5	862,8±88,3	10,3	Rb	46,9±1,7	3095±383	55
Sb	6,8±0,5	370,5±33,1	2,3	Cs	3,4±0,1	223,3±29,5	3,5
Cr	98,5±4	5927±552	110	Hf	4,7±0,2	300,8±34,7	2,2
Ba	858±65,6	47207±3569	100	Ta	0,8±0,03	50±5	0,1
Sr	178±27,2	9501±1513	100	U	2,8±0,1	171±17,9	0,2
Lu	0,3±0,01	19,8±2,2	0,075	Th	6,7±0,2	426,4±47,2	2,9
La	25,2±0,8	1557±153,7	2,8	Ca**	1,2±0,05	721,3±76,4	0,82
Ce	54±1,8	3398±343	10,3	Na**	0,7±0,03	452,2±63,4	0,15
Sm	4,3±0,2	273,5±29,5	0,57	Fe**	2,7±0,1	1744±190,7	1,87
Eu	1,2±0,2	76±10,6	1,1	Br	12,1±1,1	706,1±80,3	2,9
Tb	0,7±0,03	43,9±4,7	0,06	Au	0,06±0,01	3,6±0,5	0,22
Sc	8,6±0,3	572,3±71,8	7,1	Ag	1,1±0,1	65,4±6,4	0,25

Примечание: * – фон по данным [7, 9], ** – содержание и среднесуточное выпадение Ca, Na, Fe в % и г/(км^{2}хсут) соответственно, ± – стандартная ошибка.

По величине суммарного показателя загрязнения (СПЗ) г. Томск характеризуется средней степенью загрязнения в соответствии с градацией (64–128), представленной в работе [2]. Из районов по степени загрязнения на первом месте Ленинский район (СПЗ = 109,4), далее фиксируется Октябрьский район (СПЗ = 98,2), Советский район (СПЗ = 80,8) и менее загрязненный Кировский район (СПЗ = 74,8). Величина суммарного показателя нагрузки (Zp) распределена неравномерно на территории г. Томска от 100 до 4700. Из районов по степени нагрузки на первом месте Октябрьский район (Zp = 1448), далее фиксируется Ленинский район (Zp = 1027), Советский район (Zp = 944) и менее загрязненный Кировский район (Zp = 588).

Таким образом, были выявлены особенности распределения концентраций и уровня притока тяжелых металлов, редких, редкоземельных и радиоактивных элементов в пылеаэрозолях на территории г. Томск в зимний период 2007 г. Наиболее загрязненными являются северная и северо-восточная часть города вследствие расположения предприятий стройиндустрии и локальных котельных, а также переносом загрязнений из южной части города согласно «розе» ветров. Ориентируясь на рекомендуемые геохимические показатели состояния снегового покрова состояние воздушного бассейна г. Томск можно считать относительно благополучным.

Литература

1. Аэрозоли в природных планшетах Сибири / А.П. Бояркина, В.В. Байковский, Н.В. Васильев и др. – Томск: Изд-во ТГУ, 1993. – 157 с.
2. Геохимия окружающей среды / Ю.Е. Сает, Б.А. Ревич, Е.П. Янин и др. – М.: Недра, 1990. – 335 с.
3. Геохимия почв и здоровье детей Томска / Л.П. Рихванов, С.Б. Нарзулаев, Е.Г. Язиков и др. – Томск: Изд-во ТПУ, 1993. – 142 с.
4. Жорняк Л.В., Язиков Е.Г. Распределение редких, редкоземельных и радиоактивных элементов в почвенном покрове урбанизированных территорий // Тяжелые металлы и радионуклиды в окружающей среде: Труды IV Международной научно-практической конференции. – Семипалатинск, 2006. – Т.1. – С. 188 – 196.
5. Летувнинкас А.И. Антропогенные геохимические аномалии и природная среда: Учебное пособие. – Томск: Изд-во НТЛ, 2002. – 290 с.
6. Шакирова А.Р. Геоэкологический анализ урбанизированных территорий (на примере г. Томска): Автореферат Дис. … канд. геогр. наук. – Томск: Изд-во ТГУ, 2007. – 21 с.

7. Шатилов А.Ю. Вещественный состав и геохимическая характеристика атмосферных выпадений на территории Обского бассейна: Автореферат Дис. … канд. геол.-минер. наук. – Томск, 2001. – 22 с.
8. Экологический мониторинг: Состояние окружающей среды Томской области в 2006 году / ред. А.М. Адам / Управление охраны окружающей среды и ОГУ «Облкомприрода» Адм. Томской области. – Томск: Графика, 2007. – 148 с.
9. Язиков Е.Г. Экогеохимия урбанизированных территорий юга Западной Сибири: Диссертация докт. геол.-минер. наук. – Томск, 2006. – 423 с.
10. Язиков Е.Г., Рихванов Л.П. Содержание радиоактивных и редкоземельных элементов в аэрозольных выпадениях снегового покрова различных территорий Западной Сибири // Радиоактивность и радиоактивные элементы в среде обитания человека: Материалы Международной конференции. – Томск: Изд-во ТПУ, 1996. – С. 312 – 316.

ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПОСЛЕДСТВИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УРАНА МЕТОДОМ ПОДЗЕМНОГО ВЫЩЕЛАЧИВАНИЯ

Т.С. Теровская
Научный руководитель профессор М.Д. Носков
Северская государственная технологическая академия, г. Северск, Россия

Одним из перспективных способов добычи урана является скважинное подземное выщелачивание (СПВ) [1, 4]. Методом скважинного подземного выщелачивания разрабатывают экзогенные месторождения урана, в которых рудное тело находится в хорошо проницаемом подземном водоносном горизонте (продуктивном горизонте). Извлечение урана из рудного тела происходит с помощью системы технологических скважин. Через нагнетательные скважины в продуктивный горизонт нагнетается выщелачивающий раствор, содержащий реагенты, способные растворять содержащие уран минералы. В результате физико-химического взаимодействия урановых минералов и вмещающих пород с выщелачивающим реагентом в подземном водоносном горизонте образуется содержащий уран продуктивный раствор, который выдается на поверхность с помощью откачных скважин. В процессе переработки из продуктивного раствора извлекается уран, а оставшиеся маточные растворы доукрепляются выщелачивающими реагентами и снова подаются в нагнетательные скважины в качестве рабочего раствора. По сравнению с традиционными подземными и открытыми горными способами, разработка месторождений полезных ископаемых методом СПВ приводит к меньшему воздействию на окружающую среду. В процессе СПВ не образуются отвалы пород и хвостохранилища, не нарушается целостность геологических структур, практически отсутствует загрязнение воздушного бассейна. Однако при СПВ происходит загрязнение подземных вод содержащимися в рабочем растворе химическими реагентами, а также веществами, образующимися в результате взаимодействия выщелачивающего раствора с породой.

На предприятиях России по добыче урана методом СПВ в качестве реагента используется серная кислота. Выщелачивающий раствор реагирует не только с урановыми минералами, но и с рудовмещающей породой. В результате в подземные воды помимо серной кислоты могут поступать: SiO_2, радионуклиды, макрокомпоненты Ca^{2+},Fe^{2+},Al^{3+},Fe^{3+}, микрокомпоненты Zn, Cu, Ni, Se, Be, V, Co, Cr, Ti и т.п. При этом общая минерализация подземных вод возрастает. Все растворенные вещества в грунтовых водах имеют разную миграционную способность. Дальше всего мигрирует сульфат ионы (SO_4^{2-}), менее активно мигрируют Ca^{2+}, Fe^{2+}, Al^{3+}, Fe^{3+}, U и другие элементы. Таким образом, по распространению сульфат иона можно судить о загрязнении подземных вод.

Для обеспечения охраны подземных вод в районе расположения геотехнологического предприятия по добыче полезных ископаемых методом СПВ, необходимо уметь контролировать и прогнозировать распространение загрязняющих веществ в подземном водоносном горизонте, как во время, так и после завершения разработки месторождения. Распространение загрязняющих веществ в подземных водах определяется большим количествам взаимосвязанных физико-химических процессов и зависит от гидрогеологического строения подземного водоносного горизонта. Поэтому, для контроля и прогнозирования ареала загрязнения, целесообразно использовать современные геоинформационные технологии и методы математического моделирования.

Для оценки геоэкологических последствий добычи урана методом сернокислотного СПВ был разработан геотехнологический информационно-моделирующий комплекс (ГТИМК) [2, 3]. Комплекс состоит из геологической геоинформационной, технологической и моделирующей систем. Геологическая геоинформационная система предназначена для ввода, хранения, обработки и визуализации пространственно-временных и атрибутивных данных, характеризующих состояние продуктивного горизонта в рассматриваемой области. Технологическая система предназначена для ввода, хранения и визуализации данных о работе добычного комплекса. Технологическая система позволяет создавать, хранить и визуализировать цифровые модели технологических объектов (блоков, ячеек, нагнетательных и откачных скважин). Моделирующая система описывает гидродинамические и физико-химические процессы, происходящие в продуктивном горизонте при сернокислотном СПВ урана. Гидродинамический блок включает в себя расчет распределения давления, скорости фильтрации растворов, конвективного массопереноса и гидродинамической дисперсии. Моделирование гидродинамических процессов выполняется с учетом режимов работы технологических скважин, неоднородности фильтрационных параметров продуктивного горизонта и регионального потока подземных вод. В физико-химический блок включены расчеты процессов выщелачивания урана при взаимодействии рабочего раствора с урансодержащими минералами, потерь серной кислоты в результате взаимодействия с кислотопоглощающими минералами, растворения-осаждения минералов, гомогенных и гетерогенных окислительно-восстановительных процессов, сорбции, комплексообразования. Также в моделирующую систему

входит база данных по кинетическим коэффициентам и параметрам равновесия, протекающих в системе физико-химических процессов. При расчетах учитывается неоднородность минералогического строения породы, кинетика взаимодействия рабочего раствора с различными минералами, неоднородность состава подземных вод и переменный состав растворов, закачиваемых в продуктивный горизонт. ГТИМК создан на языке Borland Builder C++ и представляет собой многопоточное, многооконное проблемно-ориентированное программное обеспечение, работающее под управлением операционной системы Windows 98 – XP. Рабочее окно ГТИМК представлено на рисунке.

В настоящей работе представлены результаты применения геотехнологического информационно-моделирующего комплекса, для оценки геоэкологических последствий добычи урана методом сернокислотного СПВ. Были проведены расчеты отработки реальных и модельных блоков при различных режимах работы технологических скважин, и построены карты распространения урана и сульфат иона в подземном водоносном горизонте. На основе результатов моделирования были сделаны следующие выводы. При равенстве дебитов откачных и нагнетательных скважин область ореола распространения сульфат иона незначительно увеличивается со временем. Наименьшая область растекания загрязняющих веществ наблюдается при превышении объемов откаченных растворов над объемами закаченных продуктивных растворов (дисбалансе работы скважин в сторону откачки). При дисбалансе дебитов скважин в сторону закачки ореол распространения сульфат иона быстро увеличивается с течением времени. При наличии локального дисбаланса работы скважин блока (несовпадение дебитов нагнетания и откачки на отдельных участках блока при соблюдении баланса по блоку в целом), также имеет место увеличение ореола распространения сульфат иона в области, окружающей участок, где имеет место превышение нагнетания над откачкой. Таким образом, при разработке месторождений полезных ископаемых методом СПВ необходимо постоянно контролировать дебиты откачных и закачных скважин, и стремится к равенству объемов закаченных и откаченных растворов не только по блоку в целом, но и для отдельных участков.

Разработанный ГТИМК может применяться для оценки техногенной нагрузки на подземные водоносные горизонты при разработке месторождений урана методом СПВ, выработки рекомендаций по проведению мероприятий направленных на уменьшение загрязнения подземных вод.

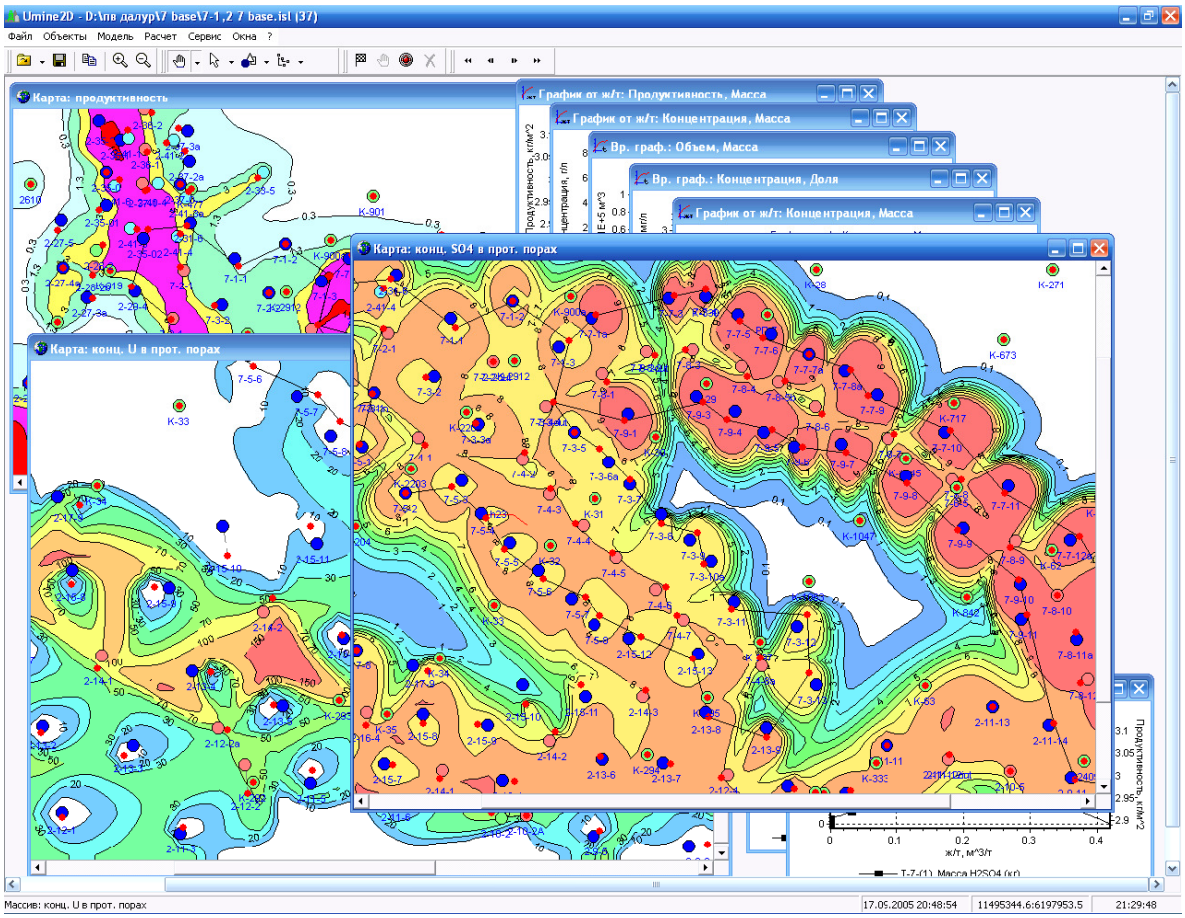


Рис. Рабочее окно геотехнологического информационно-моделирующего комплекса для оценки геоэкологических последствий отработки месторождения урана методом подземного выщелачивания

Литература

1. Добыча урана методом подземного выщелачивания / В.А. Мамилов, Р.П. Петров, Г.Р. Шушания и др. – М.: Атомиздат, 1980. – 248 с.

2. Жиганов А.Н., Истомин А.Д., Носков М.Д. и др. Программный комплекс для моделирования процесса подземного выщелачивания урана // Подземное и кучное выщелачивание урана, золота и других металлов. В 2т. Т.1: Уран / Под ред. М.И. Фазлуллина. – М.: Издательский дом «Руда и металлы», 2005. – С. 297 – 306.
3. Истомин А.Д., Носков М.Д., Кеслер А.Г. Геотехнологический информационно-моделирующий комплекс для моделирования разработки месторождения урана методом подземного выщелачивания // Практика применения научного программного обеспечения в образовании и научных исследованиях. – Санкт-Петербург, 2003. – С. 42 – 47.
4. Подземное выщелачивание полиэлементных руд / Н.П. Лаверов, И.Г. Абдульманов, К.Г. Бровин и др. – М.: Издательство академии горных наук, 1998. – 446 с.

РАЙОНИРОВАНИЕ ТЕРРИТОРИИ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ КОМПЛЕКСНОЙ ОЦЕНКИ НАКОПЛЕНИНИЯ БРОМА В ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЕ И ОРГАНИЗМЕ ЧЕЛОВЕКА

Э.М. Терпак
Научный руководитель доцент Н.В. Барановская
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Бром – единственный из галогенов, малоизученный в объектах окружающей среды. Имеющиеся литературные данные касаются преимущественно его валового содержания в почвах. Не смотря на известные факты о том, что бром – летучий токсичный элемент второго класса опасности, и по действию на организм человека близок к хлору, тем не менее, в биологических объектах он изучен слабо.

Бром находится в 7 группе Периодической системы Д.И. Менделеева. Соседями брома по периодической системе являются элементы, играющие большую роль в физиологии живых организмов, но крайне неравномерно распределенные в ландшафтах: слева – это мышьяк и селен, а справа – криптон, рубидий и стронций. Анализ горизонтального ряда таблицы позволяет на основе метода интерполяции предсказать важную биогеохимическую роль брома [2].

Бром – типичный редкий элемент. По данным Перельмана [2] кларк брома в литосфере составляет лишь $2.1*10^{-4}$%. Содержание брома в земной коре оценивается в 10^{15}-10^{16} т или 10^{-4}% ее веса. Но его распределение в земной коре и биосфере весьма неравномерно.

Известно, что бром в качестве микроэлемента встречается повсеместно в живых и неживых объектах, в больших количествах содержится в морской воде и рапе соленых озер, высокие содержания характерны для месторождений солей, широко распространен в системе нефть – газ – нефтяные воды. По данным Селиванова [3] болота являются своеобразными бромными биогеохимическими провинциями, по Юдовичу (1985) он типоморфен для углей. Содержание в почве – $5*10^{-4}$%, в торфах - до $1*10^{-2}$%. Большим количеством брома обладает морская вода, подземные отложения и рассолы.

Главным источником брома, вероятно, служит Мировой океан, в водах которого он представлен в количестве, 30-кратно превышающем содержание в наиболее распространенных горных породах литосферы. Соответственно, к ландшафтам, обогащенным бромом, относятся морские побережья, а также некоторые вулканические ландшафты, участки нефтяных месторождений с выходом глубинных вод. В историческом аспекте главным источником служил вулканизм.

На территории Томской области сосредоточено большое количество предприятий, являющихся потенциальными источниками данного элемента (ТНХК – переработка нефти; ТЭЦ – сжигание угля). Вопрос о поступлении и накоплении брома в различных объектах окружающей среды является актуальным. К исследованию распространения данного элемента в окружающей среде и зависимости этого распространения от техногенных источников подвигли также данные Верховской [1] о возможном влиянии микроэлемента на щитовидную железу вследствие конкурентных отношений с йодом. А заболеваемость щитовидной железы в нашей области по данным медиков достаточно высока.

Живые организмы, в том числе и человек, активно накапливают бром, который является постоянной составной частью тканей животных и растений. Всего в человеческом организме содержится около 200 мг брома. Бром легко всасывается в кишечнике, наиболее высокое количество в щитовидной железе, где бром вступает в конкурентные отношения с йодом, что влияет на функцию щитовидной железы, а, следовательно, и на обмен веществ. Высокое содержание отмечается и в слизистой желудка, гипофизе, надпочечниках, эритроцитах. Меньше всего его в скелете и мышцах. Выводится бром из организма через мочу.

Нервная система особенно чувствительна к брому. Бром в состоянии замедлить функции головного мозга. Ионы брома усиливают процессы торможения.

Бром в умеренном количестве способствует поддержанию нервной системы в устойчивом и стабильном состоянии, а это значит, что в определенных количествах он необходим для организма, как и любой другой химический элемент.

Физиологическая роль брома и его соединений в нашем организме проявляется также и в его действии на щитовидную железу. Сначала систематическое бромирование оказывает на щитовидную железу стимулирующее влияние, а в дальнейшем происходит ее угнетение. Для образования гормонов щитовидной железы необходим йод. Ионы же брома, поступая в организм в течение длительного времени, препятствуют накоплению в щитовидной железе ионов йода и тем самым угнетают ее деятельность. Правда, антагонизм брома и йода в их влиянии на функцию щитовидной железы проявляется лишь при больших дозах.

Токсичность бромидов невелика. Однако повышенное потребление брома и передозировка может вызвать угнетение нервной системы (сонливость, атаксию, снижение болевой чувствительности, слуха, зрения, ослабление памяти). Хроническое отравление бромом (бромизм) также сопровождается катаральными

явлениями в различных органах (насморк, конъюнктивиты, бронхит, понос) и изменениями со стороны кожи [2]. Токсическая доза брома для организма – 3 г, летальная – больше 35 г. Очень токсичен Br_2.

Данные исследований, произведенных на кафедре Геоэкологии и геохимии Томского политехнического университета, по содержанию брома в различных природных средах на территории Томской области представлены на рисунке. Метод исследования всех проб – инструментальный нейтронно-активационный анализ.

В таблице представлены сравнительные данные по содержанию брома в различных средах районов Томской области, в которых представлены пробы всех или почти всех анализируемых сред.

Таблица

Ранжирование районов Томской области по содержанию брома в различных средах

Район/ среда	Волосы, мг/кг	Накипь, мг/кг	Почва, мг/кг	Кровь, мг/кг	Щитовидная железа, мг/кг	Женское молоко, мг/кг	Моча, мг/кг	Коровье молоко, мг/кг
Томский	21.3	3.53	14.46	27.5	14.98	15.38	393	21.6
Бакчарский	6.78	1.72	---	20.48	3.74	---	---	---
Асиновский	2.79	0.6	19.88	---	5.05	---	---	---
Зырянский	5.2	2.28	9.94	14.32	22.9	---	---	---
Томская область	11.4	2.15	14.39	16.97	8.43	---	---	---

Таким образом, в накипи питьевой воды и крови жителей максимальное содержание брома установлено в Томском районе, причем эти показатели значительно выше среднего значения по Томской области. Наибольшие значения содержания брома в волосах детей отмечены в Томском, Кривошеенском и Шегарском районах, что также значительно превышает среднее значение по Томской области. Примерно одинаковое содержание брома в почве наблюдается во всех районах Томской области (небольшие превышения в Асиновском районе), что близко к среднему по Томской области уровню. Максимальное содержание в патологически измененной щитовидной железе выявлено в Зырянском, а также в Томском и Александровском районах. Получены данные содержания в здоровой щитовидной железе жителей Томского района – 6,9 мг/кг (патологически измененная ÷ 15 мг/кг).

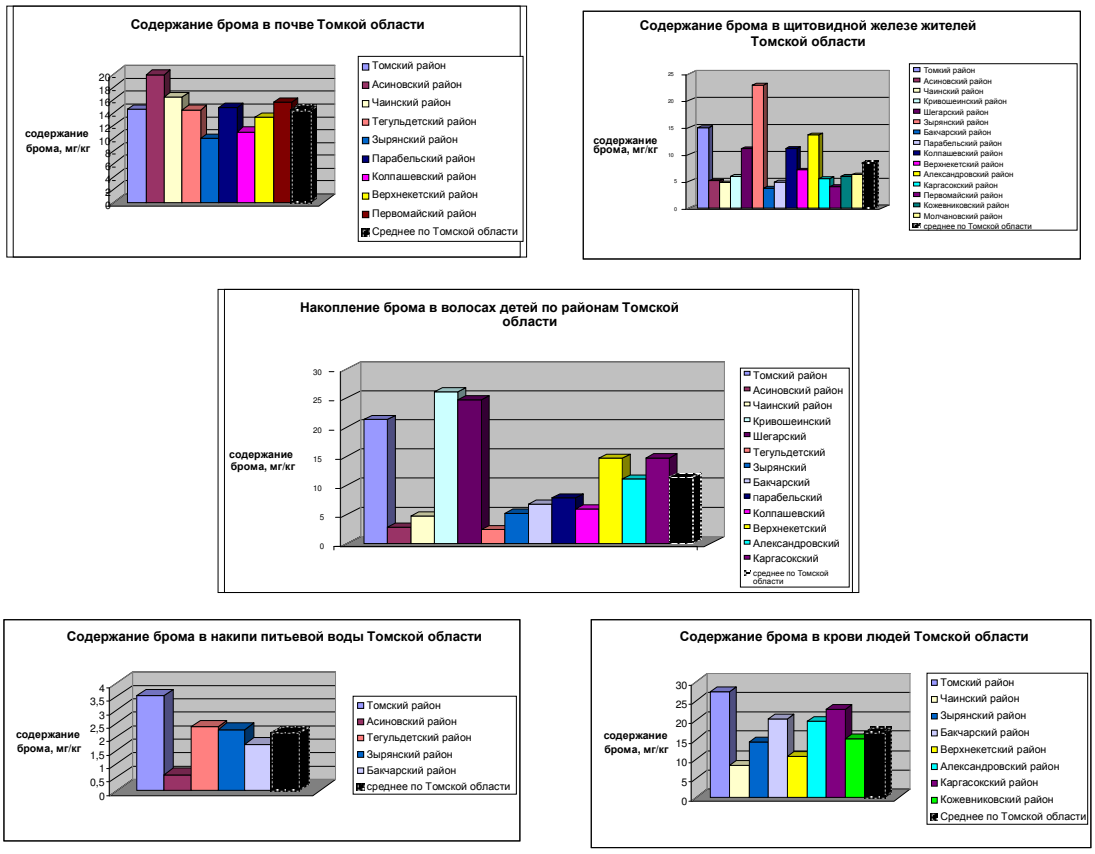


Рис. Содержание брома в различных средах Томской области

По полученным данным видно, что наиболее изучен Томский район. Для того чтобы получить более полную картину распределения брома в различных средах Томской области, необходимо проводить дальнейшие исследования.

Литература

1. Верховская И.Н. Бром в живом организме и механизм его действия. – М.: АН СССР, 1962. – 602 с.
2. Перельман А.И. Геохимия ландшафта и проблема эволюции нервной системы // Вестник московского университета. Серия география. – М., 1979. – №2. – С. 20 – 26.
3. Селиванов Л.С. Геохимия и биохимия рассеяного брома // Труды Биогеохим. лаб. – М., 1946. – Т.8. – С. 5 – 7.

НООСФЕРНЫЙ ВЫБОР ЦИВИЛИЗАЦИИ: ОТ ТЕХНОСФЕРЫ К НООСФЕРЕ И УСТОЙЧИВОМУ РАЗВИТИЮ НА ОСНОВЕ УЧЕНИЯ В.И. ВЕРНАДСКОГО

О.Г. Токаренко, Т.Н. Игнатова, Е.А. Галочкина
Научный руководитель доцент Г.М. Иванова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

XX и XXI век – это век техногенной культуры, век технической деятельности человека - техногенеза. Техногенная культура динамична, она исходит из постоянного совершенствования техники и технологии на основе непрерывного роста научных знаний. На все возрастающую техническую мощь человечества и ее отрицательное влияние на биосферу планеты указывали и указывают многие ученые мира. Так, мировое промышленное производство за последние сто лет выросло более, чем в 100 раз. Ежегодное потребление невосполнимых энергоносителей сейчас превышает те их качества и запасы, на формирование которых природе потребовалось миллионы лет. Разрушающая деятельность человека создала глобальную проблему техногенной безопасности планеты, выразившуюся в изменении климата и связанных с этим катастроф, уменьшение стратосферного озонового слоя Земли, истощение запасов ресурсов планеты, в том числе пресной воды, энергоресурсов, биоресурсов; загрязнение больших территорий радионуклидами, токсичными тяжелыми металлами, пестицидами, появились кислотные дожди, наблюдается бурный рост техногенных катастроф, связанных с авариями жизнеопасных промышленных предприятий (атомных электростанций, химических комбинатов и т.д.). Новыми для человечества проблемами стало появление ранее неизвестных опасных болезней – СПИД и др., расширяется терроризм в масштабах планеты, проявление религиозной нетерпимости, возможность манипуляции и эффективного управления широкими массами населения. Новые технологии XXI века еще не применяются в широких масштабах, многие из них только зарождаются, но ученые уже предвидят в них потенциальную опасность. Это генетические нарушения у человека в больших масштабах, манипулирование сознанием человека, появление электронного смога, информационных загрязнений, космических и экологических войн и т.д. Большую роль в развитии Земли как планеты стала играть геологическая деятельность человека. Преобладание геологической роли человека над природными геологическими процессами становится в XXI веке угрожающим. Происходят опасные изменения литосферы, гидросферы, биосферы и атмосферы на планете.

Развитие высоких современных технологий еще не означает прогресс человеческой цивилизации. Человек как существо сознательное и общественное тесно взаимосвязано с социальной системой общества, в котором он существует. Сегодня, когда моральные и этические нормы общества, политика и окружающая среда деградируют под напором технической и сверхпотребительской деятельности человека, нельзя назвать социальный строй общества прогрессивным, каким бы богатым и технически передовым он не был. Не может быть общество прогрессивным, если жизненные позиции ее членов безнравственны; общество, в котором процветают нажива, прибыль любой ценой, жестокость, проституция, наркотики, жадность, невежество, зло, неограниченное потребление, коррупция власти, войны; общество, которое делит людей на богатых и бедных, а страны – на развитые и слабо развитые (читай - недоразвитые), где развитые страны обирают слаборазвитые и развиваются за счет них; где у небольшого слоя населения преобладает неограниченность потребления, а у 2/3 населения планеты идет борьба за выживание и свирепствует голод, где 1,2 млрд. человек живут сегодня в условиях опасных для жизни (им даже недоступна нормальная питьевая вода); общество, где продолжает расти высокими темпами углубляющееся неравенство между богатыми и бедными; общество, которое ввергает 75 % человечества в борьбу за выживание; общество, в котором каждый ребенок, родившийся в развитых странах, потребляет в 20-30 раз больше ресурсов планеты, чем ребенок – в стране третьего мира; общество, в котором население развивающихся и слабо развитых стран, составляющее 3/4 населения планеты, потребляет всего 1/7 общемировой продукции, а 2/3 мирового совокупного общественного продукта достается и без того уже богатым развитым странам, население которых составляет всего 5 % от всего населения земного шара. Причем разрыв в потреблении на душу населения между богатыми и бедными странами продолжает расти высокими темпами; общество, которое рождает новые и новые войны в мире, которое породило международный терроризм – такое общество не может быть прогрессивным [5, 6, 7]. Современный путь развития цивилизации, который настойчиво внедряется в мире идеологами развитых богатых стран как прогрессивное общество неограниченного роста потребления и прибыли, неминуемо ведет нашу цивилизацию к экологическому и социально-экономическому краху.

Передовые ученые мира указывают, что современный путь развития человеческой цивилизации (власть капитала и рынка, основанного на прибыли и неограниченном потреблении) – это тупиковый путь развития общества, ведущий человечество к разрушению ресурсов планеты, к экологическим и социальным катастрофам, к гибели как самой планеты, так и человечества в целом. Серьезная озабоченность грозящей катастрофой заставила лучших ученых мира по инициативе ЮНЕСКО ООН провести тщательную экспертную оценку состояния земной экосистемы и социально-экономический анализ стран мира и их населения, установить причины экологического кризиса планеты и предложить международному сообществу новую концепцию развития цивилизации – устойчивое развитие, основанное на учении В.И. Вернадского о ноосфере – высшей

формы развития биосферы. Казалось бы, научно-технический прогресс, призванный придти на помощь людям, привел планету в XXI веке к экологическому кризису, а самого человека на грань самоуничтожения. Об этой силе и природе человека еще в начале XX века предупреждал великий русский ученый В.И Вернадский: «В геологической истории биосферы перед человеком открывается огромное будущее. Если он поймет это и не будет употреблять свой разум и свой труд на самоистребление» [1].

Эта модель устойчивого развития человечества была изложена в суперпрограмме: «Программа развития цивилизации на XXI век», которая была изложена и одобрена на конференции ООН в 1993 г. в г. Рио-де-Жанейро, а также в Йоханнесбурге (Южная Африка) в 2002 г. Йоханнесбургский Саммит, проходивший под девизом: «Народы. Земля. Выживание» и Бразильская конференция, прошедшая под лозунгом: «Или будет спасен весь мир, или погибнет вся цивилизация», подтвердили безальтернативность модели устойчивого развития в условиях планетарного экологического кризиса в целях спасения планеты и человечества от грозящей катастрофы [5, 6].

Сегодняшняя цивилизация отражает развитие общества в направлении техносферы. Техносфера – это период, выражающийся в особом типе связи человека с природой, а именно он направлен на потребительское, практически хищническое, использование человеком природы для своего развития и удовлетворения своих потребностей. Кризис такого отношения человека к природе становится в настоящее время критическим. Сегодня учеными поставлен вопрос о необходимости перехода к иному типу связи человека с природой, который получил название ноосферы – качественно новой эволюции биосферы – эпохи разума, которая должна поставить под контроль происходящие в природе и обществе процессы. Именно это учение В.И. Вернадского о ноосфере легло в основу новой модели развития цивилизации – модели устойчивого развития, разработанной современными учеными.

Сущность учения В.И. Вернадского о ноосфере, востребованное сегодня человеческим сообществом, состоит в том, что он рассматривает ноосферу как новое геологическое явление на нашей планете, как новый эволюционный этап развития биосферы. В.И. Вернадский говорит: «С появлением на нашей планете одаренного разумом живого существа – человека планета переходит в новую стадию своей истории. Биосфера переходит в ноосферу» [1, 2]. В истории развития Земли человек впервые становится крупнейшей геологической силой. Он может перестраивать своим трудом, мыслью, разумом область своей жизни, перестраивать коренным образом по сравнению с тем, что было ранее, в том числе влиять на процессы, происходящие в природе. Человек – сам продукт природы, становится благодаря своему разуму мощной геологической силой, изменяющей лик Земли. В книге «Научная мысль как планетарное явление» В.И Вернадский анализирует геологическую историю развития Земли и утверждает, что сегодня наблюдается переход биосферы в новое состояние – в ноосферу под действием новой геологической силы, научной мысли человечества [3, 8]. В своих трудах В.И. Вернадский указал ряд конкретных условий, необходимых для становления и существования ноосферы. Это: 1. Заселение человеком всей планеты (оно выполнено); 2. Резкое преобразование средств связи и обмена между странами (выполнено и продолжает развиваться); 3. Усиление связей, в том числе политических между всеми странами Земли (частично выполнено, хотя противоречия существуют); 4. Начало преобладания геологической роли человека над другими геологическими процессами, протекающими в биосфере (развивается быстрыми темпами); 5. Расширение границ биосферы и выход в космос (осуществлено и развивается далее); 6. Открытие новых источников энергии (открыты ядерная и термоядерная энергии, освоенные в мирных целях, но, к сожалению, несущие опасность разрушения); 7. Равенство людей всех рас и религий (процесс идет, но медленно); 8. Увеличение роли народных масс в решении вопросов внешней и внутренней политики (проблема решается, но еще далека до окончательного осуществления); 9. Свобода научной мысли и научного искания от давления религиозных, философских и политических построений и создания в государственном строе условий, благоприятных для свободной научной мысли (проблема еще не решена, она лишь находится в стадии решения); 10. Продуманная система народного образования и подъем благосостояния трудящихся. Создание реальной возможности не допустить недоедания и голода, нищеты и чрезвычайно ослабить болезни (передовая часть населения планеты постоянно поднимает перед политической элитой стран эти проблемы, но они не только не решаются, но и углубляются); 11. Разумное преобразование первичной природы Земли с целью сделать ее способной удовлетворить все материальные, эстетические и духовные потребности численно возрастающего населения планеты (передовые ученые мира считают, что современный путь цивилизации пришел в противоречие с экологическим состоянием планеты и проблема эта будет разрешена только со сменой модели развития общества); 12. Исключение войн из жизни общества (это условие не выполнено и без кардинальной смены пути развития человеческого общества вряд ли будет реализовано).

Удивляют предвидения, сделанные В.И. Вернадским в своих трудах, еще в начале XX века. Указанные им конкретные признаки ноосферы сегодня мы видим налицо и наблюдаются условия, при которых биосфера переходит в ноосферу. Академик Ф.Т. Яншин пишет: «Учение В.И. Вернадского о переходе биосферы в ноосферу являются не утопией, а действительной стратегией выживания и достижения разумного будущего для всего человечества» [12].

Опираясь на учение В.И. Вернадского о ноосфере, передовыми учеными мира сегодня разработана и новая концепция развития человечества – модель устойчивого развития, призванная спасти и человечество, и планету от надвигающейся катастрофы. В основе предложенной модели лежат следующие принципы:

- признание того, что в центре внимания находятся люди, которые должны иметь право на здоровую и плодотворную жизнь в гармонии с природой;
- охрана окружающей среды должна стать неотъемлемой компонентой процесса развития всего человечества и не может рассматриваться в отрыве от него; право на развитие общества должно реализоваться таким образом, чтобы в равной мере обеспечить удовлетворение потребностей в развитии человечества и сохранении окружающей среды как нынешнего, так и будущих поколений;

- уменьшение разрыва в уровне жизни народов мира, искоренение бедности и нищеты с учетом того обстоятельства, что сегодня на долю 3/4 населения планеты приходится лишь 1/7 часть мирового дохода; практически весь мировой доход в настоящее время находится в руках лишь 5-6 развитых «цивилизованных» стран, что ведет в будущем к тяжелейшим последствиям (социальным взрывам, вырождению и гибели народов и наций);
- все государства должны нести ответственность перед мировым сообществом за деятельность на своей территории, наносящую ущерб окружающей среде в других странах;
- необходимо обязательно информировать другие страны о потенциально возможных и совершившихся техногенных и природных катастрофах;
- всему мировому сообществу необходимо наращивать эффективность природоохранного законодательства; разработать законодательство, касающееся ответственности за нанесения ущерба окружающей среде и компенсации тем, кто пострадал в результате этого;
- содействовать недопущению перенесения на территорию других государств деятельности или перемещения веществ и материалов, которые могут нанести серьезный ущерб окружающей среде или здоровью людей; государствам проводить надлежащую демографическую политику; необходимо особое внимание уделять потребностям развивающихся стран, а также учитывать особенности культуры, традиций и опыта коренных народов; необходимо вовлечение всех граждан планеты в решение проблем охраны окружающей среды, которые должны быть обеспечены соответствующей информацией, особо важную роль в обсуждении и решении проблем окружающей среды должны играть женщины и молодежь;
- понять, наконец, что путь, которым пришли к своему благополучию развитые страны, неприемлем для всего человечества в целом и грозит ему гибелью, поэтому чтобы добиться высокого уровня жизни для всех народов и государств должны быть исключены не способствующие устойчивому развитию человечества модели развития производства и потребления, существующие сегодня на планете;
- так как благополучие развитых стран построено в значительной степени за счет потенциала благополучия, нереализованного в развивающихся странах, финансовые долги последних развитым странам должны быть соотнесены с ущербом, нанесенным развивающемуся миру, и ликвидированы;
- необходимо широкое международное сотрудничество в области научных исследований и использование их результатов в охране окружающей среды и распространению новых технологий, особенно в развивающихся странах с целью содействия развития всех стран в условиях глобального экологического кризиса;
- с целью защиты окружающей среды государства в соответствии с имеющимися у них возможностями должны принимать широкие меры предосторожности. В случаях существования опасности серьезного или непоправимого ущерба недостаток полной научной информации не должен служить причиной для отсрочки эффективных по затратам мер по предотвращению деградации окружающей среды;
- концепция устойчивого развития должна войти в ранг государственной и межгосударственной политики, с которой должны сверяться все экономические и политические решения стран мира [5].

Из вышеизложенного видно, что признаки и условия существования ноосферы и принципы новой модели устойчивого развития человечества очень близки и развивают общие позиции учения В.И. Вернадского.

Ученые считают, что реализация предложенной модели развития общества возможна при устранении частной собственности на средства производства и перевод рыночной экономики на плановую в пределах всего мирового сообщества. Именно эта система позволит регулировать потребление ресурсов всей планеты и коллективно эффективно бороться человечеству со всеми возникающими экологическими катастрофами, не допуская катастроф социальных в XXI веке [4, 7, 9].

Ученые в новой модели развития предложили фактически совершить революционный переход к новому пути развития человечества – к созданию принципиально нового высоконравственного общества, основанного на гармонии человека и природы. Достигнуть этого возможно в случае революции человеческого сознания, прежде всего, политической элиты человеческого сообщества, когда человек, наконец, осознает, что чрезмерная эксплуатация природы в своих интересах несет гибель планете и ему самому, как индивиду. Необходимо людям также осознать, что уже настал предел возможности выдерживать экосистемам разрушительные нагрузки и необходим поворот нашей цивилизации от ее тупикового современного развития на новый разумный путь развития, о котором мечтал и который предсказывал В.И. Вернадский. Но готово ли психологически сегодня общество к революции человеческого сознания и значит к переходу на новый качественный путь развития, предложенный учеными? Главным препятствием к переходу цивилизации на новый путь устойчивого развития, по мнению ученых, является власть капитала и политическое руководство, обслуживающих эту власть. Власть капитала, провозглашающая общество потребления прогрессивным и единственно возможным в истории развития человечества, основанное на частной собственности на средства производства и неограниченном росте прибыли и потребления, создает гигантские нагрузки на ресурсы планеты и приводит, в конечном итоге, к экологическому планетарному кризису. Предложенный учеными новый путь развития цивилизации предполагает ликвидацию частной собственности на средства производства и власти капитала, смены общества неограниченного потребления на общества разума, гармоничного с природой, общество социально справедливое с высоконравственной психологией – общество устойчивого развития.

Сегодня это кажется утопией. Возможно ли рождение нового высоконравственного человека и нового общества? Ученые считают, что эволюция разума ноосферы будет продолжаться в сторону прогресса, милосердия, любви, человечности, высоконравственных и разумных ценностей. Ноосфера – высшая фаза развития биосферы перейдет в софисферу (сферу мудрости) и на смену безнравственной власти капитала придет новая цивилизация – общество устойчивого развития с новым высоконравственным человеком [11]. Ученые считают, что именно эта новая цивилизация призвана спасти планету и человечество от гибели, вызванной

экологической и социально-экономической катастрофой, назревающей в XXI веке. В.И. Вернадский верил в человеческий разум: «Биосфера …переходит в новое эволюционное состояние – в ноосферу, перерабатывается «научной мыслью социального человечества» [10]. В 1925 г. в статье «Автотрофность человечества» он писал: «В биосфере существует великая геологическая, может быть, космическая сила, планетарное действие которой обычно не принимается во внимание в представленных о космосе, представлениях научных или имеющих научную основу… Эта сила есть разум человека, устремленная и организованная воля его как существа общественного». Будущее в руках человечества и оно его не «выпустит»! [3]. Надеемся, что разум человеческий победит, и концепция устойчивого развития цивилизации будет возведена в ранг государственной и межгосударственной политики, с которой должны сверяться все экономические и политические решения всех стран планеты, и только тогда человечество сможет преодолеть надвигающуюся смертельную экологическую катастрофу в XXI веке.

Литература

1. Вернадский В.И. Биосфера и ноосфера. – М.: Наука, 1989.
2. Вернадский В.И. Несколько слов о ноосфере. – М.: Успехи биологии, 1944. – Т.18. – Вып.2.
3. Вернадский В.И. Размышления натуралиста: научная мысль как планетарное явление. – М.: Наука, 1977.
4. Иванова Г.М., Пасечник Е.Ю., Токаренко О.Г. Возможность выхода из планетарного экологического кризиса XXI века на основе новой парадигмы развития общества разума по учению В.И. Вернадского // Наука и инновации XXI века: Материалы VI Всероссийской открытой окружной конференции молодых ученых. – Сургут: Изд-во СурГУ, 2005. – С. 206 – 207.
5. Конференция ООН по окружающей среде и развитию (Рио-де-Жанейро, 1992 г.) / Под ред. В.А. Коптюга – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 1993. – 62 с.
6. Конференция ООН по окружающей среде и развитию (Саммит на высшем уровне в Йоханнесбурге, Южная Африка, 2002). – http://www.un.org/russian/conferen/wssd/
7. Матросов В.М. Развитие человеческого потенциала и стратегия устойчивого развития в XXI веке / Ноосфера. – М.: Наука, 2002. – С. 25 – 31.
8. Пасечник Е.Ю., Игнатова Т.Н., Иванова И.С. Геологическая деятельность человека по В.И. Вернадскому и ее экологические последствия // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XI Международного симпозиума им. академика М.А. Усова. – Томск: Изд-во ТПУ, 2007. – С. 602 – 605.
9. Таловская А.В., Гусева Т.Н., Игнатова Т.Н. Научно-техническая революция, экологический кризис планеты и ноосфера по В.И. Вернадскому в XXI веке // Проблемы геологии и освоения недр: Труды X Международного симпозиума им. академика М.А. Усова. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – С. 75 – 77.
10. Таловская А.В., Токаренко О.Г. Актуальность учения В.И. Вернадского в условиях современного экологического кризиса планеты // Проблемы геологии и освоения недр: Труды X Международного симпозиума им. академика М.А. Усова. – Томск: Изд-во ТПУ, 2005. – С. 649 – 651.
11. Токаренко О.Г. Гипотеза В.И. Вернадского о ноосфере и идеология устойчивого развития // Энергия молодых - экономике России: Материалы VI Всероссийской научно-практической конференции студентов и молодых ученых. – Томск: Изд–во ТПУ, 2005. – С. 404 – 406.
12. Яншин А.Л. Учение В.И. Вернадского о биосфере и современность / Ноосфера. – М.: Наука, 2002. – С. 32 – 37.

ЭКОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ТЕХНОГЕННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Т.В. Усманова
Научный руководитель профессор Л.П. Рихванов
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

“Техногенными месторождениями” называют такие техногенные образования, которые по своему количеству, качеству, технологическим свойствам и экономическим показателям могут быть использованы для удовлетворения практических нужд человека [3].

Одной из основных причин низкой степени использования сырья техногенных месторождений является недостаточный опыт проведения геолого-экономической оценки техногенного сырья.

Согласно Методическому руководству [2] при изучении техногенных объектов может быть рекомендована следующая этапность работ:

1) ревизионно-оценочные работы. Их основная цель – выбор объектов, перспективных для промышленного освоения, на которых следует поставить разведочные работы. Такие работы проводятся в 2 основных этапа: камеральный, заключающийся в сборе и обобщении имеющихся геологических и технологических материалов (кадастровая оценка объекта) и полевой – работы на выбранном объекте с целью его предварительной геолого-экономической оценки.

При необходимости в этот период проводятся экологические исследования для оценки масштабов и характера воздействия техногенного объекта на окружающую природную среду и оценивается наносимый этим объектом суммарный экономический ущерб с учетом затрат на хранение отходов и осуществление природоохранных мероприятий. На основании собранных материалов составляются технико-экономические соображения (ТЭС) о перспективах освоения объекта, решаются вопросы о целесообразности его дальнейшего изучения.

2) разведка техногенного месторождения и технико-экономическое обоснование (ТЭО) эколого-экономической эффективности его освоения.

Цель разведки – геолого-экономическая оценка объекта и получение исходных данных для проектирования нового предприятия по добыче и переработке техногенного сырья или организации использования горнопромышленных отходов на действующем предприятии.

В результате разведочных работ должны быть получены данные о:

- закономерностях пространственного размещения полезных компонентов,
- вещественном составе техногенного минерального сырья,
- размерах участков, представляющих промышленный интерес,
- запасах отходов и заключенных в них полезных компонентов,
- технологических параметрах и эффективной схеме переработки техногенного сырья,
- условиях эксплуатации и влиянии разработки месторождения на окружающую среду.

Техногенные ресурсы с низким содержанием полезных компонентов, извлечение которых неэффективно, рассматриваются как безрудное сырье. При этом определяется возможность их использования в стройиндустрии и других отраслях народного хозяйства.

Наиболее характерные виды эффектов, возникающих при использовании техногенного сырья следующие [1]:

- экономия первичных минеральных ресурсов;
- уменьшение затрат на транспортировку минерально-сырьевой продукции;
- экономия инвестиций в строительство горно-добывающих предприятий;
- экономия за счет хранения и складирования отходов;
- эффект от снижения вредного воздействия отходов на окружающую среду.

Таким образом, специфика оценки вторичных минеральных ресурсов (табл.) заключается в том, что важнейшим оценочным показателем его использования является эффект, возникающий от снижения вредного воздействия отходов на окружающую среду, значимость которого может превалировать над экономическим эффектом. Таким образом, при оценке техногенного сырья большое внимание уделяется его экологическим характеристикам [1]:

- концентрации вредных компонентов и формам их нахождения в массиве;
- степени фильтрации веществ в различных средах;
- предельно допустимым концентрациям вредных веществ;
- фоновым концентрациям вредных компонентов в атмосфере, водных объектах, почве и другим показателям.

Эффект от снижения вредного воздействия отходов на окружающую среду, выраженный в денежных единицах стали называть эколого-экономическим эффектом [1]. Суммарный эколого-экономический эффект от использования техногенных ресурсов определяется по формуле [1]:

$$\mathbf{Э_{экол.t} = Э_{з\,t} + У_{п.у.t} + Э_{ct} + Э_{pt}},$$

где: $Э_{з\,t}$ – эффект от повторного использования земель, высвобождаемых в результате использования вторичных материальных ресурсов в t-м году;

$У_{п.у.t}$ – предотвращенный ущерб окружающей среде от уменьшения загрязнения окружающей среды вследствие сокращения площади, занимаемой вторичными материальными ресурсами, в t-м году;

$Э_{ct}$ – эффект от уменьшения затрат на содержание отходов в t-м году;

$Э_{pt}$ – эффект от уменьшения платежей за размещение отходов в t-м году.

Таблица

Система показателей оценки эффективности использования вторичных минеральных ресурсов [1]

Эффективность	Показатель	Критерии и ограничения
Коммерческая	Рентабельность производства продукции из вторичных минеральных ресурсов, R_t, %	$R_t \geq R_{tн}$
	Чистый дисконтированный доход от переработки вторичных минеральных ресурсов, руб.	ЧДД→max
	Срок окупаемости инвестиций в освоение вторичных минеральных ресурсов $T_{ок}$, годы	$T_{ок} \leq T_{ок.н.}$
	Коммерческий эффект от использования вторичных минеральных ресурсов в t-м году $Э_{ком\,t}$, руб.	$Э_{ком\,t} \rightarrow max$
Общественная	Эколого-экономический эффект от использования вторичных минеральных ресурсов $Э_{экол}$, руб.	$Э_{экол} \rightarrow max$
	Косвенный экономический эффект от использования вторичных минеральных ресурсов, $Э_{кос}$, руб.	$Э_{кос} \rightarrow max$
	Интегральный экономический эффект от использования вторичных минеральных ресурсов $Э_{инт}$, руб.	$Э_{инт} \rightarrow max$

Чистый дисконтированный доход является критерием экономической эффективности использования вторичных минеральных ресурсов за весь срок их отработки. При этом необходимо определять экономическую эффективность с учетом потенциальной емкости рынка и возможных объемов продаж. Этот показатель представляет собой сумму ежегодных эффектов за весь расчетный период, приведенный к начальному моменту времени.

Коммерческий эффект от использования вторичных минеральных ресурсов за год:

$$Э_{ком\,t} = V_1 - З_t - Н_t - F_t + А - К_t$$

где V_1-объем выручки от реализации всех видов продукции в t-м году

$З_t$ – эксплуатационные затраты на производство и реализацию всех видов продукции в t-м году

H_t – налоговые отчисления t-го года, не включаемые в себестоимость продукции

F_t - финансовые издержки t-го года, не включаемые в себестоимость продукции

А – амортизационные отчисления t-го года

K_t –капитальные вложения (инвестиции) t-го года.

Эколого-экономический эффект от использования вторичных минеральных ресурсов возникает в результате предотвращения воздействия на основные элементы природной среды, от предотвращения отчуждения земли, экономии на удаление и содержание отходов.

При использовании техногенных ресурсов возникает так называемый *косвенный экономический эффект* в геологоразведке и строительстве. Эффект в геологоразведке возникает вследствие экономии затрат, а эффект в строительстве – вследствие экономии инвестиций, поскольку техногенные ресурсы находятся на поверхности, что снижает объем горно-капитальных работ.

Общественная эффективность использования ВМР должна выражаться через *показатель интегрального экономического эффекта,* который включает в себя коммерческий, экологический и косвенный эффекты.

Освоение техногенных ресурсов одновременно является и экономическим, и природоохранным мероприятием. Поэтому при всей важности показателей коммерческой эффективности возможны реализация проектов по освоению ТР, несмотря на их экономическую нецелесообразность, но ввиду их высокой природоохранной (или социальной) значимости. В таком случае издержки на реализацию проекта следует относить на счет государственных (федеральных или региональных) финансовых источников.

По результатам геолого-экономической оценки техногенных месторождений предлагаются необходимые хозяйственные решения (реконструкция действующего предприятия или строительство нового, доработка технологии, отказ от переработки отходов и другие.

Литература

1. Березовский П.В. Экономическая оценка вторичных минеральных ресурсов. – СПб.: Санкт-Петербургский государственный горный институт, 2006. – 164 с.
2. Методическое руководство по изучению и эколого-экономической оценке техногенных месторождений / ГКЗ Министерства охраны окружающей среды и природных ресурсов РФ. – М., 1994. – 51 с.
3. Усманова Т.В. К вопросу о генезисе техногенных месторождений // Проблемы разведки, добычи и обогащения руд благородных металлов и техногенного сырья: Труды Международной научно-технической конференции. – Екатеринбург, 2000. – С. 44 – 46.

МОНИТОРИНГ МИНЕРАЛЬНО-ВЕЩЕСТВЕННОГО СОСТАВА ПЫЛЕАЭРОЗОЛЬНЫХ ВЫПАДЕНИЙ СНЕГОВОГО ПОКРОВА ТЕРРИТОРИИ Г. ТОМСКА

Е.А. Филимоненко

Научные руководители профессор Е.Г. Язиков, аспирант А.В. Таловская

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Большая часть территории г. Томска находится в условиях чистой и умеренно загрязненной атмосферы, но на этом фоне выделяются два района с сильно загрязненной атмосферой по данным Департамента природных ресурсов Томской области: промузел Томского нефтехимического комбината (ТНХК) и центральная часть Томска, захватывающая Кировский и Советский районы. Наибольший вклад в общий объем выбросов вредных веществ в атмосферу по городу вносят топливно-энергетический комплекс, нефтехимический комбинат, предприятия стройиндустрии и машиностроения. По опыту работы в Сибирском регионе пылеаэрозольные загрязнения анализируются путем отбора проб снега [4-7].

Целью данной работы являлось изучение особенностей минерально-вещественного состава твердофазных выпадений в снеговом покрове г. Томск в зимний период 2007/08 г.г. Работы по отбору и подготовке снеговых проб выполнялись с учетом методических рекомендаций ИМГРЭ [3], а также приводимых в работах В.Н. Василенко [1] и руководстве по контролю загрязнения атмосферы. Автором проводился отбор проб снега с ноября 2007 г. по март 2008 г. Отметим, что пробы, отобранные в декабре, характеризуют суммарные уровни пылеаэрозольных загрязнений за период времени с ноября (начало снегостава) по декабрь, в январе – с ноября по январь, в феврале – с ноября по февраль, а полученные в марте – за полный зимний сезон, чтобы учесть загрязнение за максимальный отрезок времени. В качестве пунктов мониторинга были выбраны следующие районы города: Лагерный сад, район учебных корпусов Томского политехнического университета (ТПУ), пересечения ул. Алтайской и Л. Толстого, пр. Свечной, санитарно-защитной зоны ТНХК и в микрорайоне Солнечный. Для сравнения уровня загрязнения проводился отбор проб снега в с. Калтай, расположенного на расстоянии 25 км от г. Томск в южном направлении. Кроме этого, для оценки перераспределения вещества и химических элементов в пылеаэрозолях по склону, находящемуся в восточной части микрорайона Солнечный, автором проводился отбор проб снега в зимний период 2007 г.

Минерально-вещественный состав твердого осадка снега изучался автором с использованием стереоскопического бинокулярного микроскопа на кафедре геоэкологии и геохимии ТПУ. Геохимический состав проб определялся в ядерно-геохимической лаборатории кафедры геоэкологии и геохимии ТПУ инструментальным нейтронно-активационным анализом (ИНАА) (аналитик А.Ф. Судыко).

По результатам исследований уровень пылевой нагрузки (табл.) в среднем в г. Томск соответствует низкому уровню загрязнения (< 250 мг/м^2*сут) в соответствии с градацией, предложенной в работе [2].

Максимальный уровень среднесуточного притока пыли фиксируется в марте в пунктах мониторинга. Минимальная величина пылевой нагрузки за весь зимний период 2007/08 гг. (март) соответствует п. Калтай (16

мг/м^2*сут), что превышает фон (7 мг/м^2*сут по данным работы [5]) в 3 раза, тогда как максимальная – микрорайону Солнечный (162 мг/м^2*сут), что превышает фон в 27 раз. Величина пылевой нагрузки в пробах, отобранных на склоне в микрорайоне Солнечный в январе 2007 г составляет 73 мг/м^2*сут, на середине – 60 мг/м^2*сут, у подножья – 45 мг/м^2*сут, сравнивая эти показатели с пылевой нагрузкой в данном микрорайоне в январе 2008 г., отметим, что величина пылевого загрязнения возросла в 1,5 раза.

По результатам исследования минерально-вещественного состава проб твердого снега в пунктах мониторинга, отмечается преобладание частиц техногенного происхождения (муллит, ферромагнезит, частицы сажи, угольной пыли, шлака и др.) (от 68 мг/м^2*сут до 88 мг/м^2*сут) над природными частицами (кварц, полевые шпаты, биогенные частицы) (от 12 мг/м^2*сут до 32 мг/м^2*сут) на протяжении всего периода наблюдения. В пробах отобранных в марте на переулке Свечном зафиксировано максимальное содержание техногенных частиц. В пробах, отобранных в микрорайоне Солнечный и с. Калтай, наоборот, отмечается доминирование природных частиц (62% и 54% соответственно) над техногенной составляющей (38% и 46% соответственно). В пробах твердого осадка снега из п. Калтай хорошо выражена закономерность в уменьшении процентного содержания природных частиц и увеличении техногенных частиц с ноября по март. В данных пробах природная составляющая в основном представлена частицами кварца. Кроме этого, в пробах микрорайона Солнечный зафиксирован высокий процент (12 %) содержания частиц оранжевого цвета и непрозрачных, не окатанных, не встречающихся в пробах из других пунктов мониторинга. Для установления минерального состава данных частиц требуется проведение специальных исследований.

Отметим, что в пробах, отобранных в пунктах мониторинга, природная составляющая представлена в основном кварцем. Рассмотрим более подробно динамику изменения содержания техногенных частиц в пробах пунктов мониторинга и специфику каждого из них.

Отмечается общая закономерность, заключающаяся в увеличении процентного содержания сажи, тогда как процентное содержание большинства техногенных частиц остается на одном уровне.

В Лагерном саду и в районе расположения учебных корпусов ТПУ высокий процент содержания частиц сажи (от 10 мг/м^2*сут до 20 мг/м^2*сут), шлака (от 13 мг/м^2*сут до 30 мг/м^2*сут) и муллита (от 4 мг/м^2*сут до 20 мг/м^2*сут) зафиксирован в пробах, отобранных с ноября по январь, тогда как в пробах, отобранных с февраля по март – серых, бесформенных частиц. Возможно, эти частицы представляют собой цементную пыль, поступающую с выбросами завода Керамических изделий и материалов, расположенного на ул. Нахимова.

Пробы, отобранные на пр. Свечной, характеризуются высоким содержанием серых бесформенных частиц, которые, как отмечалось выше, являются цементной пылью. Отметим, что в этом районе располагается предприятие стройиндустрии – «Железобетонные конструкции – 100» (ЖБК-100).

Таблица

Пылевая нагрузка (зимний период 2007/08 гг.)

Пункт мониторинга	Месяц	Пылевая нагрузка, мг/м^2*сут	Минерально-вещественный состав	
			Приподная составляющая твердого осадка снега, %	Техногенная составляющая твердого осадка снега, %
Калтай	Ноябрь	23	72	28
	Декабрь	19	59	41
	Январь	16	54	46
	Февраль	16	44	56
	Март	25	43	57
Солнечный	Ноябрь	16	60	40
	Декабрь	16	43	57
	Январь	85	62	38
	Февраль	111	60	40
	Март	163	47	53
Лагерный сад	Ноябрь	32	17	83
	Декабрь	30	21	79
	Январь	51	25	75
	Февраль	59	22	78
	Март	60	24	76
Район учебных корпусов ТПУ	январь	56	29	71
	февраль	57	29	71
	март	62	32	68
Свечной	ноябрь	38	25	75
	декабрь	31	18	82
	январь	47	15	85
	февраль	69	14	86
	март	76	12	88
ТНХК	декабрь	56	19	81
	январь	47	22	78
	февраль	49	18	82
	март	54	18	82
Пересечение ул. Толстого и Алтайской	январь	70	19	81
	февраль	102	12	88
	март	115	12	88

В пробах, отобранных в санитарно-защитной зоне ТНХК, наблюдается самое высокое процентное содержание шлака на протяжении всего периода наблюдения, а также достаточно высокое содержание белых, матовых частиц. В пробах, отобранных в феврале и марте, заметно увеличение процента серых бесформенных частиц.

В пробах, отобранных на пересечении ул. Алтайской и Л. Толстого, наблюдается самое высокое для города содержание частиц сажи, максимум содержания которых достигается в феврале.

По результатам ИНАА в пробах твердого осадка снега, отобранных на склоне в микрорайоне Солнечный в январе 2007 г., отмечается повышенные концентрации ряда элементов на вершине склона – U, Th, La, Lu, Yb, Ce, Ta, Tb, Sm, Br, Ba; на середине – U, Lu, La, Ce, Sm, Cs, Tb Br, Ba; у подножья склона – U, Th, Yb, Ta, Tb, Lu, La, Ce, Sm, As, Ba.

Литература

1. Василенко В.Н. Мониторинг загрязнения снежного покрова / В.Н. Василенко, И.М. Назаров, Ш.Д. Фридман. – Л.: Гидрометеоиздат, 1985. – 185 с.
2. Геохимия окружающей среды / Ю.Е. Сает, Б.А. Ревич, Е.П. Янин и др. – М.: Недра, 1990. – 335 с.
3. Л.П. Рихванов, Е.Г. Язиков, Ю.И. Сухих и др. – Томск, 2006. – 216 с.
4. Руководство по контролю загрязнения атмосферы. РД 52.04.186 № 2932-83. – М.: Госкомгидромет, 1991. – 693 с.
5. Шатилов А.Ю. Вещественный состав и геохимическая характеристика атмосферных выпадений на территории Обского бассейна: Автореферат Дис. … канд. геол.-минер. наук. – Томск, 2001. – 24 с.
6. Экология Северного промышленного узла г. Томска. Проблемы и решения / Под редакцией А.М. Адама. – Томск: Изд-во ТГУ, 1994. – 260 с.
7. Язиков Е.Г. Экогеохимия урбанизированных территорий юга Западной Сибири: Диссертация докт. геол.-минер. наук. – Томск, 2006. – 423 с.

РОЛЬ РАСТИТЕЛЬНОСТИ В ПЕРЕРАСПРЕДЕЛЕНИИ ^{137}CS В АЛЛЮВИАЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ РЕКИ ЕНИСЕЙ

[1]А.В. Чугуевский, [1]М.Ю. Кропачева
Научные руководители старший научный сотрудник М.С. Мельгунов[2], ведущий научный сотрудник Ф.В. Сухоруков[2]
[1]Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия
[2]Институт геологии и минералогии СО РАН, г. Новосибирск, Россия

В настоящее время общеизвестным является тот факт, что в результате деятельности Красноярского горно-химического комбината (ГХК), пойма реки Енисей подверглась значительному загрязнению техногенными радионуклидами (ТРН) [1, 2, 3, 4]. Аллювиальные отложения содержат высокие концентрации ^{152}Eu, ^{154}Eu, ^{155}Eu, ^{137}Cs, ^{60}Co, ^{241}Am, ^{90}Sr и изотопов плутония. Кроме того, в водных растениях фиксируются такие короткоживущие ТРН, как ^{46}Sc, ^{51}Cr, ^{54}Mn, ^{58}Co, ^{65}Zn, что свидетельствует о продолжающемся, хотя и существенно сократившемся после 1992 года, сбросе. Ранее было показано [4], что все формы нахождения ТРН, определяющие их сохранность в аллювиальных почвах, препятствуют переходу их в водные растворы. Основные запасы ТРН, поступившие в р. Енисей в результате деятельности ГХК, прочно депонированы в почвах и донных осадках, и их водная миграция возможна только в составе взвесей.

Вместе с тем, по данным некоторых исследователей, в пробах воды Енисея даже в дальней зоне влияния ГХК присутствует ^{137}Cs. Этот факт может быть обусловлен либо продолжающимся сбросом ГХК, либо миграцией ^{137}Cs из аллювиальных отложений. Еще одним источником его в воде может быть растительность, произрастающая на загрязненной территории. В сходных по проблематике регионах (территории, подвергшиеся загрязнению в результате аварии на ЧАЭС, зона влияния комбината «Маяк») отмечается значительное накопление ^{137}Cs в растениях.

В данной работе на примере косы Атамановской, одного из островов, расположенного в ближней зоне влияния ГХК, была произведена оценка возможного вклада растительности береговой зоны в процесс вторичного перераспределения радионуклидов (как наиболее распространенный вид, нами была рассмотрена осока). Во-первых, именно в ближней зоне представлен весь спектр радионуклидов и концентрация их здесь достаточно высока, чтобы проводить аналитические работы с высокой степенью достоверности. Во-вторых, несмотря на то, что в рассматриваемом районе на протяжении последних лет ведется интенсивное изучение накопления радионуклидов водными растениями и животными (ИБФ СО РАН), работы по изучению концентрации ТРН растениями береговой зоны, которые подвергаются затоплению во время паводков, в настоящее время находятся на начальной стадии.

Ранее было установлено, что при стабильном состоянии окружающей среды, происходит избирательное накопление ^{137}Cs осокой [5]. Концентрации его в золе могут достигать 3700 Бк/кг. Другие гамма-излучающие ТРН в достоверных количествах в наземной части растений не фиксируются. При нарушении нормального цикла развития растения и его отмирании во время паводковых затоплений происходит вынос накопленного ^{137}Cs из их структуры.

С целью оценки скорости выноса накопленного ^{137}Cs был проведен лабораторный эксперимент, в ходе которого неозоленные навески пробы осоки, отобранной на косе Атамановской в августе 2007 г. (стебли и листья) были на различные сроки помещены в дистиллированную воду. По окончании эксперимента вода сливалась. Полученные растворы фильтровались, упаривались и анализировались на содержание ^{137}Cs.

Концентрации ^{137}Cs определялись также в высушенных остатках растений. Уже в течение первых суток в раствор переходит около 60 % ^{137}Cs. Результаты эксперимента приведены на рисунке.

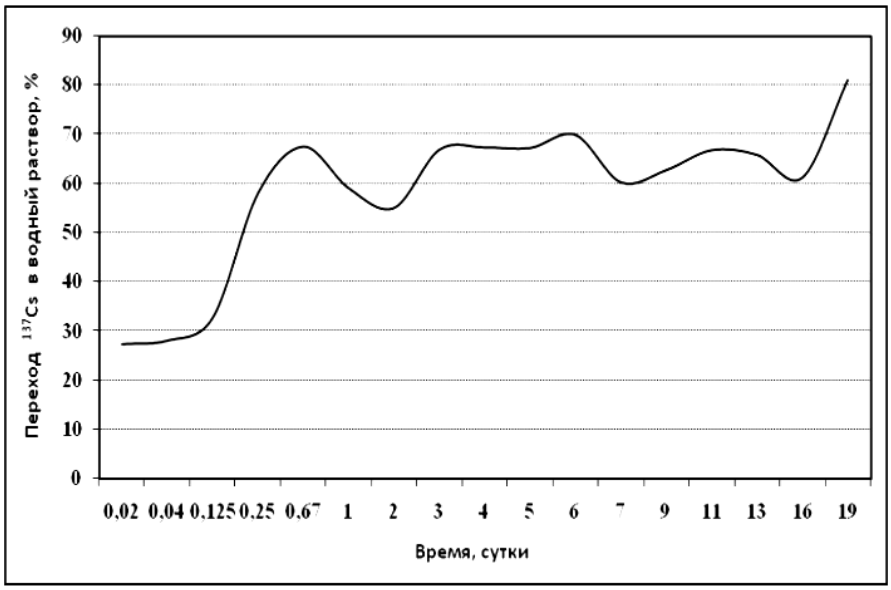


Рис. Переход ^{137}Cs в водный раствор

Это говорит о возможности повторного вовлечения ^{137}Cs в миграционные процессы из аллювиальных почв за счет жизнедеятельности растений на загрязненных территориях во время паводковых затоплений. Вынос, по-видимому, происходит и при стоке дождевых и талых вод. Возможно, именно этим, отчасти, обусловлена одна из основных особенностей распределения техногенных радионуклидов, как в целом для всего района влияния ГХК, так и для ближней его зоны, которая заключается в увеличении вклада ^{137}Cs в общий уровень загрязнения по мере удаления от комбината. В то время как изотопы европия и ^{60}Co сравнительно прочно фиксируются в аллювиальных отложениях и слабо переходят в растительный материал, ^{137}Cs подвергается постоянному перераспределению.

Литература

1. Кузнецов Ю.В., Ревенко Ю.А., Легин В.К. и др. К оценке вклада реки Енисей в общую радиоактивную загрязненность Карского моря // Радиохимия, 1994. – Т.36. – Вып.6. – С. 546 – 559.
2. Носов А.В., Ашанин М.В., Иванов А.Б. и др. Радиоактивное загрязнение р. Енисей, обусловленное сбросами Красноярского горно-химического комбината // Атомная энергия, 1993. – Т.74. – Вып.2. – С. 144 – 150.
3. Носов А.В. Исследование механизмов миграции радиоактивных веществ в пойме Енисея // Метеорология и гидрология, 1997. – №12. – С. 84 – 91.
4. Сухоруков Ф.В., Дегерменджи А.Г., Белолипецкий В.М. и др. Закономерности распределения и миграции радионуклидов в долине реки Енисей. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2004. – 286 с.
5. Чугуевский А.В., Мельгунов М.С., Сухоруков Ф.В., Кропачева М.Ю. Миграция техногенных радионуклидов в аллювиальных отложениях и растительности островов реки Енисей (ближняя зона влияния Красноярского ГХК) // Тяжелые металлы и радионуклиды в окружающей среде: Материалы IV Международной научно-практической конференции. – Семипалатинск, 2006. – Т.1. – С. 470 – 475.

ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В РАЙОНЕ БАКЧАРСКОГО ЖЕЛЕЗОРУДНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

И.Р. Шайхиев
Научный руководитель профессор Л.П. Рихванов
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Бакчарское месторождение находится в центральной части Западно-Сибирского железорудного района, междуречье рек Бакчар и Икса.

Прогнозные ресурсы железорудного месторождения по категории P_1 составляют 28,6 млрд. т, при С ср. - 34,12 % и по категории Р2-23,6 млрд. т.

При открытых разработках часто происходит осушение больших пространств поверхности Земли, прилегающих к карьерам, и вследствие этого вывод из сельскохозяйственного оборота значительных площадей пахотных земель. Особенно остро эта проблема стоит при добыче и переработке руд черных металлов и, в первую очередь, железа, поскольку здесь экологические проблемы возникают как на стадии добычи руд, так и на стадии переработки и обогащения руд, металлургического передела [3].

Метод подземного выщелачивания железных руд имеет большие преимущества перед шахтным или карьерным способами разработки. Это, прежде всего, отсутствие отвалов. Практически не нарушается земная поверхность. Трубопроводы и скважины, нарушающие ландшафт в период эксплуатации месторождения, легко ликвидируются после окончания работ и не оставляют следов на земной поверхности. Но могут возникнуть новые проблемы, которые надо предвидеть заранее и найти способы их предотвращения [1].

В конкретных условиях Бакчарского месторождения важной и совершенно неясной является проблема возможного проседания земной поверхности при отработке руд. Железные руды практически не будут выщелачиваться, а только растворяться, так как рудные минералы занимают до 70-75% объема руды. Некоторые из рудных минералов будут растворяться практически полностью (сидерит, гидрогетит и другие окислы), из алюмосиликатов железо будет выщелачиваться, оставляя кремнезем и часть алюминия. Это дает основание утверждать, что в результате химического извлечения железа, алюминия, фосфора объем руды уменьшится приблизительно на 50%, что может привести к проседанию поверхности, т.к. при мощности рудной толщи 40-50 м это равносильно ее уменьшению до 20-25 м. Но произойдет ли это проседание в действительности? Возможно, что на глубине 200-250 м подземные воды, находящиеся под давлением окажут сопротивление проседанию. Этот вопрос не может быть решен специалистами чисто теоретически, расчетным путем, так как требует экспериментальной проверки путем точных топографических измерений во время эксплуатации месторождения.

На опыте отработки урановых месторождений методом подземного выщелачивания отмечено, что во всем цикле работ имеется одно слабое звено, которое в практике эксплуатации месторождений может приводить, а иногда и приводит, к загрязнению почвенного покрова. Связано это обстоятельство с нарушением технологического регламента при закачке и откачке технологических растворов. При этом в устьях эксплуатационных скважин случаются разливы технологических растворов по различным причинам: заиливание и кольматация фильтров и прифильтровой зоны скважин, разрушение фильтров и обсадных труб, нарушение герметичности соединений трубопроводов в устьях технологических скважин. Естественно, что разливы технологических растворов должны всячески пресекаться и не допускаться. В условиях Бакчарского месторождения продуктивные растворы не представляют экологической опасности, так как не содержат вредных веществ. При разливе продуктивных растворов, содержащих железо, фосфор, ванадий, алюминий, они легко могут быть собраны путем сорбции их торфом, да и сами элементы не являются токсичными а относятся к разряду биогенных элементов. К тому же железо и алюминий при соприкосновении с кислородом воздуха выпадают в осадок в виде гидроокисей, сорбируя при этом другие элементы и микроэлементы.

Все это указывает на то, что способы борьбы с разливом технологических растворов на железорудных месторождениях просты и не представляют такой опасности, как это имеет место на урановых месторождениях.

Необходимо отметить, что предлагаемая методика разработки железных руд Бакчарского месторождения основана на одновременной комплексной эксплуатации двух крупнейших месторождений: железных руд и торфяных месторождений. В результате разработки торфяных месторождений будет создаваться новый культурный ландшафт, отвечающий всем экологическим требованиям, способный производить значительные объемы сельскохозяйственной продукции. Возможно, что ценность (стоимость) новых земель превысит стоимость добытых полезных ископаемых, так как они будут использоваться человеком и после отработки железорудных месторождений.

Еще одним источником экологической опасности могут быть электростанции, которые вначале, по всей вероятности, будут работать на торфе, и только затем переведены на горючие газы, получаемые при внедоменном восстановлении железа. Но по эксплуатации электростанций, работающих на торфе, имеется большой опыт, и поэтому меры экологической безопасности могут быть сразу предусмотрены в проекте.

Что касается участка приготовления рабочих растворов, то многие вопросы экологической безопасности отработаны на действующих предприятиях по производству соляной, серной и азотной кислот. Кроме того, проектом предусматривается получение слабых 10-20% растворов, которые сразу направляются на использование. Приготовление таких растворов значительно более безопасно в экологическом отношении, чем получение концентрированных кислот.

Все перечисленное свидетельствует о том, что работы по подземному выщелачиванию железа, алюминия, ванадия, фосфора могут быть организованы таким образом, что не будут представлять экологической опасности для окружающей природы и, более того, они преследуют цель создания первых островков культурного ландшафта среди безбрежного болотного ландшафта Васюганья [6].

Естественно может возникнуть вопрос, а не приведет ли осушение болот к появлению засухи? Можно твердо ответить, что нет. Даже если будет отработана вся площадь Бакчарского месторождения, осушенная площадь вряд ли превысит 1-2% от общей площади Васюганья. Ясно, что такие масштабы осушения болот вряд ли смогут существенно повлиять на климатические особенности региона. Тем не менее, генеральный план совместной разработки железорудных и торфяных месторождений несомненно требуется. Запасы воды в торфах настолько велики, что требуется точно знать гидродинамику торфяных вод, направление их течения для того, чтобы места отработки торфа не превратились в пространства занятые водой.

Также хотелось бы осветить экологическую ситуацию, которая возникает при разработке месторождения методом скважинной гидродобычи (СГД). При использовании метода скважинной гидродобычи отсутствуют вскрышные работы, что позволяет сохранить в целостности культурный слой почвы (табл.).

Достоинством метода СГД является и то, что этот метод предусматривает замкнутую схему водоснабжения, вследствие чего потребление воды будет невысоким, и поверхностные и подземные воды не будут загрязняться [4].

Таблица

Сравнительная характеристика возможных методов разработки

	Название метода		
	Карьерный	Скважинной гидродобычи	Подземного выщелачивания
Создание отвалов	+	-	-
Нарушение ландшафтов	+	-	-
Загрязнение атмосферного воздуха	+	-	-
Загрязнение поверхностных и подземных вод	+	-	-
Проседание земной поверхности	-	+	+
Микроземлетрясения	+	+	+
Безопасность труда	-	+	+

Примечание: + – присутствует; - – отсутствует;

Отсутствие взрывных и погрузочных работ и автомобильной откатки практически исключает запыленность и загазованность атмосферы и полностью снимает вопрос вентиляции, как при разработке месторождения глубокими карьерами или шахтами, тем самым обеспечиваются комфортные условия труда.

При СГД в ряде случаев можно осуществлять попутное обогащение руд около добычной скважины, а хвосты обогащения сбрасывать в отработанные камеры.

Кроме того, процесс рекультивации при применении метода СГД сводится к ликвидации добычных и разведочных скважин, планировке территории и передаче, отведенной под рудник, земли в народно-хозяйственное пользование.

Общая схема метода скважинной гидродобычи может предусматривать возврат хвостов обогащения с оборотной водой на добычной участок для закладки ими отработанных камер. Это позволит избежать устройства хвостохранилищ [7].

Если же подойти к методу СГД с экономической точки зрения, то простота основного оборудования предопределяет небольшие капитальные вложения. Дорогостоящие вскрышные работы заменяются бурением добычных скважин. С увеличением глубины разработки затраты на разработку месторождения возрастают незначительно. Попутное обогащение в процессе гидродобычи и гидротранспорта сокращает расходы на переработку руды и улучшает качество концентрата [5].

Автоматизация поточного гидравлического процесса добычи, доставки, подъема позволяет осуществлять полную автоматизацию производственного процесса, что полностью исключает получение травм рабочим персоналом.

Предлагаемая технология добычи железных руд может быть смело названа безотходной, так как в данном случае будут возникать только обезвреженные воды, большая часть которых не будет сбрасываться в речные или замкнутые водоемы, а будет консервироваться в отработанных рудных пластах.

Понятно, что разработка столь крупного месторождения повлечет за собой негативное воздействие на окружающую среду. Поэтому до начала крупных геолого-разведочных работ необходимо провести комплексную геоэкологическую оценку природных сред территории Бакчарского железорудного месторождения, чтобы впоследствии, после начала крупномасштабных работ, намечать пункты мониторинга по снижению негативного воздействия и определять основные источники загрязнения.

С марта по май 2006 года нами были проведены атмогеохимические исследования на Полынянском участке Бакчарского железорудного месторождения.

В период проектирования был подготовлен графический материал намеченных работ, составлены предварительные карты, используемые для определения методики работ, заданы объемы опробования и исследования и их размещение на площади наблюдений.

Были произведены атмогеохимические исследования: отбор проб снегового покрова на территории

Полынянского участка по 6 профилям (восточная часть Бакчарского железорудного узла) и в населенных пунктах Бакчарского района. Пробы снегового покрова отбирались с учетом элементов рельефа и их экспозиции по отношению к направлению ветрополевого переноса. Объем 1 пробы составлял 10-13 кг снега.

Также были отобраны 4 пробы снегового покрова на скважине №1 и пробы фоновых показателей. После пробоподготовки геохимический состав твердого осадка снега определялся в ядерно-геохимической лаборатории кафедры геоэкологии и геохимии ТПУ инструментальным нейтронно-активационным анализом (ИНАА) (аналитик А.Ф. Судыко).

По результатам проведенных анализов была подсчитана пылевая нагрузка на Полынянском участке (рис.1).

Также был посчитан коэффициент концентрации элементов в пылеаэрозольных выпадениях (рис.2, 3) по формуле: $Кк = C/C_{ф,}$ где С – содержание элемента в исследуемом объекте, $C_ф$ – фоновое содержание элемента.

Из выше сказанного следует вывод, что величина пылевой нагрузки по градации [2] является низкой, то есть уровень загрязнения на Полынянском участке составляет 1,3 мг/м^2*сут и в Бакчарском районе 1,4 мг/м^2*сут., что существенно ниже средней величины пылевой нагрузки по России, которая составляет 2,5 мг/м^2*сут.



Рис.1 Распределение пылевой нагрузки на Полынянском участке

Также нами в 2006 г. были проведены литогеохимические, биогеохимические и гидрогеохимические исследования на восточном участке Бакчарского железорудного месторождения (Полынянский участок). Отобраны пробы почв, растительности, поверхностных и подземных вод, донных отложений. Проведены радиогеохимические исследования, которые показали, что радиоэкологические показатели находятся в норме, хотя в некоторых случаях наблюдаются некоторые превышения, природу которых в дальнейшем необходимо будет объяснить.



Рис.2 Коэффициент концентрации элементов в твердом осадке снега в Бакчарском районе



Рис.3 Коэффициент концентрации элементов в твердом осадке снега на Полынянском участке

Литература

1. Бабец А.М., Лейзерович С.Г. Приоритетные направления развития природоохранных горных технологий в регионе КМА // Горный журнал, 2004. – №1. – С. 53 – 56.
2. Геохимия окружающей среды / Ю.Е. Сает, Б.А. Ревич, Е.П. Янин и др. – М.: Недра, 1990. – 335 с.
3. Жилин С.Н. Лебединский ГОК – российский лидер по качеству металлургического сырья // Горный журнал, 2004. – №1. – С. 17 – 19.
4. Колибаба В.Л., Киреев Ф.Ф. Концепция промышленного освоения запасов богатых руд КМА // Горный журнал, 2004. – №1. – С. 57 – 58.
5. Стрельцов В.И. Экологические и экономические аспекты освоения глубокозалегающих месторождений КМА / Стрельцов В.И., Мининг С.С., Серышев С.Н. // Горный журнал, 2004. – №1. – С. 65 – 68.
6. Тепляков И.М., Домаренко В.А., Молчанов В.И. Геотехнологические методы разработки железорудных месторождений Западно-Сибирского бассейна. // Геология и минеральнбые ресурсы Центральной Сибири. – Красноярск: КНИИГИМС, 2001. – Вып.2. – С. 169 – 175.
7. Технология скважинной гидродобычи богатых железных руд КМА / Британ И.В., Гостюхин П.Д., Аллилуев В.Н., Лейзерович С.Г. // Горный журнал, 2004. – №1. – С. 62 – 64.

ЭЛЕМЕНТНЫЙ СОСТАВ ВОЛОС ДЕТЕЙ ЗЫРЯНСКОГО РАЙОНА ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Д.В. Швецова
Научные руководители профессор Л.П. Рихванов, доцент Н.В. Барановская
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При возрастающем техногенном воздействии на природу важным является использование биоиндикаторов, чутко реагирующих на изменение микроэлементного состава окружающей среды. Для обеспечения систематического контроля качества территории удобно использовать материал, который легко отбирается, долго хранится и является депонирующей средой для большинства микроэлементов. Таким материалом, по признанию ряда ученых, является волос человека [2].

Простота и нетравматичность отбора проб, а также то, что данный субстрат отражает состояние организма человека [6], обусловило широкое применение волос в гигиенических и экологических исследованиях. Немаловажным является еще и высокая информативность волос (табл. 1)

Для исследования были выбраны дети, поскольку они считаются более восприимчивыми к воздействию техногенных факторов, но на них не воздействуют производственные факторы, а также они менее подвержены миграции.

Всего было отобрано 100 проб волос детей школьного возраста в 22 населенных пунктах Зырянского района, который находится в юго-восточной части Томской области. Зырянский район является преимущественно сельскохозяйственным. Вклад промышленности района в загрязнение природных сред невелик.

Важной геоэкологической проблемой в Зырянском районе, как и области в целом, является рост количества личного автомобильного транспорта и вследствие этого увеличение степени загрязнения природных сред. Кроме того, территория района испытывает техногенную нагрузку от промышленных предприятий г. Томска – объекты Северного промузла, Сибирский Химический комбинат (СХК), Томский нефтехимический комбинат (ТНХК).

Пробы волос отбирались по стандартной методике [8], рекомендованной МАГАТЭ. Микроэлементный состав определялся методом инструментального нейтронно-активационного анализа (ИНАА) с облучением в канале исследовательского ядерного реактора Томского политехнического университета (анализ проводился с.н.с. А.Ф. Судыко).

Таблица 1

Информативность диагностических биосубстратов для оценки воздействия химических элементов на человека [3]

Элемент	Кровь	Моча	Волосы	Ногти	Зубы
Фтор	-	++	++	-	++
Хром	+	+	+	+	+
Марганец	+	+?	++	-	-
Кобальт	+	-	+×	+	-
Никель	+×	+×	+×	-	-
Медь	+×	+	+×	+×	+
Цинк	-	+	+×	+	+
Мышьяк	+×	+	++	+	-
Селен	-	+	+	+	-
Кадмий	+×	++	+	+	+?
Сурьма	-	-	+	-	-
Ртуть	+	++	+	+	-
Свинец	++	+	++	+	++

Примечания: «++» - увеличение содержаний элемента в данном биосубстрате проявляется раньше, чем в других, и корреляционные связи с показателями среды всегда надежны; «+» - увеличение содержаний проявлено четко, но корреляционные связи с показателями среды выражены слабее; «+×» - увеличение содержаний проявлено только при высоких уровнях воздействия; «+?» - данные противоречивы; «-» - данные отсутствуют.

При изучении элементного состава волос детей Зырянского района было определено, что средние содержания практически всех элементов, кроме бария, в районе не превышают обобщенный по миру уровень, при сравнении со среднерегиональными значениями не выявлено превышений, за исключением незначительно больше накапливающихся в районе Rb и U (табл. 2).

Таблица 2

Сравнительные данные по содержанию химических элементов (мг/кг сухого вещества) в волосах человека [5]

Элемент	1	2	Томская область	Зырянский район
Ba*	0,0004-0,02	5	<5-46	<5-7
Br	0,0045-880	12,5	18,2	4,5 ± 0,4
Hf	-	-	0,09	0,025 ± 0,002
Eu			<0,005-0,008	<0,005-0,023
Fe	3-2400	4300	1198	116 ± 10,5
Au	-	$80*10^{-3}$	0,07	0,03 ± 0,003
Ca	7-10887	3200	3022	1862 ± 129
Co	0,005-0,46	$295*10^{-5}$	0,34	0,17 ± 0,02
Si	0,01-3600	-	-	-
La	-	-	0,41	0,28 ± 0,01
Lu	-	-	0,023	0,004 ± 0,0002
As	0,001-26	2,0	-	<0,1
Na	0,04-3500	650	810	604 ± 69
Ni	0,002-193	7,5	-	-
Hg	0,03-195	6	<0,05	1,56 ± 0,1
Rb	0,012-5,3	23,5	1,09	1,26 ± 0,1
Sm	-	-	0,11	0,04 ± 0,003
Se	0,002-66	-	0,23	<0,05-0,49
S	26000-570000	$440*10^{2}$	-	-
Ag	0,005-9	3,4	0,41	0,18 ± 0,02
Sc	-	-	0,11	0,013 ± 0,001
Sr	0,01-860	$50*10^{-3}$	-	-
Sb	0,007-38	6,5	0,19	0,06 ± 0,007
Th	-	-	0,16	0,011 ± 0,0008
U	0,0001-2,3	-	0,15	0,19 ± 0,01
Cr	0,026-65,3	3,8	7,6	1,23 ± 0,15
Ce	-	-	0,39	0,3 ± 0,04
Zn	<1-1770	260	164	158 ± 5,9

Примечание: «-» нет данных; 1- обобщенная сводка по миру [1]; 2- по данным справочника [7].

Относительно средних значений по Томской области были рассчитаны коэффициенты концентрации элементов в волосах детей и солевых отложениях питьевых вод (накипи). При рассмотрении геохимической специфики волос детского населения Зырянского района было выявлено, что в начале ряда находится уран: $U_{1,2} - Ce_{1} - La_{0,9} - Yb_{0,8} - Sm_{0,4} - Lu_{0,2} - Th_{0,1}$.

Такой же вид имеет геохимический ряд для накипи: $U_{1,7} - Ce_{1,4} - La_{0,5} - Th_{0,5} - Yb_{0,4} - Lu_{0,2} - Sm_{0,1}$.

Дело в том, что питьевые воды нескольких районов Томской области, в том числе и Зырянского, за счет особенностей их формирования в геологических формациях, специализированных на уран, имеют повышенные концентрации этого элемента (до $10^{-5} - 10^{-4}$ г/л) [4]. При потреблении населением воды элементы поступают в организм и депонируются в волосах.

Отдельно был рассмотрен элементный состав волос детей, проживающих в районном центре Зырянского района - с. Зырянское (рис.1).

Средние содержания изучаемых элементов в пробах сравнивались с помощью t - критерия Стьюдента: разница оказалась существенной для ряда элементов – Sc, Cr, Fe, Co, Zn, Br, Rb, Lu и Th. Полученный спектр элементов характеризуется более низкими содержаниями для с. Зырянское, только содержание Lu в волосах жителей поселка оказалось более высоким, нежели в среднем по району.

Величина Th/U отношения оказалась равной 0.1, данный факт говорит о том, что в волосах жителей Зырянского района идет сильное накопление урана, который, возможно, поступает в организм человека с питьевой водой.

Также был проведен сравнительный анализ содержания химических элементов в волосах мальчиков и девочек в возрасте от 12 до 15 лет в с. Зырянское (рис.2).

При сравнении с помощью t - критерия Стьюдента были получены следующие данные: по большинству элементов различия в содержаниях оказались несущественными; о существенной разнице в средних содержаниях можно говорить лишь в отношении таких элементов, как Na, Br и Sb, которые имеют более высокий уровень накопления в составе волос мальчиков. Величина Th/U отношения оказалась более высокой у девочек.



Рис.1 Элементный состав волос (в мг/кг) детей Зырянского района (по ИНАА)

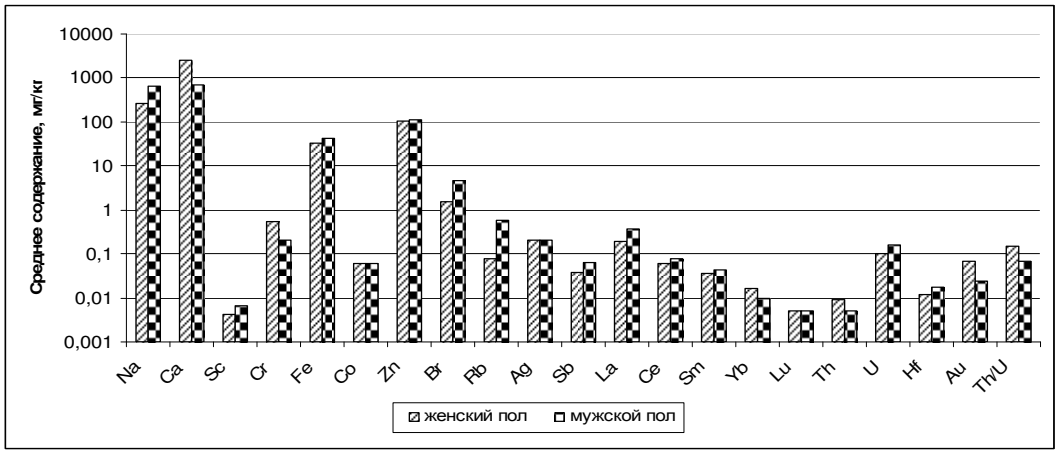


Рис.2 Элементный состав волос (в мг/кг) детей разного пола (по ИНАА)

Таким образом, можно сделать следующие выводы:

1) при сравнении средних содержаний микроэлементов в волосах детей Зырянского района со среднеобластными значениями не выявлено превышений, за исключением незначительно больше накапливающихся в районе Rb и U;

2) состав питьевых вод Зырянского района имеет прямое отражение в составе волос детского населения;

3) средние содержания химических элементов почти во всех пробах волос, отобранных в с. Зырянское, ниже, чем по району, превышение отмечено только для Lu;

4) при сравнении содержания химических элементов в волосах мальчиков и девочек в с. Зырянское определено, что повышенные содержания Na, Sb и Br наблюдаются в волосах мальчиков.

Литература

1. Зайчик В.Е., Агаджанян Н.А. Некоторые методологические вопросы медицинской элементологии // Вестник восстановительной медицины, 2004. – №3(9). – С. 19 – 23.
2. Кист А.А. Феноменология биогеохимии и бионеорганической химии. – Ташкент: Изд-во “ФАН”, 1987 – 235 с.
3. Ревич Б.А. Химические элементы в волосах человека как индикатор воздействия загрязнения производственной и окружающей среды // Гигиена и санитария, 1990. – №3. – С. 55 – 59.
4. Рихванов Л.П. Общие и региональные проблемы радиоэкологии / Л.П. Рихванов. – Томск: Изд-во ТПУ, 1997. – 384 с.
5. Рихванов Л.П, Барановская Н.В, Игнатова Т.Н. К геохимии живого вещества // Тяжелые металлы и радионуклиды в окружающей среде: Материалы Международной конференции – Семипалатинск, 2006. – С. 19 – 40.
6. Скальный А.В. Микроэлементозы человека (диагностика и лечение) / А.В. Скальный – М.: Изд-во КМК, 1999. – 96 с.
7. Человек. Медико-биологические данные. Доклад рабочей группы комитета II МКРЗ по условному человеку. – М.: “Медицина”, 1977. – 445 с.
8. Raybukhin Y.S. Activation analysis of hair as an indicator of contamination of man by environmental trace element pollutants. – IAEA, Vienna, 1978. – PL/50.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА F–РАДИОГРАФИИ ПРИ ИЗУЧЕНИИ КРОВИ ЧЕЛОВЕКА

С.П. Штылева
Научный руководитель доцент Н.В. Барановская
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Практически все химические элементы, находящиеся в земной коре способны попадать в организм человека, животных, оказывать влияние на их жизнедеятельность. Они поступают с водой, пищей, воздухом, а затем активно разносятся по всем тканям и органам человека. Основным их транспортером является кровь. Именно поэтому элементный состав крови является ярким показателем состояния окружающей среды, и изучение этого показателя – весьма актуальная задача в современном техногенно-измененном мире [2].

Каждый регион характеризуется своеобразным комплексом промышленных предприятий, которые формируют локальные зоны загрязнения, техногенные биогеохимические провинции, размеры которых могут быть достаточно четко определены [1]. Микроэлементный состав крови человека таких территорий имеет свою специфику. Поскольку химические элементы играют важную роль в биохимических, физиологических и других функциях живого организма, поэтому знание именно региональных особенностей способствует выработке нормативных показателей для конкретной территории.

Кровь часто используют в качестве контрольного биосубстрата в исследованиях, связанных с проблемами охраны окружающей среды. Для такого субстрата как кровь человека характерна относительная стабильность состава, являющаяся следствием действия гомеостатических механизмов и, в известной степени, условиями существования человека. Любое отклонение от нормы вызывает у человека различные патологии, что в свою очередь служит показателем изменений окружающей среды. Изучение изменений микроэлементного состава крови является важным, с точки зрения практической медицины, для выявления и прогнозирования заболеваний, что широко применяется для индикации состояния окружающей среды, а также в целях составления региональных эталонов, которые важны для представления о микроэлементном составе всего организма человека.

Целью научной работы было определение характера распределения и концентрации элемента урана в крови человека при помощи метода f-радиографии.

Термин «радиография» дословно означает «запись излучения» [radio (лат.) – излучаю, grapho (греч.) – пишу]. Метод f-радиографии основан на регистрации осколков вынужденного деления тяжелых элементов (U и Th). Он позволяет с высокой точностью и чувствительностью раздельно выявлять пространственное распределение радиоактивных элементов при одновременном распределении их локальных и общих концентраций. Детектором служит лавсановая пленка, прилегающая вплотную к поверхности изучаемого объекта, на которой фиксируются следы воздействия нейтронов (треков) во время облучения [1].

Среди методов, дающих информацию о вещественном составе исследуемых объектов, особое место занимают ядерно-физические. Кратко суть радиографии можно описать следующим образом:

- облучение вещества заряженными частицами или ионами;
- фиксация следов-треков методом химического травления при выявлении скрытого изображения в фотоэмульсиях;
- подсчет треков (плотности треков в веществе), т.е. определение концентрации и пространственного распределения различных элементов [2].

Кровь для анализа была отобрана из вены в количестве 3-5 мл стерильным шприцом медицинскими работниками. В лаборатории кровь высушивалась в чашках Петри при $t^0 = 50\text{-}60^0$ С до сухого состояния. Затем сухой остаток крови истирался в агатовой ступке, помещался на предметное стекло, после чего оно покрывалось лавсановой пленкой и отправлялось для проведения анализа на Учебный ядерный реактор Томского политехнического университета. Одновременно с сухим остатком крови облучался эталон с известным содержанием урана. После облучения лавсан протравливался в растворе щелочи. Подсчет треков производился под микроскопом при увеличении ×10.

Анализируемым материалом является уже готовая проба (протравленная лавсановая пленка) сухого остатка крови жительницы пос. Худайбердинский Челябинской области. Проба представлена в виде шлифа, на котором расположены 2 образца крови (№ 1 и 2) и эталон.

Подсчет содержания элемента производится по формуле: $C_к = C_э * p_к / p_э$,

где $C_к$ и $C_э$ – содержание элемента в крови и эталоне на м;

$p_к$, $p_э$ – плотность треков над кровью и эталоном;

В итоге было получено содержание урана в образце №1 равное 0.19 г/т и в образце №2 = 0.13 г/т.

В исследуемой пробе, согласно данным инструментального нейтронно-активационного анализа, содержание урана находится ниже предела определения (<0.01). Использование метода f-радиографии позволило подсчитать содержание урана в крови и определить, что в данной пробе уран распределен неравномерно.

Литература

1. Рихванов Л.П. Общие и региональные проблемы радиоэкологии / Л.П. Рихванов. – Томск: Изд-во ТПУ, 1997. – 384 с.
2. Флеров Г.Н., Берзина И.Г. Радиография минералов, горных пород и руд. – М.: Атомиздат, 1979. – 224 с.

Секция 15

ИНЖЕНЕРНАЯ ЗАЩИТА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

НАПРАВЛЕНИЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ШАХТНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В ТРЕТЬЕМ ТЫСЯЧЕЛЕТИИ

А.И. Сечин, профессор

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Проблемы, сопровождающие добычу и переработку угля, представляющие собой обеспечение безопасности технологического процесса известны своей актуальностью. Анализируя накопленные научные знания в этой области, можно прийти к следующему заключению:

- вероятность наличия источника зажигания, как инициатора развития аварийной ситуации, равного 1 исключить нельзя;
- вероятность появления горючей смеси, как движителя аварийной ситуации, равного 1, так же исключить нельзя;
- следует иметь ввиду, что состав углей не однороден, а значит и основные пожаровзрывоопасные характеристики углей располагаются в широком диапазоне, т.е. они не представляют тех характеристик, что исследователи привыкли наблюдать у большинства веществ;
- с другой стороны, состав смеси участвующей в горении в первом приближении довольно несложен, но исследования горения гетерогенных систем в этой области не представлены.

Для наглядности анализа, ниже представлены пожаровзрывоопасные свойства веществ [1, 2], являющихся основным компонентом производственных пылегазовых систем шахтных технологических процессов.

Метан, CH_4.

Стехиометрическая концентрация, 9.48 % об.

Нижн. концентрац. предел распростр. пламени, % об.

НКП 4.01 В смеси Ar и O_2 (21 % об.).

НКП 4.83 В смеси He и O_2 (21 % об.).

НКП 16 Примесь N_2 2 % об.

НКП 17 Примесь CO_2 2 % об.

Верхн. концентрац. предел распростр. пламени, % об.

ВКП 17.2 В NO_2.

ВКП 17.3 В смеси Ar и O_2 (21 % об.).

ВКП 27 Примесь CO_2 2 % об.

Минимальная взрывоопасная концентрация кислорода, % об.

МВСК 14.6 Флегматизатор CO_2.

Максимальное давление взрыва, МПа.

МДВ 0.86 МПа Сосуд 0.04 $м^3$; концентрация горючего 9.4 % об.

Минимально флегматизирующая концентрация флегматизатора, % об.

МФКФ 24 Флегматизатор CO_2.

МФКФ 29 Флегматизатор H_2O.

Минимальная энергия зажигания, мДж.

МЭЗ 0.167 При 150 ºС.

МЭЗ 0.203 При 125 ºС.

МЭЗ 0.239 При 100 ºС.

МЭЗ 0.26 При 75 ºС.

МЭЗ 0.276 При 50 ºС.

Пределы детонационного горения, % об.

Нижний ДП 6,3.

Верхний ДП 13,5.

Температура самовоспламенения 318 ºС.

Уголь ископаемый марки АГ1/79.

Влага 6.58 % масс.

МДВ 0.8 Концентрация горючего 1500 $г/м^3$.

МСНД 11.9 Концентрация горючего 1500 $г/м^3$.

НКПРП 176 Дисперсность <200 мкм.

ССНД 6.9 Концентрация горючего 1500 $г/м^3$.

ТСАВ 540 ºС.

ТСАГ 280 ºС.

Уголь каменный марки Г6.

Влага 5.8 % масс.

МВСК 14 Флегматизатор N_2.

МДВ 0.88 Концентрация горючего 850 $г/м^3$.

МСНД 32 Концентрация горючего 850 г/м^3.
НКПРП 97 Дисперсность < 90 мкм.

Даже на основе поверхностной оценки можно констатировать: пожаровзрывоопасность углей изучена весьма скромно. А уголь является одним из основных компонентов горючей системы и по сути дела именно его чаще всего зажигает метановое возгорание.

Анализируя представленные результаты можно прийти к следующему, что повышение уровня пожаровзрывобезопасности можно ожидать, изменяя состав компонентов горючей среды, либо условий в которых она формируется. Так как ряд известных факторов исключить мы не в состоянии, предлагается перевести развитие аварийного процесса с параметрами взрыва (со всеми его поражающими факторами), в процесс дефлаграционного горения, с условиями выживания человека находящегося в зоне его действия.

Из выше сказанного следует: необходимо провести комплекс исследований горения как индивидуальных составляющей шахтной атмосферы, так и ее компонентов. Следует отметить, что горение гетерогенных систем сопряжено с рядом трудностей их моделирования, но проведение их видится необходимым. В результате проведения этих исследований можно ожидать следующие результаты:

1. Сама область горения такой смеси будет существенно уменьшена (если не исчезнет совсем), но параметры процесса горения будут более щадящими, чем в первоначальном случае (поражающие факторы). Тем самым можно ожидать выход в область пламени с низкими показателями (см. рис.), которые для человека, попавшего в зону их проявления, не будут носить катастрофический характер. Характеристики профиля ударной волны будут более пологими.

2. Снижение параметров проявления очага воспламенения, позволит ожидать затухания пламени, и нераспространения его по объему шахтной выработки в область присутствия пылевых осаждений с параметрами, позволяющими инициировать, а затем и интенсифицировать процесс распространения аварии.

Характерный профиль ударной волны при взрыве показан на рис.



Рис. Характерный профиль ударной волны
ΔP_+ ***– амплитуда волны давления;***
ΔP_- ***– амплитуда волны разрежения;***
τ_+ ***– длительность фазы сжатия;***
τ_- ***– длительность фазы разрежения***

Из литературных источников известно [3], что в большинстве случаев объемы скопления метана имеют место находиться:

У исполнительных органов комбайнов 0,1 – 0,5 м^3.

В пространстве между корпусом комбайна и забоем до 1 м^3.

На машинной дороге в очистных выработках крутых пластов могут иметь протяженность до 10 м и более, а объем – до 6 м^3.

В пространстве между корпусом комбайна и забоем, при нормальном проветривании очистных выработок, скорость скопления метана превышает 1,5 м^3/мин.

В пространстве над корпусом и машинной дороге выше, при нормальном проветривании очистных выработок, скорость скопления метана превышает 1 м^3/мин.

При обрушении свода, объем выделяющегося метана может достигать до 150 м^3/с.

Наряду с этим комплексом исследований предлагаются следующие мероприятия, позволяющие повысить степень безопасности рассматриваемой технологии:

Провести секционирование объема выработки и шахты в целом, ввести тамбура безопасности, представляющие собой водяные завесы (две водяные завесы с промежутком между ними в несколько метров), в этом объеме воздух насыщен водяным паром, точнее – туманом. Фронт пламени не пройдет через такой тамбур, только ударная волна. Сам же он будет проницаем для движущихся объектов.

Для успешного функционирования водяных завес, рекомендуется использовать воду представляющую собой водовоздушную систему, прекрасно гасящую энергию взрыва.

Водовоздушная система, предлагаемая для эффективного функционирования водяных завес, представляет собой пузырьковую водовоздушную среду (МВС), подразумевается покоящаяся или движущаяся пузырьковая водовоздушная среда, в которой газ в виде дискретных образований – пузырьков микроскопического размера содержится в непрерывной жидкой фазе. Данную среду рекомендуется использовать как прекрасно гасящую энергию взрыва.

Некоторая качественная характеристика МВС:

Газосодержание в МВС обычно не превышает 20 – 30 %.

При уменьшении размера пузырька ниже 100 мкм его скорость всплытия уменьшается как квадрат диаметра.

Наблюдается практически полное отсутствие процессов коалесценции в водовоздушных системах.

Значительный комплекс исследований выполнялся на водовоздушном стенде, где изучено влияние ряда факторов на МВС. Для создания дисперсионной среды использовалась: водопроводная вода и вода промышленного водопровода.

В результате проведенного исследования можно сделать следующий вывод:

необходимо разработать систему секционирования производственных объемов;

ввести тамбура безопасности, позволяющие секционировать наиболее опасные производственные участки;

внутри секций установить очистные комплексы, позволяющие очищать производственную атмосферу;

при организации тамбуров безопасности, применять водовоздушную среду, обеспечивающую непрохождение через тамбур волны взрыва;

изучить возможность состава шахтной атмосферы снижающего параметры процесса горения, не носящие катастрофический характер для обслуживающего персонала.

Литература

1. Баратов А.Н., Корольченко А.Я. Пожаро-взрывоопасность веществ и материалов и средства их тушения: Справочник. – М.: Химия, 1990. – Т.1, 2. – 880 с.
2. Бесчастнов М.В. Промышленные взрывы оценка и предупреждение. – М.: Химия, 1991. – 432 с.
3. Нецепляев М.И., Любимова А.И., Петрухин П.М. и др. Борьба со взрывами угольной пыли в шахтах. – М.: Недра, 1992. – 298 с.

О РАЗРАБОТКЕ МЕР ПО СТИМУЛИРОВАНИЮ СНИЖЕНИЯ СЖИГАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА НА ТЕРРИТОРИИ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

А.А. Аксенова
Научный руководитель ведущий инженер Д.М. Шрамов
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Основной вклад в загрязнение атмосферного воздуха вносят предприятия нефтегазодобывающего комплекса. За 2007 год в атмосферный воздух поступило 239,978 тыс. т загрязняющих веществ, выбрасываемых предприятиями нефтедобывающей отрасли, что составляет 81 % вклада в валовой выброс загрязняющих веществ на территории Томской области.

На территории Томской области ежегодно добывается более 2 млрд. $м^3$ попутного нефтяного газа (далее ПНГ), при этом на факелах сжигается более 520 млн. $м^3$.

Несмотря на то, что ПНГ является ценным углеводородным сырьем, на территории Томской области показатель утилизации ПНГ ежегодно снижается и за 2007 год составляет 74,75 % (см. рис.).



Рис. Фактическая утилизация ПНГ на территории Томской области, %

За 2007 год процент утилизации колеблется от 81,96 % (ЗАО «Соболиное») до 2,44 % (ЗАО «Томск Петролеум унд Газ»). На крупнейшей нефтяной компании ОАО «Томскнефть ВНК» утилизация ПНГ за 2007 год составила 79,7 %.

В настоящее время вопрос утилизации попутного нефтяного газа регламентируется лицензионными соглашениями (Министерство природных ресурсов), либо согласованным проектным документом

(технологической схемой разработки месторождения) с ЦКЗ (центральная комиссия по запасам). Большинство недропользователей не занимаются всерьез вопросом утилизации попутного газа и не выполняют лицензионные требования.

Налоговым Кодексом РФ определена «нулевая» ставка платежа за извлечение попутного нефтяного газа. Это не понуждает предприятия нефтегазового комплекса предпринимать решения по рациональному использованию природных ресурсов, а государство теряет значительные финансовые средства за потерю невосполнимых ресурсов при сжигании ПНГ на факелах.

Вышесказанное противоречит посланию Президента РФ В. Путина, в котором отмечено, что бережное и рациональное использование природных ресурсов на сегодняшний день является одним из приоритетных направлений государственной политики. И одним из таких ресурсов является попутный газ.

С одной стороны, решать проблему надо потому, что сжигание ПНГ приводит к ухудшению экологической ситуации. С другой, метан и прочие продукты переработки ПНГ все равно в итоге сжигаются, и отходы все равно выбрасываются в атмосферу, хотя и позже по технологической цепочке. Необходимо понять разницу между способами утилизации ресурса, ведь одно дело сжигать газ в месте добычи, совершенно другое, сжигать в месте потребления, когда дополнительно был получен положительный эффект в виде произведенной тепловой и электрической энергии.

Проблема утилизации попутного нефтяного газа является комплексной экологической, технической и экономической задачей и не может быть решена одномоментно. Если на крупных нефтяных месторождениях она решена, хотя бы частично, то для малых труднодоступных нефтегазовых месторождений эта задача требует неотложного решения. Попытки отдельных нефтяных компаний решить эту проблему не дали ощутимого результата, и утилизация ПНГ остается на низком уровне по ряду объективных и субъективных причин.

Ключевая причина, почему до сих пор проблемы утилизации ПНГ так и не решены, заключается в противоположности интересов государства и бизнеса. Если государство заинтересовано в «рациональном использовании недр», то частные компании, в первую очередь, стремятся к максимизации получаемой прибыли. Последнее, соответственно, далеко не всегда совпадает с пониманием государства о рациональности использования природных ресурсов.

Если считать ПНГ товарной продукцией нефтяной компании, то его цена должна соответствовать реальному уровню затрат на добычу, сбор, подготовку и транспорт газа на газоперерабатывающие предприятия или в магистральный газопровод. Экономические расчеты показывают, что учет всех элементов затрат при транспорте газа на удаленные ГПЗ с применением компрессорной технологии выводит его себестоимость на уровень, в несколько раз превышающий его отпускную цену.

Большинство разрабатываемых в настоящее время месторождений удалены от соответствующей инфраструктуры транспорта и переработки, находятся на стадии падающей добычи, а потому для них возможно общее объективное снижение уровня утилизации ПНГ.

Управление Ростехнадзора по Томской области было одним из участников разработки экономических механизмов стимулирования повышения уровня утилизации ПНГ. Федеральной службой Ростехнадзора, при участии специалистов Управления по Томской области, ведется работа по выработке мер, стимулирующих предприятия нефтедобывающей отрасли к снижению объемов сжигания ПНГ и рациональному использованию природных ресурсов, в том числе путем значительного увеличения платы за выбросы загрязняющих веществ при сжигании ПНГ на факельных установках. Одна из них – введение в систему расчета платы за выбросы загрязняющих веществ коэффициента «нерационального использования ПНГ» (с внесением соответствующих изменений в п.2. постановления Правительства РФ от 12.06.2003 г. № 344), что приведет к увеличению платы за выбросы в атмосферу. Еще один рычаг – ужесточение учета экологических требований при проведении государственной экспертизы проектной документации, для того чтобы уже на стадии проектных решений обустройства месторождений закладывались необходимые меры по утилизации газа.

На примере нефтедобывающих предприятий Томской области разрабатываются коэффициенты нерационального использования природных ресурсов, которые введут в действие механизм экономического стимулирования.

В частности, предлагается установить, что с начала 2009 года плата за выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух, образующихся при сжигании на факельных установках свыше 15 % (а с 2011 года свыше 5 %) от добытого ПНГ, будет рассчитываться как за сверхлимитное загрязнение атмосферного воздуха в соответствии с пунктом 5 «Порядка определения платы…» (утв. Постановлением Правительства РФ от 28.08.1992 года № 632).

При расчете платы за выбросы к нормативам платы за выбросы в атмосферный воздух ЗВ, образующихся при сжигании на факельных установках ПНГ будет применяться дополнительный коэффициент «нерационального использования ПНГ» ($К_{пнг}$), ориентировочно равный 3,56.

Принятие данной программы приведет к увеличению поступления платы в консолидированный бюджет Томской области ориентировочно до 1 млрд. руб. при не внедрении предприятиями нефтедобывающей отрасли мероприятий по уменьшению объемов сжигания попутного нефтяного газа. Государству важно создать экономические условия (штрафы, НДПИ (налог на добычу полезных ископаемых), приоритетный доступ и т. д.) вовлечения всех продуктов добычи нефти, в том числе и ПНГ, в хозяйственный оборот, так, чтобы ПНГ было выгодно утилизировать.

Однако, для создания дополнительного стимула по повышению уровня утилизации ПНГ, необходимо внести в Правительство РФ предложения в части введения льгот по плате за негативное воздействие на окружающую среду и определить порядок корректировки платы с учетом затраты средств на выполнение природоохранных мероприятий в соответствие с действующим бюджетным законодательством.

ИССЛЕДОВАНИЕ СПОСОБА ВИБРОИЗМЕЛЬЧЕНИЯ ФТОРАНГИДРИТА

А.А. Волков
Научный руководитель профессор Ю.М. Федорчук
Томский государственный университет, г. Томск, Россия

В настоящее время существуют различные методы получения порошковых материалов. Порошки получают, как правило, механическим измельчением. Технологические и химические свойства их определяются такими характеристиками, как размер и форма частиц, наличие примесей, дефектность кристаллической структуры. В связи с этим, большое значение имеют процессы механического измельчения порошков. Размол может осуществляться в вихревых и шаровых мельницах, которые обладают высокой производительностью, но и не лишены существенных недостатков. Они дают большое количество примесей от намола материала корпуса и мелющих тел, в вихревых мельницах не всегда удается получить материал ниже определенной величины крупности, а время работы шаровых мельниц может доходить до сотен часов.

Особое место занимают вибрационные мельницы. Они наиболее эффективны при тонком измельчении материалов (менее 100 мкм), причем, чем тоньше требуется помол, тем выше эффективность этого способа измельчения.

В сравнении с другими мелющими машинами применение вибромельниц обеспечивает:

- повышение производительности за счет сокращения времени помола;
- уменьшение расхода электроэнергии;
- уменьшение износа аппарата и мелющих тел;
- получение более чистого конечного продукта;
- достижение высокой тонины помола;
- использование мелющих тел из различных материалов.

В связи с тем, что в промышленности, образующиеся твердые отходы, в частности фторангидрит – твердый отход фтороводородного производства, имеют различный гранулометрический состав, а при последующей их утилизации требуется как дозировка, так и активизация некоторых свойств, поэтому возникает необходимость в процессе измельчения высокоинтенсивным способом. Нами был выбран способ измельчения фторангидрита в вертикальной вибромельнице.

На рис. представлена лабораторная вибромельница.

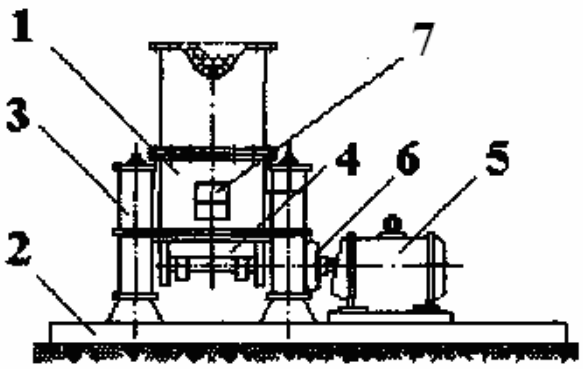


Рис. Лабораторная вибромельница
1 – камера измельчения объемом 3,2 л; 2 – фундаментная плита; 3 – стальные амортизаторы;
(4 – 6) – электромеханический вибратор; 7 – окно выгрузки

Мельница состоит из цилиндрической вертикально расположенной камеры, в которую загружены стальные шары диаметром 30 и 15 мм. Камера оборудована вибратором и демпфирующими стальными пружинами. Загрузку фторангидрита с размерами гранул до 10 мм диаметром осуществляли сверху, а разгрузку производили снизу.

В связи с тем, что в верхней части лабораторной мельнице использовали шары диаметром 30 мм, поэтому фторангидрит предварительно отсеивали и подавали в мельницу гранулы не крупнее 5 мм.

Таблица

Результаты ситового анализа измельченного фторангидрита

№ п/п	Высота слоя шаров, см	Размер отверстий в ситах, мм						
		2,5	1,25	0,63	0,315	0,16	0,08	<0,08
1	9	3,5	6,2	8,1	13,5	16,7	13,3	38,7
2	12	3,2	5,8	3,5	12,1	10,2	8,8	56,4
3	15	3,1	5,2	2,9	9,3	5,7	6,2	67,6
4	18	3,3	6,1	3,9	13,2	6,9	7,4	59,2

Первые опыты показали, что производительность мельницы составила в непрерывном режиме 100 г за 4 секунды, или 90 кг/час, но при этом эффективность измельчения оказалась весьма низкой. Поэтому в последующем были проведены опыты по измельчению фторангидрита в периодическом режиме (с закрытым выгрузочным окном) при различной высоте слоя измельчающих тел. Высота слоя крупных шаров оставалась неизменной и составляла 30 мм, а высоту слоя шаров с диаметром 15 мм изменяли от 6 до 15 см. Навеска фторангидрита была неизменной по исходному гранулометрическому составу и составляла 100 г в каждом опыте, время виброизмельчения – 5 минут. После измельчения материал подвергался ситовому анализу.

Результаты опытов показаны в табл. Как видно из табл. наиболее эффективным измельчением фторангидрита в нашем случае является высота слоя измельчающих тел, равная 15 см. При этом производительность мельницы составила 1,2 кг/час или 0,375 т/м^3·час. У стандартных шаровых мельниц этот показатель составляет 0,04 т/м^3·час.

Таким образом, данный способ измельчения является более интенсивным по производительности в сравнении с традиционными шаровыми мельницами.

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ОЧИСТКИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ СТОКОВ, СОДЕРЖАЩИХ НЕФТЕПРОДУКТЫ

К.Ю. Гужова
Научный руководитель доцент Ю.В. Бородин
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время проблема загрязнения водных объектов (рек, озер, морей, грунтовых вод и т. д.) является наиболее актуальной, т. к. всем известно выражение «вода – это жизнь». Без воды человек не может прожить более трех суток, но, даже понимая всю важность роли воды в его жизни, он все равно продолжает жестко эксплуатировать водные объекты, безвозвратно изменяя их естественный режим сбросами и отходами. Ткани живых организмов на 70 % состоят из воды, и поэтому В.И. Вернадский определял жизнь как живую воду [1]. Следовательно, эту задачу надо решать как можно скорее и радикально пересмотреть проблему очищения промышленных сбросов.

Одной из основных причин загрязнения вод и изменения их гидрохимического режима является сброс в водоемы недостаточно очищенных сточных вод промышленных предприятий. Качественный состав и режим сброса производственных сточных вод существенно влияют на эффективность и стабильность процесса очистки сточных вод на городских очистных сооружениях, определяет качество очищенных сточных вод на выпуске в водный объект. На ухудшение процессов очистки городских сточных вод, предназначенных для очистки хозяйственно-бытовых и близких к ним по составу производственных сточных вод, влияют залповые сбросы загрязненных производственных сточных вод и нарушения установленных условий приема производственных сточных вод в сети городской канализации.

Подобные нарушения имеют место на одном из крупнейших в России предприятий нефтехимической отрасли – ООО «Томскнефтехим». Из-за низкой эффективности системы локальных очистных сооружений данного предприятия на биологическую очистку ЗАО «Городские Очистные Сооружения» поступают сточные воды с содержанием нефтепродуктов, превышающим ПДК. Это приводит к гибели комплекса бактерий и простейших микроорганизмов, используемых на узле биологической очистки стоков. Повысить степень очистки сточных вод до норм ПДК сброса в горколлектор поможет реконструкция системы локальных очистных сооружений на ТНХК.

Выбор схемы очистки сточной воды зависит от многих факторов: от количества различных стоков, от их расходов, от возможности и целесообразности извлечения примесей из сточных вод, от требования к качеству очищаемой воды. Применение того или иного метода в каждом конкретном случае определяется характером загрязнения и степенью вредности примесей. Проанализировав вышеперечисленные параметры и соотнеся их с производственной деятельностью рассматриваемого предприятия, можно сделать вывод о том, что наиболее действенными, требующими небольших капитальных и эксплуатационных затрат являются физико-химические методы очистки промышленных вод.

К физико-химическим методам очистки сточных вод от нефтепродуктов относят коагуляцию, сорбцию и флотацию.

Коагуляция – это процесс укрупнения дисперсных частиц в результате их взаимодействия и объединения в агрегаты. В очистке вод ее применяют для ускорения процесса осаждения тонкодисперсных примесей и эмульгированных веществ. Данный способ наиболее эффективен для удаления из воды коллоидно-дисперсных частиц, то есть частиц размером 1–100 мкм. Он может происходить самопроизвольно или под влиянием химических и физических процессов. В процессах очистки сточных вод коагуляция происходит под влиянием добавляемых к ним специальных веществ – коагулянтов. Коагулянты в воде образуют хлопья гидроксидов металлов, которые седиментируются под влиянием силы гравитации. Хлопья обладают способностью улавливать коллоидные и взвешенные частицы и агрегировать их. Так как коллоидные частицы имеют слабый отрицательный заряд, а хлопья коагулянтов – слабый положительный, то между ними возникает взаимное притяжение.

Сорбция представляет собой один из наиболее эффективных методов глубокой очистки от растворенных органических веществ сточных вод предприятий нефтехимической промышленности [2].

В качестве сорбентов применяют различные пористые материалы: золу, коксовую мелочь, торф, силикагели, алюмогели, активные глины и др. Эффективными сорбентами являются активированные угли различных марок. Пористость этих углей составляет 60 – 75 %, а удельная площадь поверхности 400 – 900 м^2/г. В

зависимости от преобладающего размера пор активированные угли делятся на крупно- и мелкопористые и смешанного типа. Поры по своему размеру подразделяются на три вида: макропоры размером 0,1–2 мкм, переходные размером 0,004 – 0,1 мкм, микропоры – менее 0,004 мкм.

В зависимости от области применения метода сорбционной очистки, места расположения адсорберов в общем комплексе очистных сооружений, состава сточных вод, вида и крупности сорбента и др. назначают ту или иную схему сорбционной очистки и тип адсорбера. Так, перед сооружениями биологической очистки применяют насыпные фильтры с диаметром зерен сорбента 3 – 5 мм или адсорбер с псевдоожиженным слоем сорбента с диаметром зерен 0,5 – 1 мм. При глубокой очистке производственных сточных вод и возврате их в систему оборотного водоснабжения применяют аппараты с мешалкой и намывные фильтры с крупностью зерен сорбента 0,1 мм и менее.

Флотация предназначена для извлечения из воды гидрофобных частиц (нефтепродукты) пузырьками газа, подаваемого в сточную воду. В основе этого процесса имеет место молекулярное слипание частиц масла и пузырьков тонкодиспергированного в воде газа. Образование агрегатов «частица – пузырьки газа» зависит от интенсивности их столкновения друг с другом, химического взаимодействия содержащихся в воде веществ, избыточного давления газа в сточной воде и т. п.

Сущность флотационного процесса заключается в специфическом действии молекулярных сил, вызывающих слипание частиц примесей с пузырьками газа, всплывание флотокомплексов и образованию на поверхности жидкости пенного слоя, содержащего извлеченные вещества. Слипание пузырьков воздуха происходит только с гидрофобными частицами (несмачиваемыми водой) или частицами, имеющими гидрофобные участки поверхности. Следовательно, для интенсификации флотационного процесса рекомендуется использовать реагенты, которые, находясь в воде, сорбируются на поверхности частиц, понижая их смачиваемость, а значит, повышают гидрофобизацию загрязнений. Кроме того, следует отметить, что понижение поверхностного натяжения повышает эффект флотационной очистки воды.

В зависимости от способа образования пузырьков газа различают следующие виды флотации: напорную, пневматическую, механическую, электрофлотацию, пенную, химическую, вибрационную, биологическую и др. В настоящее время на станциях очистки широко используют напорную, пневматическую и электрофлотацию [3].

Сущность метода напорной флотации заключается в выделении пузырьков газа из пресыщенного раствора при перепаде давления (рис). Газ выделяется в виде микропузырьков, зарождающихся непосредственно на частицах загрязнения, образуя прочные флотокомплексы. В данном методе во флотационную камеру подается два потока воды: очищаемая вода и рабочая жидкость (вода, насыщенная растворенным газом, в количестве 10 % от общего потока). Рабочая жидкость готовится в сатураторе – аппарате, где происходит растворение газа. Рабочее давление в сатураторе составляет 3–9 Бар, время растворения – не более 5 минут. В качестве рабочей жидкости может использоваться или исходная вода, но при этом усложняется эксплуатация, или очищенная вода, при этом увеличиваются габариты флотокамеры.

Очищаемая вода равномерно вводится во флотокамеру. Поток рабочей жидкости вводится через форсунки с высокой скоростью – 15–20 м/с. В результате резкого снижения давления на частицах загрязнений выделяется газ и протекает флотационный процесс.

Способ напорной флотации позволяет путем регулирования давления легко изменять количество растворенного воздуха и размер пузырьков, вводимых в обрабатываемую воду, в зависимости от состава взвеси в исходной воде.

Процесс напорной флотации отличается высокой эффективностью захвата мельчайшими пузырьками воздуха частиц загрязнений за счет того, что пузырьки выделяются из раствора непосредственно на загрязнениях, образуя хорошо сохраняющиеся флотокомплексы. Прочность флотокомплексов обеспечивается за счет малости размеров пузырьков, а также за счет того, что на одной частичке может образоваться несколько пузырьков. Однако скорость подъема таких флотокомплексов довольно низкая, а порой мельчайшие пузырьки не могут поднять частицу и комплекс находится во взвешенном состоянии, что можно увидеть при помощи стереомикроскопа. Таким образом, при напорной флотации обеспечивается прочное слипание пузырьков с загрязнениями, но при этом наблюдается небольшая скорость подъема образующихся флотокомплексов.

Данный недостаток полностью отсутствует при использовании метода пневматической флотации для очистки промышленных вод. Он основан на подаче сжатого газа (воздуха) в аэрационно-распределительную систему флотокамеры. Аэрационная система представляет собой мелкопузырчатые аэраторы различных типов – мембранные дисковые аэраторы, перфорированные резиновые шланги, пористые трубы и пластины и т.д. Газ под давлением проходит через отверстия аэраторов и в виде пузырьков одинакового диаметра выходит в очищаемую жидкость. Пузырьки под действием силы Архимеда всплывают, встречая на своем пути частицы загрязнений и образуя с ними довольно устойчивые комплексы. За счет равномерной подачи воздуха и образования пузырьков с одинаковыми размерами обстановка во флотационной камере спокойная, что обеспечивает надежный подъем флотокомплексов и получение устойчивого пенного продукта.

В настоящее время на станциях очистки широко используют электрофлотацию [4], так как протекающие при этом электрохимические процессы обеспечивают дополнительное обеззараживание сточных вод. Кроме того, применение для электрофлотации алюминиевых или стальных электродов обусловливает переход ионов алюминия или железа в раствор, что способствует коагулированию мельчайших частиц механических примесей сточной воды. Для очистки сточных вод электрофлотацией разработаны опытные лабораторные и промышленные аппараты с вертикальным и горизонтальным расположением электродов. Аппарат с вертикальным расположением электродов состоит из корпуса и электродов, пространство между которыми заполнено очищаемой жидкостью. При подключении электродов к источнику питания происходит выделение газов на электродах: на аноде – кислорода, на катоде – водорода. Наряду с этим происходит

растворение анода, изготовленного из дюралюминия (или стали). Образующийся гидроксид алюминия (железа) сорбирует частицы загрязнений с образованием хлопьев. Флотокомплексы «хлопья – пузырьки газов» поднимаются вверх и образуют пенный слой.

Существенное значение имеют также условия и способы удаления пены. Пена образуется на поверхности воды в результате всплывания пузырьков воздуха, несущих на себе удаляемые из воды примеси. Она должна быть достаточно прочной и не допускать попадания загрязнений в воду. Кроме того, пена должна обладать определенной подвижностью при перемещении ее к сбросным устройствам. Устойчивость и подвижность пены зависит от свойств и количества реагентов и загрязнений, вносимых в пенный слой. Стабилизации пены способствует наличие в воде хлопьев коагулянта, мелких частиц взвеси и поверхностно-активных веществ. Как правило, удаление пены из флотатора производят либо кратковременным подъемом уровня воды с отводом ее через лотки, расположенные равномерно по площади камеры, либо с помощью скребковых механизмов (пеногонов), перемещающих пену к сборным лоткам.

Достоинствами флотации являются непрерывность процесса, широкий диапазон применения, простая аппаратура, селективность выделения примесей, по сравнению с отстаиванием большая скорость процесса, а также возможность получения шлама более низкой влажности (90–95 %), высокая степень очистки (95–98 %), возможность рекуперации удаляемых веществ.

Главными загрязнителями сточных вод на ТНХК являются нефтепродукты. Они представлены следующими веществами: бензин, толуол, бензол, ксилол, метанол, фенол. Кроме того, в производственных стоках содержатся цианиды, метанол, соли, механические примеси. Руководствуясь данными фактами, целесообразно заменить существующую схему очистки сточных вод, представленную отстойником (а) на систему локальных очистных сооружений, предложенную нами (б), и состоящую из электрофлотатора и сорбционного фильтра.

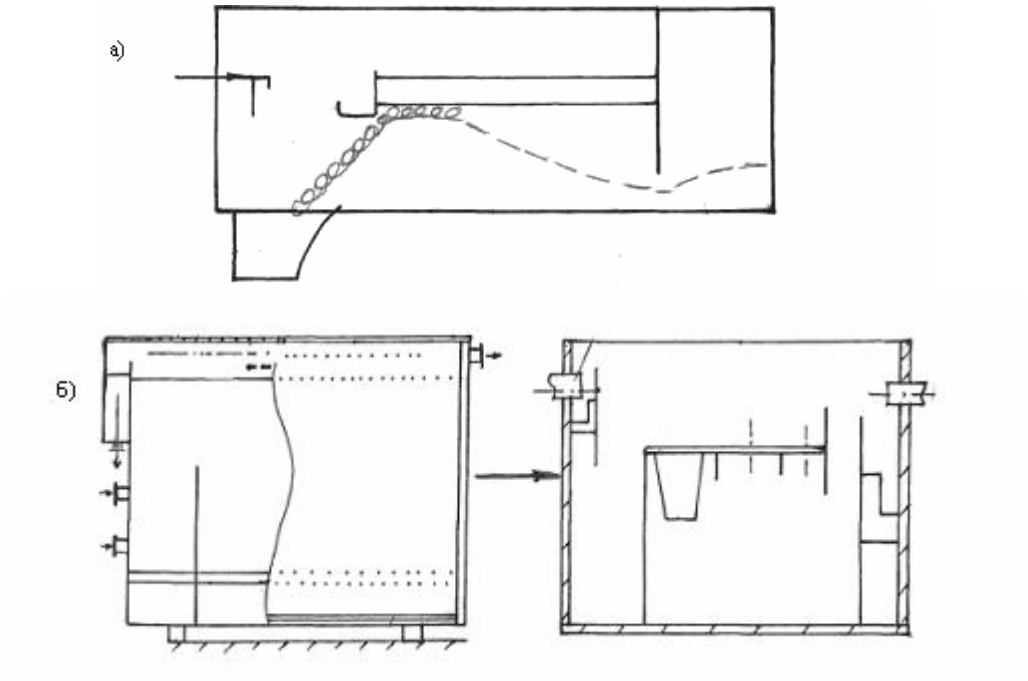


Рис. Схема очистки производственных стоков от нефтепродуктов

В настоящее время защита окружающей среды от нефтесодержащих сточных вод – одна из главных задач. Мероприятия, направленные на очистку воды от нефти, помогут сберечь определенные количества нефти и сохранить чистым воздушный и водный бассейны.

Очистка нефтесодержащих сточных вод должна обеспечивать:

- максимальное извлечение ценных примесей для использования их по назначению;
- применение очищенных сточных вод в технических процессах;
- минимальный сброс сточных вод в водоем.

Литература

1. Беспамятнов Г.П., Кротов Ю.А. Предельно допустимые концентрации химических веществ в окружающей среде. – Л.: Химия, 1987. – 289 с.
2. Жуков А.И., Монгайт И.Л., Родзиллер И.Д. Методы очистки производственных сточных вод. – М.: Стройиздат, 2002. – 189 с.
3. Захаров С.Л. Очистка сточных вод нефтебаз // Экология и промышленность России. – М., 2002. – №2. – С. 35 – 37.
4. Карелин Я.А., Попова И.А., Евсеева Л.А. и др. Очистка сточных вод нефтеперерабатывающих заводов. – М.: Стройиздат, 1982. – 237 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ОЧИСТКИ ГАЗОВ В ТРУБЧАТОМ ЭЛЕКТРОФИЛЬТРЕ

Т.Н. Гузеева
Научный руководитель профессор В.Ф. Панин
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Электрофильтр является наиболее универсальным средством удаления из газа мелкодисперсных частиц, которые не осаждаются под действием силы тяжести. Электрофильтры различных конструкций широко используются в технологических процессах [1]. Как всякое техническое устройство он обладает определенными преимуществами и недостатками.

Исследование процесса очистки газов проводилось на лабораторной установке, основными узлами которой является: трубчатый электрофильтр длиной 3 м, диаметром 0,2 м, длиной активной зоны 2,05 м; пылегенератор; контрольный фильтр; пылесос. Очищался воздух от катализаторной пыли состава $TiO(OH)_2$, $TiOCl_2$, $Al(OH)_3$, $AlCl_3$.

В эксперименте изменяли скорость газа в электрофильтре и напряженность электрического поля. Была рассчитана степень улавливания полидисперсной пыли по формуле:

$$\eta = 1 - \frac{q_2}{q_1} \cdot 100\% \quad (1)$$

где q_1, q_2 – запыленность газа до и после аппарата соответственно.

Для сравнения с экспериментальными данными был проведен расчет по теоретическому уравнению Дейча (2):

$$\eta = 1 - e^{-\frac{2\omega L}{\upsilon R}}, \quad (2)$$

где L – длина осадительного электрода; υ – линейная скорость газа в электрофильтре; R – радиус осадительного электрода; ω – скорость дрейфа частицы к электроду.

При выводе формулы (2) Дейчем были сделаны следующие допущения [2]:

1. Шарообразная частица пыли движется в однородном электрическом поле.
2. Заряд частицы не изменяется во времени и равен максимально возможному, полученному по ударному механизму.
3. Интенсивность турбулентности потока в любом сечении канала достаточна для полного выравнивания концентрации перемешивающихся частиц.

Скорость дрейфа рассчитывается из предположения, что на частицу пыли действует две силы: сила электрического поля ($F_э$) и сила сопротивления среды (F_c).

$$F_э = F_c, \quad (3)$$

$$QE = 6\pi\mu r\omega, \quad (4)$$

где μ – вязкость газа, Q – заряд частицы пыли

$$\omega = \frac{QE}{6\pi\mu r}, \quad (5)$$

где E – напряженность электрического поля.

Частицы пыли заряжаются по ударному и диффузионному механизмам, причем процесс зарядки протекает во времени. По диффузионному механизму заряжаются частицы меньше 1 мкм и процесс зарядки не зависит от напряженности электрического поля. Поскольку мы исследовали влияние электрического поля на степень улавливания частиц, а диффузионный механизм не учитывает это влияние, в дальнейшем, формула зарядки части по диффузионному механизму не используется. По ударному механизму заряжаются частицы размером более 1 мкм в сильных электрических полях [1]:

$$Q_{\max} = \left[4\pi\varepsilon_0 \left(1 + 2\frac{\varepsilon - 1}{\varepsilon + 2}\right) Er^2 \right] \frac{\pi k N_0 \bar{e}\tau}{4\pi\varepsilon_0 + \pi k N_0 \bar{e}\tau}, \quad (6)$$

где Q_{max} – максимально возможный заряд частицы пыли, ε_0 – электрическая постоянная вакуума, ε – диэлектрическая проницаемость вещества, k – постоянная Больцмана, N_0 – число Авогадро, $\bar{e}$ – заряд электрона, τ – время зарядки.

Первый сомножитель уравнения (6) выражает величину максимально возможного заряда, получаемого по ударному механизму и зависит только от электрофизических параметров вещества, из которого состоит частица пыли.

Результаты исследований и расчетов представлены в таблицу.

Из табл. видно, что данные теоретического расчета и эксперимента коррелируют друг с другом. Например, при линейной скорости газа 1,2 м/с расчетная степень улавливания уже при напряженности электрического поля $4{,}09 \cdot 10^5$ составляет величину, близкую к 82,8 %. Экспериментальное значение степени улавливания при этих условиях составляет 68 %.

По нашему мнению, несовпадение теоретических и экспериментальных результатов, получается, из-за того, что в теории Дейча не учитывается возможность перезарядки частицы. В действительности, частица, коснувшись осадительного электрода, перезаряжается и под действием электрического поля, получает заряд, по знаку совпадающий с осадительным электродом. На частицу пыли начинает действовать сила отталкивания, в результате чего частица покидает осадительный электрод. Попадая в межэлектродное пространство, частица пыли вновь взаимодействует с ионами газа, опять получает заряд, противоположный заряду осадительного электрода и вновь начинает двигаться к осадительному электроду. После осаждения она опять может перезарядиться и вновь покинуть осадительный электрод. Этот процесс перезарядки может закончиться только в

том случае, если силы адгезии или когезии превысят электрические силы отталкивания, возникающие на осадительном электроде. Поэтому движение частицы окажется периодическим. Неизвестно, сколько раз она может перезарядиться и когда она осядет на осадительном электроде. Это можно выяснить, только сравнив экспериментальные и теоретические данные по степени улавливания электрофильтров. Зная количество перезарядок для частиц пыли, которые можно классифицировать по их электрофизическим параметрам, например, диэлектрической проницаемости, электрическому сопротивлению, радиусу частиц пыли, геометрической форме, можно будет производить более точные теоретические расчеты для проектирования электрофильтров на конкретном месте для очистки газов от пыли.

Таблица

Зависимости степени улавливания пыли трубчатым электрофильтром от линейной скорости газа и напряженности электрического поля

Напряженность электрического поля, 10^5 В/м	Линейная скорость газа, м/с											
	0,15	0,3	0,45	0,6	0,9	1,2	0,15	0,3	0,45	0,6	0,9	1,2
	Степень улавливания, %											
	Теоретический расчет						Экспериментальные данные					
0	0	0	0	0	0	0	64,6	60,5	49,1	37,7	43	63,9
0,87	47,2	27,3	19,2	14,7	10,1	7,7	83,5	85,6	69,8	39,4	45,9	67,7
1,74	92,2	72,1	57,3	47,2	34,6	27,3	91,8	89,9	80	47,7	47,3	62,6
2,61	99,7	94,3	85,2	76,2	61,6	51,2	94,3	90,5	88,4	59	48,1	65,1
3,39	100	99,2	96	91,1	80,1	70,2	92,8	95,4	93,4	70,6	58	66,5
4,09	100	99,9	99,1	97,1	90,5	82,8	99,4	98,3	96	79,4	63,1	68
4,35		100	99,5	98,1	93	86,4	100	99,1	94,6	81,6	70,1	70,3
4,6		100	99,7	98,8	94,9	89,2		100	98,7	91,9	83,8	69,3
4,78		100	99,8	99,2	96	91		100	99,4	95,6	81,4	70
5,22			100	99,7	97,8	94,3			100	100	97,3	96
5,48			100	99,8	98,5	95,8					100	96,4
5,65			100	99,9	98,9	96,5						97,8
5,83			100	99,9	99,2	97,2						98,5
6,26				100	99,6	98,4						100

Примечание: Температура газа 120 ^{0}С. Запыленность газа 2–30 г/м^3. Отрицательная полярность коронирующего электрода.

Можно произвести качественную оценку периодичности движения.

При напряженности электрического поля $3{,}39 \cdot 10^5$ В/м на скорости 0,15 м/с степень улавливания составляет 92,8 %, расчетная величина 100 %, соответственно.

В соответствии с формулой (2) произведение скорости дрейфа на длину электрофильтра w L можно выбрать в качестве показателя, определяющего степень улавливания пыли электрофильтра. Если бы не происходило перезарядки частицы, то экспериментальные данные соответствовали теоретическим. Полное осаждение, как установлено экспериментально, происходит при той же скорости при напряженности электрического поля $4{,}35 \cdot 10^5$ В/м. Можно предположить, что частица на своем пути перетерпела перезарядку путь ее удлинился и осаждение происходит позже или чтобы на этом расстоянии осадить частицу необходимо увеличить напряженность. Значит произведение w·L является фактором, определяющим осаждение частицы. Сравним теоретически и экспериментальный фактор:

$$w \cdot L_{эксп.} = n \cdot w \cdot L_{теорет.}$$

Поскольку скорость дрейфа зависит от напряженности электрического поля, мы полагаем, что расчетное и экспериментальное значение скорости дрейфа равны между собой. Подставляя в формулу (2) значение степени улавливания равное 92,8 %, определяем значение n. Значение n = 2,63. Можно предположить, что в процессе движения частица перезаряжалась два или три раза. Очевидно, что такая оценка вероятностная и весьма приблизительная, однако при точном определении количества перезарядок можно более точно проводить расчеты, что может сэкономить время и средства. Накапливая экспериментальный материал и сравнивая его с теоретическими расчетами можно достаточно точно рассчитывать электрофильтры для практического использования.

Литература

1. Ужов В.Н. Очистка промышленных газов электрофильтрами. – М.: Изд-во Химия, 1967. – 344 с.
2. Справочник по пыле- и золоулавливанию. / Под ред. А.А. Русанова. – М.: Энергия, 1982. – 296 с.

ВЛИЯНИЕ НЕКОТОРЫХ ФАКТОРОВ НА КОНЦЕНТРАЦИОННЫЕ ПРЕДЕЛЫ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ПЛАМЕНИ В ГАЗОВЫХ СИСТЕМАХ

Т.А. Задорожная
Научный руководитель профессор А.И. Сечин
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Изучение безопасности технологических процессов затруднено из-за сложности процессов, протекающих в них, трудоемкости эксперимента и необходимости затраты на него больших средств. Сложность химических процессов объясняется происходящими в них физико-химическими, гидродинамическими и тепловыми превращениями. Законы отдельных явлений этого комплекса даются учениями о химической кинетике, гидродинамике и теплопередаче, однако общее решение, учитывающее их совместное влияние, отсутствует. Вследствие этого нет точной количественной оценки безопасности технологического процесса, а, следовательно, отсутствуют и надежные способы расчета технологического оборудования.

Пожалуй, одним из специфичных условий эксплуатации технологического оборудования в химических производствах является то, что в них присутствуют технологические стадии, использующие пониженные давления не только в газовых системах, но и в паровых средах. В этом случае актуальность вопросов обеспечения пожаровзрывобезопасности таких технологических процессов существенно возрастает.

1. Анализ влияния факторов, действующих на чувствительность среды к инициации и развитию аварийной ситуации в технологических процессах

При эксплуатации различного технологического оборудования химических производств газовые среды, находящиеся внутри рабочего объема, могут подвергаться воздействию различных факторов. Во внутренние полости могут попадать и накапливаться как горючие парогазовые компоненты, так и различные окислители, образуя горючие смеси. В технологическом оборудовании могут образовываться как обширные, так и локальные прогретые области. В этих зонах возможна термическая деструкция обращаемых в производстве веществ.

Воздействие далеко не всех перечисленных факторов на газовые и паровые среды технологического оборудования могут создавать в них пожаровзрывоопасные ситуации. Прогнозировать такие ситуации затруднительно, поскольку не изучено влияние этих факторов настолько достаточно, чтобы их использовать применительно к эксплуатации технологического оборудования, а некоторые факторы вообще не изучались.

С целью разработки соответствующего методологического подхода к повышению безопасности технологических процессов и проведения обследования по вопросам пожаровзрывобезопасности были проанализированы литературные данные по влиянию факторов, действующих в процессе эксплуатации технологических аппаратов на процессы воспламенения и распространения пламени по технологическим объемам.

Изменение условий внутри технологического оборудования, в которых происходит зажигание и воспламенение находящегося материала, может привести к потере смесью способности поддерживать распространение пламени в пространстве. Значение параметра, начиная с которого смесь становится негорючей, определяется как предел распространения пламени по данному параметру (по концентрации, давлению, степени разбавления и т.п.).

Эти общеизвестные положения исчерпывают существо понятия пределов распространения пламени в горючей смеси. Понятие пределов широко обсуждено в работах [1–6]. Метод экспериментального определения пределов распространения пламени по газо- и паровоздушным смесям изложен в ГОСТ 12.1.044-89. Существование пределов распространения является фундаментальным свойством горючих смесей. Из многочисленных экспериментов, проведенных многими исследователями, можно сделать вывод, что в существовании пределов не последнюю роль играет теплоотвод в свежую смесь. Механизм тепловых потерь из пламени в окружающую среду был положен в основу теорий, успешно объяснивших наблюдаемые особенности пределов распространения пламени многими исследователями [7–19]. Некоторые исследователи в объяснении пределов воспламенения используют влияние роли конвективных потоков и механизм растяжения фронта пламени [5, 20–28].

Опытное и теоретическое изучение предельных и околопредельных явлений позволит исследователям дать более полное определение природы пределов воспламенения.

На численные значения пределов распространения пламени значительную роль оказывает давление исходной смеси. В работах [29–31] показано, что с понижением давления область воспламенения вначале расширяется, а затем сужается, образуя область предельного состава в виде полуострова.

Экспериментально установлено [32–33], что для всех газовых смесей наблюдается изменение пределов воспламенения только лишь при значительном уменьшении давления. Для каждой горючей смеси существует определенное «минимальное давление», ниже которого при любом составе смеси воспламенение невозможно. В этой точке бедный и богатый пределы воспламенения совпадают. Можно ожидать, что использование реакционных объемов больших размеров при достаточной энергии зажигания приведет к тому, что пределы будут смыкаться при более низком давлении. Пределы, полученные при пониженном давлении, расширяют представление о характере проходящих химических процессов во фронте проходящего пламени и оказывающих влияние на характеристики пожаровзрывоопасности вещества. При повышении давления пределы воспламенения стремятся к некоторым предельным значениям. При давлении около $9{,}8 \cdot 10^4$ Па пределы воспламенения, особенно бедные, уже не зависят от давления [9, 33]. В работе [9] приводятся данные по зависимости бедного предела от давления, найденные при условии поджигания смеси сверху и распространения пламени вниз. В работе [34] исследовались пределы воспламенения при условии поджигания смеси снизу. Здесь также нижний бедный предел воспламенения (4,5 % водорода) не зависит от испытанных давлений.

Несмотря на значительное количество работ, в настоящее время еще не произведена достаточно полная оценка влияния на пределы воспламенения. Некоторые авторы своими работами доказывают совсем противоречивые результаты. Поэтому для технологических процессов, в которых обращаются взрывоопасные смеси, необходимы экспериментальные исследования для конкретных условий эксплуатации технологических аппаратов.

Пожалуй, самым специфичным условием эксплуатации технологического оборудования в химических производствах является то, что присутствуют технологические стадии использующие пониженные давления не только в газовых системах, но и в паровых средах. В этом случае актуальность вопросов обеспечения пожаровзрывобезопасности таких технологических процессов существенно возрастает. Установлено, что определяющими факторами в распространении пламени являются конвекция, передача тепла излучением и молекулярная теплопроводность. В работе [7] рассматривался процесс зажигания нагретыми телами, где большая роль отводилась конвективным потокам нагретого газа.

Различие в пределах воспламенения некоторых газов при распространении пламени вниз и вверх обуславливается конвекцией. Этого мнения придерживаются все исследователи. В количественных же оценках для особых условий мнения расходятся. Так в работе [37] авторы считают, что смеси, находящиеся за пределами области воспламенения, при отсутствии конвекции смогут поддерживать распространение пламени в ее присутствии, то есть конвекция может расширять область воспламенения.

Авторы работ [3, 4, 20] придерживаются противоположного мнения, которое соответствует выводам работы [20].

В работе [4] проведено опытное изучение влияния ускорения на пределы воспламенения природного газа в воздухе при атмосферном давлении и комнатной температуре. За предельные принимались смеси такого состава, которые распространяли пламя по всему объему реакционного сосуда (длина 0,155 м и диаметр 0,036 м). Было установлено, что с увеличением ускорения пределы воспламенения при распространении пламени вниз сужаются и, в конце концов, происходит смыкание пределов. При распространении пламени вверх пределы воспламенения зависят от величины ускорения слабее. Таким образом, с увеличением ускорения возрастает разница в пределах воспламенения при распространении пламени вверх и вниз.

Экспериментальные данные работы [4] для ускорений выше нормальных говорят о том, что при ускорениях ниже нормального будет иметь место расширение бедного и богатого пределов воспламенения. Такое предположение основано на экстраполяции опытных кривых. Возможность расширения области воспламенения при низких значениях ускорения отмечалась в работе [3].

Как отмечалось выше, состав парогазовых сред в технологических аппаратах меняется в процессе технологической операции. Состав этих парогазовых сред может меняться как по количеству компонентов, так и по содержанию, которое может изменяться в значительных пределах. Задача исследований сводилась, прежде всего, к определению нижней концентрационной границы между областями взрывоопасных и взрывобезопасных концентраций для всех возможных соотношений между компонентами. Исходный состав парогазовых сред усложняется в процессе ведения технологического процесса, особенно на стадиях синтеза веществ. Ниже дается анализ возможного влияния указанных воздействий на пожаровзрывоопасность парогазовой среды.

Газовые среды:

а) область взрывоопасности смеси водород-кислород-азот

Концентрационные границы взрывоопасности смеси водород-кислород-азот исследовались многими авторами, в основном, при атмосферном давлении. Большей частью исследовались водородо-воздушные смеси в области нижнего концентрационного предела. Широкий обзор материалов по такой системе приведен в работе [6], где представляет интерес зависимость концентрационного предела водородо-воздушной смеси от разбавления воздуха азотом при атмосферном давлении. Для анализа влияния содержания кислорода или азота на концентрационный предел водорода удобно пользоваться данными [6], пересчитанными на абсолютное содержание азота. Анализ дает направление экспериментальных исследований для установления концентрационной границы при разных давлениях.

б) влияние паров стороннего компонента на концентрационный предел водорода в системе водород-кислород-азот

Для большинства горючих газов применим принцип аддитивности, реализуемый формулой Ле Шателье. Таким образом, задача исследования влияния паров стороннего компонента предполагала, прежде всего, экспериментальную проверку выполнимости принципа аддитивности для смеси водорода и паров стороннего компонента.

в) влияние на пределы примесей горючих газов

Примеси горючих газов могут содержаться в различных количествах. По правилу Ле Шателье определено, что нижний концентрационный предел водорода при действии каждой из примесей должен уменьшаться не более чем на $0{,}4\cdot10^{-2}$ %, а суммарное уменьшение от действия всех примесей не должно превосходить $1{,}3\cdot10^{-2}$ % водорода.

Наряду с оценкой влияния примесей по принципу аддитивности, проанализировано возможное участие примесей или промежуточных продуктов их окисления в элементарных реакциях окисления водорода. Известно, что роль примесей может быть значительной. Так, в работе [7] обращается внимание на такой факт: введение в систему кислород-углеводород $1{,}6\cdot10^{-5}$ моля диэтилперекиси существенно усиливает реакцию в смеси [35].

Из механизма окисления окиси углерода [6] следует, что процессы с участием окиси углерода могут поставлять основной реакции атомарный кислород и гидроксид ОН, и, следовательно, примесь окиси углерода может оказать влияние на процесс окисления водорода.

Существенным моментом окисления метана, кетонов, жирных кислот, альдегидов является образование перекисных соединений, распад которых связан с образованием радикалов ОН и Н. Некоторый усредненный

цикл окисления сложных органических молекул рассматриваемых примесей, как правило, замедленней соответствующего водородного цикла. Можно говорить, что эффективная скорость «потребления» радикалов H и OH в окислении органики меньше соответствующей скорости для водородной цепи. Допустимо предположить поэтому, что радикалы примесных цепей могут вовлекаться в основную цепь и, тем самым, способствовать уменьшению нижнего концентрационного предела водорода;

г) влияние на пределы продуктов термической деструкции неметаллических конструкционных материалов

Необходимость учета газовых продуктов термической деструкции конструкционных материалов при анализе взрывобезопасности газовых сред замкнутых объемов отмечалась многими авторами. Исследования состава продуктов термической деструкции ряда конструкционных материалов позволили сделать вывод, что окислительная деструкция начинается лишь при температурах более 373 К. В продуктах газовыделения обнаружены некоторые количества водорода, метана и окиси углерода. Основным продуктом газовыделения вплоть до 423 – 473 К является воздух. В ряде случаев методом масс-спектрометрии обнаружены сложные продукты газовыделения, относящиеся, по-видимому, к тяжелым углеводородам.

Результаты анализа продуктов газовыделения подтверждают мнения о возможности поступления в газовую среду технологического объема аппарата ощутимых количеств горючих компонентов при термическом разложении конструкционных материалов.

Степень влияния продуктов газовыделения на взрывоопасность газовой среды технологического объема аппарата определится величиной объема, массой конструкционного материала, долей прогреваемого материала и составом газообразных продуктов.

Общеизвестно, что нагрев горючих смесей ведет к расширению области распространения пламени, а локальные прогревы в технологическом объеме достигают до 473 К. Имеется большое число данных по количественному учету изменения концентрационных пределов при повышении начальных температур [6]. Было установлено, что изменение концентрационных пределов при увеличении начальной температуры происходит по линейному закону.

В ГОСТ 12.1.2004 приведены рекомендации по вычислению нижнего концентрационного предела распространения пламени при температуре, отличной от комнатной. Согласно этим рекомендациям, при повышении начальной температуры на 373 К нижний концентрационный предел изменяется на 8 – 10 % (при фактическом допущении линейного характера зависимости концентрационного предела от начальной температуры). Можно ожидать, что нижние концентрационные пределы для исследуемых атмосфер при самых неблагоприятных условиях – повышении начальной температуры в отдельных точках атмосфер технологического объема до 473 К – должны уменьшиться на 16–20 %.Следует отметить, что указанное правило в данном случае можно использовать как оценочное. В широкой области около предельных концентраций пламена водорода обычно имеют ячеистую структуру и реализуются по механизму избирательной диффузии. В условиях специфики механизма распространения бедных водородных пламен степень влияния температурного фактора может быть иной, чем предложенная в стандарте.

На основании проведенного анализа можно сформулировать следующее утверждение:

- в некотором смысле предел представляет фундаментальное свойство горючей смеси, проявляющееся при критических условиях;
- естественная конвекция в продуктах сгорания приводит к гашению пламени стенкой реакционного сосуда;
- опытное и теоретическое изучение предельных и околопредельных явлений позволит дать более полное определение природы пределов воспламенения;
- для каждой горючей смеси существует определенное «минимальное давление», ниже которого при любом составе смеси воспламенение невозможно;
- установлено, что определяющими факторами в распространении пламени являются конвекция, передача тепла излучением и молекулярная теплопроводность;
- для большинства горючих газов применим принцип аддитивности, реализуемый формулой Ле Шателье.

Из изложенного выше следует, что данные по влиянию отдельных факторов либо отсутствуют, либо их недостаточно для того, чтобы определить концентрационные границы распространения пламени в газовых средах технологических аппаратов. Наблюдается полное отсутствие исследований парогазовых систем основного компонентного состава атмосфер технологических объемов химических аппаратов.

В свете изложенных представлений о сущности явления пределов изучение роли ряда факторов, в первую очередь, давления, компонентного состава, может иметь принципиальное значение для формирования правильных представлений о сущности пределов распространения пламени.

Несмотря на значительное количество работ, в настоящее время еще не произведена достаточно полная оценка влияния различных факторов на пределы воспламенения. Некоторые авторы своими работами доказывают совсем противоречивые результаты. Поэтому для технологических процессов, в которых обращаются взрывоопасные смеси, необходимо проведение экспериментальных исследований, максимально приближенных к конкретным условиям эксплуатации технологических аппаратов.

2. Исследования критических условий распространения пламени по газовым модельным системам

При выборе параметров проектирования технологического оборудования должны быть учтены все ситуации производственного процесса, при которых контролируемые параметры взрывоопасности минимальны.

Различия атмосфер в технологических аппаратах (и производственных объемах) и определяют различия в их исследовании: определение предельно допустимых концентраций (ПДК) взрывоопасного компонента, ПДК по сложному горючему, максимально взрывобезопасного содержания окислителя.

Анализ литературных данных и представлений о пределах распространения пламени, а также их развитие по мере получения новых результатов показывают, что для выявления закономерностей пределов необходимы комплексные исследования. При отсутствии литературных данных необходимы исследования влияния на пределы следующих факторов: термодеструкции материалов, начальной температуры T_0 для разбавленных смесей при разных P, исследования пределов по сложному горючему.

Для изучения газовых модельных систем была создана комплексная экспериментальная установка с искровым генератором [38], взрывными камерами с откачкой и напуском в них газов, устройством для измерения скорости горения, устройством для термодеструкции материалов. Статистическая ошибка измерения пределов ~ 1 %, аппаратурная ~ 3-5 %.

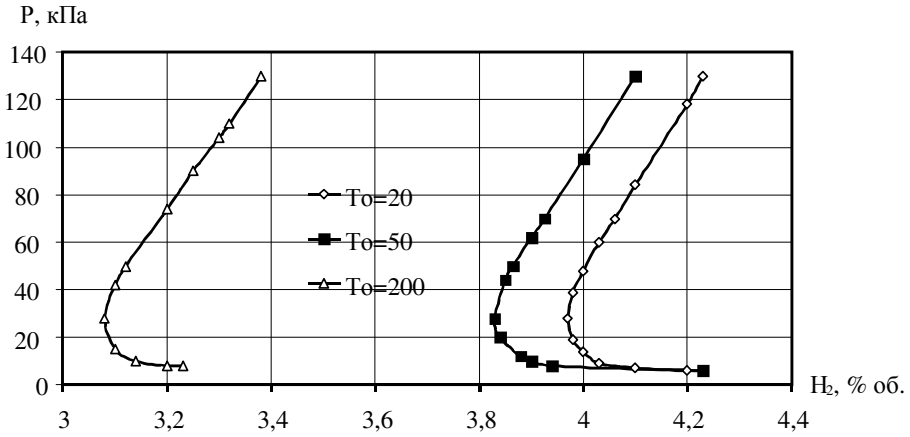


Рис.1 Зависимость предельных условий чувствительности смеси H_2-O_2 к инициирующему воздействию источника зажигания при изменении давления и температуры

На представленной установке авторами было установлено, что для модельной системы H_2-O_2, (рис.1), при увеличении P нижний концентрационный предел распространения пламени (НКПР) сначала уменьшается, затем возрастает: имеет место второй предел распространения пламени по P – первое опытное подтверждение вывода теории конвективных пределов (Л.А. Ловачев., А.Н. Баратов) о его возможности. В расчете на 100°C уменьшение НКПР H_2 составляет ~ 12 %, влияния отдельных микропримесей или продуктов деструкции на НКПР невелики и практически взаимно компенсируются. Фундаментальная скорость горения модельной системы V_0, определенная при g = 0 методом бомбы постоянного давления, сложным образом зависит от $P_и[H_2]$. Для предельных V_0 = 2; 1,5; 1 см/с (по Д.Б. Сполдингу, Я.Б. Зельдовичу) определены НКПР модельной системы H_2-O_2 при разных P и установлено, что второй предел существует при g = 0, НКП H_2 существенно меньше, чем при $g = g_0$, что соответствует пределам при больших g (А.Н. Баратов, В.Н. Кривулин). Для формирования пламени при g = 0 необходимы повышенные длительности, энергосодержания инициирующих разрядов и значительные пространства для протекания реакций, определяемые по критерию Пекле. С учетом данных ограничений, влияния P, T_0 минимальный НКПР H_2 = 2 % об.

В части пожарной опасности исследована модельная H_2-O_2-N_2 система с $[O_2]$ = Const. При уменьшении P область горения модельной системы расширяется, затем сужается до смыкания НКПР и ВКПР (рис.2). При $[O_2] < 9–10$ % область второго предела расширяется до смыкания НКПР с ВКПР, уменьшение НКПР при повышении T_0 не линейно. При $[O_2] < 4,8$ % об. горение отсутствует.

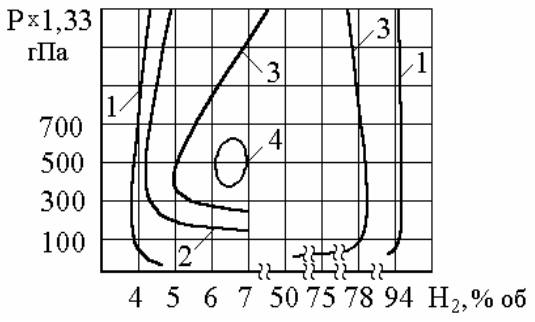


Рис.2 Зависимость пределов распространения пламени в системе H_2– O_2–N_2 от давления и содержания кислорода: 1 – H_2-O_2; 2 – 6 % об. O_2; 3 – 5,1 % об. O_2; 4 – 4,8 % об. O_2

Полученные результаты – количественное следствие развития концепции аэротермохимического процесса распространения пламени в модельных системах обращающихся в полостях химических аппаратов – позволили определить направленность и методологию исследования. Ее существенный момент – установление второго предела при отсутствии конвекции, действие которого, согласно конвективной теории, и обуславливает его возможность. Этот факт дает основание связать второй предел с ролью P в цепной реакции окисления, происходящей во фронте распространяющегося пламени, аналогичной его роли при самовоспламенении.

Ярким продолжением представленных результатов могут явиться исследования пределов распространения пламени на других модельных системах: пар растворителя + воздух, аэровзвесь горючего материала + воздух.

Из приведенных выше экспериментальных результатов для развития представления о пределах распространения пламени в газах определенное значение имеет следующее:

- установление в систематических исследованиях второго (верхнего) предела по давлению;

▪ установление закономерностей изменения нормальной скорости горения бедных водород-кислородных смесях при разных давлениях;

▪ явление второго (верхнего) предела достаточно широко комментируется исследователями. Представляет несомненный интерес рассмотреть это явление с точки зрения существующих представлений о пределах распространения пламени.

3. О феноменологии пределов распространения пламени в зависимости от давления.

Возможно несколько аспектов рассмотрения явления верхнего предела пламени по давлению. Один из них сугубо качественный, построенный на основе существующих представлений об окислении водорода как о цепном процессе.

Если уменьшить давление ниже критического, то активные центры будут свободно диффундировать к стенке и гибнуть на ней со скоростью, превышающей скорость их образования. При повышении давления выше критического наблюдается резкий переход из области, где реакция практически не протекает, в область взрывного режима.

Переход из области стационарной реакции в область взрыва осуществляется скачком. Это происходит при достижении условий (например, критического давления), необходимых для достижения критических скоростей формирования цепей реакции окисления. Изменение одних параметров реакции может изменить кинетический баланс реакции в смеси и повлиять, таким образом, на критические величины других параметров (например, на критическую температуру воспламенения смеси).

Распространение пламени – это распространение того же процесса химического превращения, который имеет место одновременно во всем объеме реагирующей смеси газов при самовоспламенении. Однако химическое превращение при распространении пламени осуществляется за счет переноса энергии, движения, массы, поэтому эти процессы должны учитываться при анализе явлений и эффектов, наблюдаемых при этом. Многие явления, характерные для распространения пламени (в том числе явление двух пределов по давлению), могут быть объяснены с учетом влияния того или иного фактора на кинетику элементарных реакций химического превращения. Количественные же характеристики явлений должны определяться с учетом всех процессов, лежащих в основе распространения пламени: кинетики химического превращения, переноса энергии, движения, массы.

С этой точки зрения сравним результаты измерений двух пределов по давлению при воздействии разных факторов. Повышение начальной температуры смеси облегчает протекание реакций с высокими энергиями активации и приводит к сдвигу всей картины пределов распространения пламени в область меньших концентраций горючего компонента.

Несмотря на значительное количество работ, в настоящее время еще не произведена достаточно полная оценка влияния различных факторов на пределы воспламенения. Некоторые авторы своими работами доказывают совсем противоречивые результаты. Поэтому для технологических процессов, в которых обращаются взрывоопасные смеси, необходимо проведение экспериментальных исследований, максимально приближенных к конкретным условиям эксплуатации технологических аппаратов.

Опираясь на вышеизложенное, можно сделать предположение, что наблюдаемый эффект второго предела по давлению для водород-кислородных смесей, представленный выше, можно ожидать как и в парогазовых, так и в пылегазовых смесях.

Следовательно, учитывая специфичность условий эксплуатации технологического оборудования в химических производствах: присутствие технологических стадий, использующих пониженные давления не только в газовых системах, но и в паровых и дисперсных средах, актуальность вопросов обеспечения пожаро- и взрывобезопасности таких технологических процессов существенно возрастает.

Литература

1. Ловачев Л.А., Бабкин В.С., Бунев В.А., Вьюн А.В., Кривулин В.Н., Баратов А.Н. Пределы воспламенения. – М.: Издательство ВНИИПО, 1972. – 112 с.
2. Бабкин В.С., Вьюн А.В. Верхний предел распространения пламени по давлению в ограниченном объеме / В кн.: Горение и взрыв. – М.: Наука, 1972. – 839 с.
3. Levi A., Proc. Roy. Soc., 1965. – Ser. A. – P. 134 – 139.
4. Кривулин В.Н., Ловачев Л.А., Баратов А.Н., Макеев В.И. Исследование влияния ускорения на концентрационные пределы воспламенения / В кн.: Горение и взрыв. – М.: Наука, 1972. – 839 с.
5. Linnet J.W., Simpson C.J. Sixth Symposium on Combustion. – New York, 1956. – P. 20 – 28.
6. Corward H.F., Jones G.W. Limits of Flammability of Gases and Vapars. – US. Bur. of Mines Bull, 1952. – №503.
7. Мальцев В.М., Мальцев М.И., Кашпоров Л.Я. Основные характеристики горения. – М.: Химия, 1977. – 320 с.
8. Putnam A.A., Jensen R.A. Third International Symposium on Combustion. – Baltimore: Williams and Wilkins Co., 1949. – P. 89 – 98.
9. Friedman R. Third International Symposium on Combustion. – Baltimore: Williams and Wilkins Co., 1949. – P. 110 – 120.
10. Karman Th., Millan G. Fourth International Symposium on Combustion. – Baltimore: Williams and Wilkins Co., 1953. – P. 173 – 178.
11. Putnam A.A., Smith L.R. Fourth International Symposium on Combustion. – Baltimore: Williams and Wilkins Co., 1953. – P. 708 – 714.
12. Spalding D.B., Proc. Roy. Soc. – London, 1957. – A. 240. – P. 83 – 85.
13. Adler J., Spalding D.B., Proc. Roy. Soc. – London, 1961. – A. 261. – P. 53 – 60.
14. Berlad A.L., Yang C.H. Combustion and Flame, 1960. – №4. – P. 325 – 328.
15. Yang C.H. Combustion and Flame, 1961. – №5. – P. 163 – 167.
16. Berlad A.L. Combustion and Flame. 1961. – №5. – P. 383 – 389.
17. Adler J. Combustion and Flame, 1963. – №7. – P. 39 – 45.

18. Вильямс Ф.А. Теория горения. – М.: Наука, 1971. – 615 с.
19. Mayer E. Combustion and Flame, 1957. – №1. – P. 438 – 447.
20. Ловачев Л.А. Теория пределов распространения пламени в газах. // Доклады АН СССР, 1970. – №3. – С. 634 – 636.
21. Lovachev L.A. Combustion and Flame, 1960. – №4. – P. 375 – 380.
22. Lovachev L.A., 1964. – №8. – P. 87 – 95.
23. Ловачев Л.А., Каганова З.И. Доклады АН СССР. – М.: Наука, 1969. – Т.188. – С. 1087 – 1089.
24. Ashmore P.G., Tyler B.J., Wesley T.A. Eleventh Symposium on Combustion. – Pittsburgh: The Combustion Institute, 1967. – P. 1153 – 1162.
25. Lovachev L.A. Thirteenth Symposium (International) on Combustion. – Pittsburg: Abstracte of Papers, 1970. – P. 866 – 867.
26. Lovachev L.A. Combustion and Flame. – М.: Наука, 1971. – №17. – P. 275 – 280.
27. Gray B., Mackinven R., Fine D.H. Proc. Roy. Soc., 1970, Ser. A. – P. 223 – 230.
28. Мержанов А.Г., Штессель Э.А. Доклады Академии наук СССР. – М.: Наука, 1970. – С. 779 – 782.
29. Dijksmann A.J., Rec. trav. Chim., 1938. – №57, – P. 1059 – 1063.
30. Elston J., Laffitte P., C.R. Acad. Sci. Paris, 1947. – №225. – P. 1313 – 1319.
31. Dijksmann A.J., Rec. trav. chim., 1940. – №59. – P. 857 – 863.
32. Хитрин Л.Н. Физика горения и взрыва. – М.: Изд. МГУ, 1957. – 483 с.
33. Вопросы горения и детонационных волн. (4-й симпозиум). – М.: Оборонгиз, 1958. – 857 с.
34. Янтовский С.А., Черняк М.В. Журнал физической химии, вып.40. – С. 2899 – 2905.
35. Гольденберг С.А., Шелевин В.С. Влияние давления на ламинарную скорость пламени. – М.: Изд. АН СССР, 1958. – №2. – С. 127 – 138.
36. Ловачев Л.А., Гонтковская В.Т. О роли нелинейности в окислении водорода. / В кн. Горение и взрыв. – М.: Наука, 1972. – 839 с.
37. Mullins B.P., Penner S.S. Explosions, Detonations, Flammability and Ignition. Pergamon Press. – London, 1959. – V.27. – P. 123 – 128.
38. Сечин А.И., Парфенов Л.К., Панин В.Ф., Байков А.В. Установка для исследования концентрационных пределов распространения пламени парогазовых смесей в различных условиях // Известия Томского политехнического института. – Томск: Изд. ТПУ, 1976. – Т.258. – С. 26 – 27.

РАЗРАБОТКА СПОСОБОВ УТИЛИЗАЦИИ ОТХОДОВ КАРБИДНОГО ПРОИЗВОДСТВА АЦЕТИЛЕНА

Н.С. Зыкова, А.М. Шарепо
Научный руководитель профессор Ю.М. Федорчук
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ацетилен является исходным сырьем для синтеза веществ, из которых получают химические волокна, пластические массы, каучук и другие важные продукты и материалы. Существуют различные способы производства ацетилена: пиролиз углеводородов, электрокрекинг, окислительный пиролиз и карбидный метод [1, 2].

На заводе «Ацетилен» ООО ЭТТ г. Томска производство ацетилена осуществляется по карбидному методу, а именно: из карбида кальция. При данном способе производства ацетилена образуется в больших количествах карбидный ил.

Карбидный ил используется в производстве строительных материалов в качестве вяжущего, активной минеральной добавки и раскислителя минеральных сред, в сельском хозяйстве – для подщелачивания почв [1].

Сотрудниками ТПУ предлагается использовать карбидный ил в качестве нейтрализатора кислого твердого отхода фторводородного производства Сибирского химического комбината (фторангидрита). Фторангидрит после его обезвреживания,- нейтрализации кислой составляющей, в свою очередь, является источником сырья для получения ангидритового вяжущего и различных ангидритовых строительных материалов и изделий.

Согласно ТУ 206-9290-08-90 в состав карбидного ила кроме $Ca(OH)_2$, твердых включений других материалов (непрореагировавшего карбида кальция, недоразложившегося известняка, соединений твердых металлов), входит также вода в количестве до 50 % масс.

Возникла необходимость разработать одно из направлений утилизации карбидного ила – нейтрализатора фторангидрита, где требуется применение обезвоженных реагентов, и определить режимы сушки карбидного ила.

Целью данной работы является создание технологии утилизации карбидного ила в процессе нейтрализации кислого твердого отхода фторводородного производства – фторангидрита, при получении строительных материалов и изделий на его основе. Для достижения поставленной цели были сформулированы следующие задачи: изучение и анализ процессов сушки карбидного ила методом холодного и горячего обдува, прокаливания при постоянной температуре, а также сушка естественным путем.

Методика исследований заключалась в следующем: в лабораторных условиях был смоделирован процесс сушки карбидного ила. Навеску сухого карбидного ила массой 1000 г перемешивали в емкости с водой объемом 1650 мл (указанный соотношение воды и гидроксида кальция ориентировочно соответствует составу свежеполученного карбидного ила завода «Ацетилен») и переливали содержимое в сито с габаритными размерами 200*100*40 мм и с диаметром отверстий 3 мм, на дно которого был уложен лист фильтровальной бумаги. Предварительными опытами было установлено, что после трехминутного фильтрования влажность осадка составляла 50 %, т.е. модельный состав карбидного ила соответствовал ГОСТ, разработанного для указанного материала, хранящегося на отвальном поле, поэтому временем начала опытов является

трехминутный интервал с момента начала фильтрования навески. Затем через различные промежутки времени процесса сушки карбидного ила в естественных условиях в этом же сите отбирали поверхностный слой с толщиной ориентировочно 5 мм в количестве 100 г. Отобранный поверхностный слой взвешивали, после чего путем прокаливания доводили до постоянной массы при температуре 120 °С.

Результаты сушки карбидного ила через различные промежутки времени представлены в табл.

Таблица

Влияние температуры и методов на время сушки карбидного ила

Время процесса сушки, час	Первоначальная масса, M_1, г	Масса после просушивания, M_2, г	Изменение массы, Δm, г	Влажность, %
1. Процесс сушки при естественных условиях (t = 25˚С, φ = 40-65% отн.)				
8	100	64	36	36
24	100	85	15	15
48	100	97	3	3
2. Обдув воздухом при t = 25˚С, (скорость воздуха 1 м/с)				
8	100	77	23	23
16	100	88	12	12
3. Обдув воздухом при t = 40˚С, (скорость воздуха 1 м/с)				
Через 8 часов	100	81	19	19
Через 16 часов	100	91	9	9

t – температура; φ – влажность воздуха.

На основании результатов, представленных в таблице, видно, что удовлетворительная степень обезвоживания карбидного ила достигается через 48 часов естественного просушивания. Продолжительность указанного процесса экономически и технологически нецелесообразна. Оптимальными условиями обезвоживания карбидного ила необходимо считать: обдув воздухом с температурой 40 ˚С и скоростью движения воздуха 1 м/с на протяжении 16 часов.

В Томском политехническом университете был опробован способ химической сушки остаточной влажности карбидного ила, не превышающей 15 %, который в настоящее время проходит патентную экспертизу.

С учетом полученных результатов сотрудниками Томского политехнического университета была разработана технологическая схема обезвоживания карбидного ила, исключающая его последующую транспортировку на отвальное поле, представленная на рисунке.

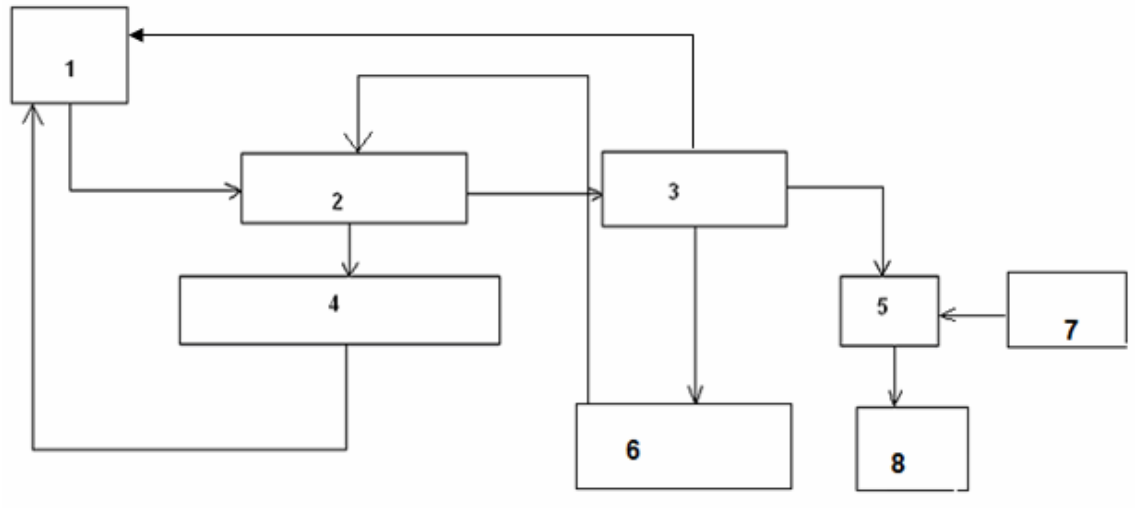


Рис. Технологическая схема сушки карбидного ила завода «Ацетилен» ООО НПК «ЭТТ»
1 – генератор получения ацетилена из карбида кальция; 2 – фильтр; 3 – сушильная камера;
4 – емкость для воды; 5 – реактор - нейтрализатор фторангидрита; 6 – абсорбер;
7 – бункер с фторангидритом; 8 – склад готовой продукции

Карбидный ил с генератора (1) проходит через фильтр (2). Отфильтрованный кек транспортируют в сушильную камеру (3), где происходит его обезвоживание до влажности не более 15 % масс, а фильтрат возвращается в генератор (1). После просушивания карбидный ил направляют в реактор-нейтрализатор (5), куда в стехиометрическом соотношении подают фторангидрит из бункера (7), с последующим перемешиванием и подачей нейтрализованного фторангидрита на склад готовой продукции (8).

Выводы:

1. Установлены оптимальные условия и время просушивания карбидного ила, которые соответствуют следующим значениям: принудительное вентилирование воздухом с температурой 40 ˚С и скоростью движения 1 м/с, время сушки 16 часов.
2. Предложена технология способствующая предотвращению загрязнения окружающей среды за счет утилизации карбидного ила, в результате чего возрастет экологическая безопасность и устойчивость предприятия.
3. Экономический эффект от замены извести, полученной из природного материала, карбидным илом в ресурсосберегающем процессе обезвреживания кислого фторангидрита значительно возрастает.

Литература

1. Стрижевский И.И. Технологические основы и безопасность производства газообразного и растворенного ацетилена. – М.: Изд-во «Химия», 1968. – 301 с.
2. Антонов В.Н., Лапидус А.С. Производство ацетилена. – М.: Изд-во «Химия», 1970. – 238 с.

КАРКАСНО-МОНОЛИТНЫЕ СТРОЕНИЯ ИЗ ПРОМЫШЛЕННЫХ ОТХОДОВ

И.А. Каратаев
Научный руководитель профессор Ю.М. Федорчук
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Опыт некоторых строительных организаций показывает, что возведение монолитных зданий и сооружений из бетона и железобетона при определенных условиях более экономично и производительно, нежели строительство из сборных конструкций. Это достигается благодаря использования бетонов и стали пониженных марок и классов, отсутствия трудоемких работ по замоноличиванию стыков и узлов сборных элементов, повышения пространственной жесткости и запаса прочности сооружения, а также из-за снижения транспортных расходов.

Особое значение монолитное строительство приобретает при возведении малогабаритных зданий и сооружений. Это объясняется тем, что в этом случае мелкие постройки, например дачные домики, индивидуальные гаражи, киоски и др. строения можно изготавливать непосредственно в рабочих цехах строительной организации и затем в готовом виде транспортировать на место установки.

С целью использования этого прогрессивного метода был предложен и разработан новый способ использования твердых отходов химической (фторангидрит) и энергетической (золошлак) промышленности в строительстве.

Сущность способа заключается в следующем.

Малогабаритное здание представляет собой монолитное сооружение из бетонной смеси, состоящее из четырех стен и пола. Стены имеют дверной и оконные проемы. По периметру нижнего и верхнего оснований стен замоноличена рама из стального профиля (швеллер, уголок), причем стороны нижней рамы скреплены между собой металлическими стержнями из периодического профиля (арматурный пруток). Такими же металлическими стержнями соединены нижняя и верхняя рамы. Эти стержни замоноличены в углах стен. Образовавшийся каркас стен здания закрывают изнутри и снаружи съемной опалубкой и заполняют межопалубочное пространство и половое покрытие ангидритовым бетоном. В качестве вяжущего бетонной смеси используется цемент на основе техногенного ангидрита (фторангидрита). Здание снабжено строповочными анкерами для перевозки.

На верхней раме закреплена кровля, представляющая собой плиту из железобетона, или иное сооружение.

В связи с тем, что основную нагрузку по прочности стен и пола здания выполняют стальные элементы каркаса, то материал, из которого изготавливают стены и половое покрытие должен соответствовать требованиям СНиП к отделочным строительным изделиям (гипсокартонные или гипсоволокнистые листы, линолеум и др.).

Ангидритовый бетон обладает пределом прочности на сжатие не менее 5 МПа, на изгиб – не менее 2,5 МПа (в присутствии армирующих элементов).

На рис. 1 показаны армирующие элементы в стенах и половом покрытии здания, на рис. 2 представлена опалубка и способ ее крепления перед процессом заливки бетона, на рис. 3 и 4 показан макет двухэтажного каркасно-монолитного здания, в реальном исполнении которое планируется построить в ближайшее время.

Таким образом, новый способ организации строительства зданий позволяет использовать низкие сорта металла и марки цемента (энергосбережение), в том числе, использовать в качестве сырья для строительной промышленности техногенный ангидрит (ресурсосбережение), при этом увеличивается пространственная жесткость и запас прочности здания, повышается уровень механизации и производительность строительных работ, снижаются транспортные расходы.

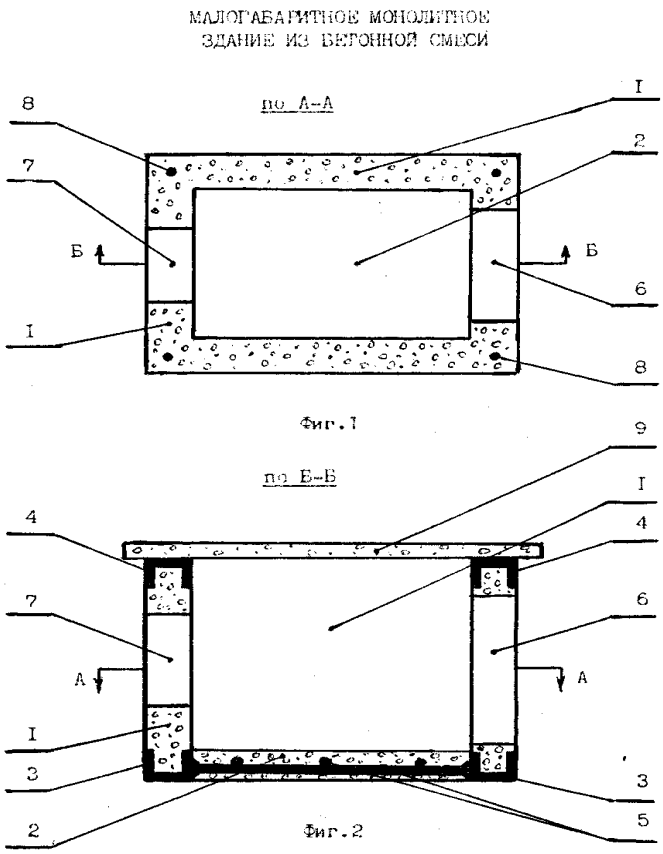


Рис.1 Способ изготовления каркасно - модульного здания:
1 – ангидритовый бетон (стеновой материал); 2 – ангидритовое половое покрытие; 3 – нижняя рама из металлического швеллера; 4 – верхняя рама из металлического швеллера; 5 – армирующий слой из металлопроката; 6 – дверной проем; 7 – оконный проем; 8 – металлический стержень, скрепляющий верхнюю и нижнюю рамы; 9 – бетонная панель перекрытия

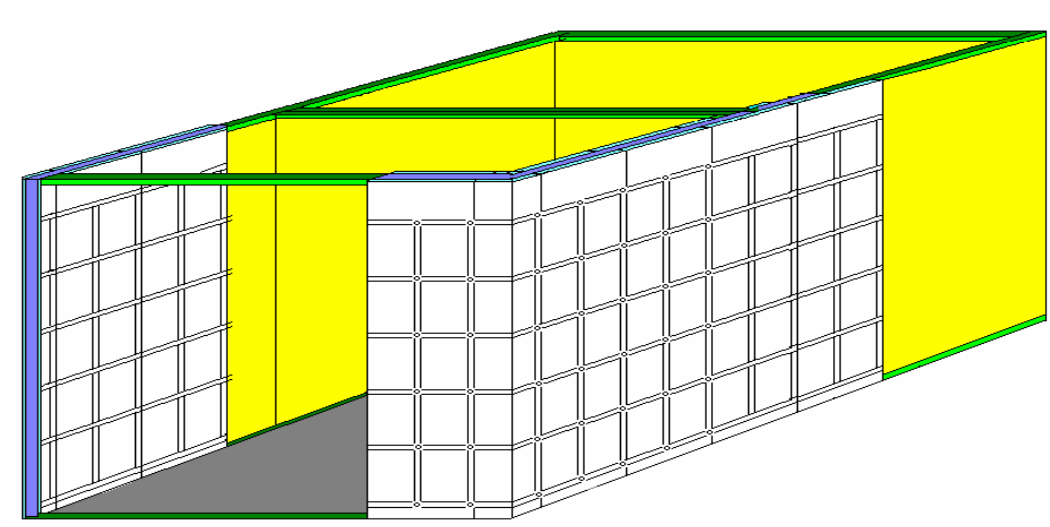


Рис.2 Способ монтажа сборно-щитовой опалубки

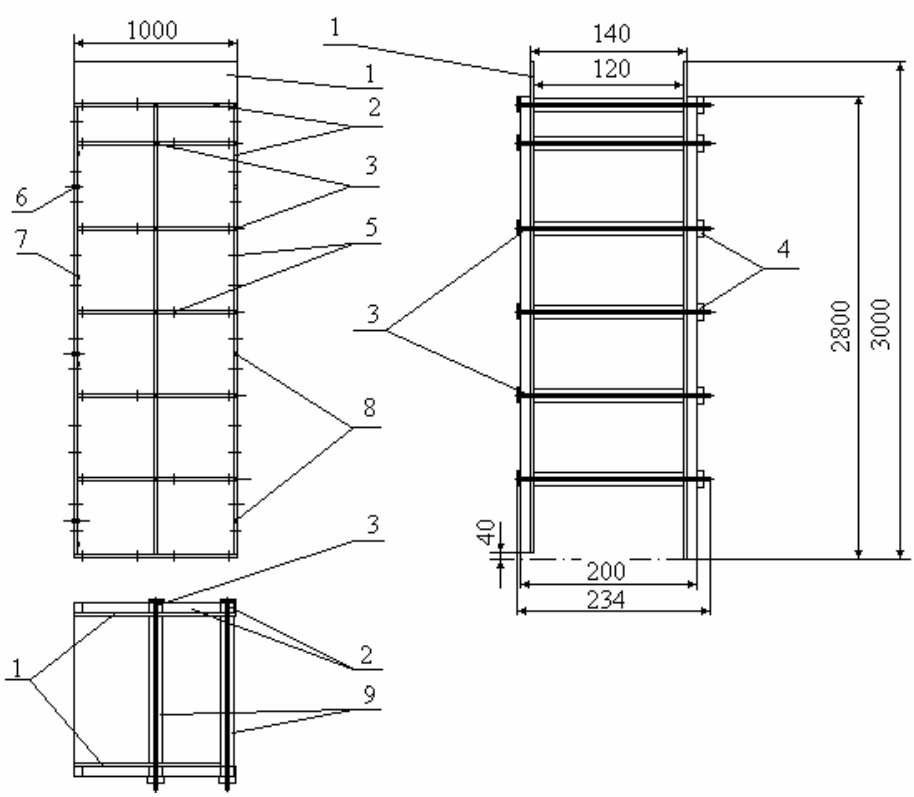


Рис.3 Элемент сборно-щитовой опалубки



Рис.4 Двухэтажный дом в каркасно-модульном исполнении

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРИРОДНОГО СОРБЕНТА ДЛЯ УДАЛЕНИЯ МЫШЬЯКА ИЗ ВОДНЫХ СРЕД

К.А. Коваленко
Научный руководитель профессор С.А. Кондратьев
Институт горного дела СО РАН, г. Новосибирск, Россия

Мышьяк является одним из наиболее опасных загрязнителей природных вод, который присутствует преимущественно в виде арсенатов As(V) и арсенитов As(III), причем вторая форма наиболее токсична. При длительном употреблении воды с повышенным содержанием мышьяка увеличивается риск развития онкозаболеваний. Содержание As в питьевой воде не должно превышать 10 мкг/л (ПДК). Высокие концентрации

мышьяка в природных водах отмечены во многих регионах мира, включая США, Китай, Тайвань, Индию, Бангладеш, Аргентину, Румынию, Венгрию [1, 2, 7]. Загрязнения мышьяком связаны с залежами полиметаллических и мышьяковых месторождений, изменением щелочно-кислотных и окислительно-восстановительных условий подземных вод, растворением минералов, что усугубляется антропогенным воздействием [3].

Известно немало вариантов удаления мышьяка из водных сред. Но до настоящего времени не найдено наиболее эффективного и экономически выгодного способа. Наиболее перспективным направлением в технологии извлечения мышьяка являются сорбционные процессы с использованием природных сорбентов [1].

Установлено, что гидроксид магния как сорбент обладает высоким уровнем сродства к мышьяку и эффективно его сорбирует [5]. В лабораторных условиях исследовалась возможность извлечения мышьяка из воды природным минералом класса гидроокислов бруситом, химическая формула которого – $Mg(OH)_2$. К тому же арсенаты магния относятся к классу труднорастворимых соединений (таблица) и могут использоваться для захоронения [4].

Таблица

Растворимость некоторых труднорастворимых соединений мышьяка [4]

Формула	Произведение растворимости
$Ca(AsO_2)_2$	$44{,}8\cdot10^{-1}$
$AlAsO_4$	$1{,}6\cdot10^{-16}$
$Mg_3(AsO_4)_2$	$2{,}1\cdot10^{-20}$
$FeAsO_4$	$5{,}8\cdot10^{-21}$

Для эксперимента использовали природный и термически модифицированный брусит. В проводимых ранее исследованиях было установлено, что термическая обработка брусита приводит к образованию модифицированных форм минерала, в значительной мере отличающихся по сорбционной емкости от природных образцов. Было определено, что нагрев природного брусита до t = 400 – 600 °С приводит к образованию новой кристаллической структуры – периклаза (MgO). Он обладает в значительной степени «дефектной» кристаллической структурой и развитой удельной поверхностью 71,8 м^2/г, а у природного минерала этот показатель – 8,3 м^2/г при крупности 10–50 мкм. Таким образом, происходит удаление большей части поверхностной и кристаллизационной воды из структуры $Mg(OH)_2$ и как следствие, освобождение высокоэнергетических адсорбционных центров [6].

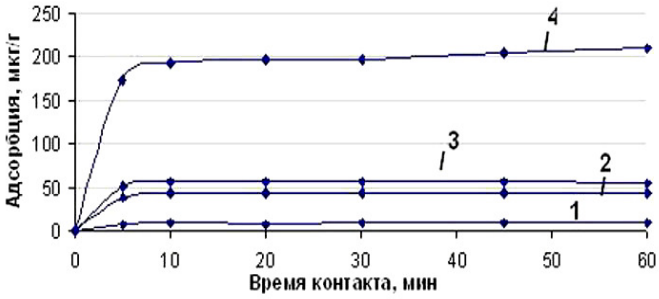


Рис.1 Кинетические кривые сорбции мышьяка на брусите
1 – As(III), брусит 2 – As(III), модиф. брусит
3 – As(V), брусит 4 – As(V), модиф. брусит

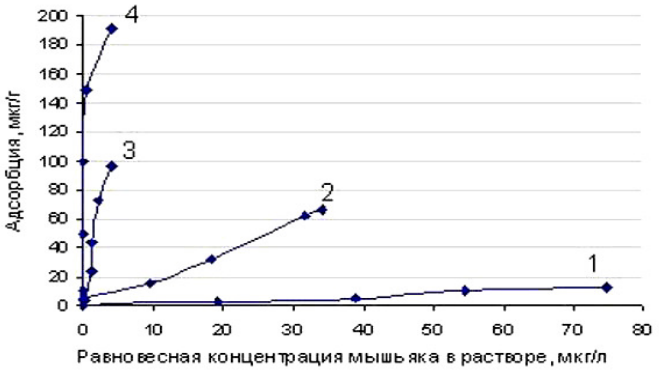


Рис. 2 Изотермы сорбции мышьяка на брусите
1 – As(III), брусит 2 – As(III), модиф. брусит
3 – As(V), брусит 4 – As(V), модиф. брусит

Исследования возможности сорбционного извлечения мышьяка осуществляли в статических условиях на модельных растворах, приготовленных из оксида мышьяка (III) и арсената натрия, методом переменных концентраций. Подготовленные растворы помещали в колбы, добавляли навески природного – 2 г/л или модифицированного сорбента – 1 –1,5 г/л, крупностью 10–50 мкм, перемешивали на магнитных мешалках со скоростью 1100-1400 об/мин. Время перемешивания определялось кинетикой процесса сорбции (рис.1). Равновесная концентрация устанавливалась за 15–20 мин. Затем отделяли жидкую фазу фильтрацией, в фильтратах определяли остаточную (равновесную) концентрацию (С, мкг/л), рассчитывали сорбционную емкость (А, мкг/г).

Содержание токсиканта в растворах изменялась от 10 до 100 мкг/л. Изотермы сорбции показаны на рис.2.

Сорбционная емкость природного брусита по отношению к As(III) составляет 10 – 12 мкг/г, а модифицированного 66 мкг/г, что в 5–6 раз больше. Из рис. 2 видно, что сорбционная емкость природного и модифицированного брусита по отношению к арсенатам значительно выше, чем по отношению к арсенитам и составляет для

природного 95 мкг/г, для модифицированного – 191 мкг/г. Равновесные концентрации арсенатов соответствуют уровню следовых, т.е. происходит практически полное его извлечение.

Приведенные результаты исследований свидетельствуют, что наиболее эффективно брусит природный и модифицированный сорбирует из водных сред As(V), к тому же арсенат магния является одним из наименее растворимых соединений. Все это открывает перспективу создания новой эффективной технологии удаления мышьяка из воды.

Литература

1. Богдевич О.П., Измайлова Д.Н., Болотин О.А. Использование модифицированных сорбентов для удаления трех и пятивалентных ионов мышьяка из водных растворов // Buletinul Institutului de Geofizica si Geologie al ASM, 2006. – №1. – С. 118 – 126.
2. Всемирная организация здравоохранения. Уменьшение содержания мышьяка в целях обеспечения безопасности грунтовых вод. Сто восемнадцатая сессия. – Женева, 2006.
3. Глобальная экологическая перспектива. Программа Организации Объединенных Наций по окружающей среде, 2002.
4. Мышьяк в цветной металлургии / Под ред. С.С. Набойченко. – Екатеринбург: Урал. отд-ние РАН, 2004. – 238 с.
5. Пат. 6821434 США, МПК C 02 F 9/00 № 10/025718. System for removal of arsenic from water. Sandia Corp., Moore Robert C., Anderson D. Richard. Заявлено 19.12.2001; Опубл. 23.11.2004; НПК 210/667.
6. Пушкарева Г.И. Влияние температурной обработки брусита на его сорбционные свойства // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых (ФТРПИ). – Новосибирск, 2000. – №6. – С. 90 – 93.
7. Payne Kelly B., Abdle-Fattah Tarek M. Adsorption of arsenate and arsenite by iron-treated activated carbon and zeolites: Effects of pH, temperature, and ionic strength // J. Environ. Sci. and Health, 2005. – №4. – P. 723 – 749.

РАЦИОНАЛЬНЫЙ ПОДХОД К РЕКУЛЬТИВАЦИИ НЕФТЕЗАГРЯЗНЕННЫХ УЧАСТКОВ НА ТЕРРИТОРИИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

М.В. Кожевникова
Научный руководитель профессор М.А. Пашкевич
Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В. Плеханова, г. Санкт-Петербург, Россия

В настоящее время потери нефти и нефтепродуктов в Российской Федерации при добыче, транспортировке, хранении и переработке нефти составляют 5 млн. т в год. В этой связи загрязнение компонентов природной среды нефтью и нефтепродуктами (НП) стало одной из важнейших экологических проблем России. Только на территории лицензионных участков ООО «РН-Юганскнефтегаз» ежедневно происходит около 30 аварийных разливов нефти. И это только по официальным данным. Таким образом, вопросы защиты и своевременного мониторинга окружающей среды в зоне влияния нефтепромыслов становятся крайне актуальными.

Целью проводимых экологических исследований является оценка техногенных изменений природной среды в районах воздействия нефтепромыслов для обоснования и разработки дополнительных мер по снижению воздействия на ландшафтное окружение кустовых площадок, установок сбора и транспортировки нефти.

В ходе экологических исследований решаются следующие задачи: выявление техногенных преобразований в природной среде в зоне непосредственного техногенного воздействия (НТВ) и вне ее, оценка техногенной изменчивости геосистем, разработка средозащитных мероприятий по снижению техногенной нагрузки на компоненты природной среды в зоне влияния нефтепромыслов.

В ходе экспедиций, летом 2006–2007 гг. на территориях, подверженных непосредственному техногенному воздействию нефтепромыслов ООО «РН-Юганскнефтегаз» на пробных площадях автором отбирались пробы верхних почвенных горизонтов, а также проводилось моделирование аварийного разлива нефти. Проводимые исследования позволили произвести комплексную оценку негативного воздействия нефтепромыслов на компоненты природной среды.

Экологическая оценка техногенного воздействия на почвы и грунтовые воды производилась на одной из кустовых площадок Приобского месторождения нефти и газа ООО «РН-Юганскнефтегаз».

Полевые наблюдения включали: описание природных территориальных комплексов, описание объектов и съемку ситуации в границах кустовых оснований и других техногенных объектов, отбор проб грунта, воды, для различных видов лабораторных анализов, замер физических и химических параметров природной среды в зоне НТВ и на фоновых участках.

Химическое загрязнение почвы негативно влияет на ее физические, химические, ионообменные свойства и биологическую активность. Поэтому прогноз возможного распространения загрязнения нефтью или нефтепродуктами и влияние загрязнителей на природную среду приобретает большое значение.

Кроме выявления загрязнителей и их общего содержания необходимо точное определение природных объектов, подверженных непосредственному техногенному воздействию.

Одной из основных причин загрязнения компонентов природной среды нефтью и нефтепродуктами являются некатегорийные отказы трубопроводов, которые влекут за собой аварийное растекание нефти.

Характер аварийного растекания нефти на поверхности почвы зависит от многих факторов, определяющих морфологическое строение и гидрологический режим микроландшафта. Зависимости растекания нефти от таких параметров, как вязкость нефти, сорбционная способность почвогрунтов, тип микроландшафта и др., уже были исследованы раньше. Тем не менее, до настоящего времени малоизученным остается один из определяющих факторов миграции нефтезагрязнений – уровень зеркала грунтовых вод. Особенно сильно

влияние этого фактора проявляется на территориях болотных микроландшафтов и в поймах рек, где грунтовые воды залегают близко к поверхности.

Проведенные полевые обследования разливов нефти показали, что проникновение ее в торфяную залежь болот обусловлено глубиной залегания болотных вод, так как нефть, проникая в торфяную залежь, опускается до их уровня. При этом все поровое пространство выше уровня болотных вод загрязняется нефтью.

Для оценки влияния расположения грунтовых вод от поверхности на площадь пятна загрязнения было проведено моделирование процесса растекания 500 м^3 нефти, вылитой за 24 ч на болотный микроландшафт (что является результатом среднестатистической аварийной ситуации).

Таблица 1

Изменение площади пятна загрязнения нефтью в зависимости от положения уровня грунтовых вод

Уровень болотных вод, см	0	-5	-10	-20	-30	-50
Площадь пятна, га	0,63	0,49	0,4	0,32	0,25	0,25

Анализ результатов показывает, что при уровне болотных вод, совпадающим с расчетной поверхностью микроландшафта (0 см), площадь пятна загрязнения равна 0,63 га.

При понижении уровня грунтовых вод площадь пятна загрязнения уменьшается, при достижении уровня, равного (-30 см) и более глубоком, площадь разлива нефти по поверхности микроландшафта становится постоянной (0,25 га). Это объясняется тем, что с понижением уровня грунтовых вод возрастает зона аккумуляции нефти ниже дневной поверхности микроландшафта. Так как физические характеристики болотных микроландшафтов различны, то величина уровня, при которой наступает стабилизация площади разлива, также будет различной.

Также была исследована динамика основных показателей аварийного разлива нефти при двух значениях уровня залегания грунтовых вод. Как видно, с понижением уровня грунтовых вод стабилизация площади пятна загрязнения наступает раньше. При этом поверхностная составляющая разлива значительно уменьшается, и более большее количество нефти поглощается торфяной залежью.

Таблица 2

Динамика основных показателей аварийного разлива нефти при уровне грунтовых вод равном – 20 см

Время, час	20	40	60	80	100
Площадь пятна загрязнения, га	0,346	0,475	0,475	0,475	0,475
Объем нефти на поверхности болота, м^3	325	71	1	0	0
Объем нефти, поглощенной торфяной залежью, м^3	175	429	499	500	500

Таблица 3

Динамика основных показателей аварийного разлива нефти при уровне грунтовых вод равном – 10 см

Время, час	20	40	60	80	100
Площадь пятна загрязнения, га	0,346	0,475	0,504	0,504	0,504
Объем нефти на поверхности болота, м^3	337	190	167	167	167
Объем нефти, поглощенной торфяной залежью, м^3	163	310	333	333	333

Таким образом, автором впервые проведена оценка состояния компонентов природной среды в зоне влияния нефтепромыслов, а также проведено моделирование аварийного разлива нефти.

Проведенные исследования обуславливают необходимость дифференцированного подхода к рекультивации разливов нефти в зависимости от расположения уровня грунтовых вод. Таким образом, полученные результаты лягут в основу дальнейшей работы, предполагающей создание методики выбора рационального типа рекультивации территорий, загрязненных нефтью и нефтепродуктами. Данная методика позволит сократить затраты и время на работы по рекультивации за счет селективного подхода к выбору типа рекультивации.

УСОВЕРШЕНСТВОВАННОЕ УСТРОЙСТВО ДЛЯ ИЗМЕЛЬЧЕНИЯ ТВЕРДЫХ И ТВЕРДООБРАЗНЫХ ОТХОДОВ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Н.Г. Кокорина
Научный руководитель профессор А.Б. Головančиков
Волгоградский государственный технический университет, г. Волгоград, Россия

Предлагаемая конструкция относится к механическому оборудованию для измельчения и классификации твердых материалов и может найти применение в горнорудной, металлургической, машиностроительной промышленности, в строительной индустрии, а так же в экологических процессах переработки твердых и твердообразных отходов.

Техническим результатом предлагаемого устройства для измельчения материалов является увеличение производительности за счет перевода его работы в режим самоочищения зазора между витками винтовой спирали помольной камеры от заклинивающихся в них кусков измельченного материала.

Технический результат достигается тем, что в устройстве для измельчения материалов, содержащем корпус с загрузочным и разгрузочным приспособлениями, заполненную мелющими телами помольную камеру, выполненную в виде винтовой спирали из упругого материала и соединенную с приводом, регенерирующий узел, закрепленный на валу с возможностью вращения в сторону противоположную вращению помольной камеры с угловой скоростью, равной угловой скорости вращения помольной камеры, с гребнями, установленными в зазоре между витками винтовой спирали на глубину, равную диаметру упругого материала, и шаг гребневый равен шагу витков спирали, при этом регенерирующий узел выполнен в виде винтовой спирали из упругого материала с гребнями и является второй помольной камерой, а гребни жестко закреплены на внешней стороне витков каждой винтовой спирали, установленной с осевым смещением на полшага винтовой спирали относительно друг друга для регенерации межвиткового зазора каждой помольной камеры.

Выполнение регенерирующего узла в виде винтовой спирали из упругого материала с гребнями, то есть так, что он является второй помольной камерой позволяет упростить конструкцию регенерирующего узла и совместить его функции с помольной камерой, а значит увеличить производительность устройства для измельчения материалов.

Жесткое закрепление гребней на внешней стороне витков каждой винтовой спирали, установленной с осевым смещением относительно друг друга на полшага винтовой спирали для регенерации межвиткового зазора каждой помольной камеры позволяет обеим помольным камерам выполнять функцию регенерирующего узла друг для друга, то есть отказаться от сложной конструкции специального узла регенерации, так как регенерирующим узлом становиться каждая камера, что упрощает изготовление, монтаж и технологический процесс измельчения и регенерации межвиткового зазора каждой помольной камеры от застрявших в ней кусков измельченных материалов. Синхронная работа двух одинаковых помольных камер, служащих узлами регенерации друг для друга, упрощает обслуживание и эксплуатацию предлагаемого устройства для измельчения материалов и снижает себестоимость процесса измельчения.

На рис.1 показан общий вид устройства для измельчения материалов (вид сверху в разрезе), а на рис.2 – вид сбоку на устройство.

Устройство состоит из корпуса 1 с загрузочным 2 и разгрузочным 3 приспособлениями, двух помольных камер 4, выполненных в виде винтовой спирали из упругого материала диаметром d, соединенных с приводом 5, состоящим из двигателя, ременной передачи и зубчатой передачи с передаточным отношением 1:1.

Внутри помольных камер 4 находятся мелющие тела 6, валы 7 каждой помольной камеры 4 закреплены в опорах с подшипниками 8 и 9.

На витках каждой винтовой спирали с внешней стороны жестко закреплены гребни 10. Гребни 10 имеют шаг, равный шагу навивки винтовой спирали. Кроме того, гребни 10 каждой винтовой спирали вставлены в зазор между витками другой винтовой спирали на глубину, равную диаметру упругого материала, из которого изготовлена винтовая спираль каждой помольной камеры 4. Обе помольные камеры 4 установлены с осевым смещением на полшага винтовой спирали для регенерации межвиткового зазора каждой помольной камеры.

Устройство работает следующим образом. Включают привод 5, от которого передается вращение на первую помольную камеру 4 с угловой скоростью ω, а через зубчатую передачу с передаточным отклонением 1:1 на вторую помольную камеру 4, которая вращается с той же угловой скоростью, но в противоположную сторону.

Исходный материал подается в загрузочное приспособление 2 каждой помольной камеры 4, который увлекается во вращение вместе с мелющимися телами 6.

Поднимаясь на некоторую высоту и падая вместе с мелющимися телами 6, исходный материал измельчается при ударе и истирании и сепарируется между витками помольной каждой камеры 4. Измельченный материал отводят из корпуса 1 в разгрузочное устройство 3.

Куски материала, заклинившиеся в зазорах между витками винтовой спирали каждой помольной камеры 4, вращаясь вместе с ней, сталкиваются с гребнями 10 и выбиваются ими из зазоров.

Так как гребни 10, установленные между витками винтовой спирали на глубину d, равную диаметру упругого материала каждой винтовой спирали, то за один оборот каждой помольной камеры 4 все куски измельченного материала, застрявшие в зазоре между витками каждой винтовой спирали, будут выбивать из этого зазора внутрь соответствующей помольной камеры 4, и их измельчение продолжается до размера, меньшего зазора между витками винтовой спирали. Кроме того, так как шаг гребней 10 каждой помольной камеры равен шагу навивки винтовой спирали, а сами помольные камеры 4 смещены на полшага навивки витка винтовой спирали, то гребни 10 одной помольной камеры 4 будут находиться в зазоре между витками винтовой

спирали другой помольной камеры 4 в любой момент времени вращения по всей длине обеих помольных камер 4.

Обе помольные камеры 4 целесообразно устанавливать на отдельных валах. В этом случае мелющие тела 6 и куски материала поднимаются вверх внутри обеих помольных камер 4 на внешних сторонах, а сами помольные камеры 4 служат для регенерации зазора между витками друг для друга, когда они при вращении опускаются вниз. В этом случае мелющие тела 6 и куски материала поднимаются вверх на противоположных сторонах обоих помольных камер 4, не взаимодействуют с гребнями 10, а значит, не разбивают и не деформируют их и не заклинивают гребни 10 в зазорах между витками винтовых спиралей.

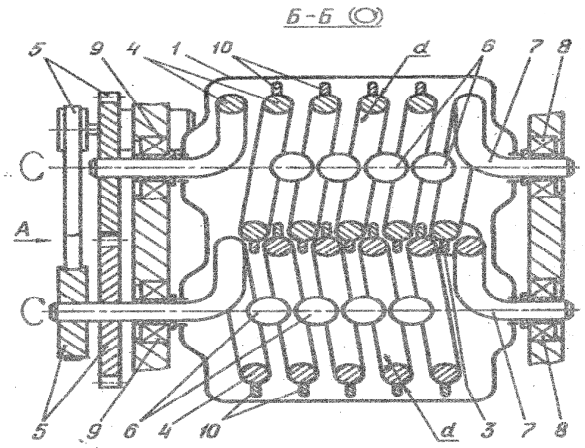


Рис.1 Общий вид устройства для измельчения материалов (вид сверху в разрезе)

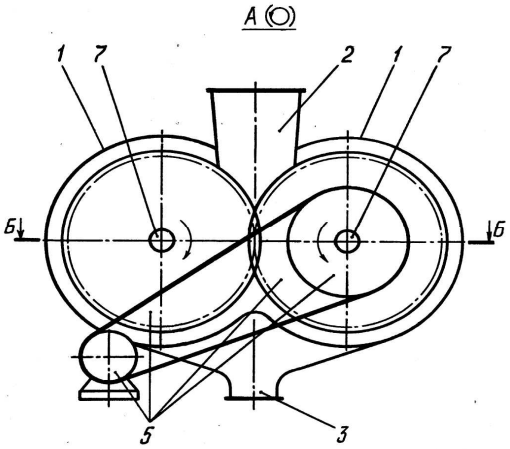


Рис.2 Вид сбоку на устройство

Предлагаемая конструкция для измельчения материалов, в которой помольные камеры служат для регенерации друг друга позволяет упростить конструкцию регенерирующего узла, перевести работу устройства из периодического режима в непрерывный за счет совмещения во времени процессов измельчения и регенерации зазора между витками винтовой спирали, уменьшить трудозатраты, связанные с изготовлением, монтажом и обслуживанием специального узла регенерации, увеличить производительность, а значит уменьшить себестоимость самого процесса измельчения.

На данное устройство подана заявка на патент РФ.

ИЗОЛЯЦИЯ ТЕХНОГЕННЫХ МАССИВОВ ГОРНО-ДОБЫВАЮЩИХ И ГОРНО-ПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ

М.А. Пашкевич, Д.С. Корельский
Научный руководитель профессор М.А. Пашкевич
Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В. Плеханова, г. Санкт-Петербург, Россия

Интенсивное развитие промышленности, быстрый рост городов и промагломераций приводит к накоплению отходов, значительная доля которых относится к горнодобывающей и горно-перерабатывающей отраслям промышленности. Складирование этих отходов ведет к возникновению на территориях площадью более 4 млн. га неблагоприятных экологических ситуаций, проявляющихся в ухудшении санитарно-гигиенической обстановки, повышению заболеваемости и смертности населения; редукции количества видов растений и животных, нарушению и видоизменению естественных ландшафтов, а также утрате природных ресурсов.

Реализация рекомендаций Второй Международной конференции ООН по окружающей среде и развитию требует усиления государственного контроля за использованием и охраной земельных и водных ресурсов на основе широкомасштабного внедрения передовых методов контроля их состояния, разработки новых высокоэффективных технологий средозащитных технологий.

Мероприятия по обеспечению безопасного функционирования техногенных массивов преследуют цель ликвидации путей загрязнения и на этой основе уменьшения или предупреждения загрязнения окружающей среды. При этом опасность должна быть устранена как для источников загрязнения, так и для территории, подвергшейся их негативному воздействию. Мероприятия по обеспечению безопасности преимущественно рассматриваются как ограниченные во времени решения, которые приводят лишь к некоторому исправлению положения, поскольку ликвидация загрязнения соответствующими методами невозможна. Однако неоднократно возникает необходимость в планировании этих мероприятий как длительно действующих. Это относится к техногенным массивам, представляющим собой потенциальные полезные ископаемые, либо загрязненным почвам с нулевой биологической продуктивностью. Примером потенциальных полезных ископаемых могут служить заскладированные на территории хвостового хозяйства отходы обогащения мокрой магнитной

сепарации, формирующиеся на ОАО «Михайловский ГОК». Хвостохранилище обогатительной фабрики Михайловского ГОКа – одно из крупнейших в России по площади и объему. Площадь земельного отвода 22,5 км^2. Полезная площадь – 17,3 км^2. Объем ежегодно складируемых хвостов обогащения железистых кварцитов составляет более 12 млн. м^3; объем хвостов, уложенных с начала эксплуатации – 284,3 млн. м^3.

Основное негативное влияние на окружающую среду оказывает ветровое пыление открытых пляжей хвостохранилища.

Рассеивание техногенных выбросов в атмосфере и последующее выпадение их на поверхность путем гравитационного осаждения или выпадения с осадками приводит к формированию в почвенном покрове техногенных аномалий.

К наибольшему экономическому ущербу приводит воздействие хвостохранилища на сельскохозяйственные угодья. Так, с каждого гектара техногенного массива, сложенного из пород легкого механического состава, ежегодно выносится от 1000 до 1200 т пыли, при отложении которой на поверхность почвенного слоя толщиной 4-5 см наступает полная гибель всходов зерновых культур, вызываемая изменением состава почв.

В результате воздействия хвостохранилища природным водам наносится эколого-экономический ущерб в размере 6 млн. руб. в год вследствие:

- инфильтрации дренажных вод с территории хвостохранилища в подземные и поверхностные воды;
- загрязнения поверхностных водоемов и водотоков, используемых для рыбохозяйственных целей.

Эколого-экономический ущерб от потери потенциально плодородного минерального вследствие ветровой и водной эрозии с территории хвостохранилища составляет более 19 млн. руб.

Примером загрязненных почв с нулевой биологической продуктивностью могут служить территории атмосферных выпадений комбината «Североникель», который является одним из крупнейших предприятий Кольского полуострова по переработке медно-никелевого сырья для получения в виде готовой продукции цветных металлов и концентратов драгоценных металлов. Основными твердыми промышленными отходами металлургических предприятий являются шлаки пирометаллургического передела, образующиеся при руднотермической электроплавке шихты с целью извлечения цветных металлов в штейн. Выход шлаков при электроплавке составляет до 80 % от общей массы загруженной шихты. Основу шлаков электроплавки составляют кремнезем (SiO_2 35÷50 %), закись железа (FeO 20÷39 %), оксид магния (MgO 4÷20 %), глинозем ($A1_2O_3$ 4÷8 %) и оксид кальция (CaO 0,3÷0,5 %). Эти отходы согласно действующему классификатору отходов относятся к категории инертных, хотя в ряде случаев это не обосновано. Так при длительном хранении под действием природных и техногенных факторов отходы претерпевают трансформацию, что способствует формированию в зоне гипергенеза дренажных вод, насыщенных полютантами, а в районе расположения отвала способствуют формированию геохимических ореолов и потоков загрязнения.

Исследования техногенного массива предприятия «Североникель» показали, что отходы металлургического производства при хранении подвергаются вымыванию, с формированием кислых дренажных вод, и трансформации в новые кристаллохимические фазы. В результате этого минеральная система переходит в предельно неравновесное состояние, характеризующееся повышенной химической активностью, что способствует диспергации тяжелых металлов и их миграции с водами.

На участке складирования шлакоотвала при сравнительно малых объемах инфильтрационных вод из-за глобальной эмиссии загрязнителей, наносится значительный ущерб поверхностным водам, являющимся в районе единственным источником питьевого водоснабжения.

В результате комплекса лабораторных исследований установлено, что воды после инфильтрации через тело отвала насыщены загрязняющими веществами с концентрацией Ni – 2 мг/л, Cu – 8 мг/л, Co – 1,5 мг/л, Cr – 20 мг/л и с показателем pH = 3, что приводит к формированию кислотных техногенных ореолов площадью 58 км^2 и потоков загрязнения протяженностью 15-20 км. Многочисленные исследования показали, что в радиусе более 100 км от комбината «Североникель» расположены зоны выпадения кислых осадков, где экосистемы находятся под влиянием избыточного поступления серы и других поллютантов. Вблизи предприятия pH почвы иногда достигает величины 2,8–2,1.

Результатом проявления технической или экологической опасности шлакоотвала выступает эколого-экономический ущерб, наносимый приповерхностным отложениям, поверхностным и подземным водам, населению и биотическим компонентам (растениям, животным, микроорганизмам).

В этой связи, целью проведенных исследований являлось снижение воздействия рассмотренных техногенных массивов на компоненты природной среды, а также предотвращение потерь потенциального минерального сырья вследствие ветровой и водной эрозии путем консервации техногенного месторождения ОАО «Михайловский ГОК».

Выбор метода консервации отходов обогащения и технологии на его основе обусловливается совокупностью физико-химических параметров отходов и экранирующих их материалов, возможностями применяемого метода, экономическими показателями существующих технологий экранирования отходов. Проведенный анализ существующих методов экранирования и пылеподавления отходов показал, что применяемые в настоящее время методы (экранирование глинистыми слоями, пленками из полимерных материалов, отходами нефтепереработки и пр.) имеют существенные недостатки (ухудшающиеся со временем изоляционные свойства, возможность перфорации, загрязнение вод поверхностного стока и пр.). В этой связи возникла необходимость разработки надежного, экологически безопасного и экономически эффективного способа изоляции техногенного месторождения на основе формирования экранов из полимерных материалов в оплавленном совместно с грунтами состоянии (ПМО).

Разработанная технология консервации техногенного месторождения заключается в планировании поверхности хвостохранилища, проведении дренажных мероприятий, укладке отходов полимерных материалов и

наполнителей, нагрева смеси экранирующего слоя до температуры плавления композиционного материала, составляющей 150 – 1700 °С.

Для создания эффективных экранирующих покрытий были проведены исследования:

- структуры и свойств ПМО и их зависимости от параметров технологии формирования экрана.
- закономерностей старения ПМО при воздействии климатических и эксплуатационных факторов;
- влияния на структуру и свойства ПМО ультрадисперсных наполнителей и возможности улучшения таким способом эксплуатационных характеристик покрытий.

Проведенные исследования показали, что при увеличении температуры расплава композиционного материала до 180 °С. процесс кристаллизации обрывается на промежуточной стадии, что приводит к формированию экрана с низкими прочностными характеристиками. В случае же формирования структуры экрана в условиях медленного охлаждения и выдержки расплава на каждой ступени охлаждения, разрушившиеся центры кристаллизации успевают восстанавливаться. Охлаждение в течение длительного времени создает благоприятные условия для протекания процессов полной кристаллизации, что приводит к повышению устойчивости и износостойкости покрытия в природных условиях.

Предлагаемый способ консервирования отходов обогащения позволяет:

- повысить прочность и тем самым сохранить форму покрытия на длительный срок;
- упростить, повысить технологичность процесса получения покрытия, способного реализовать гидроизоляционные свойства в условиях постоянной ветровой нагрузки и воздействия атмосферных осадков, а также в условиях контакта с режущими и колющими предметами или осколками и т.д.;
- уменьшить коэффициент фильтрации за счет повышения антифрикционных свойств покрытия, увеличения плотности и монолитности;
- уменьшить водопоглощение покрытия за счет термического взаимодействия композиционного материала и грунтового основания;
- решить основную проблему экранов, а именно разрушающее действие солнечной радиации, нанесением недорогого изолирующего слоя из гравия, гальки и подобных крупнозернистых материалов;
- существенно снизить стоимость экранирования и снизить загрязнение окружающей среды за счет использования и отходов полиэтилена и полипропилена;
- сохранить ценные компоненты, содержащиеся в промышленных техногенных образованиях, которые могут быть использованы в будущем, а в настоящее время представляют собой угрозу нарушения естественного состояния окружающей среды и условий существования человека.

Литература

1. Измалков В.И., Измалков А.В. Техногенная и экологическая безопасность и управление риском. – СПб: НИЦЕБ РАН, 1998. – 375 с.
2. Пашкевич М.А. Техногенные массивы и их воздействие на окружающую среду. – СПб: Наука, 2000. – 220 с.

ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ГОРНОДОБЫВАЮЩЕГО ПРЕДПРИЯТИЯ НА ПОЧВЕННО-РАСТИТЕЛЬНЫЙ ПОКРОВ

М.А. Куликова

Научный руководитель профессор М.А. Пашкевич

Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В. Плеханова, г. Санкт-Петербург, Россия

Загрязнение почвенно-растительного покрова в результате многолетнего функционирования горнодобывающих и горноперерабатывающих предприятий на сегодняшний день является одной из основных проблем в промышленной экологии. Основными механизмами загрязнений почв являются атмосферные выбросы, водная и воздушная миграция элементов из отвалов и хранилищ отходов. Вследствие накопления в почве токсичных элементов в зонах воздействия комбинатов формируются области стабильного загрязнения.

Целью исследований является проведение мониторинга почвенно-растительного покрова в зоне воздействия ОАО «Севуралбокситруда», одного из крупнейших предприятий по добыче бокситовой руды в Российской Федерации. В основе работы лежат авторские исследования, проведенные в городе Североуральске летом 2006 года. Мониторинг приповерхностного слоя почв и растительности в зонах воздействия производится для оценки состояния земель, представляющих сельскохозяйственную и лесохозяйственную ценность, а также для снижения техногенной нагрузки на приповерхностные отложения путем разработки средозащитных мероприятий.

Задачи исследований:

- обоснование необходимости проведения комплексных мониторинговых исследований состояния почвенно-растительного покрова в зоне воздействия ОАО «Севуралбокситруда»;
- разработка методики мониторинга почвенно-растительного покрова в зоне влияния ОАО «Севуралбокситруда»;
- совершенствование методики оценки негативного воздействия предприятий на компоненты окружающей среды.

Для обоснования необходимости проведения инженерно-экологического обследования территории предприятия «Севуралбокситруда» проводился анализ медико-биологических данных, который показал, что заболеваемость населения рассматриваемого района в 2,5 раза выше, чем в целом по Свердловской области,

причем преобладающими болезнями являются болезни органов дыхания, болезни костно-мышечной системы, новообразования. В происхождении этого класса болезни существенную роль играют экологические факторы (в частности, загрязнение атмосферного воздуха и атмосферные выпадения), а также специфика работы трудоспособного населения под землей.

Первоначальная оценка уровня загрязнения атмосферного воздуха и почвенно-растительного покрова в зоне воздействия ОАО «Севуралбокситруда» проводилась методами биологического мониторинга, в частности, путем определения индекса состояния древостоя по числу деревьев [1].

Для этого был выбран участок, находящийся в зоне воздействия предприятия. На данном участке был произведен пересчет и оценка состояния деревьев, а затем был рассчитан индекс состояния древостоя:

$$I_n = \frac{n_1 + 0{,}7n_2 + 0{,}4n_3 + 0{,}1n_4}{n}, \quad (1)$$

где I_n – индекс жизненного состояния древостоя по числу деревьев, n_1 – число здоровых, n_2 – поврежденных, n_3 – сильно поврежденных, n_4 – отмирающих деревьев, n – общее число деревьев (включая сухостой) на пробной площади; 1; 0,7; 0,4; 0,1 – баллы, присваиваемые деревьям той или иной категории жизненности, соответственно: здоровым, поврежденным, сильно поврежденным и отмирающим.

Оценка состояния древостоя приведена в табл. 1.

Таблица 1

Результаты расчета жизненного состояния древостоя

Общее число деревьев, n	Из них				Индекс состояния древостоя, I_n
	Здоровых, n_1	Поврежденных, n_2	Сильно поврежденных, n_3	Отмирающих, n_4	
	Индекс состояния древостоя				
	1,7-0,8	0,79-0,5	0,49-0,2	<0,19	
211	64	78	54	15	0,67

В процессе многолетних исследований жизненного состояния лесных фитоценозов были выявлены следующие диагностические признаки повреждения деревьев промышленным загрязнением:

хлорозы и некрозы ассимиляционных органов;

снижение продолжительности жизни хвои;

снижение охвоенности крон с нарушением распределения фитомассы хвои по высоте крон и проч.

Основным диагностическим признаком повреждения ассимиляционных органов растений атмосферным загрязнением является наличие хлорозов и некрозов на хвое или листьях.

Диагностические признаки повреждений ассимиляционных органов растений в зонах воздействий предприятий различаются в зависимости от источника загрязнения и от состава атмосферных выбросов (табл. 2).

Таблица 2

Диагностические признаки повреждений

Специфика предприятия	Основные загрязнители	Характер повреждений	
		Хвоя	Листья
Заводы по добыче и переработке бокситовых руд	Соединения фтора, преимущественно фтористый водород, и диоксид серы	Некроз приурочен к верхней части хвоинки и имеет буровато-красный цвет («ожог верхушки хвои»). Повреждение может охватывать треть, половину и даже всю хвоинку	Возникновению некрозов обычно предшествуют верхушечные и краевые светло-зеленые хлорозы, меняющие затем окраску на красно-коричневую, коричневую или бурую

ОАО «СУБР» относится к предприятиям по добыче бокситовых руд, поэтому визуальные наблюдения листвы в зоне воздействия подтвердили наличие специфических для данного источника загрязнения повреждений. Так как основными загрязнителями являются соединения фтора (преимущественно фтористый водород, и диоксид серы), то для хвои некроз приурочен к верхней части хвоинки и имеет буровато-красный цвет («ожог верхушки хвои»). Повреждение может охватывать треть, половину и даже всю хвоинку. Возникновению некрозов на листьях обычно предшествуют верхушечные и краевые светло-зеленые хлорозы, меняющие затем окраску на красно-коричневую, коричневую или бурую.

Визуальные наблюдения деревьев и кустарной растительности на территории промплощадки шахты показали значительные повреждения ассимиляционных органов деревьев. Согласно использованной методике при оценке около 30 % деревьев можно отнести к категории «отмирающее дерево».

Нарушенное состояние древостоя обуславливается двумя причинами:

- непосредственное воздействие атмосферных выбросов на растительность;
- поглощение корневой системой поступивших вследствие атмосферных выпадений токсичных веществ из почвенных растворов.

Таким образом, предварительные мониторинговые обследования подтверждают необходимость проведения контроля состояния почвенного покрова.

Проведенное обследование территории позволило выявить основные источники техногенного воздействия на почвогрунты:

- вентиляторные станции (СВУ – Северная, ЮВУ – Южная вентиляционные установки);
- цех шихтовки;
- автотракторный цех;
- объекты постоянного и временного складирования отходов (отвалы пустой породы);
- ремонтно-механический цех (РМЦ) и др.

Летом 2007 года на территории промплощадки шахты был проведен отбор проб грунта для определения степени загрязнения почвенного покрова. Контроль состояния почвенного покрова на промплощадке шахты №15 производили в соответствии с розой ветров по направлению 2-х экстремальных лучей (южное и юго-западное направления). Для дополнительного контроля были отобраны образцы за пределами санитарно-защитной зоны и на ее границе. В настоящее время образцы проходят пробоподготовку, далее будет проведен их анализ рентгено-флуоресцентным и атомно-адсорбционным методами.

Таким образом, на первом этапе проведенные исследования позволили выявить потенциальные источники воздействия ОАО «Севуралбокситруда» на почвенно-растительный покров, установить степень деградации растительности, провести опробование приповерхностных отложений для дальнейших лабораторных исследований.

Исследования выполняются при поддержке Американского фонда гражданских исследований и развития для независимых государств (CRDF).

РАЗРАБОТКА БЕЗОПАСНОГО МЕТОДА ГРАНУЛИРОВАНИЯ МЕЛКОДИСПЕРСНЫХ МАТЕРИАЛОВ

Д.А. Лаптев

Научный руководитель профессор А.И. Сечин

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Гранулирование представляет совокупность физико-химических и физико-механических процессов, обеспечивающих формирование частиц определенных размеров, формы, структуры и физических свойств. В общем случае гранулирование включает в себя следующие технологические стадии: подготовка исходного сырья, дозирование и смешение компонентов, собственно гранулообразование, формирование структуры, сортировка. Эффективность процесса гранулирования зависит от механизма гранулообразования, который в свою очередь определяется способом гранулирования и его аппаратурным оформлением.

Благодаря высокой интенсивности процесса и большой производительности, гранулирование материалов во взвешенном состоянии получило широкое распространение. Оно позволяет предотвратить расслаивание многокомпонентных масс, улучшить сыпучесть порошков, обеспечить точность дозирования и равномерное распределение активного компонента, а, следовательно, большую гарантию лечебных свойств каждой таблетки. Таким образом, задачей гранулирования является обеспечение тесного сближения частиц порошкообразного материала и формирования из них однородных и прочных гранул определенного размера [1].

Производство порошкообразных и гранулированных лекарственных препаратов имеет ряд особенностей. Особенности определяются как термолабилыостью гранулированных материалов, так и их неоднородностью. Это требует ограничение температуры теплоносителей, во избежание местных перегревов материала. Конструкцию гранулятора характеризуют и определяют исходный материал, способ образования гранул, форма и свойства получаемых гранул [2].

Особенно актуальна проблема обеспечения однородности получаемого продукта. Эта проблема особенно остро стоит при загрузке особо малых количеств активного вещества. Как, например, в рассматриваемой технологической схеме на 167 килограмм материала 140 грамм биологически активного вещества (БАВ). Как показала практика, перемешивание в валковых и барабанных грануляторах не обеспечивает необходимую точность распределения БАВ. Высказано предложение о необходимости перехода к более активному гидродинамическому режиму, к процессам совершаемых в кипящем (псевдоожиженном) слое. Гранулирование в кипящем слое заключается в смешивании порошкообразных ингредиентов во взвешенном слое с последующим их увлажнением гранулирующей жидкостью при продолжающимся перемешивании. Кипящим (псевдоожиженным) слоем называют состояние слоя гранулируемого материала, при котором частицы интенсивно перемешиваются между собой под влиянием проходящего через слой потока газа.

Достоинствами являются развитая поверхность фазового контакта, высокая интенсивность тепло- и массообменных процессов, высокая удельная производительность, высокое качество гранулированного продукта, совмещение процессов гранулирования и сушки, что упрощает схему производства.

Установка.

Была разработана экспериментальная сушилка-гранулятор кипящего слоя. Схема экспериментальной установки сушилки-гранулятора представлена на рисунке. Сушильная камера цилиндрическо-конической формы состоит из двух частей: в верхней части расположено отверстие для подачи гранулируемой жидкости, в нижней части расположена распределительная решетка. Конус камеры определяет гидродинамические особенности процесса: угол раскрытия 20° обеспечивает равномерное по всему сечению псевдоожижение.

Исходный материал помещают на распределительную решетку, и поток подводимого снизу газа обеспечивает принудительное перемешивание частиц материала. Подаваемый ротационной установкой воздух

проходит через электрический нагреватель, где нагревается до необходимой температуры и в требуемом количестве подается в сушильную камеру. Электрический нагреватель включен в цепь терморегулятора, состоящего из ртутного контактного термометра, автотрансформатора и реле. Из сушильной камеры воздух выходит через верхнее отверстие, снабженное фильтром.

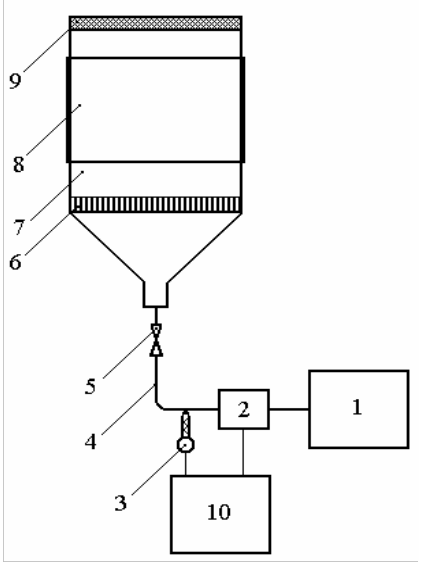


Рис. Схема экспериментальной установки, сушилки-гранулятора кипящего слоя: 1 – ротационная установка; 2 – электрический нагреватель; 3 – контактный термометр; 4 – воздуховод; 5 – вентиль; 6 – распределительная решетка; 7 – корпус установки; 8 – смотровое окно; 9 – фильтр; 10 – регулятор напряжения

Методика исследований.

В качестве исходного материала используется лактоза (белое порошкообразное вещество с дисперсностью 150 мкм) и БАВ – производное имидазола (белое порошкообразное вещество с дисперсностью 120 мкм). Лактозу массой в 150 грамм и БАВ с массой 1 г помещают на распределительную решетку. На ротационной установке устанавливают необходимую скорость потока воздуха, при этом материал приходит во взвешенное состояние, непрерывно перемешиваясь. Включают питание нагревателя и с помощью контактного термометра устанавливают температуру сушки 40 °С.

Гранулирование проводят путем распыления гранулированной жидкости в верхнюю часть слоя взвешенных частиц. В качестве гранулированной жидкости используется 3 % раствор крахмала (крахмал выступает как связующее вещество при агломерации частиц). 260 мл раствора распыляют в течение 15 минут, при этом происходит агломерация дисперсных частиц с образованием гранул. Полученные гранулы подвергают сушке нагретым воздухом в течение 30 минут.

Проведенные эксперименты показали удовлетворительное гранулообразование. Были получены гранулы размером 250–300 мкм. Однако распределение БАВ оставляет желать лучшего. Традиционно гранулирующую жидкость, добавляемую в сухую смесь, готовят на водной основе. Нами предлагается смена операций загрузки. БАВ загружать не в сухом виде, а в составе жидкой фазы. Используя для этого либо воду, либо этиловый спирт. Это должно увеличить коэффициент распределения связующего вещества в грануляте и обеспечить высокое качество товарного продукта. Затем подавать в камеру гранулирующую жидкость. А стабилизировать структуру полученных гранул сушкой в «кипящем» слое.

Литература

1. Классен П.В., Гришаев И.Г., Шомин И.П. Гранулирование. – М.: Химия, 1988. – 275 с.
2. Иванов А.Б. Анализ режимов работы грануляторов с псевдоожиженным слоем // Теоретические основы химической технологии. – М.: Недра, 1991. – Т.25. – №3. – С. 394 – 398.

СПОСОБЫ ОЧИСТКИ ПОВЕРХНОСТНЫХ ВОД ОТ НЕФТЯНЫХ ЗАГРЯЗНЕНИЙ

Хоанг Минь Дык[1]
Научный руководитель доцент Н.В. Крепша[2]
[1]г. Данаг, Вьетнам, [2]Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Южная часть Вьетнама обладает большим нефтегазовым потенциалом (более 10 млрд. т). Большая часть ресурсов сосредоточена (до 85 %) на морском шельфе (рис.1).

Считается, что шельфы морей перспективны в отношении нефти и газа, так как тяготеют к дельтам крупных рек, в частности, реки Меконга. В речных дельтах осаждаются гигантские массы песков и глин, содержащие органическое вещество в виде растворов, коллоидов и взвесей. Здесь скапливается масса бактериального мира, фито- и зоопланктон. Отличными резервуарами углеводородов здесь являются также рифовые известняки прошлого. В последние десятилетия активные поиски и добыча нефти и газа ведутся во Вьетнаме на шельфе, вдали от берегов. Это крупнейшие месторождения LAN TAV и LAN DO (рис.1). Погоня за нефтью привела не только к развитию техники для бурения на шельфе, возросли скорости и глубина бурения, но и к обострению проблем охраны поверхностных вод, растительного и животного мира в прибрежной части океана.

При добыче нефти и газа на акватории наносится огромный ущерб окружающей среде [1]. Разлив нефти приводит к:

- загрязнению поверхностных вод прибрежных территорий;
- негативному влиянию на морских животных и растений;
- уничтожению мест отдыха горожан (многие пляжи закрыты).

Основными источниками загрязнения водных объектов являются:

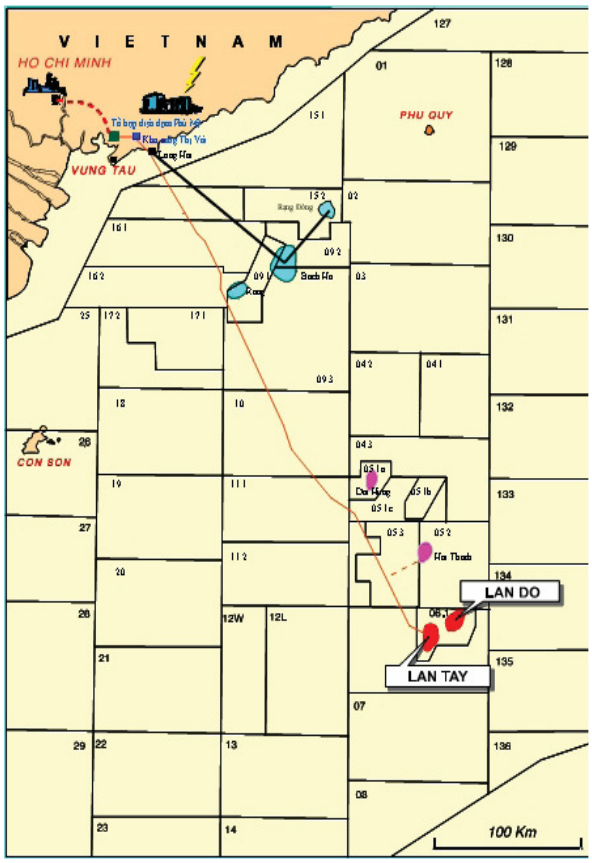


Рис.1 Схема расположения месторождений нефти и газа во Вьетнаме

- буровые растворы и буровые сточные воды;
- сырая нефть;
- аварийные разливы нефти.

Основные загрязняющие вещества, поступающие в поверхностные водные объекты при строительстве и эксплуатации объектов добычи и транспорта углеводородного сырья, превышающих предельно допустимые концентрации (ПДК), изменяют физические, химические и органолептические свойства воды. Это существенно ухудшает условия обитания в воде животных и растений и делает невозможным использование такой воды в культурно-бытовых целях. Так, нефть оказывает влияние на птиц, разрушая их оперение, спутывает перья, вызывает раздражение глаз. Морские млекопитающие – морские выдры, тюлени, новорожденные морские котики – наиболее часто погибают от разливов нефти. Растения (мангровые деревья, морские травы др.) гибнут. Токсическое воздействие нефти в воде на рыб обуславливается выделяющимися из нефти токсическими веществами. Концентрация нефти в воде до 20–30 мг/дм^3 вызывает гибель морских рыб.

Общие правила охраны вод от загрязнения при добыче нефти и газа на акватории отражены в нормативных документах [2, 3].

Актуальным при эксплуатации и авариях месторождений углеводородов на шельфе выше названных месторождений является очистка поверхностных вод от загрязнения нефтепродуктами. Все методы очистки воды от загрязнения нефтью можно разделить на 4 группы: 1) механические, 2) физико-химические, 3) химические, 4) биологические.

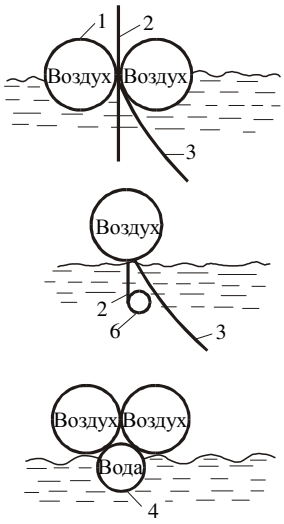


Рис.2 Конструкции бонового заграждения

1. Механические методы удаления нефти представляют собой сбор нефти с водной поверхности, начиная от ручного вычерпывания нефти до машинных комплексов нефтемусоросборщиков. Конструкция бонового заграждения состоит из плавучей, экранирующей и балластной частей (рис.2). Плавучая часть может быть выделена в виде отдельных поплавков (1) прямоугольного или круглого сечения. Экранирующая часть представляет собой гибкую или жесткую пластину (2), присоединенную к плавучей части бона и нагруженную для придания устойчивости балластной цепью, трубой или растяжками (3).

Предлагается устраивать заграждение подводного типа в виде пневматического барьера, принцип работы которого заключается в создании препятствий на поверхности воды при непрерывной подаче воздуха через перфорированную трубу, уложенную на дно водоема под определенным углом к направлению течения.

2. Физико-химические методы удаления нефти – это применение адсорбирующих материалов: пенополиуретан, угольная пыль, резиновая крошка, древесные опилки, пемза, торф, торфяной мох и т. п. Губчатый материал из полиуретановой пены хорошо впитывает нефть и продолжает плавать после адсорбции.

Адсорбенты органического и неорганического происхождения перед применением могут гранулироваться (порошкообразные) и пропитываться гидрофобизаторами.

3. Химические методы удаления разливов нефти – удаление нефти с помощью химических соединений – детергентов – нашло применение при разливах нефти на море. К детергентам относятся растворители и поверхностно-активные вещества (ПАВ), способствующие образованию эмульсий.

Микробиологическое разложение нефти рассмотрим подробнее как наиболее перспективный метод очистки загрязнения водоемов нефтепродуктами. Для некоторых бактерий нефть является питательной средой. Микробиологическая активность в большей степени зависит от температуры: скорость микробиологических процессов удваивается при увеличении температуры на 10 °С. На развитие микроорганизмов большое влияние оказывает содержание высоколетучих алифатических компонентов нефти. Введение в воду незначительных количеств нитратов и фосфатов увеличивает степень разрушения нефти на 70 %. Применяют различные

биологические препараты, например, биологический препарат «Путидой», предназначенный для ликвидации загрязнения почвы и воды сырой нефтью и нефтепродуктами. «Путидой» – мелкодисперсный порошок, являющийся бактериально минеральной композицией, не содержащий патогенных микроорганизмов. Действие препарата основано на взаимодействии как самовносимых с препаратом микроорганизмов, так и на стимуляции активной деятельности местных микробиоценозов за счет внесения дополнительной подкормки в виде наборов минеральных солей.

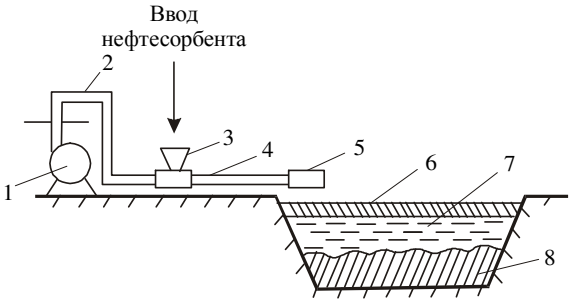


Рис.3 Принципиальная технологическая схема обработки поверхности ША
1– компрессор, 2, 4 – трубопровод, 3 – ввод нефтесорбента, 5 – распылитель, 6 – эмульсионный слой, 7 – вода, 8 – слой плавающей нефти

Предлагается следующая технология сбора плавающей нефти с водных поверхностей с применением нефтесорбента «Путидой» для ликвидации нефтяного загрязнения водных поверхностей. При этом нефтесорбент наносится на слой плавающей нефти (рис.3).

Необходимые технические средства для:

- ограждения загрязненных участков акваторий и локализации разливов нефти;
- сбора плавающей на поверхности воды нефти;
- удаления, утилизации или уничтожения собранных загрязненных веществ.

Сорбент обладает высокой плавучестью, не тонет, и при адсорбции нефти не смачивается водой. Нефть с нефтесорбентом может легко удаляться с водной поверхности механическим путем (может быть черпак или специальный сепаратор).

Недостатки:

1) при распылении сорбента в неблагоприятных условиях часть его выносится за пределы зоны очистки;

2) сорбент из-за низкой плотности плохо проникает в толщу нефтезагрязения и при большой толщине нефтяного слоя коэффициент использования сорбента резко снижается.

Указанные недостатки можно преодолеть путем подачи сорбента в зону очистки из-под воды, а распыление сорбента можно осуществить напорным водным потоком.

Биологический метод уничтожения нефтезагрязнений с водной поверхности при аварийном попадании нефти может быть рекомендован на месторождениях акватории юга Вьетнама.

Литература

1. Барановский В.Д., Кесельман Г.С. Охрана окружающей среды. – М.: ВНИИОЭНГ, 1985. – 367 с.
2. ГОСТ 17.1.3.12-86 «Охрана природы. Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа», 1986. – 86 с.
3. СанПиН 2.1.5.980-00 «Гигиенические требования к охране поверхностных вод», 2000. – 152 с.

ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ХРАНИЛИЩ НЕФТЕСОДЕРЖАЩИХ ОТХОДОВ ООО «КИНЕФ» НА ВОДНЫЕ ОБЪЕКТЫ

К.А. Моисеева
Научный руководитель профессор М.А. Пашкевич
Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В. Плеханова, г. Санкт-Петербург, Россия

В настоящее время в РФ ежегодно только предприятиями ТЭК складируется более 100 млн. т. хвостов и шламов. К 01.01.2008 г. по данным Госкомстата РФ только на предприятиях топлива и энергетики занято нерекультивированными хранилищами отходов свыше 200 тыс. га. Тем не менее, реализация резолюции 42/186-187 Генеральной ассамблеи ООН и Федерального закона «Об охране окружающей среды» требует обеспечения снижения воздействия предприятий ТЭК на природную среду в соответствии с принятыми нормативами путем применения наиболее эффективных защитных технологий.

Наиболее значительной техногенной нагрузке подвергаются компоненты природной среды на территориях складирования нефтесодержащих отходов, поскольку отсутствие современных технологий их ликвидации и обезвреживания превратило значительное число хранилищ из средства предотвращения нефтезагрязнения в угрозу крупномасштабного загрязнения компонентов природной среды (почв, подземных и поверхностных вод).

Другой проблемой для предприятий ТЭК является утилизация избыточных илов и осадков, образующихся при биологической очистке сточных вод. Этот метод очистки является одним из самых эффективных, однако ему присущ крупный недостаток – необходимость переработки образующихся избыточных илов и осадков, в противном случае для их складирования требуются значительные по площади и объему иловые карты, аналогичные шламонакопителям.

Однако, несмотря на высокую экологическую опасность нефтесодержащих отходов до сих пор не разработано технологических решений, позволяющих с высокой эффективностью и минимальным техногенным воздействием их обезвреживать и утилизировать.

ООО «Кинеф» ОАЛО «Сургутнефтегаз» является одним из самых крупных нефтеперерабатывающих предприятий Северо-Западного региона и России. Ежегодно на предприятии перерабатывается более 16 млн. т нефтей, объем выпускаемой товарной продукции составляет более 15 млн. т, часть которой потребляется на собственные нужды.

Таблица

Гидрохимическая характеристика р. Черной

Показатель	ПДК, мг/л	Фоновые концентрации (Сф), мг/л		Сф (вып.1)/ ПДК к Сф (вып.2)/ПДК
		для выпуска № 1	для выпуска № 2	
Общие санитарные показатели качества воды				
Биохимическое потребление кислорода (БПК полное)	3,0	3,15	3,4	1,050 1,133
Взвешенные вещества	10,25	5,8	10,0	0,566 0,976
Общая минерализация	1000	168,0	120,0	0,168 0,120
Вещества токсикологического лимитирования вод				
Азот аммонийный	0,29	0,37	0,9	1,054 2,308
Нитриты (по N)	0,02	0,006	0,012	0,300 0,600
Поверхностно-акивные вещества (ПАВ)	0,20	0,024	0,03	0,120 0,150
Марганец	0,015	0,126	0,126	8,4 8,4
Фториды	0,190	0,108	-	0,568 -
Вещества санитарно-токсикологического лимитирования вод				
Хлориды	300	11,6	13,0	0,039 0,043
Сульфаты	100	22,8	18,0	0,039 0,043
Нитраты	9,1	0,93	0,16	0,102 0,018
Фосфаты	0,2	0,064	0,02	0,32 0,10
Вещества рыбохозяйственного лимитирования вод				
Фенол	0,001	0,0034	0,0045	3,4 4,5
Нефтепродукты	0,05	0,05	0,05	1,0 1,0

При этом производство продукции сопровождается образованием большого количества отходов с явно выраженной тенденцией к ежегодному увеличению их объемов. К настоящему времени на территории ООО «КИНЕФ» на предприятии временно хранится более 124,4 тыс. т отходов. В том числе с иловых полей более 90 тыс. т и нефтешламов более 34,4 тыс. т. Состав отходов отличается разнообразием и содержанием групп токсичных веществ со значительным превышением предельно-допустимых концентраций (ПДК) (табл.).

Это обусловливается тем, что ООО «КИНЕФ» производит большое количество токсичных веществ, список наименований которых весьма обширен. Вредное воздействие шламонакопителей на природную среду сохраняется в полном объеме. К началу 2008 г. на существующем предприятии образовалось более 100 тыс. т. отходов, среди которых отходы 1-го класса опасности составляют порядка 5 тыс. т.

Собранные в шламонакопителях для временного хранения осадки, загрязненные нефтепродуктами, образующимися при эксплуатации очистных сооружений промканализации под действием гравитационных сил и термодеструкции, расслаиваются. Нефтепродукты «всплывают» на поверхность, откуда собираются трубокачалками и подаются в различные резервуары. Осадок – нефтешламы, состоящие, в основном, из мазутоподобных веществ с содержанием влаги 12 % и органической части 71–84 %, накапливаются в шламонакопителях. В настоящее время возможности накапливания нефтесодержащих отходов в шламонакопителях практически исчерпаны.

На территории ООО «КИНЕФ» происходит формирование гидрохимических ореолов загрязнения. Это объясняется тем, что на территории функционирования техногенных массивов происходит полная трансформация состава приповерхностных отложений и подстилающих их грунтовых вод, которые, разгружаясь в поверхностные водотоки (р.р. Волхов, Черная, Кересть и Тигода), являются главными источниками их загрязнения.

Метоморфизация подземных вод происходит по типичной, в условиях современного техногенеза, схеме в направлении преимущественного формирования загрязненных вод сульфатного и хлоритного типов с высоким содержанием органических веществ и определяется следующими факторами:

- степенью естественной и технической защищенности от загрязнения водоносного горизонта;
- соотношением областей питания, транзита и разгрузки;
- характером взаимосвязи подземных и поверхностных вод;
- литологическим составом водовмещающих пород, обуславливающих их фильтрационные свойства;
- вещественным составом водовмещающих пород, предопределяющим интенсивность процессов массообмена в системе вода – порода;
- климатическими факторами.

Источником загрязнения поверхностных вод являются временные водные потоки, выносящие загрязняющие компоненты с территории складирования нефтяных и биологических шламов. Во всех случаях вынос загрязняющих веществ в поверхностные воды оценивается временем достижения водотока, расходом загрязненных подземных вод и количеством загрязняющих веществ. Особую опасность при этом представляет снос загрязняющих веществ в малые реки, какими являются р. Черная и ее левый приток р. Жалень. Поэтому р. Черная может быть выбрана в качестве индикатора воздействия шламохранилищ на природные воды. Общая гидрохимическая характеристика на основе анализа результатов мониторинговых исследований поверхностных вод рек Черной и Волхов в створах по течению выше и ниже местоположения шламохранилищ и иловых карт показал, что происходит формирование техногенного гидрогеохимического потока. В качестве основных, загрязняющих воду компонентов определены: взвешенные вещества, аммонийный азот, поферхностно-активные вещества и фенолы.

Анализ контрастности гидрохимических загрязнений на различных расстояниях между точками взятия проб и шламоотстойником позволил установить, что распределение концентраций органических соединений происходит по экспоненциальному закону в зависимости от защищенности компонентов окружающей среды от загрязнения, формы и времени нахождения компонентов в отходах, а также миграционной способности загрязнений.

Высокий уровень загрязнения компонентов природной среды высокотоксичными веществами, а также увеличение количества нефтесодержащих отходов обусловливает необходимость оперативного обезвреживания уже существующих и вновь образующихся нефтяных и биологических шламов.

ВЛИЯНИЕ СВЯЗНОСТИ ПЫЛИ НА УСТОЙЧИВОСТЬ РАБОТЫ ГАЗООЧИСТНЫХ ЦИКЛОНОВ

К.В. Некрасова, А.С. Разва, Е.Г. Зыков
Научный руководитель доцент М.В. Василевский
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Основные источники загрязнений атмосферы – промышленность, транспорт, тепловые электростанции. К антропогенным источникам загрязнения окружающей среды относятся промышленные пыли. Промышленная пыль – это тонко диспрегированные (размельченные) частицы твердых веществ, образующиеся при различных производственных процессах (дроблении, размоле, транспортировании) и способные находится во взвешенном состоянии в воздухе. Пыли также называются аэрозолями. В зависимости от степени дисперсности пыли скорость ее оседания различна. Чем крупнее частицы, тем быстрее происходит осаждение, если же частицы очень мелкие осаждение практически не происходит. Частицы пыли какое-то время остаются в атмосфере, образуя так называемые ядра конденсации, что ограничивает прохождение УФ излучения. Таким образом, запыленность атмосферы способствует уменьшению количества солнечной радиации, достигающей Земли, и вызывает похолодание. Одновременно пыль, падающая на поверхность ледников, поглощает солнечную энергию и ускоряет их таяние.

В зависимости от дисперсности пыли и ее происхождения она может быть причиной многих заболеваний: раздражение слизистый оболочек глаз, конъюнктивит, закупорка пор, нарушение терморегуляции организма, дерматит, экземы, раздражения, ожог кожи, болезни легких: ринит, ларингит, трахеит, бронхит, пневмония, кашель, одышка, отравление. Также пыль является причиной туманов, смогов (Лондонский смог 1952 г.), кислотных осадков и др.

Из вышесказанного следует, что крайне необходимо уделять значительное влияние процессам обеспыливания в промышленных производствах, совершенствовать методы и технику обеспыливания. Для удаления пыли широко используются на практике циклоны. Циклон состоит из входного патрубка, корпуса (цилиндрическая и коническая части), выхлопного патрубка и бункера сбора пыли. Частицы, поступающие вместе с потоком, вращаются и подвержены действию центробежной силы. Центростремительные ускорения в потоке повышают давление у периферии и создают разрежение в центре. При попадании потока в коническую часть происходит увеличение скорости вращения, частицы, отклоненные к внутренней стенке циклона, транспортируются периферийным потоком в бункер. Поступающий в систему газоочистки дисперсный материал состоит из совокупностей первичных частиц, агрегированных частиц, и представляет вместе с несущей средой аэрозоль. Прочность агломерата зависит от диаметра исходных частиц. Разрушение определяется величиной и длительностью воздействия нагрузки. При умеренных скоростях агрегаты из мелких частиц более устойчивы к нагрузкам, которые характерны при осуществлении процессов в производственных газоочистных аппаратах. Поступающие в аппарат агломераты взаимодействуют с поверхностями, деформируются, образуют отложения [2].

Неоднородности концентраций, возникающие при повороте потока в пристеночной области, приводит к неоднородности распределения напряжения трения на стенке в потоке. В локальные области, где напряжения трения оказываются «завышенными», подтекает окружающий газ с содержащимися в нем частицами и неоднородность увеличивается. Дисперсная среда в этой неоднородности движется в целом медленнее несущего газового потока, обтекается им, частично диспергируется, ускоряется, под воздействием центробежных сил концентрируется у стенки и снова подтекает к основной неоднородности. Частицы, находящиеся вне жгута, движутся быстрее, нагоняют его, присоединяются к нему, участвуя в циклах сепарации и диспергации в области движения жгута. В целом наблюдается картина движущегося жгута, который является динамическим объектом: частицы на протяжении всего пути его движения уходят и возвращаются в него, причем в этом движении концентрация частиц в жгуте, порозность, скоростные характеристики несущего потока в локальной области жгута организуется таким образом, чтобы это динамическое образование оказалось устойчивым. Агломераты из мелких частиц, в зависимости от условий их образования, могут иметь различную прочность и размеры при транспортировке их несущей средой в приемник пылеуловителя. Порошкообразные и особенно гигроскопические материалы, находящиеся в приемнике, проявляют склонность к слеживаемости, вызывающей изменение сыпучести и прочности таких материалов.

Для установления причин нарушения устойчивости процесса обеспыливания, необходимо исследовать поведение и свойства частиц в потоках внутри циклона. С одной стороны, наличие агломератов является хорошим признаком, т.к. крупные частицы улавливаются эффективнее. Но, с другой стороны, агломераты налипают на стенки, образуя отложения. Эксплутационная надежность систем пыле- и золоулавливания зависит от аутогезионных свойств (сцепления частиц друг с другом, связность). В технике газоочистки аутогезионным свойствам присвоен термин «слипаемость». С целью прогнозирования поведения порошка изучаются его прочностные, реологические характеристики. Реальные порошки характеризуются неоднородностью, наличием агломератов, различаются плотностью упаковки частиц. Поэтому целью данной работы является анализ и сравнение показателей, характеризующих аутогезионные свойства частиц дисперсного материала.

Одним из показателей связности является прочность на разрыв слоя *T*. В зависимости от этой прочности, дисперсные материалы разделены на группы слипаемости. По степени слипаемости пыли делятся на 4 группы (табл. 1). Слипаемость возрастает с уменьшением размера частиц [1].

Таблица 1

Классификация дисперсных материалов по степени слипаемости

Группа слипаемости	Разрыв прочности, Па	Представители группы
I	Неслипающиеся, P<60	Доломитовая, глиноземная, шлаковая пыли
II	Слабослипающиеся, 60<P<300	Коксовая, доменная, апатитовая пыли
III	Среднеслипающиеся, 300<P<600	Цементная, торфяная пыли, металлическая, мучная пыли с максимальным размером частиц 25 мкм
IV	Сильнослипающаяся, P>600	Цементная, гипсовая пыли, волокнистая пыли (асбестовая, хлопковая, шерстяная), все пыли с частицами не более 10 мкм

Расклассифицированные материалы корунда и цемента просеивались через сито 1 мм, проходили стадии уплотнения, определения разрывной прочности, плотности, усилия выдавливания. В качестве датчика разрывной прочности слоя применялся прибор, в котором был применен метод разрыва слоя с использованием липкой смазки (вазелин). Поверхность, покрытую липкой смазкой, приводят в соприкосновение со слоем порошка и затем отрывают вместе с прилипшей к смазке частью слоя [1]. В качестве силоизмерительного устройства применялось уравновешенное коромысло одно плечо, которого соединено с диском, а к другому подвешен сосуд для воды, которая подавалась через дозатор с необходимой скоростью [1]. Разрывное напряжение смазки при контакте диска с твердой поверхностью без порошка составляло 3,1 кПа. Данные по расчету разрывной прочности приведены в табл. 2. Формула для расчета разрывной прочности:

$$T = \frac{V_{вода}}{S_{пластинки}} \quad (1)$$

Диаметр диска – 9 мм; масса цилиндра 15,31 г; диаметр цилиндра 1,5 см; высота цилиндра 1,2 см; уплотняющая нагрузка P_i; насыпной вес материала, заполняющего объем цилиндра: $m_{нМ1}$=0,90г; T, m_y, P_τ – разрывная прочность, вес объема уплотненного материала, усилие выдавливания материала из цилиндра (1 г/см^2≈100 Па).

Таблица 2

Показатели, характеризующие связность порошка М1, $m_н$ = 0,90 г

P_i, кПа	1	10	20	50
T, г/см^2	0,21	0,63	1,15	4,56
m_y, г	1,3	1,8	2	2,2
P_τ, кПа	3,7	35,9	58,1	92,9

При использовании метода липкой смазки необходимо учитывать, что после уплотнения слоя его поверхность может находиться в разрыхленном состоянии. Это объясняется тем, что при отъеме уплотнительного диска (плунжера) частицы на поверхности слоя находятся в контакте с поверхностью диска (торцевой плунжера) и поверхность подвергается растягивающим усилиям. Поэтому этот слой перед началом измерений необходимо удалить. Поскольку при подаче материала в форму происходит сегрегация частиц, слой

материала представляет неоднородную структуру, причем на поверхности слоя адгезионные свойства по сечению неодинаковы (присутствуют образовавшиеся агломераты при отъеме уплотняющей поверхности плунжера). Кроме того, необходимо учитывать, что на поверхности слоя проявляются силы поверхностного напряжения (поверхностная энергия), которые также могут проявляться при формировании образца. Все эти факторы могут приводить к погрешностям и даже грубым ошибкам измерения величины *Т*.

Вторым показателем связности является степень уплотнения *У*.

В наличие имеются 2 цилиндра, массы которых предварительно определяются и равны $m_ц$. Затем один из цилиндров заполняют порошком, и измеряют его массу, т.е. массу насыпного неуплотненного порошка, по формуле:

$$m_{насып} = m - m_ц, \tag{2}$$

где m – общая масса цилиндра с порошком в насыпном состоянии, $m_ц$ – масса цилиндра.

Затем насыпную массу начинают уплотнять с нагрузкой P_1, постепенно подсыпая порошок и продолжая уплотнять. Затем присоединяется второй цилиндр, также добавляется порошок и производится его уплотнение. После уплотнения второй цилиндр отсоединяется и снимается лишний слой порошка с первого цилиндра, с образованием ровной поверхности. Уплотненная масса взвешивается, полученные значения заносятся в таблицу. Уплотнение рассчитывается по формуле:

$$У = \frac{\rho_у - \rho_н}{\rho_у} = \frac{m_у - m_н}{m_у}, \tag{3}$$

где $m_у, \rho_у$ – соответственно масса и плотность уплотненного порошка, $m_н, \rho_н$ – соответственно масса и плотность насыпного порошка. Для одного порошка опыт проводится при разных нагрузках.

Таблица 3

Степень уплотнения дисперсного порошка

	M1				M2				M5				Цемент			
$m_н$, г	0,9				1,2				1,7				2,1			
P_i, кПа	1	10	20	50	1	10	20	50	1	10	20	50	1	10	20	50
$m_у$, г	1,3	1,8	2	2,2	2,1	2,4	2,5	2,8	2,6	2,8	3,2	3,4	2,2	2,9	3,2	3,5
У, %	30,8	50	55	59	43	50	52	57	35	39	47	50	5	28	34	40

Таблица 4

Зависимость силы экструзии от силы уплотнения

	M1				M2				M5				Цемент			
$m_н$, г	0,9				1,2				1,7				2,1			
P_i, кПа	1	10	20	50	1	10	20	50	1	10	20	50	1	10	20	50
$\rho_у$, г/см^3	0,61	0,85	0,94	1,04	0,99	1,13	1,18	1,32	1,23	1,32	1,51	1,60	1,04	1,37	1,51	1,65
У, %	30,8	50	55	59	43	50	52	57	35	39	47	50	5	28	34	40
$Р_т$, кПа	3,7	35,9	58,1	92,9	3,8	18,7	24,9	41,9	4,97	15,3	28,3	56,6	3,4	4,5	5,66	17,0

Согласно полученным данным, степень изменения объема порошка увеличивается при уменьшении размеров его частиц. К порошкам с крупными частицами необходимо прикладывать меньшие уплотняющие нагрузки для достижения нужной степени уплотняемости. Таким образом, если в потоке находятся частицы разных размеров, то их поведение различно, это будет влиять на устойчивость процесса обеспыливания. После уплотнения порошка, описанного выше, первый цилиндр ставят на полый цилиндр и с помощью различных грузов подбирают необходимую нагрузку для выдавливания порошка. Нагрузка, при которой порошок выходит из цилиндра, заносится в таблицу.

Как видно из таблиц 3, 4, наибольшее изменение претерпевает величина $P_т$, причем эта величина измеряется гораздо с меньшей погрешностью, чем *Т*. При этом не требуется специальной аппаратуры.

На рис. *а* и *б* показаны зависимости веса объемов порошков и выдавливающей силы от уплотняющей нагрузки [3].

В пределах изменения уплотнительной нагрузки 1÷50 кПа происходит быстрое увеличение плотности материала. Сыпучее тело после уплотнения находится в напряженном состоянии, которое определяется аутогезионными силами. Рост прочности осуществляется как за счет увеличения числа контактов, так и за счет увеличения поджима частиц друг к другу. При выталкивании материала из цилиндра нагрузка передается всем слоям тела, находящегося в объеме матрицы. Изменение выталкивающего напряжения по высоте цилиндра равно элементарной силе сопротивления, приходящейся на единицу боковой поверхности.

$$d\sigma\pi R^2 = -dh2\pi R\sigma_{бок} f_1;\ \ \sigma_{бок} = n\sigma;\ \ \sigma = P\exp\left(-\int_0^h 2f_1 nd\frac{h}{R}\right) \tag{4}$$

σ, $\sigma_{бок}$ – нормальное и боковое давления, f_1 – коэффициент внешнего трения, n – коэффициент бокового давления, h – переменная высота, R – радиус цилиндра. В общем случае величины f_1, n не постоянны.

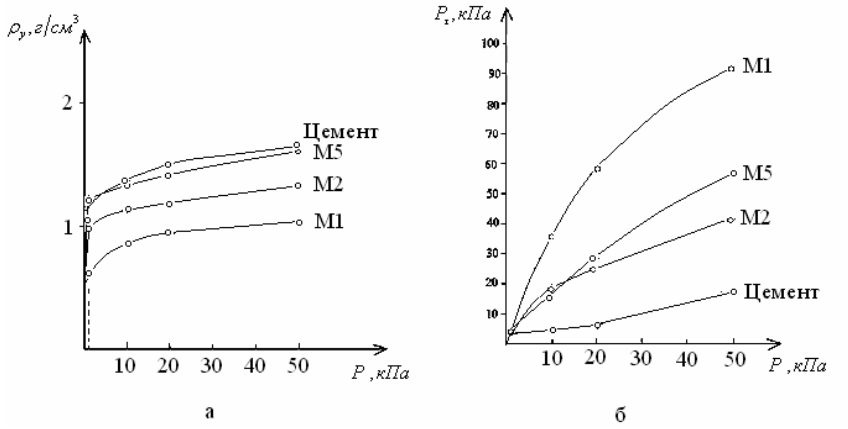


Рис. а – зависимость веса объемов порошков от уплотняющей нагрузки; б – зависимость силы выдавливания порошков от уплотняющей нагрузки

Как следует из приведенных зависимостей, показателем связности может являться величина отношения изменения величины выталкивающей силы к изменению величины уплотнения.

Работа выполнена при поддержке РФФИ (грант 06-08-00054).

Литература

1. Андрианов Е.И. Методы определения структурно-механических характеристик порошкообразных материалов. – М.: Металлургия, 1982. – 256 с.
2. Разва А.С., Некрасова К.В., Зыков Е.Г., Василевский М.В. О трансформации дисперсной фазы в циклонном пылеуловителе // Энергетика: экология, надежность, безопасность: Материалы XIII Всеросс. науч.-техн. конференции. – Томск: Изд-во ТПУ, 2007. – С. 241 – 244.
3. Некрасова К.В., Разва А.С., Зыков Е.Г., Василевский М.В.. Определение связности сыпучих материалов // Энергетика: экология, надежность, безопасность: Материалы XIII Всеросс.науч.-техн. конференции. – Томск: Изд-во ТПУ, 2007. – С. 234 – 238.

БРИКЕТИРОВАНИЕ ЛЕНТОЧНЫМ КОНВЕЙЕРНЫМ ПРЕССОМ МЕЛКОДИСПЕРСНЫХ ТВЕРДЫХ ГОРЮЧИХ МАТЕРИАЛОВ

А.Н. Никулин
Научный руководитель профессор Ю.В. Шувалов
Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В. Плеханова
г. Санкт-Петербург, Россия

Использование отходов добывающих и перерабатывающих отраслей промышленности (в первую очередь угольной), ведет к значительной экономии топливно-энергетических и сырьевых ресурсов, одновременно обеспечивая снижение загрязнения окружающей природной среды, а также создает перспективы для развития промышленного производства с высоким социальным эффектом (образование дополнительных рабочих мест).

Проблема решается созданием производительных, легко компонуемых и металлоемких перерабатывающих комплексов с возможностью их размещения непосредственно у источника образования твердых горючих отходов. Продукцией таких комплексов являются топливные брикеты, способные не только повысить КПД сжигания топлива в слоевых топках в малой и средней энергетике, но и обеспечить коммунально-бытовой сектор удобным в использовании, высококалорийным и дешевым источником энергии.

Брикетирование – это процесс, не требующий высокотехнологичного оборудования, что и обеспечивает его неоспоримое преимущество в конкуренции с другими альтернативными источниками энергии, такими как солнечная и ветровая энергия, в условиях отсутствия достаточного количества традиционных энергоресурсов. А возможность в процессе производства задавать не только форму, размер, вес готового брикета, но состав компонентов брикетируемой смеси и при этом получать продукт (брикет) с необходимыми свойствами, которых не имеют входящие в него компоненты, определяет уникальность и полезность брикетирования и особенно твердых горючих отходов [1].

Брикетирование практически всех видов твердых горючих материалов, отходов обогащения углей, в настоящее время может производиться в стандартных гидравлических, штемпельных, ротационных и экструзионных прессах с применением разнообразных связующих материалов и без них (табл. 1).

Таблица 1

Применение брикетных прессов

Брикетный пресс	Применение
Вальцовый Столовый Ротационный	Брикетирование каменных углей, руд и рудничных концентратов, отходов производства
Штемпельный	Брикетирование каменных и молодых бурых углей, торфа
Кольцевой	Брикетирование зрелых бурых углей
Матричный Гидравлический	Брикетирование каменноугольной мелочи, бурых углей, древесных отходов и отходов производства
Гусеничный	Брикетирование каменных углей, бурых углей и отходов производств
Экструдерный	Брикетирование каменных углей, древесных отходов, торфа.

Основными техническими характеристиками прессов является: производительность, удельное давление, потребляемая мощность, вес и параметры готового продукта.

Брикетные прессы можно классифицировать по величине удельного давления прессования (рис.1).



Рис.1 Классификация брикетных прессов

Таким образом, брикетирование отходов углеобогащения целесообразно производить с использованием брикетного пресса с низким уровнем энергопотребления и высокой производительностью по готовому продукту. Рабочие детали пресса должны быть технологичными в изготовлении, стойкими к износу и легкозаменяемыми.

Усовершенствование технологии брикетирования привело к разработке нового конвейерного брикетного пресса отличающегося простым конструкционным исполнением, позволяющим обеспечить высокую производительность по готовой продукции (1,5 – 2 т брикетов в час) при низком уровне потребления электроэнергии (5,5 – 6 кВт/ч) [2].

Основу пресса составляют два кинематически связанные с приводом подвижных рабочих органа с возможностью подачи в пространство между ними прессуемой массы (рис.2).

Пресс работает следующим образом. В зависимости от физико-механических свойств формуемого материала устанавливается с помощью винтовых стяжек 17, 18 необходимый угол между контурами 1, 2, исключающий возможность выдавливания формуемой массы вверх. Подготовленная по влажности и фракционному составу шихта подается в пространство между контурами 1, 2 и стенками 11, 12, где происходит дополнительной перемешивание шихты и ее уплотнение при включенных приводных блоках 5, 6 и движении смежных ветвей контуров 1, 2 вниз. Процесс интенсифицируется за счет того, что скорости контуров 1, 2 приняты различными. При работе пресса давление сжимаемой шихты воспринимается сходящимися ветвями 1, 2 обоих контуров и плоскими опорами трения 9, 10, закрепленных на стойках 3, 4. Одновременно с движением массы вниз происходит прорезание острыми кромками поперечных перегородок 13 при постепенном приближении ветви контура 2 к контуру 1. Когда шихта минует приводной блок 6 и сместится вниз, из нее формуются в замкнутом пространстве отдельные топливные элементы, имеющие форму параллелепипеда, в виде брусков-поленьев. В зоне приводного блока 5 контура 1 поперечные перегородки 13 вместе с огибающим приводной блок 5 контуром 1 уходят в сторону, а топливные элементы выгружаются в конвейер и транспортируются в сушильное отделение, из которого поступают на склад готовой продукции.

Процесс формования обеспечивается низким давлением прессования (менее 20 МПа) при отсутствии быстроизнашивающихся конструктивных элементов, что позволит снизить стоимость технического обслуживания в процессе эксплуатации, а вместе с этим и себестоимость готового продукта. Брикетное топливо может изготавливаться на основе твердых горючих углеродсодержащих отходов различных отраслей хозяйства: угледобывающая промышленность, лесопромышленный комплекс и торфяная отрасль. Наиболее

подготовленным к производству и апробированным в промышленных условиях является технология брикетирования способом всестороннего векторного воздействия. При таком подходе основным элементом технологии является экструдерный пресс. Технология экструзионного брикетирования была реализована на промышленной площадке угольной шахты № 8 АООТ «Ангишт» в городе Шороб республики Таджикистан. Накопленные объемы с угольного отсева и шлама на территории предприятия позволили не только отработать рецептуру приготовления топливных брикетов, но и сделать выводы о перспективности угольно-брикетного топлива в данном регионе.

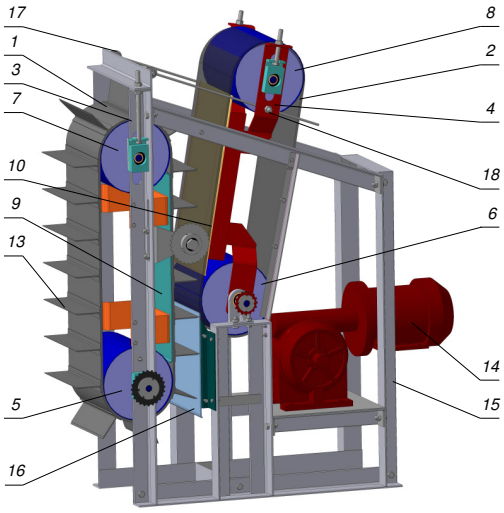


Рис.2 Конвейерный брикетный пресс: 1 – вертикальный контур с перегородками; 2 – наклонный контур; 3 – стойка контура 1; 4 – стойка контура 2; 5 – приводной барабан контура 1; 6 – приводной барабан контура 2; 7 – натяжной блок контура 1; 8 – натяжной блок контура 2; 9 – опора трения контура 1; 10 – опора трения контура 2; 11 – боковая стенка левая (не показана); 12 – боковая стенка правая (не показана); 13 – перегородка; 14 – мотор-редуктор; 15 – рама; 16 – плита; 17 – винтовая стяжка левая; 18 – винтовая стяжка правая

Таким образом, производство и получение энергии за счет использования окускованного топлива на основе малоликвидных горючих материалов позволяет уменьшить потребление традиционных энергоресурсов, снизить негативное воздействие на природную среду (утилизация отходов и сокращение удельных выбросов загрязняющих веществ), а также получить социальный и экономический эффекты благодаря созданию производственных мощностей и реализации готовой продукции.

Литература

1. Хвостенков С.И. Брикетирование углей и углеродистых материалов. – М.: Недра, 1973. – 156 с.
2. Хвостенков С.И. Закономерности полусухого прессования кирпича и пустотелых камней // Известия вузов Сибири, серия «Строительные материалы». – Новосибирск, 1985. – №11. – С. 125 – 143.

ТЕХНОГЕННОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА НА ОКРУЖАЮЩУЮ ПРИРОДНУЮ СРЕДУ

Т.А. Петрова
Научный руководитель профессор М.А. Пашкевич
Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В. Плеханова, г. Санкт-Петербург, Россия

Предприятия нефтегазового комплекса следует рассматривать как источники комплексного и концентрированного воздействия на окружающую среду прежде всего через гидро-, лито-, и атмосферу.

Последствия такого воздействия нередко проявляются на значительных расстояниях от источников. Обмениваясь с окружающей средой веществом, энергией, информацией, производственные объекты формируют единую природно-техническую систему или технобиогеоценоз. Взаимодействие осуществляется путем переноса, за счет гидравлической связи, фильтрации, сорбции, хемосорбции, осаждения и испарения. Извлечение и использование газа и нефти трансформирует воздухорегулирующую, водо- и почвозащитные функции окружающей среды.

Техногенный вид взаимодействия антропогенных и природных факторов происходит на нескольких уровнях: технологический процесс – установка – производство – предприятие – отрасль хозяйства.

Негативное воздействие объектов нефтяной и газовой отраслей обусловлено токсичностью природных углеводородов и сопутствующих им ресурсов, разнообразием химических веществ, используемых в технологических процессах, и непосредственно проявляется на следующих стадиях работ: при разведке

месторождения; при обустройстве месторождения; при добыче нефти и газа; при переработке газо- и нефтепродуктов. Основную роль в негативном влиянии и воздействии на окружающую среду при проведении геологоразведочных работ и при обустройстве месторождения играют процессы строительства скважин, отличительной особенностью которых является высокая интенсивность и кратковременность значительных техногенных нагрузок на биогеоценозы, нередко превышающих пороговые значения.

Основную роль в негативном влиянии и воздействии на окружающую среду при проведении геологоразведочных работ и при обустройстве месторождения играют процессы строительства скважин, отличительной особенностью которых является высокая интенсивность и кратковременность значительных техногенных нагрузок на биогеоценозы, нередко превышающих пороговые значения. Источниками воздействия при бурении эксплуатационных скважин являются выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от двигателей силовых установок буровых, котельных установок и от факелов сжигания продукции при поведении работ по вызову притока и испытанию скважины.

Источники загрязнения можно условно разделить на постоянные и временные. К первым относятся фильтрация и утечки жидких отходов бурения из шламонакопителей. Ко второй группе относятся источники временного действия – выбросы пластового флюида на поверхность, межпластовые перетоки и заколонные проявления, затопление кустовой площадки паводковыми или талыми водами, переполнение и разлив содержимого амбаров.

Объектами нарушения и загрязнения являются земельные ресурсы, флора и фауна, поверхностные и подземные воды, в меньшей мере – приземный слой атмосферы. Они загрязняются в результате несовершенства или несоответствия тех или иных технологических процессов, связанных со строительством скважины, экологическим требованиям, а также из-за попадания в них материалов, химических реагентов, природного газа, нефти и нефтепродуктов и производственно-технологических отходов бурения, представленных буровыми сточными водами (БСВ), отработанным буровым раствором (ОБР) и буровым шламом (БШ) [2].

Основными загрязнителями БСВ являются взвешенные вещества, нефть и нефтепродукты, органические соединения, растворимые минеральные соли, химические реагенты (акрилы, кремнийорганические жидкости, комплексоны, лигносульфонаты, полиакриламиды, триксан, хромпик и т. д.) и примеси. Загрязнение БШ обусловлено составом выбуренной породы и остатками бурового раствора.

Процесс загрязнения почвогрунтов отходами бурения разделяется на три стадии: 1) образование поверхностного ореола и незначительное проникновение на глубину; 2) вертикальная инфильтрация жидких компонентов; 3) боковая миграция.

Особенно сильно загрязняются торфяники. Они характеризуются сорбционной способностью, обогащают воды органическим веществом, являются аккумуляторами сульфидов, карбонатов, сульфатов.

Усложнение структуры воздействия на стадии добычи нефти и газа связано с развертыванием комплексов технологических объектов, связанных системами трубопроводов, автодорог, линиями электропередач, организацией работ.

При разработке нефтегазоконденсатных месторождений источниками техногенеза являются: нарушение (размыв) обваловки кустовых площадок и отдельных скважин промысловых установок, резервуарных парков и пр.; строительство автодорог, ЛЭП и пр.; разгерметизация системы сбора и внутрипромыслового транспорта нефти; сброс ливневых стоков, загрязненных нефтью при подземном и капитальном ремонте эксплуатационных скважин; нарушение (прорывы) внутрипромысловых коллекторов и трубопроводов; сброс подтоварных вод; система повышения пластового давления; факельная «утилизация» попутного нефтяного газа.

Техногенные потоки, поступающие от эксплуатационных и нагнетательных скважин и трубопроводов, формируют ореолы загрязнения во всех природных средах: почвах, грунтах, донных отложениях, водах, растениях, создавая комплексные геохимические аномалии. Практически все вещества, поступающие от технических объектов в природную среду, геохимически активны. При этом их трансформирующая роль – деструктивная активность в значительной степени зависит от состава пластовых вод залежи и свойств нефтегазоконденсатных смесей.

Стадия переработки газо- и нефтепродуктов является в экологическом плане менее опасной. На это стадии превалирует объективный фактор воздействия на окружающую среду (нормированные сбросы, выбросы. Размещение и захоронение отходов и их возможные превышения). Основными источниками загрязнения и нарушения компонентов природной среды на рассматриваемой стадии являются: установки низкотемпературной сепарации; установки очистки газа от влаги и агрессивных компонентов; установки разделения попутных газов; маслоабсорбционные установки; установки получения широкой фракции, газоотбензинивающие, фракционирования и стабилизации конденсата; установки очистки газа от сероводорода, меркаптанов; установки сжижения газа, регенерации и фильтрации аммиака и т. д.

Выбросы установок комплексной переработки газа (УКПГ) обогащены SO_2 (46,0-60,8 %) и CO (24,4-32,6 %), образующимися при сжигании природного газа в факелах. Продукты сжигания газа в факелах составляют основную часть выбросов УКПГ в атмосферу (более 70 %). Доля выбросов из неорганизованных источников: утечка через неплотности на скважинах (3,0-6,1 %) и в сепарационном оборудовании (2,0-3,5 %) незначительна. Совершенно иное распределение между источниками выбросов наблюдается на дожимных компрессорных станциях, %: объем выхлопных газов превышает 93, продуктов сжигания газа в факелах 3,0-3,5, а утечек через неплотности оборудования – всего 0,2-0,3.

Результаты данной работы могут быть использованы для экологических обоснований корректив проекторв разработки нефтегазоконденсатных месторождений, при проектировании системы производственного экологического мониторинга и в качестве базовых – при проведении оценки воздействия на окружающую среду.

Литература

1. Гриценко А.И., Акопова Г.С., Максимов В.М. Экология. Нефть и газ. – М.: Наука, 1997. – 598 с.
2. Недра России / Под ред. Н.В. Межеловского, А.А. Смыслова. – СПб. – М.: Наука, 2002. – 662 с.

ПРОБЛЕМА СОДЕРЖАНИЯ ГЕНЕТИЧЕСКИ МОДИФИЦИРОВАНЫХ ОРГАНИЗМОВ В ПРОДУКТАХ ПИТАНИЯ

О.В. Петухова
Научный руководитель доцент Ю.В. Бородин
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Проблема содержания генетически модифицированных организмов (ГМО) в продуктах питания на сегодняшний день является очень актуальной как в России, так и за рубежом. Производство ГМО в настоящее время является быстро растущим сектором мировой экономики. Мировые посевы ГМО к текущему моменту занимают площади более 68 млн. гектар. Современные биотехнологии находят все большее применение в сфере сельского хозяйства, фармацевтики, медицины и других отраслях. В частности, в сельском хозяйстве и пищевой промышленности, производители получают довольно весомые преимущества от использования ГМО. Например, при модификации растения на генном уровне можно добиться повышенной урожайности, увеличить срок хранения, повысить устойчивость к пестицидам [4]. Однако в последнее время в мире довольно остро стоит вопрос о безопасности ГМ-технологий. При высоком содержании ГМО в продукте, они способны оказывать токсичное и аллергенное действие на организм человека. Не смотря на то, что дискуссии по поводу безопасности применения ГМО в пищевой индустрии длятся уже на протяжении нескольких десятилетий, до сих пор этот вопрос остается не решенным.

Миллионы людей по всему миру каждый день потребляют пищу, содержащую ГМО, несмотря на то, что ее безопасность для здоровья не оценивалась в необходимом объеме и последствия ее потребления неизвестны. Все они являются участниками одного большого эксперимента. Но вряд ли его можно считать научным, ведь никто всерьез не занимался изучением влияния ГМО на организм человека. Практически все исследования в области безопасности ГМО финансируются заказчиками – зарубежными корпорациями «Монсанто», «Байер» и др. На основании именно таких исследований сторонники ГМО утверждают, что ГМ-продукты безопасны для человека. Однако это не внушает доверия независимым экспертам и общественности из-за очевидной предвзятости таких исследований [3].

Биотехнологические корпорации снабжают мир продуктами генной инженерии уже 10 лет. За время, прошедшее с выхода на рынок первой ГМ-культуры, не было выпущено на рынок ни одного ГМ-растения, имеющего улучшенные потребительские свойства. Биотехнологическая индустрия не выполнила ни одного своего обещания по созданию «полезных» и «нужных» потребителю трансгенных сельскохозяйственных продуктов, а вывела за последние 10 лет на рынок лишь сорта, устойчивые к гербицидам и вредителям. Все созданные сельскохозяйственные ГМО «работают» на облегчение жизни крупного производителя и сокращение объемов применения рабочей силы. За это время не было произведено ни одного независимого исследования, доказывающего безопасность ГМ-продуктов [2].

ГМ-продукты могут доходить до потребителя как в «чистом» виде (картофель, кукуруза, помидоры, свекла и др.), так и в виде добавок: в кондитерские изделия (ГМ соевая мука), детское питание (ГМ соевое молоко, ГМ картофель), кетчуп (ГМ томаты или крахмал из ГМ картофеля) и др. Съедобный продукт генной инженерии – помидор «Флавр-савр» – появился в недрах крупнейшей биотехнологической компании Монсанто в 1994 году. «Флавр-савр», в отличие от своих обычных собратьев, месяцами хранился зеленым в прохладном помещении, а попав в тепло, тут же превращался в ярко-красный овощ. Полезные способности помидора появились благодаря гену холодоустойчивости глубоководной камбалы. Соединить рыбу с овощем генетикам помогли агробактерии, которым вместо опухолевых генов вставили ген камбалы [1]. Некоторые ученные предлагают рассматривать трансгенизацию как «ускоренную» селекцию. Однако с помощью селекции можно получать гибриды только родственных организмов, т.е. скрещивать картофель разных сортов можно, а получать, например, гибриды картофеля с яблоком или помидора с рыбой нельзя. В природе за редким исключением, не происходит скрещивания между разными видами и, тем более, классами растений или животных. Если все таки такое скрещивание произошло, то потомство бесплодно, как например, мул от скрещивания лошади с ослом. Бесплодными являются и большинство трансгенных организмов. Пример – генетически измененная «бесплодная» пшеница, которую производила американская компания «Монсанто». Ученные из этой компании изобрели биологический механизм, названный ими «Терминатор», суть которого состояла в том, что зерна новой пшеницы после первого урожая не прорастали. Такое запрограммированное бесплодие заставляло потребителей этой пшеницы вновь обращаться к услугам «Монсанто». Эта пшеница была устойчива и к вредителям. «Умные» насекомые избегали опасную пшеницу, в то время как человек ее спокойно потреблял [4]. В генной инженерии в качестве переносчиков реконструированных генов используют бактериальные плазмиды, которые легко переходят от бактерии к бактерии. Ни один ученный не может точно сказать, как поведут себя плазмиды с трансгенными генами в дальнейшем. Большая вероятность того, что они будут встраиваться в геномы других организмов, в том числе и геном человека, и запускать программу бесплодия. Скорее всего ситуация с бесплодной пшеницей была следующей. Выводилась пшеница, устойчивая к определенным видам насекомых. Но трансгенная пшеница оказалась бесплодной. Работников «Монсанто» этот факт не обеспокоил, а, наоборот, обрадовал: никто кроме компании не сможет использовать семена новой пшеницы.

Достаточно серьезные изменения были выявлены не только в самих ГМО, но и в организмах тех, кто их поглощает. Сторонники ГМО утверждают, что чужеродные вставки полностью разрушаются в желудочно-кишечном тракте животных и человека. Однако ГМ-вставки были обнаружены в слюне и микрофлоре кишечника человека. Подтверждением изложенного являются и экспериментальные данные, полученные на мышах, которые показали наличие ГМ-вставок в крови и микрофлоре кишечника мышей. Исследования обнаружили чужеродные ГМ-вставки в разных органах внутриутробных плодов и новорожденных мышат (кишечнике, крови, сердце, мозге, печени, селезенке, семенниках, коже и др.) после добавления в корм беременных самок плазмид, содержащих ген зеленого флуоресцентного белка [1].

С 1 сентября 2007 года в России была введена обязательная маркировка продуктов, в состав которых входят ГМО. Теперь если в состав изделия входит, к примеру, ГМ-соя, это должно быть указано на упаковке. Маркировка обязательна для тех продуктов питания, где наличие ГМО превышает 0,9 процента от массы содержащего их продукта. До этого момента нижний порог в нашей стране был пять процентов. По официальным данным, ГМО содержатся практически в каждом десятом продукте, продаваемом в России. По неофициальным – в отдельных регионах они входят в состав трети, а то и половины продовольственных товаров. Ежегодно в страну в виде сырья ввозится до 500 тысяч тонн ГМ-ингредиентов из США, Бразилии, Аргентины, Китая. Их добавляют в колбасу, мороженое, шоколад, сметану, хлеб. И даже в детское питание.

Во всем мире рынок наводнен продуктами с генно-модифицированными источниками. В странах, где налажена четкая система контроля, товары с ГМИ продают в супермаркетах в строго отведенных секторах или на отдельных полках. В России доля продуктов с ГМИ среди иностранной продукции достигает 60 процентов, среди отечественной – 20-30 процентов [2]. Правда, в последние годы таких продуктов становится меньше. В первую очередь – благодаря отрицательному общественному мнению, люди все чаще отказываются от экспериментальных продуктов. Ориентируясь на потребителя, многие компании официально отказываются от любого применения ГМО. Например, на этикетке любого иностранного коньяка уже сегодня написано: «Приготовлено без использования ГМО». Но в нашей стране дело обстоит не так хорошо. «Раскрученным» предприятиям-гигантам проще платить небольшие штрафы, чем отказываться от дешевых ГМ-компонентов.

Возможно, что увеличение в последнее время в России числа онкологических заболеваний желудочно-кишечного тракта, особенно прямой кишки, связано с использованием в продуктах питания генетически модифицированных компонентов, в том числе и ГМ-картофеля.

Сегодня наблюдается недооценка той огромной опасности, которую представляют генетически модифицированные продукты для человека. Каким бы ни был механизм негативного влияния ГМ-растений на животных и их потомство, вывод может быть однозначным: использование ГМО в качестве продуктов питания является преждевременным, о чем неоднократно предупреждали многие ученые. Биотехнологию, несомненно, развивать нужно. Но на данном этапе развития биотехнологических исследований масштабное распространение ГМО является слишком ранним и может представлять реальную угрозу существования живых организмов на Земле. Необходимо запретить высадки ГМ-культур в открытый грунт, чтобы избежать загрязнения обычных культур в результате переопыления. Еще одним решением проблемы является обязательная маркировка продуктов содержащих ГМО и увеличение штрафов за несоблюдение этого.

Любая научная проблема должна пройти свой путь развития, связанный со скрупулезными исследованиями и многочисленными проверками. Применение новейших технологий без ясного понимания последствий их действия может привести к самым трагическим последствиям. Масштабное распространение трансгенных организмов и постепенное внедрение чужеродного генетического материала в клетки растений, животных и человека приведет к возникновению необратимых патологических изменений в организмах живых существ и их вымиранию. В связи с этим возникает необходимость в приостановке создания новых трансгенов и в проведении тщательных научных исследований влияния ГМО на живые организмы и их потомство, а также в разработке безопасных для живых организмов и окружающей среды биотехнологий.

Таким образом, развитие экологически чистой и безопасной продукции является в настоящее время приоритетным направлением, важным как для здоровья человека, так и для сохранения биоразнообразия и жизни на планете.

Литература

1. Ермакова И. ГМО – чума 21 века? – М.: Экос-Информ, 2005. – №4. – 137 с.
2. Зоны свободные от ГМО / Под ред. В.Б. Копейкиной. – М.: ГЕОС, 2007. – 106 с.
3. Копейкина В.Б., Кочинева А.Л. ГМО: Контроль над обществом или общественный контроль. – М.: ГЕОС, 2005. – 198 с.
4. Кузнецов В.В. Возможные биологические риски при использовании генетически модифицированных сельскохозяйственных культур // Вестник ДВО РАН. – Владивосток, 2005. – №3. – С. 143 – 167.

ОБЕСПЫЛИВАНИЕ ГАЗОВ ИНЕРЦИОННЫМИ АППАРАТАМИ

Е.С. Силицкая
Научный руководитель доцент М.В. Василевский
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Природный газ, получаемый с промыслов, содержит множество механических примесей (песок, частицы породы, строительный шлак, продукты коррозии и эрозии и пр.), конденсата, углеводорода, воды. По мере транспортирования природного газа по трубопроводам происходит отложения частиц на стенках и срыв отложений с образованием агломератов. Чтобы избежать быстрого износа деталей компрессора, забивания

аппарата, находящихся в контакте с газом, засора арматуры, порчи контрольно-измерительных приборов, природный газ необходимо очистить от подобных твердых частиц.

На сегодняшний день существует большое разнообразие аппаратов обеспыливания, выбор которых зависит от экспериментальных и эксплуатационных показателей установок [1, 2]. Выбор того или иного обеспыливающего аппарата, с необходимой степенью эффективности очистки, зависит от физико-химических свойств частиц, термодинамических параметров проведения процесса, особенностей оборудования и видов топлива. В зависимости от этих параметров концентрация частиц в газах и их дисперсность могут изменяться. Кроме того, частицы и твердые включения имеют различные размеры и способны к активной агломерации, что существенно усложняет процесс пылеочистки.

Инерционное осаждение основано на том, что частицы аэрозолей и взвешивающая среда ввиду значительной разности плотностей обладают различной инерцией. Аэрозольные частицы, двигаясь по инерции, отделяются от газовой среды.

В общем случае процесс пылеотделения состоит из нескольких этапов:

– закрутка потока;

– вывод частиц из сепарационной зоны;

– формирование слоя в приемнике;

– удаление уловленной пыли [3].

При выборе пылеулавливающего аппарата необходимо исходить из его характеристик: металлоемкость, энергоемкость, термическая и химическая стойкость, фильтровальные качества, обеспечивающие достаточно полное улавливание пыли при умеренном гидравлическом сопротивлении, срок службы и стоимость. К технико-экономическим показателям газоочистителя также относятся фракционная эффективность, общая эффективность, устойчивость газоочистки (эксплуатационные затраты). Первый показатель необходим для оценки технических возможностей пылеуловителя при работе на пылях разной дисперсности.

В аппаратах типа циклон газу сообщают вращательное или вихревое движение, чтобы подвергнуть частицы воздействию центробежной силы. Это достигается или тангенциальным вводом потока в круглую камеру, или пропусканием газа мимо лопастей, установленных под углом по отношению к оси потока.

Циклоны просты в изготовлении, надежны в эксплуатации при высоких давлениях и температурах, обеспечивают фракционную эффективность очистки на уровне 80…95 % от частиц пыли размером более 10 мкм. Эти аппараты, как правило, используют для грубой и средней очистки воздуха от сухой неслипающейся пыли. Принято считать, что они обладают сравнительно небольшой фракционной эффективностью в области фракций пыли размером до 5…10 мкм, что является основным их недостатком. Однако циклоны, особенно циклоны высокой эффективности, улавливают не такую уж малую часть пыли размером до 10 мкм – до 80 и более процентов.

Эффективность и устойчивость очистки газа в циклонах в основном определяется дисперсным составом и плотностью частиц улавливаемой пыли, а также вязкостью газа, зависящей от его температуры. При уменьшении диаметра циклона и повышении до определенного предела скорости газа в циклоне эффективность очистки возрастает. Поэтому диаметры серийно выпускаемых циклонов не превышают 5 м [4].

Для достижения более эффективного пылеулавливания и обеспечения большой пропускной способности были разработаны батарейные циклоны. Батарейный циклон (мультициклон) состоит из большого количества циклонных элементов небольшого диаметра, расположенных в общем корпусе с единым подводом и отводом газа и общим бункером. Корпус батарейного циклона разделен на несколько секций, которые частично могут отключаться при изменении нагрузки на аппарат. Обычно применяют циклонные элементы диаметром 100, 150, 250 мм [5].

Их широкому распространению во многом способствовала весьма высокая степень очистки газа в элементе и удачное компоновочное решение. Достоинства применения батарейных циклонов объясняется тем, что эффективность циклонных аппаратов малого диаметра выше, чем большого. Кроме того, габариты батарейного циклона, в частности, по высоте, меньше, чем группы циклонов при той же производительности. Однако эффективность теоретическая оказалась намного больше чем практическая. Это обусловлено наличием гидродинамических перекосов – перетоков между элементами. Один процент перетекаемого газа в элемент снижает эффективность последнего на 4 – 6 %.

На практике было выявлено, что обеспыливающие инерционные аппараты подвергаются абразивному износу, а также в процессе эксплуатации происходит залипание пыли, зависания пыли, изменение условий сепарации при различной концентрации пыли в газовом потоке.

Так в действительности многочисленные эксперименты свидетельствуют о том, что практически нет такого размера частиц, начиная с которого пыль в циклоне осаждалась бы полностью. Полностью не осаждаются в циклоне даже сравнительно крупные частицы. Это обуславливается тем, что при касательных ударах о неподвижную стенку крупные частицы приобретают быстрое вращательное движение вокруг своей оси, и как следствие этого возникают поперечные силы, направленные к центру потока. Под влиянием этих сил частицы совершают скачкообразные движения, и под действием радиальных потоков часть из них уносится в атмосферу.

Также было обнаружено, что в процессе сбора и транспортировки газа, он может подаваться с большим расходом. Это приводит к тому, что происходит осаждению частиц пыли на стенках и их агломерации. А большие размеры частиц обуславливают забивание элементов обеспыливающих аппаратов, засорение фильтров, что приводит в конечном итоге к резкому снижению эффективности и выходу из стоя обеспыливающего оборудования.

Эксплуатация установок для обеспыливания природного газа на производстве привела к тому, что была выявлена нами возможность залпового поступления пыли. В этом случае происходит засорение частей пылеулавливающего аппарата, возникновение перетоков и факелов в пылесборнике. И, в конечном счете, такой

аппарат перестает выполнять свои функции и требует улучшения эффективности за счет ремонта и дорогостоящей замены оборудования. В связи с этим имеет место быть сброс газов на факел для сжигания, перепуски газа в системы транспортировки, разрушение компрессоров и ухудшение качества продукции у потребителя. Нами предложена новая схема газоочистителя в этих условиях.

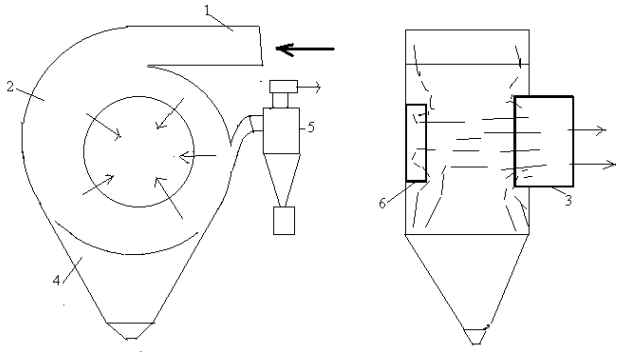


Рис. Схема газоочистителя

В камере 4 (см. рис.) происходит разгрузка потока от сгустков, агломератов, крупных частиц. Режим обеспыливания подбирается таким образом, чтобы выносной циклон работал в оптимальном для него режиме. В этой схеме два приемника: в приемнике циклона 5 осаждается пыль, которая не выделилась в приемнике 4, что в целом повышает эффективность очистки газа. В патрубке 3 поток имеет высокую интенсивность вращательного движения. Установка последовательно прямоточного концентратора позволяет повысить эффективность очистки газа и уменьшить выбросы примеси по сравнению с батарейным циклоном в 5 раз [6].

В практике широкое распространение получил метод оценки фракционной эффективности сепарации с использованием интеграла вероятности случайной величины, которая представляет отношение двух логарифмов переменных. Первый логарифм есть отношение текущего размера частицы к размеру частицы, улавливаемой с эффективностью 50 %, другой логарифм-логарифм дисперсии – представляет стандартное отклонение случайной величины в распределении парциальных коэффициентов очистки. Величины пятидесятипроцентного размера частицы и дисперсии определяются экспериментально [7]. Эти функции также позволяют быстро проводить оценки общей эффективности по фракционной эффективности.

$$\eta_i = \Phi(X_\delta), \quad \eta_\Sigma = \Phi(X_\Sigma), \quad \Phi(X) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{x} exp\left(-\frac{x^2}{2}\right) dx \quad X_\delta = \frac{lg\,(\delta / \delta_{50})}{lg\,\sigma_\eta} \quad X_\Sigma = \frac{lg\,(\delta_m / \delta_{50})}{\sqrt{lg^2\,\sigma_\eta + lg^2\,\sigma_ч}} \quad \sigma_\eta = \delta_{84} / \delta_{50}$$

Обозначения: η_i – фракционная эффективность, η_Σ – суммарная эффективность, δ_{50} – размер частицы, улавливаемой с эффективностью 50 %, σ_η – дисперсия фракционной эффективности аппарата, δ, δ_m – текущий диаметр и медианный диаметр частицы в весовом распределении, $\sigma_ч$ – дисперсия весового распределения частиц по размерам. Приведенные соотношения позволяют рассчитать для не налипающей пыли систему обеспыливания с необходимыми показателями.

Литература

1. Шавкин Н.К. Очистка природного газа на магистральных газопроводах. – М., 1973. – 92 с.
2. Банит Ф.Г., Мальгин А.Д. Пылеулавливание и очистка газов в промышленности строительных материалов. – М.: Стройиздат, 1979. – 351 с.
3. Василевский М.В., Зыков Е.Г. Расчет эффективности очистки газа в инерционных аппаратах. – Томск: Изд-во ТПУ, 2005. – 86 с.
4. Ветошкин А.Г. Процессы и аппараты пылеочистки. Учебное пособие. – Пенза: Изд-во Пенз. гос. ун-та, 2005. – 210 с.
5. Штокман Е.А. Очистка воздуха. – М.: Издательство АСВ, 1999. – 319 с.
6. Василевский М.В., Зыков Е.Г., Логинов В.С., Разва А.С., Снежко В.Д. Очистка газов от золы за котлом КЕ-10/14 // Промышленная энергетика. – М., 2008. – №1. – С. 49 – 52.
7. Справочник по пыле- и золоулавливанию // Под ред. М.И. Биргер, А.Ю. Вальдберг, Б.И. Мягков и др. / Под общей ред. А.А. Русанова. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 2 изд. – 312 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ ПОЛУЧЕНИЯ ЦЕЛЕВОГО ПРОДУКТА ИЗ ТВЕРДЫХ ОТХОДОВ ВОДООЧИСТКИ

Н.А. Сирина
Научный руководитель профессор Ю.М. Федорчук
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Во время очистки питьевой воды образуются твердые отходы в виде аморфного коллоидного илового осадка. Известно, что основу осадка водоподготовки станции обезжелезивания томского водозабора (рис.1) составляет оксогидроксид железа – γ – FeOOH (гетит). Для отделения осадка от воды существует система

повторного использования воды (СПИ), предназначенная для приема воды после промывки скорых фильтров с большим количеством взвешенных частиц (более 300 мг/л), отстаивания промывной воды в течение 3 часов, необходимых для образования осадка, и снижения мутности до концентрации 10 мг/л. После этого промывную воду подают в голову очистных сооружений, а осадок откачивают на иловые поля для подсушивания и последующего захоронения.

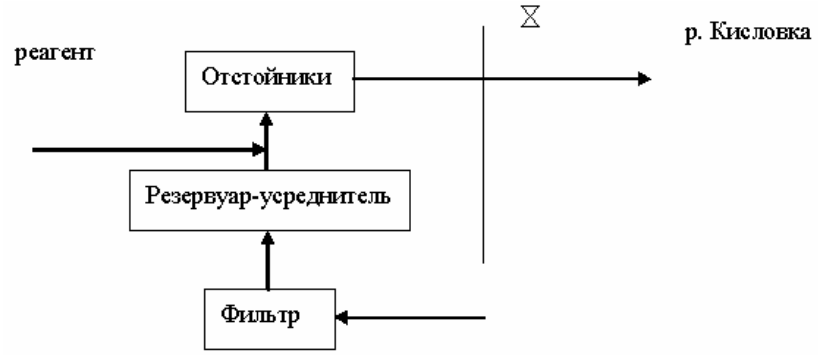


Рис.1 Схема сооружения повторного использования промывной воды

Но захоронение осадка создает ряд таких проблем, как нерациональное использование территории, запыленность, загрязнение почвы и воды, а также является экономически невыгодным процессом.

В настоящее время исследованы способы переработки гетита и выявлены возможные пути переработки, такие как: получение пигментов (красок и лаков в строительной промышленности), получение окрашенных стройматериалов (газобетона, керамзитового гравия, отделочного раствора, бетона), брикетирование и использование в металлургии в качестве железосодержащего сырья, переработка в химические реактивы (хлорид железа (III), концентрат сульфатов щелочноземельных металлов).

По данным качественного эмиссионного спектрального анализа осадок содержит более 20 элементов таблицы Д.И. Менделеева. В своей основе количественный состав этого осадка представлен в таблице.

Таблица

Количественный элементный состав осадка водоподготовки [1]

Элемент	**Содержание, масс. %**
Железо (основа)	30,3
Марганец	4,5
Кремний	4,0
Кальций	1,0
Магний	$2{,}6 \cdot 10^{-1}$
Алюминий	$1 \cdot 10^{-1}$
Медь	$4{,}5 \cdot 10^{-2}$
Барий	$4 \cdot 10^{-2}$
Серебро	$3 \cdot 10^{-2}$
Хром	$2 \cdot 10^{-2}$
Бор	$3{,}5 \cdot 10^{-3}$
Титан	$3 \cdot 10^{-3}$
Свинец	$3 \cdot 10^{-3}$
Олово	$1 \cdot 10^{-3}$
Стронций	$1{,}7 \cdot 10^{-4}$
Лютеций	следы
Европий	следы

С целью использования гетита в качестве сырьевого материала необходимо было провести обезвоживание в лабораторных условиях. Процесс обезвоживания был осуществлен в сушильном шкафу при t = 105º в аппарате типа «лодочка» до постоянного веса, после чего скомковавшийся материал измельчали и просеивали через сито 0,63 мм. Подготовленный таким образом гетит подвергали исследованиям истинной и насыпной плотности и образующемуся углу откоса – параметрам, требуемым при проектировании технологической линии промышленного использования гетита.

Истинная плотность гетита составила $\rho_{ист.} = 1{,}75$ г/см^3, насыпная плотность гетита – $\rho_{насып.} = 0{,}56$ г/см^3, угол откоса – 42º.

В лабораторных условиях была проверена возможность использования гетита в качестве нейтрализующего агента кислых ангидритовых стройматериалов. По реакционной способности гетит оказался весьма слабым нейтрализатором, по всей вероятности, вследствие образования сульфатного слоя железа на поверхности зерна FeOOH. Следующим этапом исследований было использование различного количества гетита в качестве наполнителя в ангидритовых, предварительно нейтрализованных, строительных смесях.

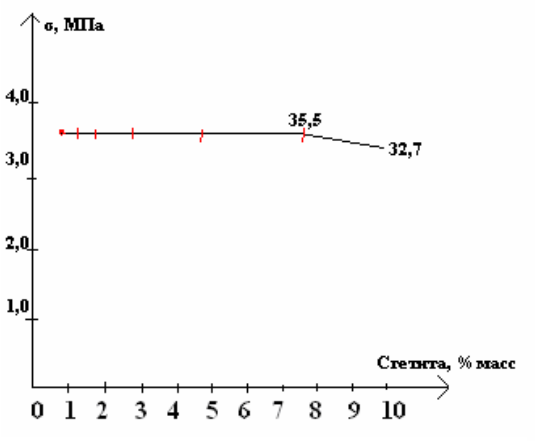


Рис.2 Определение прочности фторангидритовых строительных образцов с добавкой гетита

Результаты опытов представлены на рис.2.

Из рис.2 видно, что введение в ангидритовую смесь от 1 до 8 % масс. гетита практически не вызывает изменения прочности ангидритового стройматериала, только изменяется интенсивность окраски образцов, но добавка гетита в количестве 10 % масс. снижает прочность образцов ниже требуемых значений для малоэтажного строительства (3,5 МПа).

На основании известных и полученных данных о свойствах гетита можно сделать следующие выводы:

1. Применение гетита в ангидритовых строительных смесях позволяет исключать наличие отходов сразу в двух промышленных производствах – фтороводородном и производстве питьевой воды;
2. Использование гетита в производстве ангидритовых строительных материалов и изделий переводит указанные производства в категорию ресурсосберегающих.

Литература

1. Лисецкий В.Н., Брюханцев В.Н., Андрейченко А.А. Улавливание и утилизация осадков водоподготовки на водозаборах г. Томска. – Томск: Изд-во НТЛ, 2003. – 164 с.

РАЗРАБОТКА УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОМЕЩЕНИЙ

Н.Г. Смакотин
Научные руководители доцент Г.Н. Фролова, профессор А.И. Сечин
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Очистка вентиляционного воздуха от загрязнений – одна из важных задач в медицинской промышленности [6]. Задача усложняется тем, что воздух предназначенный для чистых зон для производства должен соответствовать требованиям по чистоте GMP ЕС, что способствует созданию необходимых санитарно-гигиенических условий воздушной среды, а в ряде случаев условий, диктуемых технологией [3, 5].

В данной работе решались следующие задачи: изучение задач и проблем чистых помещений; проведение анализа существующих систем очистки атмосферного воздуха чистых помещений; разработка системы очистки атмосферного воздуха на отечественных системах очистки.

Требования к качеству воздушной среды, в том числе к чистоте воздуха, постоянно возрастают (табл. 1, 2).

Таблица 1

Типы чистых зон для производства стерильных препаратов (по GMP ЕС)

Тип зоны	В «оснащенном» состоянии		В состоянии «эксплуатации»	
	Максимально допустимое число частиц в 1 м^3 воздуха, с размером большим или равным:			
	0,5мкм	5 мкм	0,5 мкм	5 мкм
A	3500	0	3500	0
B	3500	0	350000	2000
C	350000	2000	3500000	20000
D	3500000	20000	Не определено	Не определено

Окружающий нас воздух содержит большое количество, как живых, так и неживых частиц, отличающихся по своей природе и размерам. Микрозагрязнения выделяются персоналом, ограждающими конструкциями, оборудованием, проникают в чистое помещение из окружающей среды.

В среднем в чистом помещении 70-80 % микрозагрязнений приходятся на человека, 15–20 % – на оборудование, 5–10 % – на окружающую среду.

Таблица 2

Рекомендуемые пределы допустимого микробиологического загрязнения чистых зон в состоянии «в эксплуатации»

Тип зоны	Рекомендуемые пределы микробиологического загрязнения в воздухе, КОЕ/м^3
A	<1
B	10
C	100
D	200

Из этих данных видно, что проблема чистых помещений носит комплексный характер. Недостаточно создать собственно чистое помещение, которое обеспечивает нужный класс чистоты при отсутствии технологического оборудования и персонала. Нужно одновременно применять оборудование, выделяющее минимум загрязнений или не выделяющее их вообще, одеть людей в «не пылящую» одежду и т.д. Иначе значительные затраты на создание чистых помещений попросту бессмысленны.

Снижение уровня загрязнения в воздухе может осуществляться различными путями [7]. С экономической точки зрения основное внимание должно быть обращено на те действия, в результате которых предотвращается генерация частиц или их поступление извне:

- концептуальные и конструкторские меры, относящиеся к технологическому оборудованию и отдельным аппаратам;
- ограждения вокруг технологических элементов, генерирующих частицы;
- улавливание пыли непосредственно в местах ее образования;
- использование персоналом одежды для чистых помещений.

Таким образом, задача технологии чистых помещений сводится к тому, чтобы регулировать и контролировать уровень загрязнения воздуха, который получается уже после того, как исчерпан потенциал всех перечисленных выше действий. Для реализации этой задачи в технологии чистых помещений используют сочетание 3-х принципиальных подходов: фильтрацию воздуха, соответствующую организацию воздушных потоков в чистом помещении и обеспечение перепада давления между помещениями [1].

Известно, что очистка больших газовых потоков любого химического предприятия является по своей целенаправленности сложным гидромеханическим процессом. Цель такого процесса – разделение неоднородных газовых систем. В отдельных случаях процесс очистки и заканчивается на первой стадии. Если в газовом потоке кроме пыли содержатся вредные или ценные газообразные примеси, вторая стадия очистки заключается в использовании сорбционных или каталитических методов [1, 2, 4].

В результате проведенной работы предложена трехступенчатая система очистки приточного воздуха чистых помещений. Она состоит:

- первая ступень очистки представляет собой универсальный ячейковый фильтр типа Фя. В качестве абсорбента используем кольца Рашига 15х15 пропитанные маслом;
- вторая ступень – ультрафиолетовый фильтр, для биологической очистки;
- третья ступень – электрический фильтр. Фильтры типа ФЭ собираются из унифицированных ячеек размерами 758х250х465 мм.

Предложенная схема вентиляции удовлетворяет требованиям ОСТа 42-510-98. Затраты по сравнению с другими проектами невысоки, при большом ресурсе работы оборудования. Надо отметить, что в настоящее время на предприятиях, для обеспечения соответствующего класса чистоты используют волокнистые фильтры «ЛАЙК». Фильтры этого типа имеют следующие недостатки:

1. Структуру фильтра представляет собой тончайшие волокна, которые имеют свойство деструктироваться и попадать в готовый продукт. По этой причине брак иногда достигает 40 %.
2. Принцип работы волокнистых фильтров основывается на поглощении частиц по всей глубине фильтра, то есть ресурс работы таких фильтров строго ограничен. Ресурс фильтра «ЛАЙК» составляет всего 600 часов.
3. Замену необходимо производить раз в 2–3 месяца. Фильтр, отработавший срок службы, регенерации или восстановлению не подлежит.
4. Фильтр, обладает большим гидравлическим сопротивлением.

Разработана компоновочная схема очистной установки и привязка ее к технологическому процессу.

Литература

1. Белевицкий А.М. Проектирование газоочистительных сооружений. – Л.: Химия, 1990. – 288 с.
2. Защита атмосферы от промышленных загрязнений: Справ. изд.: В 2 – х ч. – Ч. 1.: Пер. с англ./ Под ред. Кальверта С., Инглунда Г.М. – М.: Металлургия, 1988. – 760 с.
3. Лукин В.Д., Курочкина М.И. Очистка вентиляционных выбросов в химической промышленности. – Л.: Химия, 1980. – 232 с.
4. Пирумов А.И. Обеспылевание воздуха. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Стройиздат, – 1981. – 296 с.
5. Сборник нормативных актов по нормированию фармацевтического производства. (Стандарты GMP). – М.: 2000. – 267 с.
6. Чистые помещения / Под ред. А.Е. Федотова, – М.: АСИНКОМ, 1998. – 320 с.
7. Очистка воздуха: Учебное пособие/ Штокман Е.А. – М.: Изд-во АСВ, 1998. – 320 с.

КОМПЛЕКСНЫЙ СПОСОБ УПРАВЛЕНИЯ ПЫЛЕГАЗОВЫМ РЕЖИМОМ ГОРНЫХ ВЫРАБОТОК УГОЛЬНЫХ ШАХТ

Ю.Д. Смирнов
Научный руководитель профессор Ю.В. Шувалов
Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В. Плеханова
г. Санкт-Петербург, Россия

Аварии, происходящие на угольных шахтах, преимущественно связаны с пожарами и взрывами метана и пыли (около 60 %), обрушениями (25–30 %), газодинамическими явлениями (5–7 %) и другими причинами. По месту возникновения взрывы чаще всего происходят в забоях подготовительных выработок, а по тяжести последствий наиболее опасными являются взрывы пылегазовой смеси в выработанном пространстве очистных забоев. Угольная пыль по многим параметрам является более опасным веществом на шахте, чем метан. Участие пыли в газовоздушной метановой среде снижает нижний порог взрываемости метана до 3–4 %. За счет участия пыли во взрыве метана на порядок повышается сила взрыва по сравнению с взрывом только метановоздушной смеси, при пожарах часть пыли сгорает, поэтому образуется большой объем оксидов углерода и других токсичных газов высокой концентрации, что не менее опасно для находящихся в шахте людей, чем ударная волна и фронт пламени. Число погибших от отравления бывает значительно больше, чем непосредственно от взрыва [1].

Одной из основных причин опасного скопления пыли в рабочих пространствах шахт является недостаточность мероприятий по осланцеванию, смыванию, уборке пыли. Наблюдения на шахтах Воркуты [2] показали, что, как правило, угольная пыль в труднодоступных местах горных выработок (за крепью и в выработанном пространстве) находится во взрывоопасном состоянии (влажность пылеотложения не превышает 2 –5 %). Наиболее опасной зоной по взрыву пыли и газа являются участки, примыкающие к конвейерным штрекам на расстоянии от 50 до 150 м, где удельные утечки через единицу поверхности составляют 1–0,4 $м^3/м^2 \cdot мин$, а длительность их контакта с углем и пылью превосходит 50–750 часов. В этой зоне происходит накопление значительных количеств угольной пыли, выносимой утечками воздуха из очистного забоя, где ее содержание в воздухе достигает 150–250 $мг/м^3$. В наиболее опасных, по условиям возгорания и взрыва, нижних слоях обрушенных пород кровли, происходит накопление отложившейся пыли, удельная масса которой на единицу объема обрушенных пород достигает значений 250–500 $г/м^3$.

Научной школой СПГГИ разработан способ защиты рабочих пространств и выработанного пространства добычных участков угольных шахт от взрывов пыли и газа. Предлагаемый способ заключаются в комплексном использовании существующих способов (орошения, ограждения, установка заслонов, осланцевания и сбора пыли), пароконденсационного и пеногенерационного способа.

На основании результатов проведенных исследований предложена схема управления пылевым режимом выработок добычных участков, содержащая следующие структурные элементы (рис.1), где 1.1 и 1.2 – блоки парогенераторов с регулируемой производительностью по пару; 2 – натяжная станция забойного конвейера; 3 – секции крепи сопряжения; 4 – основания главных гидромеханизированных секций крепи; 5 – зона подавления пыли вслед за передвигаемой лавой крепью пароконденсационным методом; 6 – зона активного выделения пыли в процессе отделения угля от массива исполнительными органами комбайна и подавления пыли с использованием оросителей различных типов (конусных, зонтичных, конусных с эжекторами); 7 – зона подавления остаточной витающей пыли паром; 8 – зона активного подавления пыли вслед за подвигающейся крепью; 9, 12 – зоны активного подавления пыли орошением в местах перегрузки угля на перегружатель 9 и на ленточный конвейер 12; 10 – зона активного подавления пыли у дробилки; 11 – зона подавления остаточной витающей пыли в потоке воздуха пароконденсационным методом.

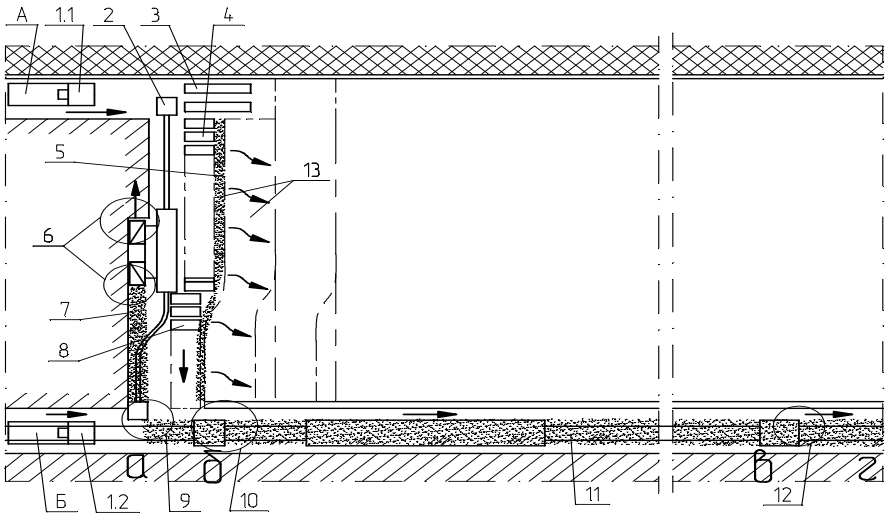


Рис.1 Схема регулирования пылевого режима выработок добычного участка

В зонах 6, 8, 9, 10, 12 действуют типовые нерегулируемые системы орошения и ограждения в соответствии с инструкциями по эксплуатации типового оборудования и требованиями правил безопасности. В зонах 5, 7, 11 действуют стволы выпуска пара с дистанционным управлением, в 9, 10, 12 совместно с орошением выполняется также дополнительное регулирование по интенсивности пароконденсационное подавление пыли на участках а-б, б-в, в-г, соответственно. От блока парогенератора 1.1 пар подается к стволам выпуска пара, установленным в секциях крепи в верхней части лавы и выпускающим пар при передвижке крепи в выработанное пространство непосредственно за крепью. В нижней половине лавы стволы выпуска пара запитываются от парогенератора 1.2, установленного, как и генератор 1.1 в состав оборудования «энергопоезда» А и Б соответственно. Расстояние между устройствами выпуска пара, распределенных вдоль лавы и установленных попарно на секциях и в выработках определяется в зависимости от степени запыленности выработок и корректируется по результатам эксплуатации систем управления пылевым режимом выработок добычных участков угольных шахт.

Способ управления пылегазовым режимом выработанного пространства заключается в периодической подаче твердеющей пены различной устойчивости в выработанное пространство с образованием полос вдоль лавы и вдоль вентиляционного штрека (рис.2): у очистного забоя используется твердеющая пена меньшей устойчивости (τ_1) (до 10 суток) по сравнению с устойчивостью пенных полос (τ_2) (до 100 суток) у вентиляционного штрека. Способ осуществляется при разработке угольных пластов длинными очистными забоями с управлением горным давлением полным обрушением пород кровли за крепью при прямоточном проветривании выемочного участка по воздухоподающему штреку 1, очистному забою 2, вентиляционному штреку 3. При этом прохождение воздуха через зону повышенного метановыделения в выработанном пространстве 4 блокируется пенными полосами 5, 6 у очистного забоя 2 и вентиляционного штрека 3 соответственно.

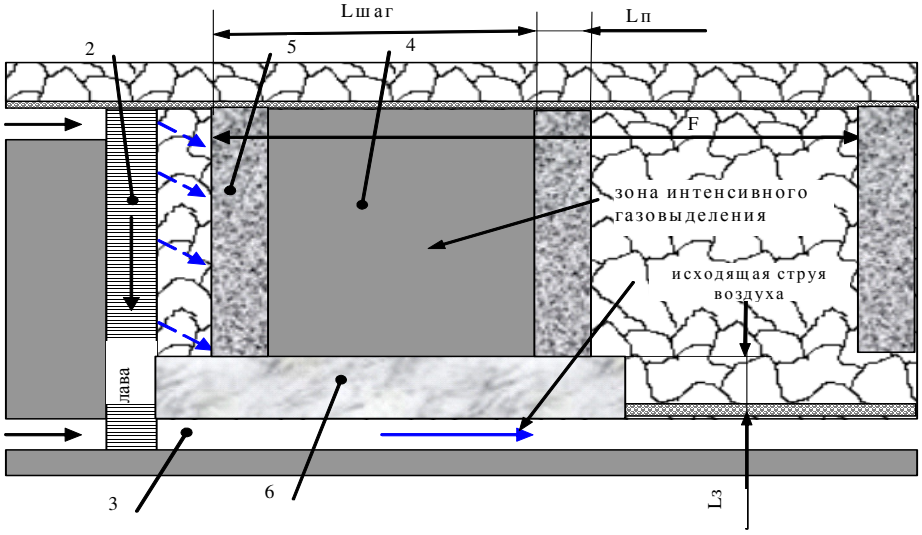


Рис.2 Схема пеногенерирующего способа регулирования газового режима добычного участка

Пенные полосы 5 у очистного забоя 2 формируют периодически на расстоянии $L_{шаг}$ между ними, причем это расстояние равно половине длины зоны обрушения основной кровли F. Ширина пенных полос $L_п$ равна двукратной мощности отрабатываемого пласта. Пенные полосы 6 у вентиляционного штрека 3 формируют постоянно по мере продвижения очистного забоя. Ширина пенных полос $L_з$ определяется значением, при котором газопроницаемость из зоны интенсивного газовыделения практически отсутствует и определяется опытным путем по стандартным методикам.

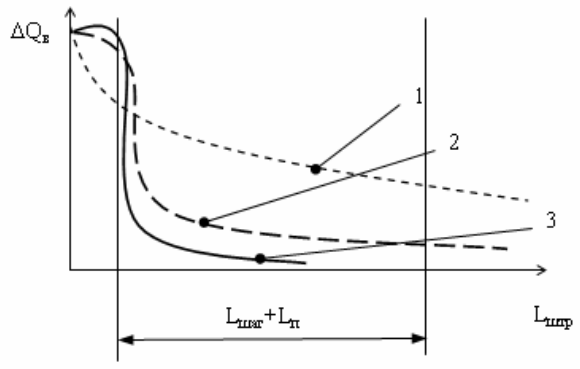


Рис.3 Распределение притечек воздуха по длине вентиляционного штрека

На графике (рис.3) кривая 1 показывает распределение «притечек» воздуха $\Delta Q_в$ из выработанного пространства по длине вентиляционного штрека ($L_{штр}$) без применения пенных полос, кривая 2 – распределение «притечек» воздуха по длине вентиляционного штрека при применении стабильных пен с низкой устойчивостью, кривая 3 – распределение «притечек» воздуха по длине вентиляционного штрека при применении твердеющих пенных полос с различной высокой устойчивостью возводимых вдоль лавы и вдоль вентиляционного штрека.

Из графиков следует, что при применении твердеющих пенных полос с различной высокой устойчивостью «притечки» воздуха (кривая 3) максимально смещаются к призабойному пространству, что обеспечивает наиболее эффективное проветривание призабойной части выработанного пространства, снижение пиковых концентраций метана и изоляцию удаленной части выработанного пространства.

Формирование пенных полос различной устойчивости у очистного забоя и вентиляционного штрека в выработанном пространстве приводит к практически полной изоляции от опасных по взрыву газа и пыли труднодоступных мест шахт, а применение парогенерационного способа пылеподавления обеспечивает безопасность рабочих пространств угольной шахт.

Литература

1. Забурдяев Г.С. О предупреждении взрывов метано- и пылевоздушных смесей в угольных шахтах / Уголь. – М., 2003. – №10. – С. 36 – 41.
2. Шувалов Ю.В., Павлов И.А., Веселов А.П. Комплексное использование ресурсов и регулирование газового режима шахт Воркутинского месторождения. – СПб: МАНЭБ, 2006. – 392 с.

НОВЫЕ ТЕНДЕНЦИИ В ПРОЦЕССАХ ОЧИСТКИ ПИТЬЕВОЙ ВОДЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРИРОДНЫХ МИНЕРАЛОВ

И.В. Туманова, А.Ю. Годымчук
Научный руководитель профессор И.А. Петрович
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Огромные запасы доступных для использования пресных вод на суше и их способность постоянно возобновляться породили у населения твердую убежденность в их неисчерпаемости. В процессе роста численности населения и усиления деятельности человека по преобразованию природы эта убежденность была разрушена, что заставило людей к середине 20-го века заняться не только строгим учетом всех запасов пресной воды планеты, но и переосмыслить значение воды в нашей жизни, как одного из важнейших ресурсов. В настоящее время питьевая вода – проблема социальная, политическая, медицинская, географическая, а также инженерная и экономическая.

Загрязнение большинства наземных водоемов привело к невозможности использования поверхностных вод для питьевых целей. Переход к применению подземных вод породил ряд новых проблем. Во многих регионах России водоносные горизонты характеризуются повышенным содержанием токсичных природных веществ, причем отмечаются все большие масштабы и техногенного загрязнения подземных вод примесями тяжелых металлов. Присутствие соединений тяжелых металлов по медицинской статистике способствует снижению иммунитета и росту числа, так называемых, «каменных» болезней у населения.

В настоящее время одним из эффективных способов извлечения тяжелых металлов является их сорбция на неорганических материалах. Среди материалов природного происхождения, активно применяемых в больших масштабах на современных станциях по водоочистке, выделяются кварцевый песок, альбитофиры и «горелые породы», которые используются как механические фильтры для отделения дисперсных примесей. Кварц имеет низкие сорбционные свойства по отношению к тяжелым металлам, а остальные характеризуются очень сложным и весьма непостоянным составом, поэтому возникает необходимость поиска более эффективных сорбентов [1].

Существует большой класс природных сорбентов-минералов, которые недостаточно изучены и поэтому не нашли широкого промышленного применения. Между тем, относительно высокие сорбционные свойства, дешевизна и широкая распространенность в природе обуславливают целесообразность их использования в технологиях водоподготовки.

Для исследования были выбраны природные силикатные и карбонатные минералы сибирских месторождений: кварц, волластонит, диопсид, тремолит, доломит и мрамор. Основаниями для такого выбора являются образование труднорастворимых соединений катионов тяжелых металлов при ионном обмене с растворимыми карбонатами и силикатами, а также низкая степень гидролиза образующихся соединений. Известно также, что пресная вода природных источников, контактирующая с карбонатными и силикатными породами, практически не содержит примесей тяжелых металлов. Таким образом, широкое распространение выбранных минералов в природе и их повышенное химическое сродство к катионам тяжелых металлов позволяют сделать предположение о возможности их использования в качестве сорбентов-ионообменников для очистки воды, в частности, от примесей железа и марганца [2, 3].

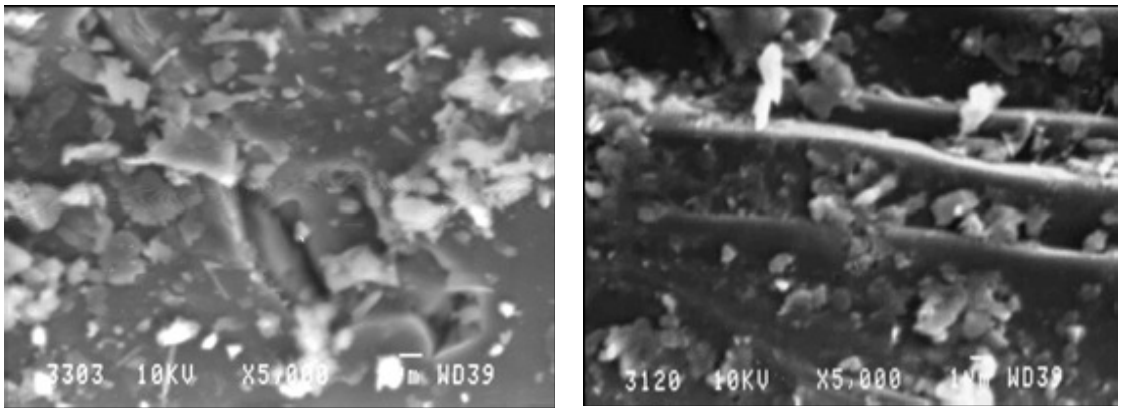
В работе приведены исследования состава, а также данные о структуре и свойствах поверхности исследуемых природных минералов (табл.1).

В результате проведенных исследований установлено, что при нагревании ($10\ ^0$/мин) минералов чисто силикатного состава в интервале 20–1000 ^{0}C для диопсида и волластонита наблюдается постоянство фазового и химического состава, для кварца характерен обратимый фазовый переход: β-кварц ↔ α-кварц при 575 ^{0}C. При этом для всех трех минералов характерно нарушение первоначальной структуры поверхности и неоднозначное изменение величины удельной площади поверхности (табл. 2).

Таблица 1

Характеристика исследуемых минералов

Минерал (Месторождение)	Основная фаза	Примесь (фаза)	Насыпная плотность, кг/м^3 (d=1÷3 мм)
Кварц (Волгоградское Волгоградской обл.)	SiO_2	---	1350
Волластонит (Синюхинское респ. Алтай)	$CaSiO_3$	SiO_2	1410
Диопсид (Слюдянское Иркутской обл.)	$CaSiO_3$□$MgSiO_3$	SiO_2	1370
Тремолит (Алгуйское Кемеровской обл.)	$2CaSiO_3$□$5MgSiO_3$ SiO_2□H2O	$CaCO_3$	1260
Доломит (Советское Алтайского края)	$CaCO_3$ □$MgCO_3$	---	1460
Мрамор (г. Саяногорск)	$CaCO_3$	$CaCO_3$□$MgCO_3$	1340



а ***б***

Рис. Микрофотографии поверхности (увеличение 5000 раз)
а) исходного кварца; б) кварца, прокаленного при 500 °С

При прокаливании карбонатсодержащих минералов происходит их термическое разложение: для образцов доломита характерна двухстадийная декарбонизация:

$$CaMg(CO_3)_2 \xrightarrow{780\ ^\circ C} CaCO_3 + MgO + CO_2, \quad (1)$$

$$CaCO_3 \xrightarrow{870\ ^\circ C} CaO + CO_2. \quad (2)$$

Кальцит в составе мрамора разлагается при 880 °С, в составе тремолита примесь кальцита (~ 25 %мас.) полностью разлагается при 830 °С.

Прокаливание образцов мрамора и доломита при 600 – 800 °С сопровождается усилением процессов деструкции и перекристаллизации поверхностных слоев, увеличением удельной площади поверхности (рис.1).

Прокаливание образцов тремолита приводит, в общем, к сохранению характерной для тремолита игольчатой структуры поверхности, но с увеличением температуры обработки наблюдается фрагментация иголок.

Таблица 2

Значения удельной площади поверхности сорбентов

Сорбент	$S_{уд}$, м^2/кг*		
Исходный образец	Образец, прокаленный при 600 °С		Образец, прокаленный при 800 °С
Кварц	51	240	180
Волластонит	72	85	99
Диопсид	130	91	110
Тремолит	100	57	69
Доломит	170	290	7500
Мрамор	110	150	790

* – Ошибка измерения $S_{уд}$ составляет 10 %.

Экспериментально установлено, что прокаливание изучаемых минералов уже при 500 ^{0}C приводит к перераспределению примесных компонентов между поверхностными и приповерхностными слоями. Для диопсида, содержащего примесь β-SiO_2, характерно обогащение поверхностных слоев кремнием, для тремолита, содержащего примесь $CaCO_3$ – кальцием. Для кварца, как и для тремолита, наблюдается уменьшение содержания различных микропримесей (железа, марганца, фосфора, калия и др.) в поверхностных слоях образцов.

Результаты проведенных экспериментов показали целесообразность проведения термической обработки образцов минералов (размер частиц 1÷3 мм) в атмосфере воздуха при 500, 600, 700 и 800 ^{0}C в течение двух часов. Изучение адсорбционных свойств образцов, прокаленных при более высоких температурах, затруднено ввиду химической и механической нестойкости карбонатных минералов и потери сорбционного эффекта на силикатных минералах.

Использование минералов в режиме «кипящего слоя» привело к интенсификации процесса очистки воды. В результате постоянного соударения частиц минерала образующиеся в процессе сорбции соединения, содержащие ионы железа (II) и марганца (II), удаляются с поверхности частиц в виде взвесей, а обновленная поверхность вновь активно участвует в процессе извлечения примесей из воды. Такая механическая активация поверхности может заменять регенерацию сорбента в течение всего периода его эксплуатации.

Таблица 3

Сорбционные характеристики минералов и их истираемость при работе в «кипящем слое»

Минерал	Степень извлечения, % отн.		Истираемость, % мас.	
	по железу (II)	по марганцу (II)	pH=2÷3	pH=6÷7
Кварц	1,58	22,55	0,03	0,05
Тремолит	15,75	69,61	1,02	2,39
Доломит	25,20	99,99	0,81	0,83

В результате изучения этих процессов установлено, что эффективность и срок службы сорбента в режиме «кипящего слоя» определяется как его сорбционными, так и механическими характеристиками. Важнейшей из них является истираемость сорбента – масса образца, уносимого с поверхности при соударении частиц, % мас.

Полученные экспериментальные данные позволили установить, что в состав осадков, образовавшихся после сорбции в «кипящем слое» катионов марганца, входит MnO_2, после сорбции катионов железа – FeOOH (Fe_2O_3). Результаты РФЭС и ИК-спектроскопии позволили предположить, что процесс извлечения катионов Fe^{2+} и Mn^{2+} поверхностью термообработанных образцов доломита, мрамора и тремолита сопровождается соосаждением сульфатов $Ca(Fe)SO_4$ и $Ca(Mn)SO_4$.

При изучении микроструктуры кристаллизующихся примесей марганца, удерживаемых поверхностью сорбентов, было установлено, что в «кипящем слое» кристаллизация примесей протекает практически на всей поверхности образцов, чего не наблюдалось в статических условиях. Такие данные позволили сделать вывод о том, что поверхностные характеристики сорбентов, по-видимому, изменяются и в процессе работы сорбента. Так значение удельной площади поверхности на участке формирования игольчатых кристаллов в 9–10 раз превышает значение $S_{уд}$ такого же участка исходного сорбента, что соответственно должно способствовать интенсификации процесса сорбции.

Следовательно, создание «кипящего слоя» приводит к значительному усилению сорбционного эффекта, связанному с механическим активированием и изменением активности поверхности за счет морфологии кристаллизуемых примесей.

Таким образом, согласно проведенным исследованиям, измельченные природные минералы являются эффективными сорбентами для очистки воды от катионов железа (II) и марганца (II). Наиболее высокие сорбционные характеристики в статических условиях сорбции имеют природные минералы – диопсид, доломит и мрамор.

После термической обработки карбонатсодержащих минералов их сорбционная емкость в статических условиях увеличивается: для доломита и мрамора в 1,5–3,0 раза, для тремолита в 1,5–180 раз. В режиме «кипящего слоя» наиболее высокие скорости очистки воды от катионов железа (II) и марганца.

Действующие, на территории РФ показатели и нормативы, как показывает опыт, будут ужесточаться, постепенно приравниваясь к нормативам, существующим на территории Западной Европы. При такой тенденции применение природных минералов будет осложняться тем обстоятельством, что состав материалов природного происхождения имеет достаточно непостоянный состав. Этот факт заставляет сделать вывод о необходимости разработки состава такого сорбента, использование которого в процессах очистки воды не приводило бы к еще большему загрязнению воды [5].

На основе результатов проведенных исследований было предложено разработать сорбент, применяемый в дальнейшем для извлечения растворимых примесей тяжелых металлов. Сорбент предлагается готовить путем смешения химически чистых реактивов, гранулировать и подвергать термической обработке при 600 ^{0}C (табл. 4).

Таблица 4

Состав искусственного сорбента для очистки воды [5]

№ п/п	Компонент	Содержание, % мас.
1	$CaCO_3$	35-45
2	$MgCO_3$	25-28
3	Na_2CO_3	7-5
4	NaCl	3-2
5	MgO	Остальное

В интервале предлагаемого соотношения компонентов было приготовлено 3 состава для более подробного изучения процессов извлечения примесей тяжелых металлов, в частности соединений железа и марганца, из водного раствора (табл. 5). Каждый состав подвергался смешению, гранулированию и термической обработке при 400 ^{0}C.

Таблица 5

Состав искусственных сорбентов

Компонент, хч	Содержание компонента, % мас.		
	Состав I	Состав II	Состав III
$CaCO_3$	35	40	45
$MgCO_3$	25	26,5	28
Na_2CO_3	7	6	5
NaCl	3	2,5	2
MgO	30	25	20

Изучение состава и структуры поверхности предлагаемого сорбента, а также ряда свойств поверхности сорбента проводилось с помощью рентгенофазового анализа, дифференциального термического анализа, электронной микроскопии и других.

Проведение экспериментов по изучению сорбционных характеристик сорбентов в статических условиях показало, что на всех трех образцах эффективно протекают процессы извлечения, как железа, так и марганца (табл. 6). Но методика, адаптированная для определения емкости на природных минералах, не совсем подходит для изучаемого сорбента. Во-первых, время наступления равновесия в случае протекания процесса извлечения ионов Mn^{2+} намного превышает рассчитанное время для методики. Во-вторых, емкость на этом сорбенте установить не возможно, т.к. извлечение будет происходить до тех пор, пока не израсходуется весь сорбент.

Таблица 6

Данные эксперимента в статических условиях

Сорбент	Показатель	Время контакта сорбента с примесью, ч						
		0	20	30	50	60	70	90
I	pH	2-3	2-3	2-3	2-3	6	7	7
	C_{Fe}	15	6	0	-	-	-	-
II	pH	2-3	2-3	2-3	3-4	6	7	7
	C_{Fe}	15	6	0	-	-	-	-
III	pH	2-3	2-3	2-3	4-5	6	7	7
	C_{Fe}	15	6	0	-	-	-	
I	pH	2-3	4-5	7	7	7	8-9	9
	C_{Mn}	15	15	15	5	0	-	-
II	pH	2-3	5-6	7	7	7	8-9	9
	C_{Mn}	15	15	15	5	0	-	-
III	pH	2-3	6-7	7	7	7-8	8-9	9
	C_{Mn}	15	15	15	5	0	-	-

Как видно из данных таблицы, процесс извлечения ионов Fe^{2+} протекает значительно быстрее, чем извлечение ионов Mn^{2+}, что объясняется тем обстоятельством, что pH перехода Fe^{2+} в Fe^{3+} значительно ниже (3–3,5), чем для осаждения ионов Mn^{2+} (8–8,5). Но образующиеся соединения железа очень легко смываются с поверхности сорбента, а примеси марганца в некоторой степень удерживаются поверхностью. Такие результаты свидетельствуют о том, что процесс осаждения ионов марганца сопровождается процессом адсорбции примеси поверхностью, как в случае с мрамором, тремолитом и доломитом, обработанными при 700–800 ^{0}C.

Контроль значения pH в системе сорбент-раствор показал, что значения pH в объеме 1–4 деления выше, чем значения pH, зафиксированные на границе раздела жидкой и твердой фаз. Такой результат доказывает, что процесс соосаждения ионов металлов протекает в тонком слое на поверхности сорбента [6].

Литература

1. Черняев А.М., Белова Л.П. Российские воды. – Екатеринбург: Изд-во «Аква-пресс», 2000. – 168 с.

2. Михеев Н.Н. Водохозяйственная политика РФ и пути ее реализации // Водоснабжение и санитарная техника, 2000. – №5. – С. 205 – 206.
3. Мур Дж., Рамамутри С. Тяжелые металлы в природных водах: Контроль и оценка влияния: Пер. с англ. – М.: Мир, 1987. – 288 с.
4. Николадзе Г.И. Технология очистки природных вод. – М.: Высш. шк., 1987. – 479 с.
5. Машкова Л.П., Логинова Е.Я., Богдановский Г.А. Использование глины и карбонатных пород при очистке сточных вод в различных условиях эксперимента // Вестник МГУ. Сер.2. – М., 1994. – №4. – С. 346.
6. Годымчук А.Ю. Технология изготовления силикатно-карбонатных сорбентов для очистки воды от катионов тяжелых металлов: Автореферат. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Томск, 2003. – 19 с.

ЭКОЛОГО-ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕРРИТОРИИ ГОРОДОВ ТОМСКА И ХО ШИ МИНЯ

Ха Тхи Ле[1]
Научный руководитель доцент Н.В. Крепша [2]
[1]г. Хошимин, Вьетнам, [2]Томский политехнический институт, г. Томск, Россия

Город представляет собой сложную экологическую систему. Это территория, где взаимодействуют одновременно природная и антропогенная (техногенная) подсистемы [1]. Природная подсистема включает литосферу, гидросферу и атмосферу. Антропогенная подсистема разделена на производственную, градостроительную, инфракструктурую (рис.1).

Поэтому изучение всех перечисленных подсистем любого города должно быть комплексным. Степень экологичности города будет зависеть от того, какие системы доминируют или природные, или антропогенные. Антропогенные (техногенные) нагрузки на урбанизированной городской территории характеризуются обычно продолжительностью, концентрированностью и неконтролируемым воздействием.

Комплекс экологических проблем присущ любой территории России, где сконцентрированы промышленные предприятия и население. В наибольшей степени он проявляется в условиях города, причем состав и острота экологических особенностей зависит от множества факторов.

Рассмотрим экологические проблемы городов Томска и Хошимина, расположенных в разных географических зонах.



Рис.1 Структурная схема городской системы

Город Томск является старинным индустриальным центром юга Западной Сибири. Климат региона резко континентальный. Преобладают ветры южного и юго-западного направлений. Численность населения города на 01.01.2007 г. составляет 520 тыс. человек. Томск располагается в зоне тайги, средняя годовая температура 0˚ С, среднее количество осадков 600 мм в год.

Таким образом, масштаб города – площадь, состав и численность городского населения будут определять интенсивность транспортных потоков, объемы промышленных и бытовых отходов и т.д. Природные условия – особенности климата, геологическое строение, наличие водных объектов и зеленых массивов – также являются важными факторами особенностей экологических проблем территории.

Город Томск геоморфологически расположен на трех надпойменных террасах р. Томи и Томь-Яйском водоразделе. Характерно следующее: а) генетическое и литологическое разнообразие пород (глины, пески, суглинки, гравий, галечник) слагающих пойму, три аллювиальные террасы р. Томи и склон Томь-Яйского водораздела с покровом субаэральных лессовых пород; б) распространением всех типов подземных вод по условиям залегания – верховодки, грунтовых и напорных – и сложное их взаимоотношение; в) развитие широкого комплекса современных геологических и инженерно-геологических процессов и явлений (оврагообразование, оползни, подтопление и т.д.) [2].

В городе в настоящее время насчитывается 194 предприятия с разной технологией производства. Профилирующая отрасль – машиностроение и металлообработка, на втором месте стоит химическая промышленность, вносящая большой вклад в загрязнение окружающей среды и атмосферы. Самыми сильными загрязнителями воздуха в областном центре является ГРЭС–П (65,5 % общего валового выброса), Томский химический комбинат, заводы ДСП, ЖБК-100, «Сибкабель», шпалопропиточный завод. По данным Областного

комитета экологии воздух города от вышеперечисленных предприятий загрязнен диоксидом азота, бенз(а)пиреном, неорганической пылью (золой), сернистым ангидритом, фенолом, хлористым водородом, аммиаком и метиловым спиртом. Так как объекты промышленного назначения, находящиеся в старой части города, совпадают с постоянной средой обитания человека, поэтому здесь необходимы повышенное внимание к социальным и экологическим вопросам, более строгие требования к надежности и безаварийной эксплуатации предприятий. Центр, как правило, «задыхается», слабо справляется с функцией самоочищения.

Крупнейший город Вьетнама ***Хошимин*** (население более 9 млн. чел.) находится в дельте величайшей реки Меконг. Вся страна лежит в области тропического муссонного климата. На юге, где всегда жарко, перепады температур очень незначительны: +26 – +29 ºС, количество осадков выпадает 1979 мм в год. Геоморфологически территория города расположена на ровной долине реки. Геологически – распространены пойменные аллювиальные илистые отложения на близко залегающем фундаменте скальных пород.

Промышленность города представлена предприятиями следующих основных отраслей: машиностроение и металлообработка, деревообрабатывающая, пищевая, строительная промышленность.

Важным и общим фактором экологических проблем городской территории Хошиминь и Томска является характер и масштабы выбросов загрязняющих веществ в воздушную среду (атмосферу), водные источники (гидросферу), почву (литосферу).

Загрязнение атмосферного воздуха промышленными и транспортными выбросами наносит значительный ущерб природной среде и населению, приводя к увеличению заболеваемости населения г. Хошимин и г. Томска.

Наибольшее загрязнение на территории обеих городов происходит от многочисленного транспорта. На территории города Томска зафиксированы превышения по следующим загрязняющим веществам [3]:

- азота диоксид (на Каштаке, Октябрьском районе, Иркутском тракте, Советском районе, Восточном районе, Московском тракте);
- оксид углерода (в Кировском жилом районе, Советском жилом районе);
- формальдегид (на Каштаке и в районе ТНХК).

Интенсивное строительство в последние годы на территории Хошимина вызывает загрязнение воздуха, особенно тонкодисперсными пылеватыми частичками. Концентрация пыли в воздухе, где происходит строительство, превосходит среднесуточные предельнодопустимые концентрации (ПДК $_{СС}$) в 10–20 раз, в городах в 2–3 раза, в узлах движения (дорогах) в 3–5 раза. В настоящее время в городе основным транспортом являются не велосипеды, а мотоциклы и машины. Количество мотоциклов очень быстро увеличивается, поэтому загрязнение воздуха окисью углерода (CO) превосходит в 4–5 раз норму предельно допустимой среднесуточной концентрации. Это происходит от того, что в цилиндрах двигателя мотоциклов происходит окисление мелкораспыленного и испаренного топлива кислородом воздуха с образованием тепла, углекислого газа (CO) и воды. За тысячные доли секунды часть топлива не успевает сгореть. Продукты его неполного сгорания выбрасываются из выхлопной трубы в атмосферу. Больше всего выделяется моноксида углерода (CO – угарного газа) и различных углеводородов, среди которых особую опасность представляет бензапирен – вещество, способствующее возникновению онкологических заболеваний. Кроме того, азот, входящий в состав воздуха, при высоких температурах и давлении, развиваемых в цилиндрах двигателя, реагирует с кислородом, образуя весьма опасные оксиды. Бензин с присадкой этиловой жидкости назвали этилированным. Но этиловая жидкость содержит свинец и соединения, способствующие его превращению в летучие соли, которые уносятся с выхлопными газами. В результате это приводит к большому накоплению свинца в окружающей среде и влияют на здоровье горожан. Поэтому во Вьетнаме с конца XX века начали переходить на использование неэтилированного бензина.

Другой экологической проблемой является последствия войны 1962–1971 гг., когда американцы во Вьетнаме распылили над территорией Вьетнама около 80 млн. литров ядовитых химикатов типа «Эйджен оранджа». Они высокотоксичны и способны накапливаться в организме. Это вещество даже в очень низких концентрациях резко снижает иммунитет человека и влияет на генетический аппарат. Диоксин является универсальным клеточным ядом и может поражать многие виды животных и растений. Опасность диоксинов обусловлена их высокой стабильностью, долговременным сохранением в окружающей среде, и в результате, длительным воздействием на живые организмы. Генетические последствия этой химической войны, сказавшиеся на вьетнамских детях, заставили мир осознать высокую опасность диоксинов (они поражают поджелудочную железу, легкие, иммунную систему). В дальнейшем поражение диоксином приводит к нарушениям функций нервной системы обмена веществ, печени, изменению состава крови. Яд продолжает негативно влиять на состояние здоровья даже тех вьетнамцев, которые родились на пораженных землях спустя годы после окончания войны. Дети рождаются с врожденными дефектами, физическими и умственными недостатками. Многие из них входят в группу повышенного риска онкологических заболеваний. В горных южных областях и области около 17-ой параллели рожаются дети, которые имеют врожденные дефекты даже в 3-ем поколении. Сейчас во Вьетнаме около 4,8 млн. человек, подверженных воздействию диоксидов, в том числе 3 млн. человек, которые не принимали участия в войне.

Таким образом, качество окружающей среды (среды обитания) в обоих городах сходно и в значительной мере определяет уровень здоровья населения. Из изложенного следует, что эколого-гигиеническими факторами риска для населения этих городов является загрязнение атмосферного воздуха выше нормы, химическое и биологическое загрязнение питьевой воды из поверхностных источников водоснабжения, а также загрязнения почв. Для территории Вьетнама есть свои специфические экологические проблемы: 1) уменьшение природных ресурсов (особенно площади тропических лесов), 2) увеличение выбросов вредные отходы в природную среду от заводов, предприятий и транспорта; 3) быстрое уничтожение животных и растений; 4) последствия диоксиновой войны.

Приведенный геолого-экологический обзор по городам, находящимся далеко друг от друга, позволяет сформулировать ключевые направления экологических исследований и охраны окружающей среды:

- Создание и функционирование территориальной системы мониторинговых исследований во времени и пространстве за атмосферой, гидросферой и литосферой.
- Пространственное геологическое и экологическое картографирование и выделение зон реального или потенциального социального дискомфорта для человека с количественной оценкой риска, опасности и ущерба для здоровья населения.
- Строительство и развитие маленьких городов с целью регулирования распределения населения между городами.
- Совершенствование законодательства о сохранении окружающей среды в городах и вокруг промышленных предприятий.
- Создание очистных сооружения для уменьшения выбросов и сбросов количества промышленных отходов в окружающую среду.
- Воспитание и формирование гуманной (нравственной) личности молодого поколения.

Такая экологически ориентированная информация поможет принимать объективные грамотные и конкретные управляющие решения, направленные на сохранение или улучшение экологической обстановки. Комплексное решение экологических проблем городов с учетом сохранения окружающей природной среды и здоровья населения представляет важную государственную задачу.

Литература

1. Маслов Н.В. Градостроительная экология: Учебное пособие для строит. вузов. – М.: Высш. шк., 2003. – 284 с.
2. Крепша Н.В. Прогнозирование изменения геологической среды в условиях техногенного воздействия города на основе картографического метода // Геоэкология. – М., 1993. – №3. – С. 44 – 57.
3. Государственный доклад «Об окружающей природной среде Российской Федерации» / Главное управление природных ресурсов и охраны окружающей среды МПР России по Томской области. – Томск: Томскиздат, 2006. – 368 с.

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ХЕМОСОРБЦИОННОЙ ТЕХНОЛОГИИ ОЧИСТКИ ПРОМЫШЛЕННЫХ СТОЧНЫХ ВОД ПОЛИМЕТАЛЛИЧЕСКИХ ОБОГАТИТЕЛЬНЫХ ФАБРИК

Ж.Ж. Узденбаев, Ж.К. Узденбаева
Научный руководитель профессор А.К. Адрышев
Восточно-Казахстанский государственный технический университет им. Д. Серикбаева, г. Усть-Каменогорск, Казахстан

Совершенствование технологических процессов для создания ресурсосберегающих методов переработки сырья и исключения при этом загрязнения окружающей среды является одним из приоритетных направлений инновационной деятельности Республики Казахстан.

Интенсивные добыча и обогащение полезных ископаемых во второй половине XX века в Республике Казахстан привело к резкому обострению экологических проблем, в частности, к загрязнению природных вод.

Наибольший экологический кризис наблюдается в ряде крупных регионов Республики Казахстан, в том числе в Восточно-Казахстанской области. Водные объекты в районе действия полиметаллических обогатительных фабрик находятся в состоянии экологического бедствия, происходит загрязнение всех элементов гидросферы, в том числе подземных вод и вод поверхностных водоемов.

Загрязняющие вещества, содержащиеся в промышленных стоках полиметаллических обогатительных фабрик, способны мигрировать в атмосферу, гидросферу и литосферу, и, тем самым, оказывать угнетающее, разрушающее или токсичное воздействие на биосферу, нарушая нормальный ход биосферных процессов и нанося ей непоправимый ущерб [3].

Проведенный обзор способов очистки промышленных стоков полиметаллических обогатительных фабрик позволяет сделать вывод о необходимости разработки новых более эффективных методов очистки загрязненных вод от ионов тяжелых металлов (Cu^{2+}, Zn^{2+}, Pb^{2+}) и других органических примесей.

С учетом изложенных достоинств и недостатков известных методов очистки загрязненных вод полиметаллических обогатительных фабрик от ионов тяжелых металлов (Cu^{2+}, Zn^{2+}, Pb^{2+}) были разработаны теоретические основы хемосорбционной технологии очистки загрязненных вод [2].

Метод заключается в использовании для очистки промышленных сточных вод полиметаллических обогатительных фабрик алюмосиликатных сорбентов практически повсеместно распространенных, недорогого природного сырья.

Перспективным направлением повышения эффективности очистки промышленных стоков полиметаллических обогатительных фабрик является сочетание традиционных реагентных методов с сорбционными методами очистки. Задача разработки малозатратной глубокой очистки сточных вод от экотоксикантов (Pb^{2+},Cu^{2+},Zn^{2+}) является сложной и ее решение во многом зависит от правильного выбора сорбента и создания необходимых условий для его эффективного и многократного использования. В институте «Казмеханобр» была определена сорбционная емкость некоторых глинистых минералов, в том числе бентонитов Таганского месторождения Восточно-Казахстанской области. Для очистки растворов от ионов цветных металлов при концентрации загрязняющих веществ до 50 мг/л расход природных глинистых материалов составляет не менее 20 г на литр очищаемого раствора. Существуют методы улучшения сорбционных свойств природных

сорбентов, в частности, их химическая активация, например, воздействие серной кислоты на бентонитовую глину приводит к разрушению кристаллической решетки минерала, в связи с чем повышается степень очистки. Основной причиной повышения сорбционной способности бентонитовых глин, обработанных кислотами и щелочами, является частичное растворение оксидов металлов, что приводит к значительному изменению пористой структуры глинистых минералов. Для активации природных сорбентов может быть использована и их термическая обработка.

Для изучения возможности применения бентонитов Таганского месторождения Восточно-Казахстанской области для очистки промышленных стоков полиметаллических обогатительных фабрик от тяжелых металлов (Pb^{2+},Cu^{2+},Zn^{2+}) был проведен эксперимент. Для исследования были использованы сильнозагрязненные сточные воды: сливы со сгустителей медно-цинковых и свинцовых концентратов обогатительных фабрик. Эксперимент проводился в статических условиях при pH от 7,5 до 8,5. Химический анализ проводился цинконовым и бицинхонинатным методом. В качестве сорбента использовали монтмориллонитовую породу Таганского месторождения Восточно-Казахстанской области в термоактивированной форме [1].

После сорбции осадок отфильтровывали, определяли остаточное содержание ионов тяжелых металлов Pb^{2+},Cu^{2+},Zn^{2+}. Первый этап заключался в определении зависимости эффекта очистки сточной воды от дозы применяемого сорбента. Для эксперимента применяли бентонит 14 горизонта Таганского месторождения Восточно-Казахстанской области.

Использовали вышеуказанный сорбент в количестве 20 г/л, 30 г/л и 40 г/л по сухому веществу. Время контакта сорбента со сточной водой было принято 3 часа. Результаты первого этапа приведены в табл. 1.

По результатам эксперимента выявлено, что оптимальный режим очистки наступает при дозе сорбента 40 грамм на 1 литр по сухому веществу во время контакта сорбента и сточной воды продолжительностью 3 часа.

С точки зрения удобства складирования, транспортировки и снижения затрат на регенерацию необходимо уменьшить расход сорбента. Для решения этой задачи проведен второй этап эксперимента. Был исследован процесс совместного использования флокулянта «Магнафлок 10» производства Германии и сорбента бентонита при очистке промышленных стоков полиметаллических обогатительных фабрик. Для эксперимента принято 20 г/л бентонита по сухому веществу, время контакта бентонита, флокулянта и сточной воды – 2 часа. Результаты второго этапа эксперимента приведены в табл. 2.

Таблица 1

Определение эффекта очистки промышленных стоков полиметаллических обогатительных фабрик в зависимости от количества сорбента

Наименование пробы	Cu^{2+}, мг/л	Эффект очистки, %	Pb^{2+}, мг/л	Эффект очистки, %	Zn^{2+}, мг/л	Эффект очистки, %
Исходная вода	5		4,48		1,06	
Очистка сорбентом 20 г/л, 3 часа	4,41	11,8	3,82	14,7	0,82	22,6
Очистка сорбентом 30 г/л, 3 часа	1,8	64	1,5	66,5	0,56	47,1
Очистка сорбентом 40 г/л, 3 часа	0,2	96	0,58	87,0	0,19	82

По результатам второго этапа эксперимента выявлено, что совместное применение сорбента 20 г/л (бентонита Таганского месторождения) и флокулянта «Магнафлок 10» 0,5 мг/л позволяет достичь высокого эффекта очистки.

Результаты исследования показывают, что применение бентонитов Таганского месторождения позволяет получить высокий эффект очистки промышленных стоков полиметаллических от ионов тяжелых металлов Pb^{2+}, Cu^{2+}, Zn^{2+} и это даст возможность в дальнейшем разрабатывать технологию глубокой очистки.

Таблица 2

Определение эффекта очистки промышленных стоков полиметаллических обогатительных фабрик при совместном применении сорбента бентонита и флокулянта «Магнафлок 10»

Наименование пробы	Cu^{2+}, мг/л	Эффект очистки, %	Pb^{2+}, мг/л	Эффект очистки, %	Zn^{2+}, мг/л	Эффект очистки, %
Исходная вода	5		4,48		1,06	
Флокулянт 0,2 мг/л и сорбент 20 г/л, 2 часа	1,02	79	1,73	61,3	0,04	96,2
Флокулянт 0,5 мг/л и сорбент 20 г/л, 2 часа	0,42	91,6	0,81	81,9	0,02	98,1

Вносимый в очищаемую загрязненную воду сорбент бентонит Таганского месторождения, одновременно выполняет функцию нейтрализации, благодаря присущим ему соответствующим буферным свойствам. Комплексность сорбирующего действия вносимого в загрязненную воду данного сорбента обеспечивается следующими сорбционно-активными фазами, полученными в результате кислотно-щелочной активации алюмосиликатов глинистой породы:

• коллоидно-дисперсная и золь-гелевые фазы в виде глинозема $Al(OH)_3$, кремнегеля SiO_2*nH_2O, геля гидроксида железа $Fe_2O_3*nH_2O$ и т.д.;

• коллоидно-дисперсной и золь-гелевой фазы органических веществ, содержащихся в глинистых породах;

При этом коллоидно-дисперсная, золь-гелевая и молекулярно- и ионнорастворимые фазы сорбента выполняют свою функцию во всем объеме очищаемой жидкости, а твердая фаза – контактным действием за счет наличия на их поверхностях свободных энергетических связей, разбалансированных кристаллических решеток глинистых минералов в результате активации [3].

Образующийся осадок после очистки промышленных стоков не содержит свободных гидроксидов металлов. Катионы металлов хемосорбционно связываются с отрицательно заряженными коллоидными частицами сорбента, имеющими мицеллярное строение, благодаря наличию на ее поверхности свободных энергетических центров разбалансированных кристаллических решеток взвешенных алюмосиликатных частиц, подвергшихся предварительной термо- и кислотной активации.

Предложенный способ, применение термо- и кислотоактивированного сорбента бентонита Таганского месторождения, обеспечивает максимальное использование потенциальной сорбционной емкости природного сырья, обеспечивая интенсивную объемную сорбцию загрязненной жидкости. Важным в технико-экономическом отношении является и то, что получаемый после осветления очищаемой жидкости осадок является экологически чистым, поскольку в осадке тяжелые металлы находятся не в виде гидроокисей, а в форме комплексных соединений и поэтому осадок безопасен для окружающей среды и может быть утилизирован в различные строительные материалы.

Литература

1. Адрышев А.К., Узденбаева Ж.К. Использование сорбентов – основа ресурсосберегающих методов очистки шахтных вод // Актуальные проблемы горно-металлургического комплекса Казахстана: Труды международной научно-практической конференции. – Караганда, 2007. – С. 458 – 460.
2. Аксенов В.И., Ладыгичев М.Г. Водное хозяйство промышленных предприятий. – М.: Водгео, 2005. – 306 с.
3. Милованов Л.В. Очистка сточных вод предприятий цветной металлургии. – М.: Металлургия, 1971. – 206 с.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА КАЧЕСТВА АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА В Г. ТОМСКЕ

А.А. Шелестов, А.Ю. Филатов
Научный руководитель профессор В.Ф. Панин
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время в плане анализа и оценки экологических и техногенных опасностей исключительная роль отводится системе экологического мониторинга. В этой области для прогнозирования развития экологически опасных ситуаций сегодня недостаточно придерживаться только сложившейся практики, основанной на наблюдении, накоплении данных и составлении бюллетеней загрязнения окружающей среды. Многие проблемы в области охраны окружающей среды и экологической безопасности стали слишком сложными и взаимосвязанными и вызывают большие экономические и другие издержки. В области решения задач экологического контроля требуется новая стратегия и новые методы, которые позволяют концентрировать внимание на ближайших и будущих тенденциях и первостепенных задачах. Поэтому необходима отработка методик отслеживания на региональном и городском уровне как краткосрочных, так и долгосрочных тенденций динамики экологических процессов с возможностью принятия оперативных управленческих решений.

В настоящее время в г. Томске, в Областном государственном учреждении «Областной комитет охраны окружающей среды и природопользования Томской области» (ОГУ «Облкомприрода»), сформирована программа работ по совершенствованию мониторинга качества приземного воздуха.

Программа предполагает развитие существующей инструментальной системы мониторинга (до 2007 года заборы проб воздуха проводились на 6 стационарных постах Томского центра по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды (Гидрометеоцентр г. Томска), и разовым образом, на нескольких маршрутных постах с помощью передвижной лаборатории), а также создание компьютерной модели рассеивания вредных выбросов стационарных и автотранспортных источников, работающей постоянно и отражающей текущее и достаточно подробное распределение концентраций загрязнителей в приземном воздухе на всей территории города Томска. Создание модели [1–5, 8] обеспечит не только постоянное отслеживание распределения концентраций загрязнителей на территории города Томска, но и позволит моделировать мероприятия технологического (совершенствование производственных технологий, средств газоочистки и др.) и организационного (создание транспортных развязок, мощных кольцевой и радиальных автомагистралей и др.) характера – для организации системного уменьшения концентраций загрязнителей в приземном воздухе.

Согласно программе ОГУ «Облкомприрода» с начала 2007 года в дополнение к упомянутой существующей системе инструментального мониторинга загрязнения приземного воздуха, осуществляемого Гидрометеоцентром г. Томска, забор проб воздуха осуществлялся также на детских площадках и в местах массового отдыха (всего 1620 проб воздуха) и на 15 напряженных уличных перекрестках (2000 проб) с помощью передвижной лаборатории. Одновременно на основе геоинформационных технологий формируется система визуализации результатов измерений по всей территории города Томска.

В табл.1 представлен перечень веществ, по которым ведется контроль на территории г. Томска и мест взятия проб приземного воздуха.

Таблица 1

Перечень веществ, по которым ведется контроль на территории г. Томска

Наименование предприятия	Наименования загрязняющих веществ							
	Свинец	Диоксид азота	Хлористый водород	Оксид углерода	Бенз(а) пирен	Бензол	Формальдегид	Взвешенные вещества
Городской сад			+					
Автотранспортные магистрали г. Томска		+		+	+		+	+
Детские площадки г. Томска	+	+		+		+	+	+

Плюсами в таблице обозначены загрязняющие вещества, по которым ведется контроль на территории г. Томска.

Результаты предварительного анализа всего перечня веществ, загрязняющих атмосферный воздух в зоне расположения точки мониторинга, сводятся в общую таблицу (табл. 2) [6].

СИ – стандартный индекс загрязненности;

$$СИ = \frac{C_{\max}}{ПДК_{сс}}, \quad (1)$$

где C_{max} – наибольшая концентрация вещества;

$ПДК_{сс}$ – среднесуточная предельно-допустимая концентрация вещества;

НП, % – наибольшая повторяемость превышения $ПДК_{сс}$ концентрацией любого вещества;

ИЗА или I – комплексный индекс загрязненности атмосферы.

Таблица 2

Оценка степени загрязнения атмосферы

Степень		Показатели загрязнения атмосферы	Оценка за интервал времени		
градации	загрязнение атмосферы		Сутки	Месяц	Год
I	Низкое	СИ	0-1	0-1	0-1
		НП,%	-	0	0
		ИЗА	-	-	<5
II	Повышенное	СИ	2-4	2-4	2-4
		НП,%	-	1-19	1-19
		ИЗА	-	-	5-6
III	Высокое	СИ	5-10	5-10	5-10
		НП,%	-	20-49	20-49
		ИЗА	-	-	7-13
IV	Очень высокое	СИ	>10	>10	>10
		НП,%	-	>50	>50
		ИЗА	-	-	≥14

$$I = \left(\frac{q_{ср}}{ПДК_{сс}}\right)^{k_i}, \quad (2)$$

где $q_{ср}$ – среднее значение концентрации загрязняющего вещества;

k_i – коэффициент, определяемый классом опасности вещества.

Согласно данным мониторинга качества приземного атмосферного воздуха, проводимого ОГУ «Облкомприрода» в течение 2007 года, превышения ПДК регулярно фиксировались по всем основным веществам, вошедшим в программу мониторинга – диоксиду азота, фенолу, формальдегиду, бензолу, взвешенным веществам. Наибольшие превышения фиксировались по бензолу, формальдегиду и взвешенным веществам (от 2 до 20 ПДК).

Согласно данным Томского центра по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды на стационарных постах уровень загрязнения атмосферного воздуха в декабре 2007 г. в городе Томске оценивается как высокий (СИ = 4,8). Атмосфера города более всего была загрязнена хлоридом водорода, оксидом углерода и формальдегидом. Превышения допустимых норм по хлориду водорода постоянно наблюдаются в Кировском и Советском районах города, предполагаемые источники загрязнения это ОАО «Томский электроламповый завод», ОАО «Манотомь» и ФГУ НПЦ Полюс. В воздухе п. Светлый (пост в пос. Светлый) были зафиксированы случаи превышения допустимых норм по оксиду углерода в 2.2 раза относительно нормы (повышенный уровень загрязнения). Предполагаемый источник загрязнения – ООО«Межениновская птицефабрика». Загрязнения атмосферы города формальдегидом были зафиксированы во всех районах города. Наибольшие превышения (в 2,5 раза относительно нормы) отмечались в п. Светлый (пост в пос. Светлый).

В целом данные загрязнения приземного воздуха проводимого ОГУ «Облкомприрода» и Гидрометеоцентром г. Томска постоянно перекликаются и совпадают в тех районах где точки контроля расположены недалеко от стационарных постов.

Таким образом, с 2007 года ОГУ «Облкомприрода» ведет наблюдение и комплексный анализ загрязнения атмосферы в г. Томске. На основе результатов анализа, а также данных Гидрометеоцентра г. Томска по стационарным постам формируется картина загрязнения атмосферного воздуха, визуализируемая на основе геоинформационных технологий.

На рисунке представлена, в качестве примера, публикация информации о содержании оксида углерода в приземном воздухе (окно в нижней части рисунка) на перекрестке «ул. Учебная и пр. Ленина» (перекресток обозначен треугольником на плане фрагмента г. Томска). План всего г. Томска представлен в верхнем левом углу рис., на плане г. Томска рассматриваемый фрагмент обозначен прямоугольником. Публикация извлечена на экран монитора с вебсайта www.gis.green.tsu.ru «Мониторинг качества окружающей среды (ОС) г. Томска». Система мониторинга качества ОС г. Томска включает подсистемы контроля загрязнения воды, воздуха, почвы, снега, уровня радона (окно в правой части рис.). На рис. представлен таким образом фрагмент карты загрязнения приземного воздуха. Звездочками обозначены места расположения школ и детских садов, что позволяет оценивать уровень загрязнения приземного воздуха в местах расположения данных учреждений. Таким образом, например, можно оценить уровень концентрации того же оксида углерода вблизи детского учреждения, расположенного северо-западнее названного перекрестка. Кликая мышкой в знак треугольника на данном перекрестке, можно получить информацию о концентрациях других загрязнителей на перекрестке в разное время. Согласно упомянутой программы ОГУ «Облкомприрода» в обозримом будущем, кликая мышкой в звездочки, можно будет получить информацию о концентрациях загрязнителей непосредственно на территориях школ и детских садов. Если на указанный сайт ввести знаки мест массового отдыха и информацию о результатах измерений здесь концентраций загрязнителей, то получим картину загрязнения приземного воздуха в данных местах городской территории. Вспомогательное окно в верхней левой части рис. – для удобства пользования картой мониторинга качества ОС г. Томска.

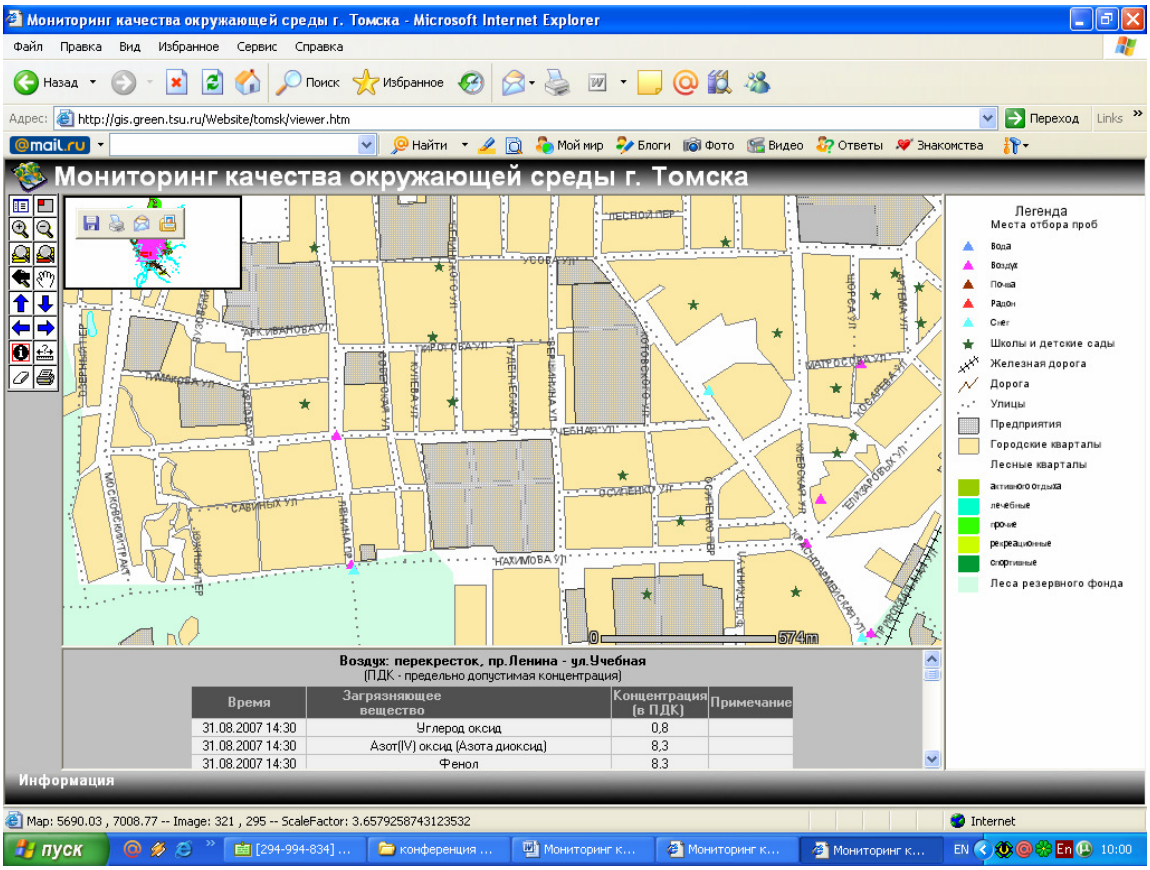


Рис. Пример публикации информации в сети Интернет

Размещение всех результатов измерений концентраций загрязнителей на геоинформационной карте г. Томска позволит решить следующие задачи:

- получение доступа заинтересованных организаций и граждан к информации о загрязнении приземного воздуха на территории города Томска; получение достоверной картины распределения загрязнения атмосферы по загрязняющим веществам (ЗВ) в любой точке рассматриваемой территории и на любую дату (ретроспектива, диагноз состояния на существующее положение);
- получение картины загрязнения от автотранспорта на наиболее загруженных перекрестках города;
- статистическая обработка данных;

▪ повышение степени эффективности природоохранных мероприятий, рациональное расходование отпускаемых финансовых средств на мероприятия по повышению качества приземного воздуха в городе Томске, минимизация экологического ущерба.

Особенностью ГИС является возможность тесной интеграции модулей, обеспечивающих ведение геоинформационной базы данных, получаемых с помощью инструментального контроля, с модулями математического моделирования загрязнения атмосферы. Используемая математическая модель получает исходные данные из базы данных по источникам эмиссии загрязняющих веществ [7, 9], а результаты ее (модели) работы заносятся обратно в геоинформационную базу данных в виде соответствующих картографических и фактографических информационных слоев.

Проведение комплексного анализа загрязнения атмосферного воздуха с использованием расчетного мониторинга и измерений на постах наблюдения позволит оценить и проанализировать проблемы данного компонента окружающей среды в привязке к источникам загрязнения и фактическим метеорологическим параметрам, а также наметить пути системного улучшения экологической обстановки.

Кроме того, применение организованной таким образом системы экологического мониторинга позволит идентифицировать источники выбросов загрязняющих веществ на территории г. Томска, выявлять нарушителей природоохранного законодательства, целенаправленно применять штрафные санкции.

Литература

1. Панин В.Ф., Дашковский А.Г., Дашковская А.А., Осипова Н.А., Попов В.А. Мониторинг и управление качеством приземного воздуха в Российской Федерации и Великобритании. Правовые, организационные и науч.-техн. аспекты. Научн. издание. – Томск: Изд-во «Дельтаплан», 2003. – 226 с.
2. Шрамов Д.М., Панин В.Ф. Совершенствование технологии управления загрязнением атмосферного воздуха городов // Проблемы геологии и освоения недр: Труды VII Международного научного симпозиума им. академика М.А. Усова. – Томск: Изд-во НТЛ, 2003. – С. 453 – 456.
3. Panin V.F., Shramov D.M. Expert System of decisions acceptance for decrease of harful emissions on the dasis ofa dynamic databank // Сопряж. задачи механ., информ., экологии: Матер. Междунар. конф. – Томск: Изд-во Том. ун.-та, 2004. – С. 316 – 318.
4. Шрамов Д.М., Филатов А.Ю., Панин В.Ф. Компьютерное моделирование процессов рассеяния вредных веществ в атмосферном воздухе // Энергетика: экология, надежность, безопасность: Материалы докладов XI Всероссийской научно-технической конференции. – Томск: Изд-во ТПУ, 2005. – С. 355 – 357.
5. Шрамов Д.М., Филатов А.Ю., Панин В.Ф. Территориальная система компьютерного мониторинга // Проблемы геологии и освоения недр: Труды VIII Международного научного симпозиума им. академика М.А. Усова. – Томск: Изд-во НТЛ, 2004. – С. 840 – 845.
6. Руководящий документ. РД 52.04.667-2005 Документы о состоянии загрязнения атмосферы в городах для информирования государственных органов, общественности и населения. Общие требования к разработке, построению, изложению и содержанию. – М.: Изд-во Метеоагенство Росгидромета, 2006. – 201 с.
7. Шрамов Д.М., Панин В.Ф. Разработка электронного банка данных источников загрязнения атмосферного воздуха // Проблемы геологии и освоения недр: Труды VII Международного научного симпозиума им. академика М.А. Усова. – Томск: Изд-во НТЛ, 2003. – С. 456 – 458.
8. Филатов А.Ю., Шрамов Д.М. Компьютеризация воздухоохранной деятельности // Сб. материалов по итогам работы Всероссийского семинара зав. кафедрами экологии и охраны окр. среды, г. Пермь, 26 – 28 мая 2005. – Пермь: Изд-во Перм. гос. ун-та, 2006. – С. 196 – 200.
9. Филатов А.Ю., Шрамов Д.М., Панин В.Ф. Основы расчетной модели системы компьютерного мониторинга // Современные энергетические системы и комплексы и управление ими: Материалы VI Международной научно-практической конференции. – Новочеркасск: ЮРГТУ, 2006. – Ч.2. – С. 48 – 52.

РАЗРАБОТКА ПРИРОДНО-ПРОМЫШЛЕННОЙ СИСТЕМЫ «ПОЛИГОН»

А.М. Шаимова

Научные руководители доцент Л.А. Насырова, профессор Г.Г. Ягафарова

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

Анализ влияния мест размещения отходов, выполненный по данным научно-технических публикаций, результатам собственных исследований и фондовым материалам показал, что геологическая среда относится к наиболее стабильной и консервативной составляющей экосферы, наименее изменчивой в текущих темпоральных взаимодействиях и кругообороте веществ существующих экосистем. Однако масштабы воздействия полигонов бытовых и промышленных отходов и свалок приобрели столь значительные масштабы по занимаемым площадям и негативным воздействиям, что отрицательно сказывается на геоморфологических, биологических, эстетических характеристиках ландшафтов и условиях жизни людей.

Исследования по оценке экологического состояния полигонов депонирования твердых бытовых отходов (ТБО) крупных мегаполисов и результаты собственных исследований, проведенных в республике Башкортостан, показали, что большинство существующих полигонов характеризуются общими признаками: технологией депонирования, близким морфологическим составом ТБО, этапом активной эксплуатации, стадией активного метаногенеза, отсутствием природоохранных сооружений. В результате этого на территориях, прилегающих к полигонам, создается неблагоприятная экологическая ситуация.

Анализ ситуации, сложившейся в местах размещения отходов, позволяет утверждать, что созданные в процессе техногенеза или возникшие как его побочный результат отходы производства и потребления – искусственные (техногенные) вещества, выброшенные или вывезенные на свалки и полигоны, взаимодействуют со всеми элементами экосферы, образуя новую природно-промышленную систему ППС «Полигон»,

подчиняющуюся в своем развитии законам экологии. Поэтому при проектировании систему следует рассматривать как специально предназначенную для защиты среды обитания человека (природных и техногенных ландшафтов) от негативных воздействий, основной задачей которой является утилизация ТБО с получением дополнительного источника энергии, требующей для этого разработки специальных средств инженерной защиты.

Системный подход к решению этой проблемы рассматривается как методология научных исследований, ставящая целью всесторонне изучение сложноорганизованной природно-промышленной системы (ППС) «Полигон». Результаты исследований позволяют разработать необходимые средства инженерной защиты и стратегию управления ППС как при новом строительстве полигонов ТБО, так и при их рекультивации.

Совокупность процессов, происходящих в массиве размещенных отходов, к которым относятся физические, химические, биохимические, геотехнические, геохимические и геологические процессы, по аналогии с метаболизмом любой биологической системы может быть названа метаболизмом ППС «Полигон» ТБО. В результате метаболизма происходит постоянный обмен между ППС «Полигон» и окружающей средой в виде энергии и массы, происходит постепенная ассимиляция ППС «Полигон» с окружающей средой до того момента, когда полигон перестает быть промышленным объектом. При этом время существования потенциальной опасности загрязнения окружающей среды определяется временем от начала эксплуатации ППС «Полигон» до его полной ассимиляции с окружающей средой. Период, начиная с момента выбора площадки под строительство полигона до полной ассимиляции массива отходов окружающей средой (переход отходов в естественные природные субстанции, характерные для литосферы и гидросферы), принято называть жизненным циклом ППС «Полигон».

Для обеспечения экологической безопасности и реализации принципов геоэкологического проектирования был выполнен анализ жизненного цикла объекта, для этого определены его основные этапы: инвестиционный (I), эксплуатационный (II), рекультивационный (III), пострекультивационный (IV). За основу построения жизненного цикла ППС «Полигон ТБО» была принята интенсивность основных процессов обмена между природной и промышленной составляющих системы веществом и энергией.

По данным многолетних исследований полигон ТБО является источником воздействия на окружающую среду на протяжении всего его жизненного цикла. Наиболее интенсивное воздействие ожидается на протяжении эксплуатационного этапа, на рекультивационном этапе эмиссионный потенциал полигона ТБО постепенно снижается, достигая предельно-допустимого уровня только на пострекультивационном этапе. Изменение интенсивности миграции загрязняющих веществ в биогаз и фильтрат на протяжении этапов жизненного цикла полигонов ТБО представлено на рисунке.

Для минимизации воздействия действующих полигонов ТБО на объекты окружающей среды и эффективного их управления необходимо учитывать соответствие друг другу этапа эксплуатации, стадии деструкции органических веществ в ТБО, эмиссии загрязняющих веществ в атмосферный воздух (биогаз) и водные объекты (фильтрационные воды).

На инвестиционном этапе определяется конструкция полигона и осуществляется строительство основные инженерных сооружений: противофильтрационного экрана, системы сбора и утилизации биогаза, разрабатывается участок под полигон захоронения ТБО и др.

Эксплуатационный – основной период, во время которого осуществляется прием отходов на полигон. Данный период по специфике обмена веществ и энергией между природной и промышленной составляющих системы «Полигон» целесообразно разбить на несколько стадий: начало эксплуатации, депонирование отходов, добыча газа на полигоне.

На начальной стадии эксплуатации полигона осуществляется завоз отходов на территорию полигона, их планомерное размещение по картам складирования, запускается механизм биохимического разложения отходов.

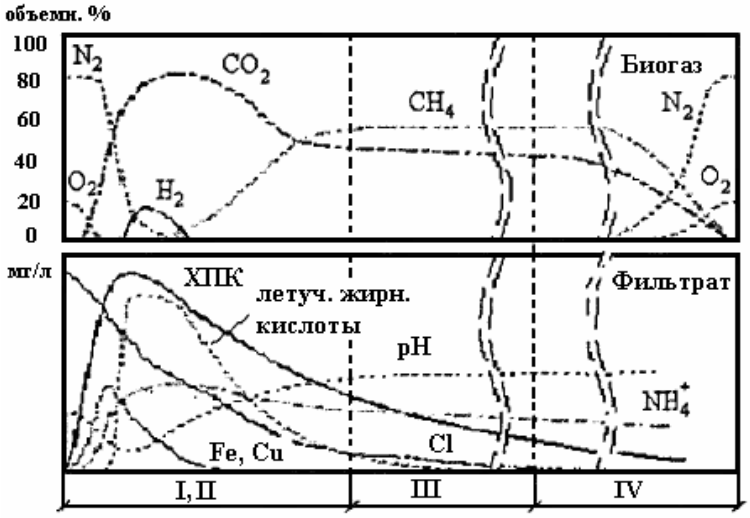


Рис. Интенсивность миграции загрязняющих веществ на протяжении периодов жизненного цикла полигона ТБО: I, II – инвестиционный и эксплуатационный; III – рекультивационный; VI – пострекультивационный

Стадия депонирования отходов – это начало регулярного поступления вещества и энергии в техногенную составляющую ППС. Карты заполняются отходами в соответствии с регламентом до проектной отметки. Устраиваются промежуточные изоляционные и инициирующие слои, способствующие интенсификации процесса биогазообразования. В толще отходов повышается температура, проходят процессы аэробного разложения, сопровождающиеся образованием биогаза и фильтрата, и последующего анаэробного разложения с течением времени (7–10 лет от начала эксплуатации полигона). Количество метана в составе биогаза достигает 75–90 %. Эту фазу называют фазой «устойчивого метаногенеза» [1]. В то же время начинают работать системы сбора биогаза, фильтрата и противофильтрационные экраны. Стадия депонирования завершается достижением проектной высоты складирования отходов. Его длительность соответствует сроку эксплуатации ППС «Полигон».

Добыча газа на полигоне осуществляется в период максимального газовыделения и стабилизации процесса образования биогаза. Основная нагрузка приходится на системы сбора биогаза. Данный этап завершается через 20–50 лет от начала эксплуатации и зависит от мощности объекта.

На рекультивационном этапе проводятся работы по уменьшению эмиссионной нагрузки от продуктов биоразложения отходов на окружающую среду, наблюдается затухание процессов метаногенеза. На пострекультивационном этапе проводится мониторинг загрязнений поступающих от ППС «Полигон».

Управляя потоками веществ и энергии на входе и выходе разработанной системы, регулируя факторы среды в массиве задепонированных отходов и создавая те или иные условия обитания для различных групп микроорганизмов, можно [2]:

- снизить потоки эмиссии загрязняющих веществ в окружающую среду от ППС;
- улучшить экологическую и санитарно-гигиеническую обстановку на территориях, прилегающих к ППС;
- ускорить процесс ассимиляции рекультивированных территорий с окружающей средой;
- извлечь полезную для общества энергию в виде биогаза или тепла.

Разработка принципиально новых технологических решений по проектированию ППС «Полигон» заключается в следующем:

1. Организация противофильтрационной защиты основания полигона путем использования естественного геологического барьера, его сорбционных и водоупорных свойств, а также специального устройства, основное преимущество которого состоит в возможности регулирования его срока службы.
2. Организация универсальной системы сбора биогаза и фильтрата на инвестиционном этапе жизненного цикла ППС «Полигон».
3. Интенсификация процесса образования биогаза с целью:

- экономии полезной вместимости толщи полигона;
- получения дополнительной энергетической выгоды;
- решения проблемы самовозгорания и взрывоопасности объекта.

Таким образом, разработанная с позиций системного подхода ППС «Полигон», а также применение принципиально новых технологических решений в инженерной защите полигонов ТБО позволяет снизить риск загрязнения окружающей среды, повысить геоэкологическую безопасность территорий размещения отходов и получить дополнительную энергетическую выгоду.

Литература

1. Мариненко Е.Е., Беляева Ю.Л., Комина Г.П. Тенденции развития систем сбора и обработки дренажных вод и метаносодержащего газа на полигонах твердых бытовых отходов: Отечественный и зарубежный опыт. – СПб: Недра, 2001. – 160 с.
2. Шаимова А.М., Насырова Л.А., Ягафарова Г.Г. // Нефтегазовое дело. – М., 2006. – №1. – С. 235 – 238.

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ КАБЕЛЬНОГО ПРОИЗВОДСТВА (НА ПРИМЕРЕ ЭМАЛЬПРОИЗВОДСТВА ЗАО «СИБКАБЕЛЬ»)

А.В. Шепелева
Научный руководитель доцент Н.А. Чулков
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Проблема загрязнения окружающей среды становится одной из важнейших в деятельности человечества. Уже сегодня, приступая к решению любой задачи науки, техники, производства, необходимо сразу же рассматривать ее и с точки зрения экологии. Кабельная промышленность в целом, как отрасль, где используются и перерабатываются значительные количества продуктов химии, металлургии, других природных ресурсов, безусловно, должна рассматриваться с точки зрения оценки ее влияния на окружающую среду.

Объем потребления природных ресурсов кабельной промышленностью мира составляет около 15 млн. т в год. Объем образующихся отходов производства с учетом извлекаемых после эксплуатации кабелей оценивается экспертами ICF (ICF/EKO («АйСиФ/ЕКО») – одна из первых экологических фирм в России, основанная в 1992 году. Специализация – консультирование в области охраны окружающей среды) в 5 млн. т. Эти отходы необходимо перерабатывать и вовлекать во вторичное производство либо утилизировать без нанесения ущерба окружающей среде.

Материалы, используемые в кабельном производстве можно разделить на 3 категории по их воздействию на окружающую среду: с низким уровнем воздействия, средним и высоким (табл. 1).

Рассмотрим воздействие кабельной промышленности на экологию на примере материалов, используемых на эмальпроизводстве ЗАО «Сибкабель». Безусловно, следует учитывать медь. Хотя, как

отмечалось выше, медь относится к материалам со средним уровнем воздействия на окружающую среду, но объемы ее использования в кабельной промышленности мира превышают 5 млн.т, что соответствует 40–45 % общемирового потребления меди. Такие объемы потребления оказывают воздействие на окружающую среду на всех стадиях жизненного цикла (изготовление меди, переработка в кабельное изделие, эксплуатация, переработка отходов и утилизация кабелей).

Таблица 1

Категории воздействия материалов кабельной промышленности на окружающую среду

Уровень воздействия на окружающую среду	Низкий	Средний	Высокий
Материалы кабельного производства	Алюминий, хлопок, сухая бумага, джут, стеклянная оплетка.	Полиэтилен ПЭ, полипропилен, медь, полиамид, сталь, цинк, сшитый ПЭ, силиконовые покрытия	Кабельные масла, ПВХ, эмальлаки, хлорсодержащие ПЭ, фторопласты, свинец

Также следует тщательно рассматривать экологические проблемы при использовании таких материалов как эмальлаки. Как известно эмальлаки могут содержать до 75 % растворителей, а большинство растворителей считаются опасными отходами во многих странах мира. На эмальпроизводстве ЗАО «Сибкабель» эмальлаки содержат такие растворители, как трикрезол, сольвент, ксилол, обладающие токсичным действием на кроветворную, нервную, сердечно-сосудистую системы, вызывающие наркоз. Основные ограничения, связанные с применением подобных материалов, в основном, регулируются с точки зрения ограничения атмосферных выбросов и все более строгих правил по их контролю во всем мире. Если обеспечивается выполнение нормативов по допустимым выбросам, то использование эмальлаков и других подобных материалов не вызывает отрицательной тенденции с точки зрения экологии.

Масла, используемые при изготовлении кабелей или непосредственно в кабелях, безусловно, могут представлять опасность для окружающей среды, приводить к загрязнению почвы и подземных вод при разливе, повреждении кабелей.

Таким образом, ключевые проблемы окружающей среды должны рассматриваться и определяться для всех стадий жизненного цикла продукции, который включает в себя: приобретение сырьевых материалов; производство продукции; распределение продукции; использование продукции; утилизация после эксплуатации; управление отходами.

Исследования и расчеты показали, что в конце 80-х начале 90-х годов в кабельной промышленности СССР вклады отдельных производств в суммарные выбросы составляли: эмальпроизводство – 66 %, производство стекло-обмоточных проводов – 19 %, производство и переработка резин – 13 %, переработка пластмасс – 2 %. Ориентировочно такие пропорции остаются и сегодня не только для отечественной, но и для мировой кабельной промышленности.

Анализ ситуации, выполненный международными экспертами, показывает, что собственно кабельное производство (промышленные выбросы от производственных процессов) из всего жизненного цикла продукции представляет менее значительную проблему для окружающей среды, чем, например, проблема переработки отходов, и не требует широкого привлечения внимания промышленной общественности. Это связано с тем, что во многих странах все более жесткие законы заставляют изготовителей кабелей сокращать промышленные выбросы и разрабатывать экологически безопасные процессы. Классическим примером здесь является все тоже эмальпроизводство. Давление законов о выбросах заставило промышленников, используя все современные достижения науки и техники создать новейшие типы эмальагрегатов, которые обеспечивают каталитическое дожигание отходящих вредных выбросов с эффективностью более 99 %, при меньшем расходе электрической энергии (на 1 кг готового провода до 0,2–0,4 кВтч), давая более высокую производительность. Тем самым использование такого технологического оборудования позволяет снять экологическую проблему в эмальпроизводстве. Реальным подтверждением этому и положительным примером в отечественной практике является эмальпроизводство ОАО «Москабельмет». Завод стоял перед дилеммой либо ликвидировать одно из самых крупных в России производств, либо принимать радикальные меры, так как все промежуточные шаги и меры не давали результатов по решению экологической проблемы в условиях близко расположенного жилого массива в г. Москве. Только полное закрытие старого производства и создание нового, обеспечивающего экологически безопасный технологический процесс, позволило решить проблему.

Однако следует отметить, что не везде ситуация благополучная, и в настоящее время имеются существенные различия в законах, касающихся выбросов, в различных странах: есть страны, где вообще нет таких законов и есть страны с очень жесткими законами. Известная в мире фирма Arthur D. Little разработала систему, которая распределяет страны по категориям, основанным на уровне их программ природоохранной деятельности. Это 1 – высокоразвитые страны (стремятся иметь самые передовые в мире природоохранные мероприятия), 2 – среднеразвитые (имеют завершенную природоохранную программу, однако эти страны имеют более низкие требования природоохранных стандартов и уровня принуждения, а также более высокие допустимые уровни выбросов загрязнений), 3 – относительно неразвитые (имеют относительно неразвитые природоохранные программы, законодательство и правила охраны окружающей среды в них относительно ограничены, правила и политика принуждения слабы), 4 – начинающие приниматься за природоохранную деятельность (для стран этого класса характерно иметь дело с проблемами общественного здоровья и серьезной деградации окружающей среды; промышленные предприятия и оборудование обычно устаревшие, расточительные и загрязняющие атмосферу). В качестве примера в табл. 2 представлены данные об уровне

регулирования в некоторых странах в соответствии с системой классов, описанных выше, на начало 90-х годов (Н – высокий уровень, М – средний уровень, I – низкий уровень). Россия же находится между 3-м и 4-м классом градации по природоохранной деятельности, что нельзя назвать удовлетворительным.

Таблица 2

Категории программ природоохранной деятельности

Разделы экологических программ	Класс I			Класс II			Класс III		
	США	Япония	Швеция	Англия	Италия	Сингапур	Мексика	Бразилия	Тайвань
Качество воздуха	Н	Н	М/Н	I/M	М	М	I	I/M	I/M
Качество воды	Н	Н	М/Н	М	М	М	I/M	I	I/M
Опасные отходы	Н	М	Н	М	М	М	М	I	М
Упаковка	М	М	I/M	I	I	I	I	I	I
Ответственность за загрязнение почвы/подземных вод	Н	М	I	I	I/M	I/M	I	I	I/M
Принуждение	Н	М/Н	Н	I/M	I/M	I	I	I	I/M

Также можно отметить следующие отрицательные моменты с точки зрения влияния кабельного производства на экологию. Очень большая доля устаревшего, изношенного, энергонеэффективного технологического оборудования. Реальные инвестиции были сделаны в последние годы только в производство волоконно-оптических кабелей, которое сегодня в наибольшей степени отвечает требованиям охраны окружающей среды, а также в производство эмальпроводов. Тем не менее, только около 30 % объема эмальпроводов производится на современных эмальагрегатах, обеспечивающих требования по экологии. Темп обновления оборудования и совершенствования процессов производства недопустимо низок. Именно такая ситуация и на эмальпроизводстве ЗАО «Сибкабель», где и в настоящее время действуют эмальагрегаты устаревших конструкций типа Б-30; Б-140. Этому способствует недостаточная гармонизация отечественных стандартов на кабельную продукцию с мировыми, позволяющая сквозь пальцы смотреть на недостатки применяемых технологий. На некоторые виды продукции вообще до сих пор нет российских стандартов.

Мировое сообщество производителей кабелей в лице ICF считает, что кабельная промышленность как одна из наиболее организованных, мобильных отраслей должна и может решить все проблемы охраны окружающей среды, связанные с производством кабелей и проводов. Каждый изготовитель кабелей должен чувствовать ответственность за защиту окружающей среды от вредных выбросов, которых можно избежать при помощи методов, применяемых другими, передовыми кабельщиками. При этом необходимо стараться изыскать такие возможности, когда сокращение вредных выбросов и экономия природных ресурсов создают потенциальную экономию затрат или новые возможности бизнеса.

Производители кабелей в России уже сейчас должны принимать необходимые меры, наметить будущие программы по обеспечению требований охраны окружающей среды с тем, чтобы не оказаться на задворках отечественной промышленности, быть конкурентоспособными с западными партнерами. В ближайшие годы кабельные заводы должны быть готовы к выпуску современных типов эмалированных проводов, годовая потребность в которых составит до 80 – 90 тыс. тонн.

РАСЧЕТ УЩЕРБА, НАНОСИМОГО ТВЕРДЫМИ ОТХОДАМИ ФТОРОВОДОРОДНОГО ПРОИЗВОДСТВА СХК БАССЕЙНУ РЕКИ ОБЬ

Т.С. Цыганкова
Научный руководитель профессор Ю.М. Федорчук
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одним из предприятий, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду в Томской области, является Сибирский химический комбинат (СХК). В качестве вспомогательного производства на СХК существует производство фтороводорода, которое основывается на процессе сернокислотного разложения плавикового шпата с получением основного продукта – фтороводорода и отхода – фторангидрита (реакция 1), представляющего собой безводный сульфат кальция с примесями серной кислоты и фтороводорода [1]. В соответствии с технологией удаления указанного отхода его смешивают с нейтрализатором – гидроксидом натрия (реакции 2, 3), распульповывают и сбрасывают в р. Томь, что оказывает пагубное воздействие на бассейны не только р. Томь, но и р. Обь. В связи с этим целью проведенной работы являлась экологическая оценка вреда, наносимого сульфаткальциевыми отходами бассейну р. Обь.

$$CaF_2 + H_2SO_4 = 2HF + CaSO_4 \quad (1)$$

$$2HF + Na(OH)_2 = NaF_2 + 2H_2O \quad (2)$$

$$H_2SO_4 + Na(OH)_2 = NaSO_4 + H_2O \quad (3)$$

Для достижения указанной цели была поставлена и решена задача, заключающаяся в установлении конкретного размера вреда наносимого твердыми отходами фтороводородного производства СХК бассейну р. Обь.

В 2007 г. Министерством природных ресурсов РФ была разработана методика исчисления размера вреда, причиненного водным объектам вследствие нарушения водного законодательства, утвержденная Минюсте РФ [2].

Основными компонентами фторангидрита, наносящими вред окружающей среде, являются фтор-ион (водорастворимый фторид натрия), а также сульфаты кальция и натрия.

Исчисление размера вреда, причиненного водному объекту сбросом вредных (загрязняющих) веществ в составе сточных вод, производится по формуле:

$$У = К_{вг} \times К_{дл} \times К_{в} \times К_{ин} \times \sum_{i=1}^{i=n} H_i \times M_i \times К_{из},$$

где: У – размер вреда, тыс. руб.;

$К_{вг}$ – коэффициент, учитывающий природно-климатические условия в зависимости от времени года, определяется в соответствии с таблицей 1 приложения 1 к Методике;

$К_{дл}$ – коэффициент, учитывающий длительность негативного воздействия вредных (загрязняющих) веществ на водный объект при непринятии мер по его ликвидации определяется в соответствии с таблицей 2 приложения 1 к Методике;

$К_{в}$ – коэффициент, учитывающий экологические факторы (состояние водных объектов), определяется в соответствии с таблицей 3 приложения 1 к Методике;

$К_{ин}$ – коэффициент индексации, учитывающий инфляционную составляющую экономического развития, определяется в соответствии с п. 11.1 Методики;

M_i – масса сброшенного i-го вредного (загрязняющего) вещества определяется по каждому ингредиенту загрязнения в соответствии с разделом IV Методики;

Масса сброшенного вредного (загрязняющего) вещества в составе сточных вод при наличии документов, на основании которых возникает право пользования водными объектами, определяется по формуле:

$$M_i = Q_i \times (C_{фi} - C_{дi}) \times T \times 10^{-6};$$

где: M_i – масса сброшенного i-го вредного (загрязняющего) вещества, т;

i – загрязняющее вещество, по которому исчисляется размер вреда;

Q_i – расход сточных вод с превышением содержания i-го вредного (загрязняющего) вещества определяется по приборам учета, а при их отсутствии – расчетным путем в соответствии с документами, на основании которых возникает право пользования водными объектами, и иными документами, регламентирующими порядок расчета объема сброса сточных вод, $м^3$/час;

$C_{фi}$ – средняя фактическая за период сброса концентрация i-го вредного (загрязняющего) вещества в сточных водах, определяемая по результатам анализов аттестованной и (или) аккредитованной лаборатории как средняя арифметическая из общего количества результатов анализов за период времени Т, мг/л;

$C_{дi}$ – концентрация i-го вредного (загрязняющего) вещества, исходя из которой установлен предельно допустимый или временно согласованный норматив (лимит) сброса, мг/л;

Т – продолжительность сброса сточных вод с повышенным содержанием вредных (загрязняющих) веществ, определяемая с момента обнаружения сброса до его прекращения, час;

10^{-6} – коэффициент пересчета массы вредного (загрязняющего) вещества из мг/л в т/$м^3$.

H_i – таксы для исчисления размера вреда от сброса i-го вредного (загрязняющего) вещества в водные объекты определяются в соответствии с таблицей 4 приложения 1 к Методике;

$К_{из}$ – коэффициент, учитывающий интенсивность негативного воздействия вредных (загрязняющих) веществ на водный объект, определяется в соответствии с п. 11.2 Методики.

Коэффициент индексации, учитывающий инфляционную составляющую экономического развития, принимается на уровне интегрального индекса-дефлятора по отношению к 2007 г., который на соответствующий год определяется как произведение индексов-дефляторов по годам, устанавливаемых решением органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации по строке «инвестиции (капитальные вложения) за счет всех источников финансирования».

Коэффициент $К_{из}$, учитывающий интенсивность воздействия вредных (загрязняющих) веществ на водный объект, устанавливается в зависимости от превышения фактической концентрации вредного (загрязняющего) вещества при сбросе над установленной ПДКр/х для него и принимается в размере:

равном 1 при превышениях более 1 и до 10 ПДКр/х;

равном 5 при превышениях более 10 и до 50 ПДКр/х;

равном 10 при превышениях более 50 ПДКр/х.

Исчисление размера вреда, причиненного водным объектам вредными (загрязняющими) веществами, для которых отсутствуют нормативы ПДКр/х, производится в соответствии с п. 11 Методики с учетом следующих условий.

Для вредных (загрязняющих) веществ (1 – 3 класса опасности), нормативы ПДКр/х которых определены в соответствующих нормативных документах словом «отсутствие» в связи с их повышенной опасностью и запрещением поступления в водные объекты, к таксам для исчисления размера вреда, определяемым в

соответствии с таблицей 4 приложения 1 для вредных (загрязняющих) веществ с ПДКр/х менее 0,001 мг/л, применяется коэффициент $К_{из}$, равный 10.

По вредным (загрязняющим) веществам, нормативы ПДКр/х которых в связи с их неразработанностью определены в соответствующих нормативных документах словом «отсутствие», таксы для исчисления размера вреда определяются в соответствии с таблицей 4 приложения 1 на уровне вредного (загрязняющего) вещества, являющегося химическим аналогом и входящим в группу вредных (загрязняющих) веществ того же класса опасности.

В реку сбрасывается 13 500 тонн фторангидрита в соотношении с водой (Т:Ж) = 1 : 16, который состоит из следующих химических соединений:

$CaSO_4$ – 94,5 % масс., или 12757,5 т/год;

H_2SO_4 – 5 % масс., или 675 т/год;

HF – 0,5 % масс., или 67,5 т/год;

H_2O – 216000 т/год.

Для нейтрализации кислых компонентов фторангидрита добавляют гидроксид натрия (NaOH) в стехиометрических количествах с 0,1%-ым избытком, т.е. 687 тонн в год.

Таким образом, в р. Томь сбрасывают в составе фторангидрита 64,1 тонны фтор-иона и 9666,5 тонн сульфатов (кальция и натрия), а также 1,0 тонну гидроксида натрия, т.е. в пересчете на концентрацию фтор-иона и сульфат-иона в сточных водах составит (64,1 / 216000) х 10^6 = 296,8 мг/л и (9666,5 / 216000) х 10^6 = 44752 мг/л соответственно.

Для фтор-иона ПДК = 1,5 мг/л, для сульфатов кальция ПДК = 500 мг/л [3]. Следовательно, превышение по концентрации фтор-иона составляет 296,8 / 1,5 = 1979 раз, по сульфат-иону – 44752 / 500 = 89,5 раз.

В данном случае:

$К_{вг}$ = (1,15 +1,25 + 1,1 + 1,15) / 4 = 1,1625; $К_{дл}$ = 5; $К_{в}$ = 1,22; $К_{ин}$ = 1; $К_{из}$ = 10; $Н_{f}$ = 170; $Н_{SO4}$ = 6;

Рассчитаем приведенную массу сброса фтор-иона для реки Оби с учетом вышеизложенного в 2007 году:

$М_{f}$ = 216000 х (296,8 + 954,9) – 1,5) х 8760 х 10^{-6} = 2368322 усл. т = 2368 усл. тыс. т.

Рассчитаем приведенную массу сброса сульфат-иона для реки Оби с учетом вышеизложенного в 2007 году:

$М_{SO4}$ = 216000 х (44752– 500) х 8760 х 10^{-6} = 83731864 усл. т = 83732 усл. тыс. т.

Тогда ущерб или вред окружающей среде для Томской области в 2007 году составил:

У = 1,1625 х 5 х 1,22 х 1 х ((170 х 2368 х10) + (6 х 83732 х 10)) = 64172409 руб. = 64,2 млн. руб./год.

Затраты на нейтрализующий агент (NaOH) составят (687 + 434,4) т х 10000 руб./т = 11,2 млн. руб.

Таким образом, общие затраты СХК на сброс отходов фтороводородного производства составляют:

64,2 млн. руб. + 11,2 млн. руб. = более 75 млн. руб.

В случае утилизации сульфаткальциевых отходов, (тем самым исключается загрязнение окружающей среды 64,1 тонной фтор-иона, 9666,5 тоннами сульфатов (кальция и натрия)), исключается расход 687 тонн натриевой щелочи и позволит уменьшить затраты СХК на указанную величину.

Тогда экономический эффект от утилизации указанных отходов составит в пересчете на 1 тонну фторангидрита:

75 000 000/13 500 = 5555 руб./т

Этот расчет приведен без учета потребляемой из недр Земли (подземная скважина) воды, используемой для распульповывания фторангидрита, разбавления и получения необходимой концентрации натриевой щелочи и потребления воды для охлаждения и нужд коммунально-бытового снабжения производства фтороводорода.

В ТПУ разработаны технологические решения по утилизации фторангидрита [4–9], которые позволят исключить поступление фторангидрита в бассейн реки Обь.

Таким образом, предполагаемое использование фторангидрита предотвратит загрязнение окружающей среды – исключит попадание загрязнителей в водоем и предотвратит ущерб в размере около 75 млн. руб./год.

Литература

1. Федорчук Ю.М. Техногенный ангидрит, его свойства, применение. – Томск: Изд. ТГУ, 2003. – 110 с.
2. Методика исчисления размера вреда, причиненного водным объектам вследствие нарушения водного законодательства. Утверждена приказом Министерства природных ресурсов России от 30.03.2007. – №71.
3. Предельно-допустимые концентрации вредных веществ в воздухе и воде. – Ленинград: Изд-во «Химия», 1975. – 606 с.
4. Пат. 59658 Россия МКИ С 04 В 14/07. Пористое строительное изделие. Федорчук Ю.М., Зыков В.М., Зыкова Н.С., Цыганкова Т.С., Каратаев И.А. Заявлено 26.06.2006; Опубл. 27.12.2006. Бюл. №26.
5. Пат. 59659 Россия МКИ С 06 В 14/07. Профильное строительное изделие. Федорчук Ю.М., Зыков В.М., Зыкова Н.С., Цыганкова Т.С., Федорчук И.Ю., Маишев А.В. Заявлено 26.06.2006; Опубл. 27.12.2006. Бюл. №26.
6. Пат. 50908 Россия МКИ С 04 В 14/07. Технологическая линия производства листовых и крупноразмерных строительных изделий из формовочных смесей на основе сульфаткальциевого вяжущего – техногенного ангидрита. Федорчук Ю.М., Зыкова Н.С., Зыков В.М., Цыганкова Т.С. Заявлено 29.09.2004; Опубл. 27.01.2005. Бюл. №16.
7. Пат. 2266877 Россия МКИ С 04 В 14/07. Строительная смесь и способ ее приготовления. Федорчук Ю.М., Зыкова Н.С., Зыков В.М., Цыганкова Т.С. Заявлено 28.06.2004; Опубл. 27.12.2005. Бюл. №12.
8. Пат. 43496 Россия МКИ С 06 В 14/07. Листовое строительное изделие. Федорчук Ю.М., Зыкова Н.С., Зыков В.М., Цыганкова Т.С. Заявлено 02.08.2005; Опубл. 27.01.2006. Бюл. №14.
9. Федорчук Ю.М., Зыкова Н.С., Цыганкова Т.С. Использование твердых отходов фтороводородного производства в строительной промышленности // Экология и промышленность России. – М., 2004. – №12. – С. 14 – 17.

Секция 16

КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРИРОДНОГО МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ПЕНОСТЕКЛОКРИСТАЛЛИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ В РОССИИ

В.И. Верещагин, профессор, О.В. Казьмина, доцент
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В современных экономических условиях проблема энергосбережения в промышленности и строительном секторе экономики России приобретает все большую актуальность. В связи с особенностью географического положения и суровыми климатическими условиями Россия вынуждена расходовать огромные энергетические ресурсы на отопление зданий и сооружений различного назначения. Решение данной проблемы достигается применением высокоэффективных теплоизоляционных материалов.

В настоящее время существует определенная группа пористых теплоизоляционных материалов, получаемые из различного сырья по принципиально отличающимся технологическим схемам производства для различных условий эксплуатации. Одним из наиболее эффективных материалов является пеностекло, обладающее существенными преимуществами перед другими материалами (табл.1).

Таблица 1

Сравнительные характеристики теплоизоляционных материалов

Характеристика	Пенопо-лиуретан	Пенопо-листирол	Плиты из минеральной ваты	Газобетон и пенобетон	Пеностекло
Плотность, кг/м^3	40-80	20-150	50-125	300-1000	100-600
Паропроницаемость, мг/(м·ч·Па)	0,05	0,05	0,38-0,60	0,23-,025	0,02 (0,2-1,0)
Прочность на сжатие, кг/см^2	-	0,05-1,0	-	8-50	5-75
Температурный предел эксплуатации, ^{o}C	120	80	200	400	600
Стабильность при эксплуатации	Через 10-15 лет наблюдается охрупчивание и разрушение материала		Через 5-10 лет наблюдается охрупчивание и разрушение материала	В сухом состоянии время эксплуатации неограничено	Время эксплуатации неограничено
Экологическая безопасность материала	При эксплуатации выделяются токсичные компоненты		Экологически безопасен	Экологически безопасен	Экологически безопасен

Пеностекло обладает рядом уникальных свойств, однако его высокая цена с одной стороны, и отсутствие на Российском рынке производителей являются препятствием к широкому применению данного материала. Проблемой для отечественных предприятий, как выпускающих, так и желающих наладить производство пеностекла является дефицит сырья – вторичного стеклобоя, на использовании которого основана традиционная технология получения пеностекла.

Наличие больших ресурсов природного сырья создает предпосылки для расширения минерально-сырьевой базы для производства пеностекла. Однако при организации варки сырьевого стекла необходимо учитывать, что стекловарение очень материало- и энергоемкий процесс, это в свою очередь скажется на стоимости материала. Решение данной проблемы возможно за счет использования местного природного сырья или промышленных отходов других производств путем низкотемпературного синтеза материала, заменяющего стеклобой, что позволит повысить конкурентоспособность пеностекла по сравнению с другими теплоизоляционными материалами.

Цель данной работы – исследовать возможность получения стеклогранулята, заменяющего стеклобой, на основе кремнеземсодержащего сырья путем низкотемпературного синтеза, исключающего процесс варки стекла.

В качестве объектов исследования рассмотрены отсевы кварцевого песка Туганского (Томская обл.) и маршаллит Елбашенского (Новосибирская обл.) месторождений, химический состав которых приведен в табл. 2.

Кварцевый песок Туганского месторождения представляет собой главный побочный продукт обогащения циркон-ильменитовой руды. Месторождение расположено в 30 км к северо-востоку от Томска. Продуктивный слой месторождения сложен кварцевым песком, в составе которого содержится 10 % циркон – ильменитовой руды и 20 % каолина. Запасы рудных песков составляют около 124,7 млн. м^3, т.е. достаточны, для того чтобы использовать кварцевую составляющую месторождения в производстве пеностекла. Месторождение аналогичного состава (Георгиевское) открыто и разведано на юге Томской области в районе с хорошо развитой инфраструктурой, в 30 км от Томска. Георгиевское месторождение располагается в непосредственной близости

от Туганского и является его северным продолжением. Ресурсы месторождения составляют 1,9 млрд. $м^3$ песка, 42 млн. тонн ильменита, 13,4 млн. тонн циркона, более 200 млн. тонн каолина.

Таблица 2

Химический состав кремнеземсодержащих материалов

Кремнеземсодержащий материал	Химический состав, масс. %						
	SiO_2	Al_2O_3	Fe_2O_3	CaO	MgO	TiO_2	Δmпр
Маршаллит	95,70	2,10	0,27	1,00	0,40	–	0,53
Песок	98,15	0,67	0,09	0,07	0,02	0,06	0,94

По минералогическому составу туганский песок на 98 % состоит из кварцевых минералов, примеси представлены полевыми шпатами, слюдой и оксидом титана. Присутствие последнего обусловлено наличием в тонкозернистых фракциях и глинистой составляющей следующих минералов: рутила, лейкоксена и ильменита, что подтверждается данными рентгенофазового анализа. По гранулометрическому составу туганский песок относится к тонкодисперсным пескам, так как на 97 % состоит из частиц размером менее 0,3 мм, при этом содержание пылевидных частиц составляет 14 %.

Маршаллит является достаточно распространенной породой, только на Урале и в Западно-Сибирском регионе известны такие месторождения как Болотовское, Нагайбакское, «Гора Лисья», «Гора Временная», Архангельское, Приуральское, Тактыбаевское, Елбашенское и другие. Общие запасы елбашинского маршаллита Новосибирской области составляют в среднем 1,8 млн. тонн.

Маршаллит является рыхлой или слабоуплотненной горной породой, состоящей из неокатанных частиц кварца преимущественно алевритовой размерности с небольшой (обычно до 10-20 %) примесью более крупных частиц. Это остаточный продукт выветривания кварцитов, окремнелых известняков или некоторых других кремнистых пород, представляющий собой почти мономинеральную породу серого цвета, тонкозернистой структуры. Преобладающий размер частиц – менее 0,15 мм (для маршаллита карбонатного типа) и менее 1 мм (для маршаллита, образовавшегося по кварцитам). Маршаллит в исходном состоянии представляет собой тонкодисперсный материал, состоящий, согласно результатам сравнительного ситового анализа, на 60 % из частиц размером 0,1-0,25 мм. Частицы размером более 0,5 мм, содержание которых в маршаллите составляет 10-11 %, представляют собой прочные конгломераты неправильной формы серого цвета. Дополнительно проведенные исследования гранулометрического состава данной фракции, по методу Рутковского Б.И, указывают на присутствие в ней глинистых частиц, количество которых в маршаллите достигает 20-25 %.

Для изготовления стеклогранулята использовали шихту, состоящую из кремнеземсодержащего материала и флюсующих добавок, от соотношения которых зависит режим термообработки смеси, а также количество получаемой стеклофазы. Предварительно перед термообработкой шихту уплотняли методом окатывания на тарельчатом грануляторе, тем самым, повышая ее химическую активность. Полученный, при температурах ниже 950 ^oC, спек по данным рентгенофазового анализа представлен стекловидной фазой и незначительным количеством остаточного кремнезема. Установлено, что количество стеклофазы, определенное по методике растворения стекла в плавиковой кислоте, зависит как от минерального и химического состава шихты, так и от режима ее термообработки, с увеличением выдержки при максимальной температуре содержание стекла также увеличивается. Однако при этом может происходить нежелательная кристаллизация, поэтому в каждом конкретном случае подбор режима спекания шихты осуществляется индивидуально экспериментальным путем. Причем необходимо учитывать, что подбор температуры нужно осуществлять с учетом температуры размягчения шихты. Сохранение структуры гранул позволяет вести процесс спекания во вращающихся печах и на конвейерных лентах без нарушений. Быстрый рост количества жидкой фазы с ростом температуры может перевести всю шихту в расплав.

В результате помола полученного стеклогранулята с газообразователем, формования изделий и вспенивания при температуре 850 ^oC получены пеностеклокристаллические материалы. В зависимости от степени измельчения стеклогранулята и вида применяемого газообразователя плотность изделий может меняться от 200 до 500 $кг/м^3$. Образцы с более равномерной структурой получены с использованием в качестве газообразователя сажи, некоторые характеристики образцов пеностеклокристаллических материалов приведены в табл. 3.

Таблица 3

Свойства пеностеклокристаллических материалов

Исходные сырьевые материалы	Свойства пеностеклокристаллического материала		
	Плотность, $кг/м^3$	Водопоглощение, мас. %	Прочность, МПа
Маршаллит	250	2,5	2,9
Кварцевый песок	300	4	3,5

Таким образом, на основе новых технологических решений разработаны составы и способ получения пеностеклокристаллических материалов, типа пеностекла, из природного кремнеземсодержащего сырья путем низкотемпературного синтеза без стеклоплавильного производства. Изменяя химический состав стеклогранулята, тонину его помола, применяя различные газообразователи, можно в широких пределах изменять общую пористость, ее характер и, следовательно, свойства готовых изделий.

В настоящее время авторами проведен комплекс исследований по разработке рецептурно-технологических параметров производства пеностеклокристаллических материалов на основе различных

природных материалов и техногенного сырья, рассмотрены возможные варианты приготовления смеси и разработаны технологические схемы производства.

Литература

1. Л.П. Рихванов, С.С. Кропанин, С.А. Бабенко и др. Циркон-ильменитовые россыпные месторождения – как потенциальный источник развития Западно-Сибирского региона. – Кемерово: ООО «Сарс», 2001. – 214 с.
2. Крашенинникова Н.С, Казьмина О.В., Фролова И.В. Применение кварцевого концентрата в технологии листового стекла // Известия ВУЗОВ. – Томск: ТПУ. – 2004. – Т.307. – №2. – С. 120 – 122.

ПУТИ И СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ ПРОЧНОСТИ АЛЮМОСИЛИКАТНЫХ КЕРАМИЧЕСКИХ ПРОППАНТОВ НА ОСНОВЕ КАОЛИНОВ

А.И. Алферова, А.А. Решетова
Научный руководитель профессор Т.В. Вакалова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Характерной особенностью большинства разрабатываемых в нашей стране нефтегазовых месторождений является их многопластовость, наличие в разрезе нескольких продуктивных горизонтов, разделенных сравнительно небольшими по толщине перемычками.

В 87 % случаев нефть и газ в России добывается методом заводнения. Учитывая многопластовость месторождений, данным методом удается извлечь лишь до 30% запасов. При этом во всех случаях добычи имеет место так называемая остаточная нефтенасыщенность пласта. В сумме неизвлеченные запасы нефти и газа составляют колоссальные объемы. Поэтому в настоящее время все более актуальным становится применение горизонтального бурения и гидроразрыва пластов. Одним из важнейших технических факторов, делающих ГРП экономически эффективным, является применение комплексов ГРП и проппантов, позволяющих достигнуть требуемой проницаемости и проводимости в зоне трещины.

Сущность метода гидравлического разрыва пласта заключается в закачивании под большим давлением вязкой жидкости в нефте- и газоносные пласты, в результате чего в пласте образуется трещина, в которую проникает жидкость. Чтобы трещина не сомкнулась после сброса давления, в закачиваемую жидкость добавляют проппант - твердые частицы, которые плотно и равномерно заполняют ее объем [1].

По внешнему виду проппанты – серый песок размером крупного макового зерна. Каждая гранула – это элементарное керамическое изделие, полученное путем высокотемпературного обжига. При этом гранулы приобретают высокую механическую прочность: один квадратный сантиметр этого материала удерживает, не разрушаясь, до 8 тонн груза.

Керамические проппанты различаются по составу и по ряду свойств, в том числе по плотности и прочности, подразделяясь на легковесные (насыпная плотность не более 1,54 г/см^3) со средней прочностью и тяжелые (насыпная плотность более 1,54 г/см^3) с высокой прочностью.

Высокая прочность проппантам необходима для сопротивления давлению пластов, а плотность материала влияет на процессы переноса проппантов флюидом (жидкость с помощью, которой проппант доставляется к трещине) при заполнении трещин и на выбор типа флюида [2].

Особенностью алюмосиликатных проппантов на основе каолинов является их относительно невысокая прочность, в связи с чем целью работы явилось повышение прочности высокоплотных керамических изделий системы Al_2O_3–SiO_2 за счет использования минерализующих добавок для получения керамических проппантов.

В качестве каолинового сырья использовались промышленно обогащенные отечественные каолины Кампановского месторождения Красноярского края и месторождения «Журавлиный Лог» Челябинской области. За объект сравнения выбирался зарубежный высококачественный, широко применяемый в различных керамических технологиях каолин Просяновского месторождения (Украина).

По химическому составу в зависимости от содержания Al_2O_3 и Fe_2O_3 в прокаленном состоянии все исследуемые каолины месторождений Просяновское и Журавлиный Лог относятся к группе основного глинистого сырья (содержание Al_2O_3 более 40 %) с невысоким содержанием красящих оксидов, в то время как кампановский каолин отличается повышенным содержанием примесей (таблицы 1, 2).

Таблица 1

Химический состав каолина исследуемых каолинов

Вид каолина	Содержание оксидов, %								
	SiO_2	Al_2O_3	TiO_2	Fe_2O_3	CaO	MgO	K_2O	Na_2O	Δmпрк
просяновский	46,42	37,71	0,64	0,67	0,45	следы	0,65	0,22	13,04
журалиноложский	47,06	36,29	0,21	1,01	0,80	0,20	0,73	0,29	13,01
кампановский	49,82	31,91	1,03	2,30	0,68	1,42	1,36	0,13	11,35

Выбор перечисленных добавок определялся исходя из анализа обширного накопленного экспериментального материала по активации процесса фазообразования в алюмосиликатных массах, имеющегося в специализированной литературе.

Таблица 2

Характеристика исследуемых каолинов в исходном и обожженном состояниях

Свойства	Разновидность каолина		
	просяновский	журавлиноложский	кампановский
Фазовый состав каолина, мас. %:			
каолинит	95,5	91,9	80,8
кварц	2,0	4,8	12,2
другие минералы	2,5	3,8	7,0
Содержание оксидов в прокаленном состоянии, мас.%, в т.ч.:			
Al_2O_3	43,5	41,9	36,0
Fe_2O_3+ TiO_2	1,5	1,4	3,8
K_2O+ Na_2O	1,0	1,2	1,7
Температура полного спекания, ^oC	1370	1400	1300
Прочность на сжатие в спеченном состоянии, МПа	не опр.	102	82,5

Минерализующие добавки вводились в журовлиноложский каолин в количестве 2 мас. % (сверх 100%).

Образцы формовались полусухим прессованием под давлением 15 МПа. Обжиг полуфабриката осуществлялся в температурном интервале 1300–1450^{o}C с шагом 50 ^{o}C и с выдержкой при конечной температуре 1 час.

Полученные результаты оценки влияния используемых добавок на процесс спекания каолина «Журавлиный Лог» в интервале температур 1300–1450^{o}C позволяют по характеру действия все добавки сгруппировать по характеру уплотнения: а) разуплотняющие структуру обожженного каолина: добавка талька – 3MgO4SiO$_2$H$_2$O, мела – $CaCO_3$, марганцевого концентрата и карбоната марганца $MnCO_3$ б) повышающие плотность обожженного каолина: фторидные добавки – CaF_2 и NaF; добавка соды Na_2CO_3 и поташа K_2CO_3.

По характеру действия на процесс упрочнения керамического материала на основе каолина а) не влияющие на процесс упрочнения – добавки TiO_2 и ZrO_2; мела $CaCO_3$, карбоната марганца $MnCO_3$, фториды – CaF_2, NaF; б) добавки снижающие прочность – добавка поташа(K_2CO_3); в) добавки, повышающие прочность структуры – добавки соды Na_2CO_3 и марганцевого концентрата (при температуре 1450 ^{o}C), железной руды (при температуре 1400–1450^{o}C).

Получение керамических проппантов из исследуемых каолинов без добавок и из каолина «Журавлиный Лог» с наиболее эффективной упрочняющей добавкой железной руды осуществлялось по технологической схеме, включающей операции брикетирования шихты, термообработку брикетов при температуре 850^{o}C с целью дегидратации глинистого сырья, помол продукта термообработки до размера частиц менее 10 мкм, гранулирование до насыпной плотности 0,8 – 0,9 г/см^3 (в сухом состоянии) с использованием в качестве увлажняющей и пластифицирующей добавки 0,3 % раствора карбоксиметилцеллюлозы, в количестве, обеспечивающим влажность материала 16 – 26%, промежуточный рассев, спекающий обжиг в интервале температур 1450 – 1500^{o}C, окончательный рассев на товарные фракции проппантов.

На полученных обожженных гранулах фракциями 12/20, 16/20, 20/40 определялись прочность на сжатие, насыпная масса, сферичность и округлость гранул (табл. 3).

Таблица 3

Характеристика проппантов из исследуемых каолинов

Разновидность каолина	Фракция (типоразмер)	Насыпная плотность сухих гранул, г/см^3	Температура обжига, ^{0}C	Насыпная плотность обожженных гранул, г/см^3	Доля разрушенных гранул при давлении 52 МПа, %	Требования ГОСТ, % разрешенных гранул	Сферичность и округлость гранул
без добавки							
кампановский	20/40	0,82	1500	1,37	21,3	20	0,8-0,9
просяновский	20/40	0,77	1450	1,52	5,5	6	0,8-0,9
	16/20	0,80		1,55	16,0	20	
журавлинложский	20/40	0,78	1450	1,41	25,4	6	0,8-0,9
	16/20	0,80		1,38	39,9	20	
	20/40	0,78	1500	1,45	6,3	6	
	16/20	0,80		1,45	17,0	20	
с добавкой 2 мас.% железной руды (Fe_2O_3)							
журавлиноложский	20/40	0,81	1450	1,55	10,4	6	не опр.

Таким образом, на данном этапе выявлена высокая эффективность действия добавок Fe_2O_3 (введенной в каолин в виде железной руды), добавки MnO_2 (в виде марганцевого концентрата), оксида натрия (в виде соды) на процесс упрочнения обожженных каолинов, а также установлены определенные температуры обжига, при которых характерно наиболее активное действие каждого минерализатора на процесс синтеза и спекания алюмосиликатной керамики.

Для получения керамических алюмосиликатных проппантов требуемой прочности на основе каолинового сырья необходимо завершение исследований в направлении упрочнения структуры за счет практического опробования в составе керамических проппантов упрочняющего действия выявленных минерализующих добавок (железной руды, марганцевого концентрата, соды) при оптимальных для каждой добавки температурах.

Литература

1. Каневская Р.Д. Зарубежный и отечественный опыт применения гидроразрыва пласта. – М.: ВНИИОЭНГ, 1998. – 40 с.
2. Можежерин В.А., Новиков А.Н., Сибирев С.П. Российские пропанты для гидроразрыва пластов // Нефтяное хозяйство. – М., 2001. – №1. – С. 56 – 58.

ХАРАКТЕРИСТИКА ЗОЛОТОСОДЕРЖАЩИХ РУД АНДРЕЕВСКОГО РУДОПРОЯВЛЕНИЯ И ВОЗМОЖНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ БИОТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СПОСОБОВ ИХ ПЕРЕРАБОТКИ

Е.И. Будагова, Т.А. Углова
Научный руководитель заведующая лабораторией М.З. Серебряная
Днепропетровский национальный университет, г. Днепропетровск, Украина

Золотосодержащие руды характеризуются различным минеральным составом, что определяется их генезисом. Технологические приемы извлечения золота, во многом, определяются типом нахождения золота в руде. В случае рассыпного золота это цианирование, при наличии ассоциированного с сульфидами золота это предварительное окисление пирита или арсенопирита с последующим цианированием.

Современные требования к вновь разрабатываемым технологиям, в первую очередь, направлены на их экологическую безопасность. В отношении извлечения золота неблагоприятными для окружающей среды являются процессы окисления сульфидов, которые осуществляются путем обжига или воздействия агрессивных сред, и цианирование золота.

В последние годы ведется интенсивное изучение месторождений золотосодержащих руд Приднепровского региона. Среди них выделяются своей перспективностью Сергеевское месторождение и Андреевское рудопроявление, последнее находится в стадии изучения.

В связи с этим нами проведено исследование химического состава пробы, отобранной на Андреевском рудопроявлении. Особый интерес вызывает установление факта ассоциации золота с сульфидами, а также наличия карбонатных минералов, затрудняющих осуществление биовыщелачивания сульфидов тиобациллами.

Определение химического состава проведено на фракциях руды, которые получены при рассеве на ситах, и отличаются размерами рудных частиц.

Проведенное фракционирование образца Андреевского рудопроявления на ситах 0,315 мм; 0,25 мм; 0,1 мм и 0,063 мм показало, что распределение рудных частиц по фракциям имеет следующую картину: фракция >0,315 мм – 0,08-0,84%; 0,25-0,315 мм – 1,09-3,11%; 0,1-0,25 мм – 22,9-24,0%; 0,063-0,1 мм – 15,0-15,69%; <0,063 мм – 56,0-58,03%.

В трех наиболее представительных фракциях изучен химический состав, данные представлены в таблице.

Таблица

Химический состав проб золотосодержащих сульфидно-кварцевых руд Андреевского рудопроявления

Размер частиц, мм	Удельное содержание фракции, %	Содержание элементов, %								
		Si	Al	Ca	Mg	Fe общее	Fe^{2+}	Fe^{3+}	S общая	S сульфидная
0,1-0,25	3,11	30,48	5,93	1,63	2,58	6,25	5,88	0,37	4,66	4,57
0,063-0,1	23,81	26,90	5,93	2,50	2,35	9,07	8,56	0,51	6,89	6,81
< 0,063	70,41	28,06	6,98	2,50	3,20	6,04	5,69	0,35	3,15	3,13

Анализ полученных результаты показывают, что золотосодержащие руды Андреевского рудопроявления содержат очень высокий процент окислов кремния и алюминия (соответственно SiO_2 – 57,95-65,13% и Al_2O_3 – 11,2-13,2%). Содержание железа в пересчете на окислы составляет 8,09-11,73%. Соединения кальция и магния в сумме не превышают 6,56-8,3%. Этот показатель весьма важен для осуществления процесса биовыщелачивания, так как подщелачивание реакционной смеси ухудшает течение процесса.

Наличие соединений серы, в особенности сульфидной, свидетельствует о наличии сульфидов железа в руде, составляющее по расчетным данным от 5,91% до 12,92%. Именно сульфиды железа являются основным объектом нашего внимания, поскольку биотехнологический процесс направлен на окисление сульфидов.

Сравнительный анализ химического состава трех фракций показал наличие существенных отличий, а именно:

– в более крупных фракциях в большей степени представлены окислы кремния;

– в более мелких фракциях нарастает содержание щелочных металлов (кальция, магния и алюминия);

– содержание соединений железа и серы во фракциях изменяется синхронно – минимальное содержание отмечено в самой мелкой фракции, максимальное – в средней фракции.

Полученные результаты показали, что при фракционировании руды происходит перераспределение минералов по фракциям; наиболее существенное различие установлено для пирита, его максимальное содержание отмечено во фракции 0,063-0,1 мм, что превышает содержание пирита во фракции 0,1-0,25 мм в 1,49 раза, а во фракции <0,063 мм в 2,16 раза. Это свидетельствует о том, что путем фракционирования проба может быть обогащена пиритом, при этом в 23,81% веса пробы будет сосредоточена почти половина всего количества пирита.

Исследование содержания золота в указанных фракциях показало, что оно коррелирует с наличием сульфидов, причем при увеличении во фракции 0,063-0,1 мм пирита в 1,5-2,0 раза количество золота в этой фракции возрастает в 3,2-4,5 раза, что свидетельствует об ассоциации золота с сульфидами.

Проведенные исследования показали, что руды Андреевского рудопроявления относятся к сульфидно-кварцевым рудам с включениями ассоциированного с сульфидами золота, что делает их перспективными для переработки биотехнологическим методом.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВИСМУТА В РУДАХ СИНЮХИНСКОГО ЗОЛОТОРУДНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Т.С. Глызина
Научный руководитель профессор Н.А. Колпакова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Висмут является рудным элементом, извлекаемым из месторождений золото-сульфидной, золото-кварцево-сульфидной, медно-молибден-порфировый, золото-медно-скарновой, сульфидной формаций многих континентов. При отработке таких месторождений эндогенных руд висмут выступает в качестве сопутствующего промышленно важного элемента. Геолого-геохимические исследования висмутоносности эндогенных руд обычно выполняются крайне редко, что связано с отсутствием достаточно чувствительных методик определения висмута в рудах.

Для решения задачи оценки висмутоносности руд необходим новый современный экспрессный метод определения висмута в горных породах, рудах разного типа и минералах их слагающих с содержаниями от фоновых (околокларковых) 10-6 мас.% до 10-2 мас.%.

Большинство используемых аналитических методов количественной оценки висмута в рудах и рудных концентратах не удовлетворяют современным требованиям по трудоемкости, чувствительности, длительности анализа с учетом времени подготовки, современной инструментальной оснащенности [1].

Перспективным для определения висмута в рудах является метод инверсионной вольтамперометрии (ИВ), обладающий высокой чувствительностью, простотой аппаратурного оформления и сравнительно низкой стоимостью анализа.

Целью работы было изучение возможности определения 10-6–10-3 мас.% висмута в минеральном золоторудном сырье методом ИВ с использованием экстракционного извлечения хлороформом из рудной матрицы комплекса висмута (III) с дитизоном.

Для снятия вольтамперных кривых использован микропроцессорный анализатор ТА-4 (ООО «ТомьАналит», г. Томск), режим линейного изменения потенциала со скоростью 80 мВ/с. В качестве индикаторного электрода использован ртутно-пленочный электрод, электрод сравнения – хлоридсеребряный (0,1 М KCl).

Таблица

Результаты ИВ–определений содержаний висмута в пробах рудных концентратов Синюхинского месторождения (n=7, P=0,95)

Материал руды	Au, г/т	Cu, г/т	Bi, г/т
Проба 45 Рудник «Веселый»	136	11.83	0.519±0.046
Проба 62-1	100-300	10-100	0.375±0.034
Проба 62-2	100-300	10-100	1.020±0.112
Проба 62-3	100-300	10-100	0.702±0.077
Проба 62-4	100-300	10-100	2.110±0.232

Природа фонового электролита оказывает значительное влияние на высоту и стабильность аналитического сигнала висмута. Ввиду специфического поведения ионов висмута, связанного с гидролизом его солей, в качестве фоновых электролитов использовали растворы минеральных кислот. Полученные нами данные показали, что наиболее чувствительное определение ионов висмута возможно на фонах: 1М соляная и 1М азотная кислоты, 1М муравьиная кислота.

Экспериментально установлено, что в средах 1М соляной, 1М азотной, 1М муравьиной кислот пики анодного растворения висмута на ртутно-пленочном электроде наблюдаются в области потенциалов -0,15; -0,33; 0,25 В соответственно.

Определению висмута (III) на этих фонах мешают многие элементы. Присутствующие в анализируемых пробах. Для выделения висмута (III) из сложных по составу растворов выбран метод экстракции хлороформом комплекса висмута (III) с дитизоном.

В таблице приведены результаты ИВ-исследования образцов рудных концентратов Синюхинского месторождения, где содержание мешающих компонентов превышают 1000-кратное соотношение по объему.

В результате проведенных исследований предложена методика определения висмута в минеральном сырье. Проверена возможность ИВ-определения висмута в рудных концентратах Синюхинского месторождения.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект 08-05-99001), РФФИ (проект 06-05-64091)

Литература

1. Вахрушев В.А. Минералогия, геохимия и образование месторождений скарново-золоторудной формации. – Новосибирск: Наука, 1972. – 238 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ МУЛЛИТООБРАЗОВАНИЯ В СМЕСИ КАОЛИНИТА И ГИДРОДИФТОРИДА АММОНИЯ

В.В. Горбатенко, В.В. Погребенкова
Научный руководитель профессор Т.В. Вакалова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Муллит ($3Al_2O_3 \cdot 2SiO_2$) – единственный алюмосиликат, устойчивый при высоких температурах и обладающий рядом уникальных физико-химических свойств, получил высокую оценку специалистов, включивших его в список перспективных материалов, производство которых будет развиваться в ближайшие десятилетия.

В природе муллит в чистом виде практически не встречается, отсюда возникает потребность его синтеза. Существует множество способов получения муллита, зачастую энергоемких и дорогостоящих. Например, синтез из чистых оксидов алюминия и кремния, протекающий при повышенных температурах, или из природных минералов, близких по составу к муллиту. Такой синтез протекает при меньших температурах (1350-1400°С), однако требует связывания избыточного оксида кремния, выделяющегося при обжиге. В большинстве случаев для связывания избыточного оксида кремния в шихту вводят технический глинозем (Al_2O_3) [1].

В данной работе синтез муллита осуществлялся с использованием фторидной технологии. В качестве исходного сырья использовался обогащенный каолин Просяновского месторождения (Россия), основным минералом которого является каолинит $Al_2O_3 \cdot 2SiO_2 \cdot 2H_2O$. Для получения муллита из каолинита в качестве реагента, связывающего избыточный оксид кремния, применялся гидродифторид аммония $NH_4F \cdot HF$. В результате взаимодействия гидродифторида аммония с оксидом кремния образуется гексафторосиликат аммония $(NH_4)_2SiF_6$, который при нормальных условиях является неагрессивным, твердым веществом, сублимирующимся при температуре 320ºС. Эффект сублимации позволяет эффективно удалять гексафторосиликат аммония и, соответственно, оксид кремния из алюмосиликатной матрицы.

Синтез муллита осуществлялся в электрической печи с хромитлантановыми нагревателями в различных температурных режимах: нагревание шихты до 650ºС с выдержкой один час и дальнейшее прокаливание при температурах 900, 1000, 1100, 1200, 1300, 1400ºС с выдержкой два часа. Промежуточная температура обжига была выбрана с целью полного удаления гексафторосиликата аммония (температура сублимации 320ºС) и разрушения кристаллической решетки каолинита, который при температуре 600-650ºС переходит в аморфизованный метакаолинит.

Природа и сущность физико-химических процессов, протекающих при взаимодействии каолина и гидродифторида аммония в каждом температурном интервале, анализировались комплексом современных методов анализа, включая химический, рентгенофазовый, рентгенофлюоресцентный, термический методы и электронную микроскопию.

Результаты комплексного термического анализа (рис.1) исследуемой смеси каолина с гидродифторидом аммония указывают на сложность и многоступенчатость процесса, который сопровождается как тепловыми эффектами, так и потерями массы. Процесс взаимодействия начинается с комнатной температуры, о чем свидетельствует убыль массы, связанная с выделением аммиака. При 110°С фиксируется небольшой эндоэффект, также сопровождаемый потерей массы, который можно приписать плавлению гидродифторида аммония и взаимодействию его с тонкодисперсным примесным кварцем (данный эффект присутствует на дериватограмме для смеси кварца с гидродифторидом аммония). Начиная с 218°С фиксируется интенсивный эндоэффект, связанный с испарением гидродифторида аммония, что сопровождается значительными потерями массы. Следующий эндоэффект при температуре 300°С соответствует сублимации гексафторосиликата аммония, что фиксируется и на термогравиметрической кривой. Эндоэффект при 610-630°С связан с разрушением решетки каолинита с выделением воды. Соседствующий с ним эндоэффект при 680-690°С можно связать с разрушением фторированной структуры метакаолинита (структуры топаза). Потери массы при этой температуре можно отнести на счет отщепляющихся гидроксил-ионов и фтора. Термограмма в области температур выше 900°С смеси каолина с гидродифторидом аммония отличается от классической термограммы каолинита: вместо значительного экзоэффекта в интервале 950-1000°С наблюдаются два небольших экзо- и один эндоэффект между

ними. Данные эффекты, не сопровождающиеся изменениями массы, связаны, очевидно, с перестройкой структуры в продуктах разложения фторированного каолинита с образованием муллита и свободного оксида алюминия, что подтверждается результатами РФА и электронной микроскопии.

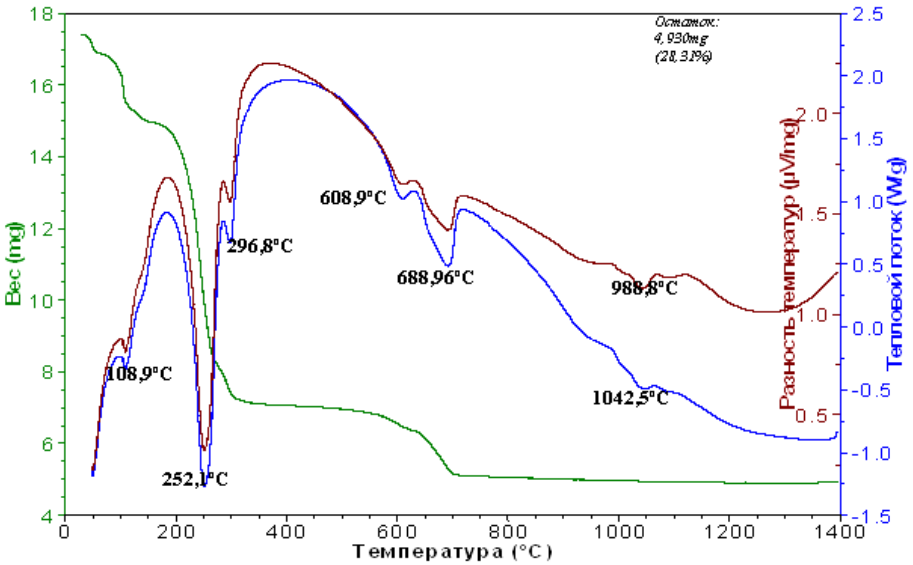
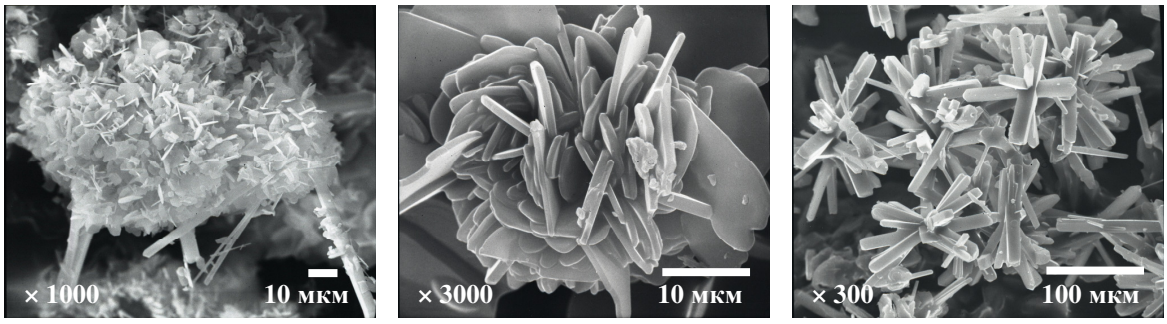


Рис.1Результаты комплексного термического анализа смеси каолина с гидродифторидом аммония

В отличие от каолинита, для которого наблюдается аморфизация структуры после прокалки при 650°С, на дифрактограммах обработанного гидродифторидом аммония каолина после прокалки наблюдаются четко выраженные рентгеновские рефлексы. Это явление объясняется процессом фторирования структуры каолинита. В продуктах прокалки фиксируется топаз, что свидетельствует о перестройке структуры каолинита, поскольку топаз имеет островную структуру.

Дальнейшее повышение температуры обжига позволило проследить протекание процесса муллитообразования. Так уже при температуре обжига 900°С в качестве основной фазы присутствует корунд. Муллит фиксируется в зачаточном состоянии, отмечается также довольно интенсивный рефлекс кристобалита. По мере повышения температуры количество муллита нарастает, а корунда и кристобалита уменьшается. При 1300°С кристобалит уже не фиксируется, поскольку расходуется на образование муллита. При нагреве до 1400°С совершенствуется структура муллита и незначительно увеличивается его количество с соответствующим уменьшением содержания корунда.

Полученные результаты свидетельствуют о глубоких изменениях структуры каолинита при фторировании. Возможность организации структуры корунда уже при 900°С говорит о значительном дефиците кремния в тетраэдрическом слое каолинита в результате фторирования. Механизм получения муллита можно представить следующим образом. При нагреве в результате разрушения фторированной структуры (преимущественно топаза) создаются условия для сегрегации оксидов кремния и алюминия в самостоятельные фазы – соответственно в виде кристобалита и корунда. В результате дальнейшего нагрева идет взаимодействие этих фаз с образованием муллита.



а) ***б)*** ***в)***

Рис.2 Электронные микроснимки продуктов обжига смеси каолина с гидродифторидом аммония при температуре: а) 900°С: б) 1200°С: в) 1400°С

Электронные микрофотографии подтверждают данные, полученные другими методами физико-химического анализа. После обжига при 900°С наблюдаются хорошо окристаллизованные пластины неправильной огранки, которые принадлежат корунду. Редкие иглы, относящиеся, вероятнее всего, к муллиту имеют размер в длину 40–50 мкм и диаметр 2–5 мкм (рис.2а). При 1000°С микроструктура представлена более

совершенными кристаллами корунда и муллита, при этом наблюдается взаимное прорастание игл муллита и пластинок корунда. При повышении температуры обжига до 1200°С микроструктура меняется незначительно в сторону совершенствования огранки микрокристаллов и более тесного спекания в конгломераты (рис.2б). Обжиг при 1400°С приводит к дальнейшему совершенствованию структуры муллита. Наблюдается рост кристаллов – иглы муллита приобретают шестоватую форму с размером 50–80 мкм, при этом наблюдаются сростки игл муллита (рис.2в).

Анализ результатов проведенных исследований показывает, что воздействие гидродифторида аммония на каолинит меняет схему образования муллита из структуры каолинита при нагреве. Зафиксирован промежуточный низкотемпературный распад фторированной структуры на корунд и кристобалит, из которых при последующем нагреве формируется муллит. В зависимости от количества вводимого фторагента возможно регулирование соотношения кристаллических фаз (муллита и корунда) в керамике.

Микроструктура получаемых материалов зависит от соотношения исходных материалов в шихте и конечной температуры обработки. Зафиксированы кристаллы муллита игольчатой и призматической форм, кристаллы корунда в виде гексагональных пластин, тонкие иглы муллита, свидетельствующие о газофазном механизме их образования.

Таким образом, использование результатов проведенных исследований позволяет управлять процессом получения из каолина материалов с определенным фазовым составом и предсказуемой микроструктурой.

Литература

1. Августиник А.И. Керамика. – М.: Промстройиздат, 1975. – 146 с.

ОТДЕЛЕНИЕ БЛАГОРОДНЫХ МЕТАЛЛОВ ДРУГ ОТ ДРУГА

Э.В. Горчаков, З.С. Михайлова
Научный руководитель профессор Н.А. Колпакова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В рудных проявлениях благородные металлы обычно сопутствуют друг другу в различных соотношениях. Соотношение может отличаться значительно от тысячных долей до десятков процентов. Сопутствие можно объяснить близкими геохимическими их свойствами, а так же геологическими процессами. В природе обнаружено огромное количество минералов включающих в свой состав два и более благородного компонента. Легкость образования данных минералов можно связать с неограниченной растворимостью некоторых металлов друг в друге.

Образование в природных или искусственных условиях сплавов приводит к отклонениям от точности определения в анализируемых материалах природного происхождения, что связано с неполным их разделением в ходе потокового анализа на стадии пробоподготовки [1] и не позволяет более точно определять содержание благородных металлов [2].

В анализируемых пробах, содержащих одновременно серебро, золото, платину и палладий, при ИВ определении на вольтамперной кривой наблюдается несколько пиков. Появление нескольких пиков связано не только пиком самого компонента, но и пиков связанных с образованием различных соединений между металлами. Это могут быть: твердые растворы, интерметаллические соединения или механические смеси. В связи с этим мы не можем с определенной точностью определить содержание в пробе каждого из определяемых компонентов. Поэтому необходимо более полное разделение компонентов в ходе пробоподготовки.

Лаборатория «геологии золото – платина» ТПУ занимающаяся определением благородных металлов в рудах, поставило целью решить данную проблему. В отношении платины данная проблема была практически решена. Для платины проводится отдельная пробоподготовка, в ходе нее отделяется платина. При больших содержаниях золота в рудном материале оно в незначительном количестве оказывается в остатке пробы после пробоподготовки. Даже незначительные количества золота оказывают сильное влияние на аналитический пик платины (происходит его увеличение). В работе [3] воспользовались методом фотохимического восстановления [4] для устранения влияния ионов Au(+3) на аналитический сигнал Pt(+4). В условиях [3] ионы Pt(+4) не восстанавливается, а происходит восстановление ионов Au(+3) до Au(0).

В отношении палладия были предприняты следующие шаги. При больших содержаниях золота в пробе, сначала проводят выделение золота, а затем само выделение палладия. Незначительные количества золота соэкстрагируются, что так же приводит к искажению аналитического сигнала (рис.1).

Нами были предприняты попытки устранить влияние Au(+3) на Pd(+2). Было разработано два способа. Первый основан на повышении точности определения палладия (II) методом ИВА, где вольтамперограммы обрабатывали с помощью компьютерной программы по разделению перекрывающихся пиков [5, 6], реализующей метод подгонки кривых. Общий алгоритм работы программы описан в работе [7]. Надежность и правильность разделения обеспечивается использованием специальных функций, позволяющим независимо варьировать различные параметры аналитических сигналов. После предварительной оценки парциальных сигналов проводят предварительное разделение, с использованием упрощенной симметричной модели, на последующих этапах усложнение модели позволяет достигнуть более точного разделения (путем вариации несимметричности и общей формы сигнала).

На рис.2 представлены результаты обработки вольтамперограммы электроокисления осадка палладий – золото. Второй способ химический метод основан на восстановлении Au(3+) до Au(0), используя УФ облучение

растворов в присутствии муравьиной кислоты с последующим ИВ определением пиков [8]. Палладий в данных условиях не восстанавливается, что и было использовано.

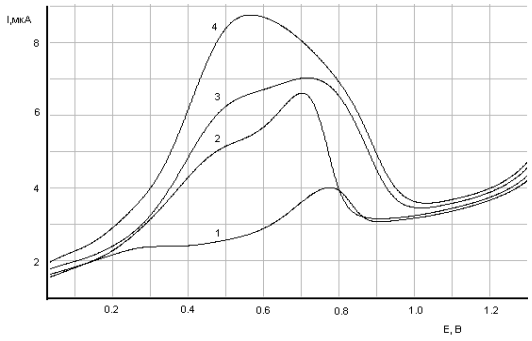


Рис.1 Вольтамперограммы электроокисления осадка Pd-Au при содержании:
1 – Au^{+3} – 1 · 10^{-5} мг/л; 2 – Au^{+3} – 1 · 10^{-5} мг/л и Pd^{+2} – 1 · 10^{-5} мг/л; 3 –Au^{+3} – 1 · 10^{-5} мг/л и Pd^{+2} – 2 · 10^{-5} мг/л;
4 – Au^{+3} – 1 · 10^{-5} мг/л и Pd^{+2} – 3 · 10^{-5} мг/л

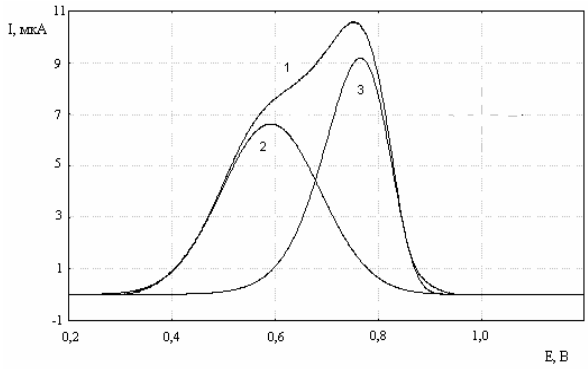


Рис.2 Вольтамперограмма электроокисления бинарного сплава палладий-золото:

$C_{AuCl_4^-}$ = 0,50 мг/л; $C_{PdCl_4^{2-}}$ = 0,30 мг/л. 1 - вольтамперная кривая до разделения пиков; 2 - анодный пик палладия, выделенный из суммарной кривой; 3 - анодный пик золота, выделенный из суммарной кривой

При больших содержаниях серебра основная масса его отделяется во время фильтрации в виде малорастворимого осадка (AgCl). Данный осадок образуется во время кипячения раствора с соляной кислотой, позволяющий удалить кислотный остаток азотной кислоты для полного переведения в хлориды. Незначительная часть AgCl механически захватывается, что тоже приводит, как и в случае платины с золотом или палладия с золотом, к искажению вольтамперограмм. На рис.3 – вольтамперограммы системы Ag–Pd, на рис.4 – вольтамперограммы Ag–Au.

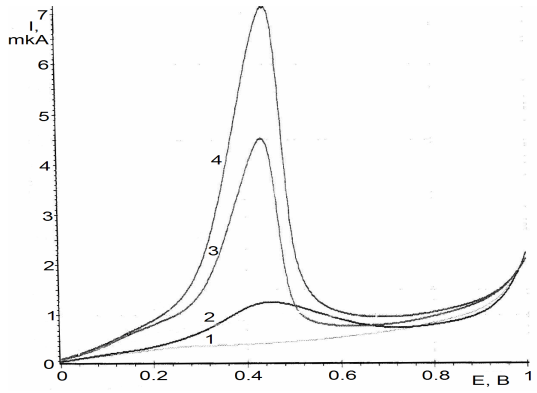


Рис.3 Вольтамперограммы электроокисления осадка Ag-Pd при содержании:
1 – фон 0,1 М HCl; 2 – Pd^{+2} – 2 · 10^{-6} мг/л;
3 – Pd^{+2} – 2 · 10^{-6} мг/л и Ag+ – 5 · 10^{-5} мг/л;
4 – Pd^{+2} – 4 · 10^{-6} мг/л и Ag+ – 5 · 10^{-5} мг/л

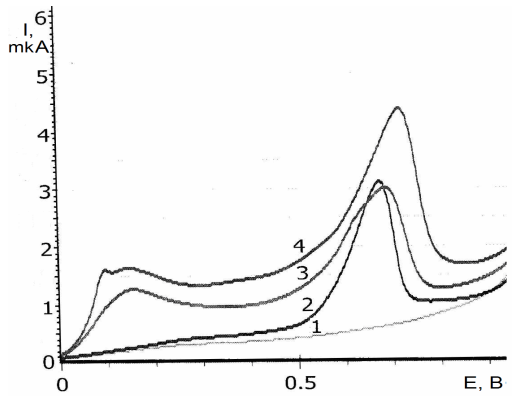


Рис.4 Вольтамперограммы электроокисления осадка Ag-Au при содержании:
1 – фон 0,1 М HCl; 2 – Au^{+3} – 2 · 10^{-5} мг/л;
3 –Au^{+3} – 2 · 10^{-5} мг/л и Ag+ – 5 · 10^{-5} мг/л;
4 – Au^{+3} – 4 · 10^{-5} мг/л и Ag+ – 5 · 10^{-5} мг/л

В отношении золота предпринимаются следующие действия. Как выше написано, для избавления от серебра проба кипятится с соляной кислотой. При больших содержаниях палладия, в первую очередь проводят его экстракцию. Но лучшим методом пока является компьютерная программа по разделению перекрывающихся

Во время экстракционного выделения золота или палладия не происходит соэкстракция платины, что позволяет вести определение без дополнительных стадий отделения компонентов друг от друга.

Проведенные исследования по возможности определения платины, палладия и золота методом ИВ с достоверной точностью при различных соотношениях этих компонентов в пробе показали, что использование перечисленных методов разделения хорошо согласуются с результатами одноэлементного определения.

Методика определения серебра еще не доработана до конца и основным мешающим компонентом является медь. Ее мешающее влияние наша лаборатория и пытается устранить.

Работа выполнена при поддержке РФФИ (грант 08–05–99001) и гранта Президента РФ (НШ–4658.2006.5).

Литература

1. Горчаков Э.В., Карачаков Д.М., Михайлова З.С., Колпакова Н.А., Романенко С.В. Определение золота и палладия при совместном присутствии в природных объектах методом ИВ // Химия, химическая технология и биотехнология на рубеже тысячелетий. – М., 2006. – Т.2. – С. 208 – 210.
2. Горчаков Э.В., Михайлова З.С. Определение палладия и золота в серебряных рудах методом инверсионной вольтамперометрии // Проблемы геологии и освоения недр: Труды IX Международного симпозиума им. Академика М.А. Усова. – Томск, 2005. – С. 726 – 727.
3. Колпакова Н.А., Смышляева Е.А. Инверсионно-волтамперометрическое определение платины в золоторудном сырье с предварительным фотохимическим восстановлением ионов золота // Изв. ВУЗов. Геология и разведка. – Томск, 2003. – №4. – С. 50 – 52.
4. Немондрук А.А., Безрогова Е.В. Фотохимические реакции в аналитической химии. – М.: Химия, 1992. – 169 с.
5. Горчаков Э.В., Карачаков Д.М., Михайлова З.С., Колпакова Н.А. Определение палладия в присутствии золота в природных объектах методом инверсионной вольтамперометрии // XVIII Международная Черняевская конференция по химии, аналитике и технологии платиновых металлов, 2006. – Т.2. – С. 39 – 41.
6. Горчаков Э.В. Инверсионно вольтамперометрическое определение золота и палладия, совместно присутствующих в природных объектах // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XI Международного симпозиума им. Академика М.А. Усова. – Томск, 2007. – С. 689 – 691.
7. Romanenko S.V., Stromberg A.G., Selivanova E.V., Romanenko E.S. // Chemmometrics and Intelligent Laboratory Systems, 2004. – V. 73. – P. 7 – 10.
8. Горчаков Э.В., Колпакова Н.А. Отделение палладия от золота при инверсионном вольтамперометрическом определении // Электрохимические методы анализа в контроле и производстве: Материалы региональной научно-практической конференции. – Томск, 2007. – С. 66 – 67.

ВЛИЯНИЕ ЗОЛОШЛАКОВОЙ ДОБАВКИ НА СВОЙСТВА И СОСТАВ КЕРАМИЧЕСКОЙ ШИХТЫ

Е.С. Егорова[2]

Научные руководители доцент Э.Р. Бариева[1], старший преподаватель Э.А. Королев[2]

[1]Казанский государственный энергетический университет, г. Казань, Россия

[2]Казанский государственный университет им. В.И. Ульянова-Ленина, г. Казань, Россия

Увеличивающиеся темпы строительства жилых и общественных зданий, а также промышленных объектов различного назначения, требуют наращивание объемов производства строительных материалов, и в первую очередь стеновых кирпичей. В связи с этим перед предприятиями, занимающимися производством красных керамических кирпичей, стоит задача по увеличению объемов выпуска и расширению номенклатуры изделий. При этом себестоимость готовых изделий не должна существенно превышать определенного предела, что достигается в первую очередь оптимизацией технологического процесса и широким использованием отходов производства близко расположенных промышленных предприятий.

В последнее время кирпичные заводы в качестве дешевого наполнителя пытаются использовать золошлаковые отходы, образующиеся на Казанской ТЭЦ-2 при сжигании Кузнецкого угля. Однако, замена ранее использованного природного сырья на искусственные смеси – шихты подразумевает всестороннее изучение как самих золовых добавок, так и их влияние на процессы спекания керамических изделий.

Изучение золошлаковых отходов показало, что они характеризуются относительно однородным вещественным составом. Во всех изученных образцах преобладающей фазой является аморфное вещество, представленное сферическими частичками кремнезема и глинозема с микровключениями углерода. Кристаллические фазы находятся в меньшем количестве. К ним относятся кварц (SiO_2), муллит (Al_4SiO_8), гематит (Fe_2O_3), магнетит ($FeFe_2O_4$), кальцит ($CaCO_3$), микроклин ($K[Al,Si_3O_8]$) и альбит ($Na[Al,Si_3O_8]$) [1]. По результатам химического анализа в составе зольных частичек преобладают оксиды кремнезема (SiO_2) и глинозема (Al_2O_3), составляющие 60,35% и 28,03%, соответственно. В заметных количествах присутствуют железо ($\sum Fe_2O_3$+FeO) – 7,17%, $\sum Na_2O+K_2O$ – 2,10%, CaO – 1,08%, TiO_2 – 0,75%, SO_3 – 0,28%, P_2O_5 – 0,24%. Все установленные химические элементы и их минеральные фазы относятся к классу малоопасных веществ, не представляющих угрозы для здоровья человека, поэтому золошлаковые отходы допустимо использовать в качестве вторичного сырья.

Твердые минеральные добавки-отощители, подмешиваемые к природному глинистому сырью, традиционно рассматриваются как инертные компоненты керамической шихты. Их функция заключается лишь в

снижении воздушной усадки и предотвращении механических деформаций формованных изделий-сырцов при сушке. В процессе обжига формованной шихты природные, минеральные добавки практически не участвуют в фазовых преобразованиях. Золовые отходы, характеризующиеся высоким содержанием аморфного кремнезема и глинозема, очевидно, могут служить не только отощителем, но и катализатором различных термических преобразований, выполняя функцию плавня.

Чтобы оценить эффективность влияния золошлаковых отходов на керамическую шихту были проведены серии модельных экспериментов. В одних экспериментах использовалось природное глинистое сырье, из которого на Шеланговском кирпичном заводе ОАО «Керамика-синтез» изготавливаются керамические кирпичи, в других – рабочая шихта предприятия, состоящая на 75% из глины, на 15% из песка и на 10% из шелухи гречихи. В эти смесь добавляли 10, 15, 20 и 25% золовой добавки. После формования керамических балочек и их последующего обжига при T=980^{o}C, проводились испытания изделий на прочность. В ходе процесса изготовления керамических изделий фиксировались изменения их объемного веса и степени огневой усадки. Результаты исследований приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1

Физико-механические свойства керамических изделий, изготовленных из природной глины с различным содержанием золового наполнителя

Природная глина, %	Зола, %	Прочность, кг/см^2	Объемный вес, гр.	Усадка, %
100	0	248,32	108,0	6,6
90	10	203,0	113,0	6,6
85	15	180,3	104,4	3,3
80	20	192,3	105,0	3,3
75	25	220,0	104,0	3,3

Таблица 2

Физико-механические свойства керамических изделий, изготовленных из рабочей шихты с различным содержанием золового наполнителя

Рабочая шихта, %	Зола, %	Прочность, кг/см^2	Объемный вес, гр.	Усадка, %
100	0	110,56	114,0	2,5
90	10	125,0	102,0	6,6
85	15	125,0	102,0	6,6
80	20	150,0	100,0	6,6

Анализ полученных данных позволяет выявить следующие тенденции. При добавлении в рабочую шихту 10, 15 и 20% золы наблюдается последовательное увеличение прочности керамических изделий на сжатие. Максимальное значение прочности достигается при введении в состав рабочей шихты 20% золовой добавки. Одновременно с увеличением механической прочности на 12-13% снижается объемный вес изделий, что является немаловажным фактором для стеновых материалов. Согласно требованиям, предъявляемым к керамическим кирпичам по ГОСТ 530-95, изделия с добавкой золы соответствуют на сжатие марки не ниже М 100 (выдерживают нагрузку не менее 100 кг на 1 см^2), а на изгиб – не ниже марки М 300 (выдерживают нагрузку не менее 300 кг на 1 см^2).

При работе с природной глиной золовая добавка не столь эффективна как в случае с рабочей шихтой. Керамические изделия, изготовленные из природной глины без наполнителя, обладают большей прочностью, по сравнению с изделиями, содержащими золовую добавку. Однако при этом у них проявляется высокая усадка при обжиге, что в массовом производстве приведет к увеличению доли бракованных кирпичей. Введение золошлаковой добавки в два раза снижает огневую усадку при этом показатели прочностных характеристик существенно выходят за рамки минимальных значений, регламентированных ГОСТ 530-95.

После проведения физико-механических испытаний керамические изделия из природной глины были исследованы с помощью рентгенографического анализа. Целью исследований являлось установить, как золовые добавки влияют на процессы фазовых преобразований, протекающих в шихте.

Полученные рентгеновские спектры показывают, что во всех керамических изделиях, не зависимо от наличия и количества золовой добавки, идут одни и те же процессы фазовых преобразований. Доминирующим является термическое разложение глинистых минералов – смектита, вермикулита и иллита, которое собственно и приводит к образованию керамического черепка. В результате последовательного ухода из структуры слоистых силикатов различных химических элементов происходит их аморфизация, что фиксируется по увеличению фоновой составляющей спектров. Одновременно с ростом рентгеноаморфной фазы наблюдается появление таких новообразований, как гематит (Fe_2O_3) и волластонит ($Ca_3[Si_3O_9]$).

Однако, несмотря на идентичность процессов фазовых преобразований, интенсивность их проявлений все же в какой-то мере контролируется золошлаковой добавкой. В первую очередь контроль проявляется в отношении новообразующихся кристаллохимических соединений. При сравнении абсолютных значений пиковых интенсивностей гематитового (d = 0,269 нм) и волластонитового (d = 0,296 нм) рефлексов керамических изделий с различным количеством золовой добавки, хорошо прослеживается тенденция их увеличения с ростом процентного содержания наполнителя в шихте. Следует напомнить, что пиковые интенсивности рефлексов

фактически отражают количество минерала в исследуемом объекте. Таким образом, мы, по сути, фиксируем, что золошлаковая добавка приводит к интенсификации процессов образования гематита и волластонита.

Полученные результаты показывают, что использование золошлаковых отходов ТЭЦ-2 в качестве минеральных наполнителей керамической шихты вполне допустимо. Так как при их введении улучшаются физико-механические характеристики стеновых кирпичей при одновременном уменьшении их веса. При этом золошлаковая добавка достаточно активно участвует в минералообразовательных процессах, увеличивая число кристаллизационных контактов в керамических изделиях.

Литература

1. Бариева Э.Р., Королев Э.А., Рунов Д.М., Шамсутдинов Л.Ф. Изучение минералогического состава золошлаковых отходов Казанской ТЭЦ-2 // Изв. ВУЗов, сер «Проблемы энергетики». – Казань, 2004. – №11–12. – С. 138 – 140.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ МИНЕРАЛИЗАТОРОВ НА СИНТЕЗ КЕРАМИЧЕСКИХ ПИГМЕНТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТАЛЬКА

Н.В. Лисеенко
Научный руководитель доцент М.Б. Седельникова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Перспективным направлением исследований в настоящее время является изучение возможности комплексного использованием природного минерального сырья. Керамические пигменты находят широкое применение для получения керамических красок, окрашенных защитно-декоративных покрытий, окрашенных керамических масс.

К сырьевым материалам, используемым для получения керамических пигментов, предъявляются высокие требования по чистоте (отсутствию красящих примесей), постоянству химического состава. Поэтому объектами исследования стали природные минералы, удовлетворяющие этим требованиям – слюдянский диопсид, алгуйский тремолит, слюдянский волластонит, холинский цеолит, алгуйский тальк, топазовый концентрат месторождения «Копна» (Кемеровская область). Перечисленные минералы встречаются в Сибирском регионе, образуя достаточно крупные месторождения, либо являются сопутствующими породами при добыче других минералов [1].

Недостатком использования природных минералов для получения керамических пигментов с сохранением их структуры в качестве основы пигментов является их ограниченная ионная «емкость». При превышении определенной концентрации красящие ионы начинают выделяться в виде свободных оксидов, которые ухудшают цвет и не всегда устойчивы к растворяющему действию глазурей при высоких температурах.

Широкие возможности дает использование кристаллических решеток природных минералов в качестве основ для перехода к производным кристаллическим структурам, поскольку в процессе их синтеза может участвовать большее количество ионов – хромофоров. Таким образом, при использовании ограниченного ряда минералов можно получить более разнообразную цветовую палитру пигментов.

Одним из широко используемых в технике природных минералов является тальк. На основе природного талька получены керамические пигменты со структурами метасиликата магния, форстерита, диопсида [2, 3].

Формула талька имеет вид $Mg_3[Si_4O_{10}][OH]_2$. Кристаллическая решетка содержит элементы, которые легко могут быть разъединены в цепи тетраэдров $[SiO_4]^{4-}$. Поэтому тальк при нагревании не распадается на свободные оксиды, а образует метасиликат магния и свободный кремнезем:

$$3MgO \cdot 4SiO_2 \cdot H_2O = 3(MgO \cdot SiO_2) + SiO_2 + H_2O \quad /1/$$

Для связывания кремнезема и повышения выхода метасиликата магия тальк подшихтовывают оксидом магния, по реакции /2/

$$3MgO \cdot 4SiO_2 \cdot H2O + MgO = 4(MgO \cdot SiO_2) + H_2O \quad /2/$$

При дополнительной подшихтовке талька оксидом магния можно получить структуру форстерита, по реакции /3/.

$$3MgO \cdot 4SiO_2 \cdot H_2O + 5MgO = 4(2MgO \cdot SiO_2) + H_2O \quad /3/$$

Хорошо известны результаты исследований керамических пигментов с диопсидовой структурой, полученных как в результате синтеза из оксидов, так и на основе природных минералов. Тальк как нельзя лучше подходит для синтеза структуры диопсида, поскольку цепочечное строение метасиликата магния, образующегося при термическом разложении талька, благоприятно для образования пироксеновой структуры диопсида. Для получения диопсидовой структуры к тальку добавляют волластонит и оксид магния по реакции /4/.

$$3MgO \cdot 4SiO_2 \cdot H_2O + 4(CaO \cdot SiO_2) + MgO = 4(CaO \cdot MgO \cdot 2SiO_2) + H_2O \quad /4/$$

Для получения жаростойких пигментов вышеперечисленные реакции проводят с участием оксидов-хромофоров:

$$3MgO \cdot 4SiO_2 \cdot H_2O + (1 - x)\ MgO + xMeO = 4(Mg_{1-0,25x}Me_{0,25x}SiO_3) + H_2O \quad /5/,$$

где x= 0.1-1 моль

$$3MgO \cdot 4SiO_2 \cdot H_2O + (5 - x)\ MgO + xMeO = 4(Mg_{2-0,25x}Me_{0,25x}SiO_4) + H_2O \quad /6/,$$

где x= 0.1-1.5 моль

$$3MgO{\cdot}4SiO_2 \cdot H_2O + 4(CaO \cdot SiO_2) + (1 - x)\ MgO + xMeO = 4(CaMg_{1-0,25x}Me_{0,25x}Si_2O_6) + H_2O, \quad /7/$$

где x= 0.1-1 моль, MeO – оксиды металлов-хромофоров.

Рентгенофазовый анализ показал, что в продуктах реакций кроме основной доминирующей фазы (метасиликата магния, форстерита, диопсида) идентифицируются промежуточные кристаллические соединения.

В пигментах со структурой метасиликата магния наблюдаются дифракционные пики, характерные для форстерита. В форстеритовых пигментах присутствуют метасиликат магния, кристобалит, оксиды-хромофоры. В диопсидовых пигментах кроме диопсида присутствует волластонит.

Следовательно, можно сделать вывод, что данные реакции целесообразно проводить при более высоких температурах или при добавлении минерализатора для повышения выхода основного продукта.

Целью данной работы является исследование влияния различных минерализаторов на процесс синтеза керамических пигментов со структурами метасиликата магния, форстерита и диопсида, с использованием талька.

Для получения пигментов использовали тальк Онотского месторождения, волластонит Слюдянского месторождения. Химический и минералогический состав природных сырьевых материалов представлен в таблице 1.

Таблица 1

Химический и минеральный состав природных сырьевых материалов

Сырье	Содержание минерала, %	Содержание компонентов, мас.%							Δmпрк, %
		SiO_2	Al_2O_3	CaO	MgO	TiO_2	Fe_2O_3	R_2O	
Слюдянский волластонит	95	51,70	0,11	46,48	1,23	–	–	0,16	0,32
Алгуйский тальк	99	63,00	0,89	0,14	31,53	сл.	0,06	–	4,70

В качестве хромофоров использовали соли переходных металлов: железа, хрома, кобальта, никеля, меди. Содержание хромофоров в пигментах, в пересчете на оксид варьировалось в пределах 0.3 – 1.5 моль.

В шихту одного и того же состава добавляли разные минерализаторы – топазовый концентрат месторождения «Копна», борную кислоту и фторид натрия в количестве 3 мас.%.

Исходные сырьевые материалы дозировали согласно реакциям /5/, /6/, /7/, смешивали мокрым способом. Смесь просушивали и обжигали при температуре 1100 – 1250 ^{0}C.

В результате исследований получены керамические пигменты разнообразной окраски. Пигменты, синтезированные по реакциям /5/, /6/, /7/, с одним и тем же хромофором, имеют разные оттенки (табл. 2).

Таблица 2

Цвет пигментов с разными кристаллическими структурами

№ пробы	Хромофор	Количество хромофора, моль	Структура пигмента		
			Метасиликат магния	Форстерит	Диопсид
1	CoO	0.3	розовый	светло-розовый	светло-розовый
2		0.5	розовый	светло-сиреневый	ярко-розовый
3		1	сиреневый	сиреневый	ярко-сиреневый
4	NiO	0.3	желто-белый	зеленовато-белый	желто-белый
5		0.5	желто-зеленый	светло-зеленый	бледно-желтый
6		1	салатный	салатный	бледно-желтый
7	Fe_2O_3	0.3	песочный	бежевый	светло-красно-коричневый
8		0.5	шоколадный	бежевый	красно-коричневый
9		1	серо-коричневый	коричневый	ярко-красно-коричневый

Установлено, что топазовый концентрат, борная кислота и фторид натрия оказывают различное минерализирующее воздействие на синтез пигментов. Минерализирующее действие топаза обусловлено активным влиянием фторид – ионов газовой фазы, выделяющихся при его разложении и обеспечивающих повышение реакционной способности смеси во всем объеме. Это не сопровождается образованием легкоплавких

эвтектик, как при добавлении NaF и борной кислоты, пигменты получаются в виде окрашенных порошков, а не трудноизмельчаемых спеков.

Исследования показали, что получение керамических пигментов с использованием талька перспективно и экономически целесообразно. Тальк является достаточно распространенным минералом, его использование снижает затраты на производство керамических пигментов. Благодаря способности талька при нагревании образовывать метасиликат магния и кремнезем, при дополнительной подшихтовке можно получать керамические пигменты с различными кристаллическими структурами.

Использование минерализаторов при получении керамических пигментов позволяет повысить выход основных продуктов реакций и дает дополнительные возможности для расширения цветовой палитры пигментов.

Литература

1. Седельникова М.Б., Погребенков В.М. Керамические пигменты на основе природных минералов // Стекло и керамика, 2002. – №12. – С. 10 – 13.
2. Седельникова М.Б., Погребенков В.М., Верещагин В.И. Керамические пигменты на основе талька // Стекло и керамика, 1997. – №11. – С. 17 – 20.
3. Седельникова М.Б., Погребенков В.М., Верещагин В.И. Получение керамических пигментов с диопсидовой структурой из талька // Стекло и керамика, 1998. – №5. – С. 16 – 18.

ДИАБАЗ КАК АЛЬТЕРНАТИВНОЕ СЫРЬЕ В ПРОИЗВОДСТВЕ ПЕНОСТЕКЛА

А.В. Мешков
Научный руководитель доцент О.В. Казьмина
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

С развитием ряда новых отраслей народного хозяйства и техники вопросы тепловой изоляции приобретают важное значение и проблема выбора наиболее рациональных материалов для этих целей является весьма значимой. В настоящее время, на рынке, представлен большой ассортимент теплоизоляционных материалов, однако практически все из них имеют те или иные ограничения в использовании, поэтому вопрос об использовании универсальных материалов, область применения которых была бы не ограничена, является актуальным. Одним из таких материалов является пеностекло, обладающее высокими тепло и звукоизоляционными свойствами, негорючестью, влагонепроницаемостью, огне- и биостойкостью, высокой механической прочностью. На сегодняшний день пеностекло постепенно завоевывает рынок потребителя, вытесняя другие, менее практичные теплоизоляционные материалы. Примером этому может служить тот факт, что общей практикой в Европе стал демонтаж теплоизоляционного слоя, выполненного из минераловатных или полимерных теплозащитных материалов, и создание вместо него покрытия из пеностекольных блоков. Что касается России, то за последние несколько лет более ста крупных и социально значимых зданий утеплены с применением в основном пеностекла. После пожара в 1993 г. кровли конвейера «КАМАЗ» (горел пенополистирол) в качестве нового утеплителя использовано пеностекло, так же пеностекло было выбрано в качестве утеплителя при реконструкции Кремля в Москве, стадиона Лужники, Гостиного Двора. Наиболее значимым проектом последнего времени стала замена газобетона на пеностекольные блоки на одном из самых больших классических куполов мира – куполе Новосибирского оперного театра. Старый утеплитель утратил свои теплозащитные свойства и за счет накопления влаги увеличивал нагрузку на несущие конструкции. Но несмотря на все эти неоспоримые достоинства пеностекла, в России нет ни одного крупного завода выпускающего этот высокоэффективный материал, причиной является как отсутствие надежной технологии, обеспечивающей получение пеностекла с заданными и стабильными свойствами, так и отсутствия типового оборудования. Значительным тормозом в расширении производства пеностекла явилось отсутствие дешевой и недефицитной сырьевой базы. В качестве сырья для получения пеностекла используется вторичный стеклобой, с наличием которого имеется дефицит, связанный с отсутствием централизованного сбора стеклобоя у населения в России [1]. Поэтому вопросы расширения сырьевой базы для производства такого высокоэффективного строительного материала как пеностекло являются актуальными. Цель данных исследований – установить принципиальную возможность получения пеностекла на основе габбро-диабазовых пород.

Данная группа пород является достаточно распространенной и доступной, в настоящее время на территории Алтайского края, Новосибирской, Кемеровской и Томской области геологами выделено 232 комплекса магматических пород, причем в состав ста из них входят базальты, диабазы, габбро и порфириты. В данной работе рассмотрены породы габбро-диабазовой группы представленные диабазом месторождения Красноярского края.

Особенности химического и минералогического состава пород определяют их способность к стеклообразованию. Химический состав диабаза приведен в таблице в сравнении с составом стекла, на основе которого получают традиционное пеностекло. По результатам анализа видно, что порода состоит из одинаковых со стеклом оксидов и отличается только их количественным содержанием, что с одной стороны упрощает состав шихты. По модулю основности, представляющему собой соотношение количества основных оксидов к количеству кислотных, данный диабаз, как и стекло, относится к кислым материалам (Мо < 1).

Таблица

Химический состав диабаза и тарного стекла

Материал	Химический состав, масс. %						
	SiO_2	Al_2O_3	Fe_2O_3	CaO	MgO	Na_2O	Δmпр
диабаз	52,7	16,5	12,7	9,9	4,1	-	4,1
стекло	71	3	1	7	4	14	-

Основное влияние оксидов железа на свойства стекла связано с его окрашивающей способностью, что не является отрицательным моментом в производстве пеностекла. Повышенное содержание в диабазе железа может повлиять на вязкостные свойства стекла, выступая как плавень, оксид железа будет снижать вязкость, что необходимо учитывать при получении пеностекла на стадии вспенивания.

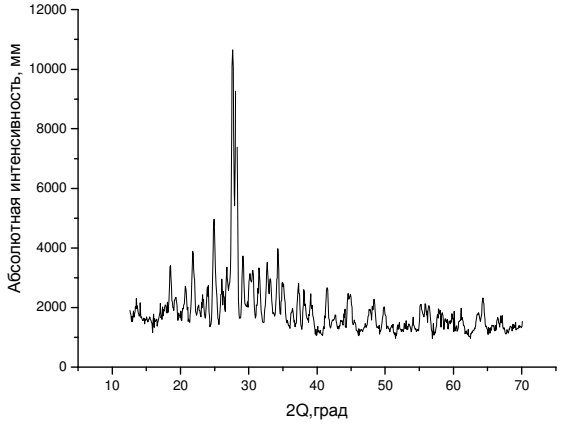


Рис.1 Рентгенограмма диабаза Красноярского месторождения

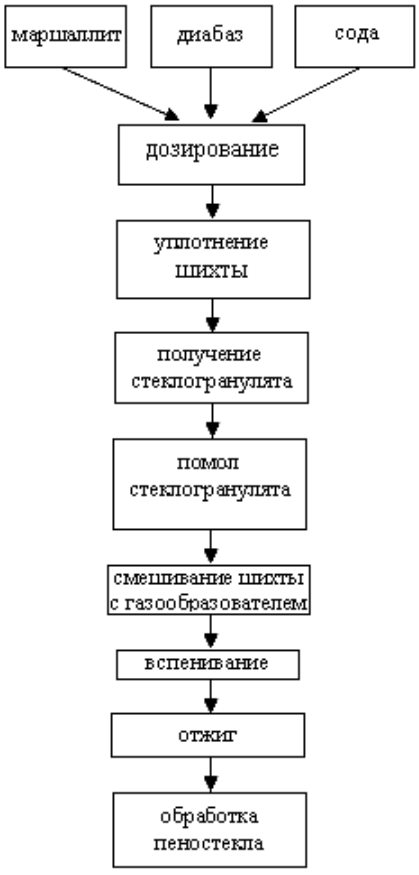


Рис. 2. Технологическая схема получения

Минералогический состав диабаза определяли с помощью рентгенофазового анализа, проведенного на установке ДРОН – 3М на медном катоде. На дифрактограмме исследуемого диабаза присутствуют максимумы отражения, соответствующие анортит-альбитовым полевым шпатам и диопсиду (рис.1).

Установлено, что на дифрактограмме диабаза присутствуют максимумы отражения, соответствующие: диопсиду $CaMg(SiO_3)_2$ (d=3,0039; 2,5208; 2,1231 нм); альбиту $Na(Si_3Al)O_8$ (d=3,7302 нм); анортиту $CaAl_2(SiO_4)_2$ (d=3,9000; 3,2269 нм).

Таким образом, анализ данных по химическому и минералогическому составу диабаза Красноярского месторождения позволяет говорить о принципиальной возможности использования его в качестве компонента шихты для получения стекла. Однако количество диабаза в шихте будет ограничено из-за высокого содержания в его составе тугоплавкого Al_2O_3. Получение пеностекла из исходных сырьевых материалов экономически целесообразно только в том случае если затраты на производство стеклогранулята, заменяющего стеклобой, будут не выше себестоимости готового стекла. Поэтому в работе рассмотрен вариант получения стеклофазы из шихты на основе диабаза путем низкотемпературного синтеза (<1000^{o}C), без применения стеклоплавильного оборудования, работающего при температурах 1400–1500 ^{o}C.

Как видно из схемы, шихта для получения пеностекла на основе диабаза скорректирована дополнительным введением кальцинированной соды и высококремнеземистым материалом в виде маршаллита. Последний компонент более предпочтителен по сравнению с другими природными кремнеземистыми материалами, например кварцевым песком, т.к. является тонкодисперсным и не требует дополнительного доизмельчения. Известно, что с увеличением удельной поверхности частиц материала его химическая активность также повышается. Согласно предложенной схемы был получен стеклогранулят на

шихтах с различным соотношением компонентов (масс. %): 15 – 60 диабаза; 23 – 28 соды; 12 – 57 маршалита. Полученный при температуре 850°С стеклогранулят измельчали с использованием шаровой мельницы до удельной поверхности 3000–3500 $см^2$/г. Измерение удельной поверхности проводили с помощью прибора Товарова.

В шихту добавляли газообразователь – сажу марки К-352, в количестве 1 %. Далее шихту уплотняли методом окатывания на тарельчатом грануляторе, с целью получения пеностекла в гранулированном виде. Термообработку гранул пенообразующей шихты проводили в трубчатой электрической печи при температуре 825°С в течение 15 минут. Полученные образцы гранул пеностеклокристаллических материалов имели следующие характеристики: средняя плотность материала в куске 280 $кг/м^3$, коэффициент увеличения прочности при сжатии, в сравнении с образцами пеностекла ООО «Стройтехника», полученными на основе стеклобоя, составляет 2,6; значение коэффициента теплопроводности не превышает 0,1 Вт/м °С, водопоглощение не более 5 мас.%.

На основе новых технологических решений установлена возможность применения диабаза в качестве компонента стекольной шихты для получения теплоизоляционных материалов, типа пеностекла, путем низкотемпературного синтеза без стеклоплавильного производства. Таким образом, сырьевая база для производства пеностекла может быть значительно расширена за счет применения распространенных и доступных пород.

Литература

1. Казьмина О.В., Сивухин Е.В., Верещагин В.И. Использование горных пород для производства минеральной ваты // Техника и технология производства теплоизоляционных материалов из минерального сырья: Материалы V Всероссийской научно-практической конференции. – Белокуриха, 2005. – С. 29 – 31.

НЕТРАДИЦИОННОЕ ПРИРОДНОЕ СЫРЬЕ В ТЕХНОЛОГИИ КЕРАМИЧЕСКОГО КИРПИЧА

Т.В. Михалева, И.Б. Ревва
Научный руководитель профессор Т.В. Вакалова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Глинистое сырье месторождений Томской области, на базе которого работает ряд томских кирпичных заводов, отличается своими высокими значениями карьерной влажности и коэффициентом чувствительности к сушке, что неблагоприятно сказывается на технологическом процессе и готовых изделиях. Введение в массу различных добавок улучшают те или иные свойства. Так, введение отощителей, снижает усадку массы; плавни, упрочняют ее и снижают время и температуру обжига.

Добавки могут быть как природного происхождения, так и искусственно синтезируемые. Особый интерес для производства представляют цеолитсодержащие породы. Это связано как с их широким распространением, так и с их уникальными свойствами [1]. В структуре цеолитов имеются полости, занятые катионами различных элементов и молекулами воды, способными относительно свободно удаляться и вновь поглощаться при определенных условиях, что обусловливает перспективность использования цеолитовых пород в составах керамических масс.

По распространенности в литосфере природные цеолиты занимают третье место после минералов группы кремнезема и алюмосиликатов. Только в России запасы цеолитовых пород превышают 4 млрд. т., причем большая часть их расположена в районах Сибири и Дальнего Востока. В данной работе использовали цеолитовую породу Сахаптинского месторождения Красноярского края. Цеолит использовался в виде тонкомолотого порошка с размером частиц менее 0,5 мм. Минералогический состав цеолита оценивался с помощью рентгонофазового и комплексного термического методов анализа.

Полученные при расшифровке рентгенограмм данные свидетельствуют о полиминеральном составе цеолитовой породы, который представлен гейландитом, клиноптилолитом и морденитом в различных соотношениях. В качестве примесей присутствуют кварц и небольшое количество глинистых минералов.

Анализ поведения цеолитов при нагреве позволил определить плавную непрерывную дегидратацию, причем основная цеолитовая вода (порядка 75% от общей потери массы) удаляется уже к 400°С. Полное удаление воды завершается к 780°С. На дифференциальной кривой наблюдается три эндоэффекта: первый – в интервале температур 50 – 300°С, который обусловлен ударением адсорбированной воды; второй – в интервале температур 450 – 580°С, связанный с разложением глинистой составляющей; третий – в интервале температур 800 – 870°С, что объясняется разрушением кристаллической решетки породообразующих минералов [2].

Электронная микроскопия (рис.1) позволила выявить габитус частиц цеолитовых минералов, представленный брусковидной (размером 5 – 15 мкм) и пластинчатой формой (размером 2 – 10 мкм) частиц, составляющих сложные конгломераты.

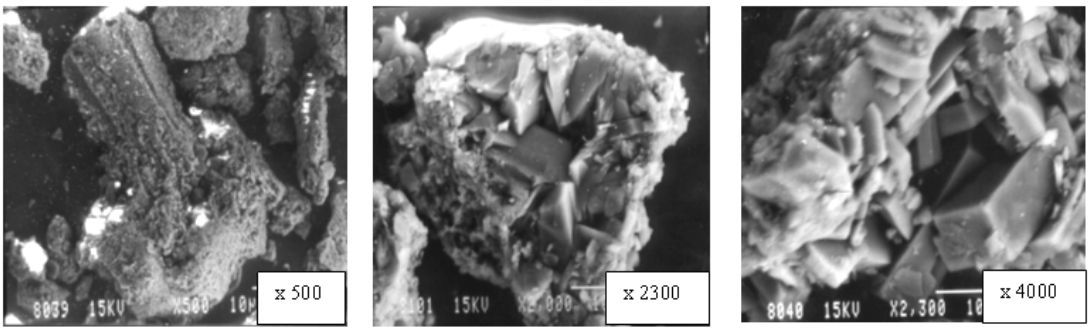


Рис.1 Электронно-микроскопические снимки цеолитовой породы в исходном состоянии

В качестве глиняной составляющей использовалась легкоплавкая глина. По содержанию Al_2O_3 в прокаленном состоянии используемое глинистое сырье относится к полукислым глинам с высоким содержанием красящих оксидов (содержание Fe_2O_3 более 5 %). По минералогическому составу, оцененному рентгеновским методом, данная глина представляет собой полиминеральное глинистое сырье, тонкодисперсная (глинистая) часть которого сложена смесью глинистых минералов: монтмориллонитом $Al_2O_3{\cdot}4SiO_2{\cdot}H_2O{\cdot}mH_2O$, каолинитом $A_2O_3{\cdot}2SiO_2{\cdot}2H_2O$, гидрослюдой $K,Al_2[OH]_2(AlSi_3O_{10})nH_2O$, с доминированием монтмориллонита над гидрослюдой и каолинитом. Грубодисперсная часть пробы представлена кварцем с примесью кальцита. Оценка технологических свойств показала, что это умереннопластичное, высокочувствительное к сушке глинистое сырье, неспекающееся при нагреве до 1000 °С.

Количество вводимой цеолитовой породы варьировалось от 10 до 30 % с шагом в 5%. Массы изготавливались по пластичной технологии, образцы оформлялись в виде плиточек (50х50х5мм) и кубиков (25х25х20мм).

Проведенные исследования показали, что введение цеолитовой поролы вплоть до 30 мас. % обеспечивает непрерывное снижение коэффициента чувствительности к сушке анализируемой глины (рис. 2).

Выявлено, что при введении уже 10 мас. % цеолитовой породы происходит резкое снижение коэффициента чувствительности к сушке в 4 раза (с 2,4 до 0,6). Это объясняется особенностями строения цеолитов, в частности, возможностью связывания свободной воды в полостях каркасной структуры цеолитов, что обеспечивает лучшие условия сушки цеолитсодержащих масс.

Резкое снижение коэффициента чувствительности к сушке происходит практически без существенного ухудшения связности исследуемых масс, оцениваемой по механической прочности при сжатии высушенных образцов, при этом ее значения остаются чрезвычайно высокими (12 – 15 МПа), что обеспечивает возможность бездефектной садки и транспортировки высушенного полуфабриката. Кроме того, увеличение доли непластичного компонента приводит к закономерному снижению воздушной усадки масс от 9 % до безопасных 6 %.

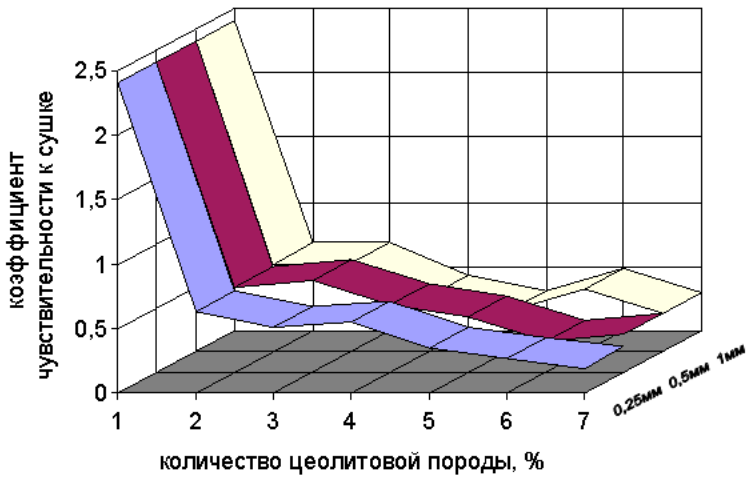


Рис.2 Влияние содержания цеолитовой породы на технологические свойства глинистого сырья

Сформованные образцы после сушки до воздушно-сухого состояния обжигались при температурах 950, 1000, и 1050°С с выдержкой при конечной температуре в течение 1 ч.

Анализ полученных данных свидетельствует о том, что использование добавки цеолитовой породы по мере увеличения ее содержания от 10 до 30 мас. % сопровождается незначительным уменьшением огневой усадки (от 8,8 до 5,4 % при обжиге 950ºС) и закономерным некоторым увеличением водопоглощения (от 14,7 % до 17 %). Обжиг при более высокой температуре – 1050°С приводит к увеличению огневой усадки и снижению

водопоглощения с 11,3 % (в случае глины без добавки) до 6,4% (при содержании цеолитовой породы 20 мас. %) за счет активизации процесса спекания глинистой породы в присутствии цеолитовой породы.

На дифрактограммах продуктов обжига цеолитсодержащих составов фиксируется кварц как компонент, вносимый с глиняной составляющей, и анортит, образующийся при разложении цеолитовой породы.

В результате проведенных исследований установлено, что цеолитовая порода в количестве 10-15 мас. % в композициях с высокочувствительной к сушке глинистой породой выступает как разувлажняющая и отощающая добавка, снижающая коэффициент чувствительности к сушке глины в 3,5 – 4 раза без ухудшения связности, что положительно сказывается на трещиностойкости кирпича-сырца при сушке и обеспечивает возможность бездефектной автоматической садки и транспортировки высушенного полуфабриката. Улучшение сушильных свойств глинистого сырья достигается за счет перевода части свободной воды, вносимой с обводненный глинистой породой, в связанное состояние.

Проведенные исследования позволили разработать способ введения добавки цеолитовой породы в состав керамических масс, согласно которому [3] технологическая добавка – цеолитовая порода – измельчается до крупности менее 1 мм, что необходимо для создания однородной мелкозернистой массы, обладающей развитой поверхностью контакта с глинистыми частицами.

Измельчение цеолитовой породы до крупности более 1 мм приводит к ухудшению пластических и формовочных свойств глиноцеолитовых масс на основе малопластичных кирпичных суглинков.

Подготовка цеолитовой породы включает сушку при температуре 200–250 ^{o}C с целью полного удаления адсорбированной воды и частичного удаления (до 70 % от общей цеолитовой воды) внутриканальной воды для раскрытия порового пространства.

Приготовление керамической массы заключается в смешении глинистой породы с подготовленной технологической добавкой, тщательной гомогенизации смеси и вылеживании массы при температуре 30 – 40 ^{o}C в течение не менее 24 ч.

Формование кирпича-сырца производят традиционным пластическим способом. Далее сырец равномерно высушивают в сушилах до влажности 4 – 6 %. Обжиг полуфабриката производится при температурах, традиционно принятых в технологии керамического кирпича пластического формования – 950-1050 ^{o}C в течение 36 часов с выдержкой при конечной температуре не менее 2 часов.

Литература

1. Челищев Н.Ф. Цеолиты – новый тип минерального сырья. – М.: Недра, 1987. – 175 с.
2. Шадерман Ф.И. Термическая устойчивость природных цеолитов ряда клиноптиллолит – гейландит // Методы получения и использования модифицированных природных сорбентов. – М.: ИМГРЭ, 1988. – С. 81 – 88.
3. Патент РФ № 2264364, МПК7 С 04 В 33/02. Способ улучшения формовочных и сушильных свойств глинистого сырья. Вакалова Т.В., Погребенков В.М., Ревва И.Б. Опубл. 20.11.2005, Бюл.№32.

ВЛИЯНИЕ КРЕМНЕЗЕМА НА СПЕКАНИЕ МЯГКОГО ФАРФОРА

Н.В. Могилевская
Научный руководитель профессор В.И. Верещагин
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На кафедре технологии силикатов выполнен большой комплекс работ по использованию диопсидового сырья в тонкой керамике, а именно в фарфоре, фаянсе и майолике.

Изделия формовались как литьем шликера в гипсовых формах, так из пластичных масс. Обжиг такой керамики проводился при 1050-1070 ^{o}C. Водопоглощение после обжига 2,5-3,0 %. Более высокая температура обжига приводит к деформации изделий.

За основу был взят мягкий фарфор фарфорового цеха ПО «Электрохимический завод» (г. Зеленогорск Красноярского края) в составе которого 20 мас. % Чупинского полевого шпата. В экспериментальных массах в первом случае заменили часть кварцевого песка на диопсидовый концентрат, полученный из Бурутуйского месторождения кварцдиопсидовых пород (Южное Прибайкалье). Содержание диопсидового концентрата 20 мас. %. В другой экспериментальной массе весь кварцевый песок был заменен на активный кремнезем (20 мас.%). Составы фарфоровых масс приведены в табл. 1.

Таблица 1

Компонентный состав фарфоровых масс, мас.%

Наименование компонента	Обозначение масс	
	Ф1	Ф2
Каолин просяновский	36	36
Глина Веселовская	14	14
Кварцевый песок глуховецкий	20	-
Полевой шпат Чупинский	20	20
Глинозем	-	-
Диопсидовый концентрат	10	10
Активный кремнезем	-	10

Химический состав основных компонентов приведен в табл.2.

Таблица 2

Химический состав компонентов исследуемых масс фарфора

Содержание оксидов, мас. %	Компоненты				
	Каолин компановский обогащенный	Глина Веселовская	Кварцевый песок	Полевой шпат Чупинский	Диопсидовый концентрат Бурутуйского месторождения
SiO_2	51,96	53,7	91,30	65,3	56,51
Al_2O_3	31,62	31,26	5,89	15,8	0,99
TiO_2	-	1,25	0,10	-	0,07
Fe_2O_3	1,59	0,73	0,14	0,16	0,65
CaO	1,4	0,92	0,42	0,80	25,94
MgO	1,0	1,04	0,29	0,22	15,84
Na_2O		0,42	0,10	3,90	0,1
K_2O		1,88	0,20	2,40	0,14
Δmпр	11,42	9,20	1,61	0,08	0,6

Использование активного кремнезема известно в единственном случае при введении в фарфоровую массу золы рисовой шелухи. В данной работе использовался природный активный кремнезем дисперсностью менее 10 мкм. В отличие от майоликовых масс в качестве плавней в составе шихты мягкого фарфора используется полевой шпат с высоким калиевым модулем K_2O/Na_2O = 0,6-0,65, что использует деформации изделий при полном спекании изделий до нулевого водопоглощения. Гранулометрический состав природного активного кремнезема приведен в табл. 3.

Таблица 3

Гранулометрический состав активного кремнезема

Размер фракции, мкм	1-3	4-8	8-16	16-48
Количество, %	22,5	31,3	35,2	9,7

По химическому составу природный активный кремнезем содержит мас. %: SiO_2 – 93, Al_2O_3-6,8, Fe_2O_3 – 0,2. В качестве основного минерала кремнеземистого компонента является кварц.

Свойства продуктов обжига фарфоровых масс приведены в табл. 4.

Таблица 4

Характеристики образцов фарфора после обжига при различных температурах

Наименование характеристики	**Обозначение фарфоровых масс**	
	Ф1	Ф2
Температура обжига 800 °С		
Усадка, %	0,4	0,4
Водопоглощение, %	27,4	22,09
Прочность при сжатии, МПа	11,9	10,1
Температура обжига 900 °С		
Усадка, %	0,5	0,5
Водопоглощение, %	24,05	27,9
Прочность при сжатии, МПа	10,9	11,6
Температура обжига 1000 °С		
Усадка, %	1,5	3,5
Водопоглощение, %	6,5	4,7
Прочность при сжатии, МПа	14,5	20,0
Температура обжига 1100 °С		
Усадка, %	5,3	15,2
Водопоглощение, %	2,97	1,37
Прочность при сжатии, МПа	19,8	26,4
Температура обжига 1150 °С		
Усадка, %	15,7	16,2
Водопоглощение, %	0,5	0,02
Прочность при сжатии, МПа	38,6	40,5

Технологические свойства фарфоровых масс приведены в табл. 5.

Таблица 5

Технологические свойства фарфоровых масс

Состав	Технологические свойства		
	Число пластичности	Коэффициент чувствительности к сушке	Воздушная усадка, %
Ф1	14,28	1,00	1,6
Ф2	14,34	0,97	2,4

Результаты исследований показывают, что введение активного кремнезема вместо кварцевого песка совместно с диопсидовым компонентом в керамическую массу мягкого фарфора снижает температуру его спекания до 1100–1150 ^{o}C, что является важным достижением.

Литература

1. Верещагин В.И., Абакумов А.Е. Диопсидовый фарфор низкотемпературного обжига // Стекло и керамика, 1998. – №8. – С. 27 – 29.
2. Верещагин В.И., Козик В.В., Сырямкин В.И., Погребенков В.М. Полифункциональные неорганические материалы на основе природных и искусственных соединений. – Томск: Изд-во Том. ун-та, 2002. – 359 с.
3. Верещагин В.И., Алексеев Ю.И., Погребенков В.М. и др. Диопсидовые породы – универсальное сырье для производства керамических и других силикатных материалов. Аналитический обзор. ВНИИЭСН, Пром-сть строит. материалов. Серия 5. Керамическая промышленность. – М., 1991. – Вып.2. – 60 с.
4. Михеев В.И. Рентгенометрический определитель минералов. – М.: Гос.техиздат, 1959. – 868 с.

ПОЛУЧЕНИЕ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ НА ОСНОВЕ ПРИРОДНОГО АМОРФНОГО КРЕМНЕЗЕМСОДЕРЖАЩЕГО СЫРЬЯ

А.В. Мухортова
Научный руководитель доцент О.В. Казьмина
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящий момент, несмотря на большое разнообразие теплоизоляционных материалов на рынке, российская строительная промышленность испытывает большую потребность в данных изделиях. Очевидно, что ни один из существующих теплоизоляционных материалов не является оптимальным. Органическая теплоизоляция на основе пенопластов пожароопасна, недолговечна и химически нестабильна. Минераловатные изделия обладают очень высоким влагопоглощением, а использование органического связующего резко снижает максимальную температуру их применения. К немаловажному недостатку таких материалов относится саморазрушение их волокон, что небезопасно для здоровья человека, и ведет к потере теплоизолирующей способности. Легкие бетоны обладают низкой прочностью при достаточно большой плотности [1].

Материалом, способным удовлетворить требованиям безопасности, долговечности и эффективности, является пеностекло, применение которого в строительстве и при теплоизоляции производственных агрегатов поможет решить проблемы связанные со снижением расхода энергоресурсов и их экономного использования. Несмотря на это, пеностекло производится и применяется в очень малых масштабах, что отчасти связано с его сравнительно высокой стоимостью, которая напрямую зависит от особенностей его производства. Отсутствие в достаточных количествах стеклобоя, являющегося сырьем для получения пеностекла, а также высокие энергозатраты на процесс его варки, делают вопросы снижения энергоемкости при получении пеностекла весьма актуальными. Замена стеклобоя материалом, полученным на основе относительно дешевого природного сырья, способом, исключающим стекловарение, представляет практический и научный интерес [2, 3].

Одним из перспективных направлений получения стеклогранулята – материала, заменяющего стеклобой, является аморфное кремнеземсодержащее сырье. Во-первых, данное сырье является достаточно распространенным, разведенные запасы которого в России приведены в табл. 1. Во-вторых, данное сырье представляет собой аморфный, тонкодисперсный, с размером частиц менее 0,15 мм, материал, что способствует интенсификации процессов силикато- и стеклообразования.

Таблица 1

Разведанные запасы аморфного кремнеземсодержащего сырья

Область	Запасы аморфного кремнеземсодержащего сырья, млн. т.					
	Всего	Диатомиты	Опоки	Трепелы	Перлиты	Пемзы
Астраханская	61,7	–	61,7	–	–	–
Брянская	519,0	–	327,1	191,9	–	–
Волгоградская	437,4	388,0	49,4	–	–	–
Калужская	67,8	–	7,6	60,2	–	–
Камчатская	68,1	–	–	–	6,3	61,8
Мурманская	40,9	40,9	–	–	–	–
р. Мордовия	224,7	1,4	167,9	55,4	–	–
Саратовская	164,1	–	164,1	–	–	–
Самарская	50,1	5,1	45,0	–	–	–
Сахалинская	81,4	1,7	78,5	–	–	1,2
Свердловская	142,7	103,3	35,8	3,6	–	–
Челябинская	64,5	58,3	6,2	–	–	–
Ульяновская	385,3	180,2	205,1	–	–	–

В данной работе исследована возможность получения стеклогранулята путем низкотемпературного синтеза, исключающего процесс варки стекла, на основе диатомита и опоки Инзенского месторождения Ульяновской области, химический состав которых приведен в табл. 2.

Диатомит – легкая тонкопористая осадочная горная порода, состоящая преимущественно из створок (или их обломками) диатомовых водорослей. Содержание цельных створок может служить одним из показателей качества диатомитов. Объемный вес диатомита колеблется от $0{,}42 \cdot 10^3$ до $0{,}96 \cdot 10^3$ кг/м^3, так что он не тонет в воде. Это свойство объясняется его исключительной пористостью (до 90 – 92%). В различных количествах в диатомите встречаются шарики (глобулы) опала, а так же обломочные и глинистые минералы.

Опоки – легкие, плотные, тонкопористые кремнистые породы, состоящие в основном из мельчайших (менее 0,005 – 0,001 мм) изометрических и неправильных частиц опал–кристобалита, характеризующиеся по сравнению с диатомитами и трепелами большей твердостью и большим объемным весом. Опока в основном из микрозернистого водного аморфного кремнезема (до 97%).

Таблица 2

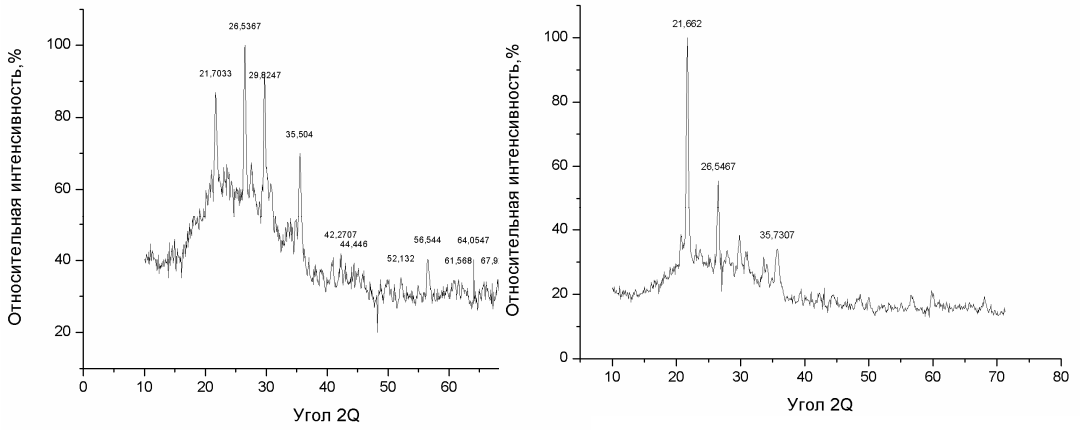
Химический состав кремнеземсодержащих материалов

Кремнеземсодержащий материал	Химический состав, масс. %					
	SiO_2	Al_2O_3	Fe_2O_3	CaO	MgO	Δmпр
Диатомит	86,44	5,30	1,60	0,74	0,53	4,80
Опока	83,00	5,25	2,72	2,05	1,47	5,90

Для изготовления стеклогранулята использовали кремнеземсодержащий материал, смешанный в определенном соотношении с технологическими добавками, регулирующими необходимые параметры по температуре и вязкости в процессе получения стеклофазы с заданными свойствами. Полученная смесь подвергалась гранулированию методом окатывания на тарельчатом грануляторе с диаметром тарели 0,5 м, скоростью вращения 38 мин$^{-1}$ и углом наклона 47°, целью которого является. Гранулирование осуществляли с целью:

- увеличения химической активности шихты на стадии силикато- и стеклообразования, за счет увеличения площади контактов тугоплавких кремнеземсодержащих материалов с легкоплавкими, такими как сода, которая при гранулировании частично переходит в раствор, и обволакивают зерна тугоплавкого материала;
- более равномерного и быстрого прогрева шарообразных гранул, по сравнению с шихтой в свободно насыпанном состоянии;
- получения спека в виде гранул, что облегчает их последующую обработку – измельчение.

Оценку активности термообработанных, при температуре 900°С, гранул шихт проводили с помощью рентгенофазового анализа, по результатам которого (см. рис.) видно присутствие стеклофазы и остаточное количество кристаллов, максимумы отражения которых соответствуют кварцу. При сравнении площадей аморфного гало, количественно характеризующего стеклофазу, из двух исследуемых спеков наибольшее количество стеклофазы наблюдается для стеклогранулята полученного на основе диатомита.



а) ***б)***

Рис. Рентгенограмма спека шихты: а – на основе диатомита; б – на основе опоки

В результате измельчения полученного стеклогранулята с газообразователем до тонины помола соответствующей удельной поверхности 4000 см^2/г, формования изделий и вспенивания был получен пеноматериал с небольшим содержанием кристаллической фазы. Полученный пеностеклокристаллический материал, не уступает по основным показателям традиционному пеностеклу, технология которого основана на применении специально сваренного стекла, а по прочностным характеристикам его превосходит.

Таблица 3

Свойства пеностеклокристаллических материалов

Кремнеземсодержащий материал	Свойства пеностеклокристаллического материала		
	Плотность, кг/м^3	Водопоглощение, масс. %	Прочность, МПа
Диатомит	450	1,5	0,5
Опока	250	1,5	0,48

Таким образом, установлена принципиальная возможность применения природных аморфных кремнеземсодержащих материалов в качестве сырьевого компонента шихты для получения пеностеклокристаллических материалов, по технологии, исключающей стеклоплавильный процесс.

Литература

1. Демидович Б.К. Пеностекло. – Минск: Наука и техника, 1975. – 247 с.
2. Китайгородский И.И. Кешишян Т.И. Пеностекло. – М.: Промстройиздат, 1953. – 78 с.
3. Шилл Ф. Пеностекло (производство и применение). – М.: Стройиздат, 1965. – 307 с.

ВЛИЯНИЕ УСЛОВИЙ ТВЕРДЕНИЯ НА СВОЙСТВА СМЕШАННОГО МАГНЕЗИАЛЬНОГО ВЯЖУЩЕГО

Е.А. Неберекутина
Научный руководитель профессор О.А. Мирюк
Рудненский индустриальный институт, г. Рудный, Казахстан

Широкое распространение получают смешанные вяжущие, которые, наряду с каустическим магнезитом, содержат минеральный компонент природного или техногенного происхождения.

Для обеспечения интенсивного твердения и высокой прочности магнезиальные вяжущие затворяют растворами солей, преимущественно раствором хлорида магния. Известно использование раствора соляной кислоты взамен раствора соли [1].

Цель работы – исследование влияния состава хлорсодержащего затворителя на твердение магнезиальных вяжущих в различных условиях.

Объектом исследования послужила композиция на основе каустического магнезита ПМК – 75, содержащая также 70 % отходов обогащения скарново-магнетитовых руд. Для затворения использовали растворы $MgCl_2$ и HCl. Физико-механические испытания вяжущего проводили на образцах размером 20х20х20 мм, изготовленных из теста нормальной густоты.

Воздействие воды на свойства камня вяжущих определяли по коэффициенту стойкости – отношение прочности образцов водного твердения к прочности образцов – близнецов, твердевших на воздухе. В соответствии с методикой испытания часть образцов после 3 сут твердения на воздухе помещали на различный срок в воду.

Для более точного представления о влиянии состава затворителя на свойства вяжущего использовали метод математического планирования эксперимента. Условия полного двухфакторного ротатабельного эксперимента приведены в таблице 1. Реализация плана эксперимента осуществлена на девяти составах вяжущего с дублированием в пяти нулевых точках.

Таблица 1

Условия эксперимента

Факторы		Уровни варьирования					Интервал варьирования
натуральное выражение	кодированный вид	– 1,414	– 1	0	+1	+1,414	
Плотность раствора $MgCl_2$, г/см^3	X1	1,10	1,13	1,20	1,27	1,30	0,07
Доля раствора HCl (50 %) в составе комплексного затворителя	X2	0	11,6	40,0	68,4	80	28,4

В качестве функции отклика на исследуемые факторы выбраны показатели прочности при сжатии образцов после заданного срока твердения в различных средах. Пределы изменения концентрации затворителя установлены в ходе предварительных опытов.

Результаты испытаний представлены на рисунке. Затворение вяжущих растворами с наименьшей концентрацией $MgCl_2$ (составы 1, 3, 6) приводит к уменьшению прочности камня. Примечательно, что влияние содержания раствора HCl в комплексном затворителе возрастает по мере увеличения плотности раствора $MgCl_2$. Это иллюстрирует сопоставление характеристик составов 1 и 3; 2 и 4; 7, 8 и 9.

Экспериментальные данные обработаны методом математической статистики на ЭВМ. Полученные зависимости прочностных показателей вяжущих от состава затворителя представлены в виде моделей, общий вид которых выражается уравнением регрессии:

$$У = B0 + B1X1 + B2X2 + B12X1X2 + B11X12 + B22X22$$

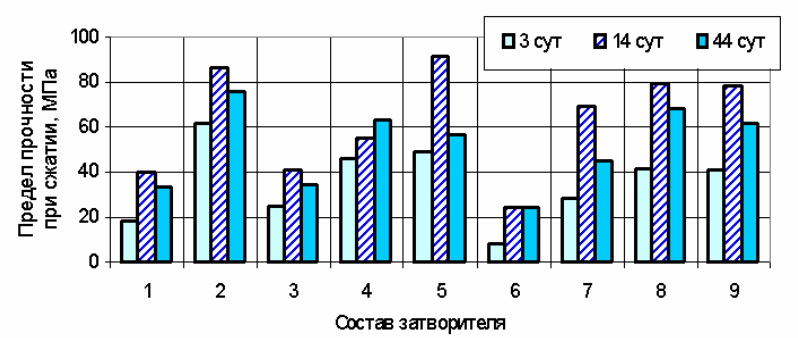


Рис. Влияние состава затворителя на прочностные свойства вяжущего воздушного твердения

Сопоставление значений коэффициентов уравнений регрессии (табл. 2) позволяет оценить степень важности изменений состава затворителя в процессе твердения вяжущего. Наибольшее влияние на воздушное твердение оказывает плотность раствора хлорида магния, а также совместное действие варьируемых факторов. С течением времени твердения значимость такого влияния уменьшается.

Таблица 2

Влияние состава и условий твердения на прочностные характеристики вяжущего

Обозначение коэффициентов уравнений регрессии	Значения коэффициентов уравнений регрессии						
	воздушное твердение, сут				водное твердение, сут (после 3 сут на воздухе)		
	3	7	14	44	4	10	40
B0	41,19	53,87	78,85	62,32	3,18	11,63	0,10
B1	15,27	11,25	19,67	14,86	– 1,08	5,79	– 1,80
B2	– 3,73	– 8,01	–5,66	–5,57	– 2,04	– 5,14	– 0,28
B12	– 6,06	– 9,08	– 8,33	– 3,53	– 0,25	– 4,29	1,29
B11	– 4,86	– 8,46	–12,94	–10,11	2,92	2,17	1,14
B22	– 1,58	– 3,67	– 4,88	– 2,05	2,29	1,16	0,89

Для водного твердения вяжущих характер влияния исследуемых факторов во многом определяется сроками испытания, однако очевидно усиление роли содержания соляной кислоты в затворителе.

Наибольшие значения прочности образцов достигнуты при использовании комплексных затворителей, в составе которых присутствует раствор $MgCl_2$ плотностью 1,20 – 1,30 г/см^3. Предпочтительность комплексных затворителей перед раствором хлорида магния обусловлена активизацией гидратации MgO, усилением гидролитического действия затворителя по отношению к отходам обогащения магнетитовых руд. Следовательно, сочетание растворов $MgCl_2$ и HCl корректирует состав затворителя по концентрации хлорид-ионов, обеспечивает рост гидратационной активности вяжущего. Переход к затворителям с пониженным содержанием ионов магния и хлора сопровождается сокращением количества гидрооксихлоридов магния, формирующих прочный каркас камня.

Влияние состава затворителя на водостойкость вяжущего отражают данные таблицы 3. Продолжительное пребывание образцов в воде (40 сут) приводит к резкому снижению стойкости камня, по-видимому, за счет весьма ограниченной доли гидрооксида магния, уплотняющего структуру.

Таблица 3

Влияние состава вяжущих композиций на стойкость к воздействию воды

Точка эксперимента	Матрица планирования		Коэффициент стойкости, в возрасте, сут		
	X1	X2	7	14	44
1	1,13	11,6	0,28	0,35	0,24
2	1,27	11,6	0,41	0,15	0,004
3	1,13	68,4	0,26	0,15	0,09
4	1,27	68,4	0,33	0,07	0,006
5	1,30	40,0	0,47	0,07	0,002
6	1,10	40,0	0,44	0,42	0,13
7	1,20	80,0	0,16	0,10	0,04
8	1,20	0,0	0,40	0,08	0,001
9	1,20	40,0	0,22	0,04	0,001

Вяжущие, затворенные низкомагнезиальными растворами, характеризуются наибольшей и стабильной во времени водостойкостью. Вяжущие, для затворения которых использованы растворы с повышенной

концентрацией $MgCl_2$, на первом этапе испытаний имеют высокие значения коэффициента стойкости (составы 2, 4, 5, 8). С течением времени такие материалы резко снижают устойчивость к воздействию воды.

Выводы. Результаты исследований подтверждают целесообразность затворения магнезиальных вяжущих комплексным хлорсодержащим раствором. Увеличение доли хлорид-ионов в растворе позволяет повысить стойкость камня к длительному действию воды.

Литература

1. Пащенко А.А., Сербин В.П., Старчевская Е.А. Вяжущие материалы. – Киев: Вища школа, 1975. – 444 с.

ПОЛУЧЕНИЕ ОКРАШЕННОГО СТЕКЛОКРИСТАЛЛИЧЕСКОГО МАТЕРИАЛА НА ОСНОВЕ ПОЛЕВОШПАТОВОГО СЫРЬЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ МАТРИЦЫ ПЛАНИРОВАНИЯ

О.О. Николаева
Научный руководитель профессор Т.А. Хабас
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Керамика наиболее всего соответствует эмали зубов как по косметическим, так и физическим свойствам, и является бесспорно биологически нейтральной. Керамические восстановительные материалы конкурируют только лишь со сплавами золота, как с наиболее старыми материалами, использующимися в стоматологии.

Именно керамика считается наиболее химически инертным материалом, и даже компоненты - продукты износа, появляющиеся при истирании, не вызывают аллергических или токсических реакций в полости рта. В настоящее время полевошпатные фарфоры используются как материалы коронок с покровной фасеткой 1/2. Их механические свойства: G изг = 50 МПа и прочностью излома 0,7 МПа, соответствуют требованиям стандартов.

Важнейшим требованием к зубокерамическим материалам выступают требования соответствия внешнему виду смежных зубов, т.е. цвету естественных зубов. Материал должен также иметь минимальную степень износа противодействующей эмали и других восстановительных материалов. Из-за возможных изменений в состоянии лейцита, из частиц которого и состоит облицовка в течение продолжительного обжига, микроструктура должна быть термически стабильной для возможности многократных обжигов.

Лейцит является продуктом разложения калиевого полевого шпата (в частности ортоклаза) при температуре 1170°С.

Полевые шпаты – важнейшее семейство породообразующих минералов большинства изверженных горных пород, а также многих метаморфических пород (гнейсов и др.); слагают примерно 60% объема земной коры (до 50% ее массы). Полевые шпаты представляют собой изоморфные смеси алюмосиликатов K, Na и Ca; общая формула M $(Si, Al)_4O_8$, где M-преимущественно K^+, Na^+, Ca^{2+}, реже Ba^{2+}. Отношение Al:Si составляет 1:3 или 2:2, если M-соответственно одно- или двухвалентный катион. Семейство насчитывает 19 минеральных видов. Полевые шпаты относятся к силикатам с кристаллической структурой каркасного типа, это ажурные постройки из кремнекислородных тетраэдров, в которых кремний иногда замещен алюминием. Наибольший интерес для стоматологической техники представляют калиевые полевые шпаты, так как особо чистые сорта его, в том числе и ортоклаз, идут на изготовление фарфоровых зубов.

Ортоклаз – породообразующий минерал из группы полевых шпатов, химический состав ($K_2O{\cdot}Al_2O_3{\cdot}6SiO_2$). В качестве примеси содержит Na (до 8% Na_2O), реже Ba и в небольших количествах Fe, Ca, но не содержит вредных для организма примесей.

Стеклокристаллический материал на основе ортоклаза окрашивается при добавлении небольшого количества избранных оксидов металлов. Фритта после варки полевошпатового сырья с добавками оксидов редкоземельных элементов представляет собой стеклокристаллический материал, рентгеновский максимум которого соответствует началу кристаллизации лейцита (см. рис.).

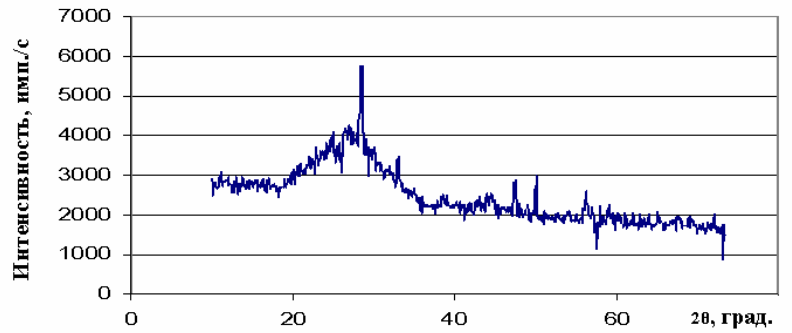


Рис.1 Рентгенограмма стеклокристаллического материала с добавкой оксида церия

Целью исследования является разработка окрашенного стеклокерамического материала на основе полевошпатового сырья с применением матрицы планирования.

Для реализации данной проблемы были решены следующие задачи:

Составлена матрица со следующими веществами, добавленных в дентин в качестве красителей: CeO_2, Pr_2O_3, Fe_2O_3, $KMnO_4$.

Синтезирован стеклокристаллический материал на основе калиевого полевого шпата с применением составленной матрицы;

Проведена обработка полученных результатов, определены коэффициенты уравнения регрессии.

По полученным коэффициентам оценено влияние добавки того или иного вещества на цвет полученных образцов.

В данном исследовании применялась лейцитовая керамика на основе полевого шпата. Использовался калиевый полевой шпат Красноярского месторождения в качестве основного сырья (в количестве около 80 мас. %). В качестве окрашивающих соединений использовались оксиды редкоземельных элементов (церий (IV), празеодим (III)) и соединения переходных элементов (железо(III), марганец). Оксид церия в качестве хромофора обеспечивает окраску пигмента в светло-коричневый цвет. Оксид празеодима вводится в состав в качестве люминесцирующей добавки. Количество вводимых добавок определялось на основании ранее проведенных экспериментов. В соответствии с матрицей планирования проводилось составление композитов с последующей термообработкой при 1200°С на воздухе. Цвет образцов определялся с помощью программы Adobe Photoshop. Длина волны цветности образцов рассчитывалась с помощью координат цветности по программе RGB.

Таблица

Сравнение полученной цветности образцов после спекания на воздухе и повторного обжига в вакууме со стандартной шкалой

№ образца	Длина волны цветового тона, нм		Шифр и наиболее близкое значение λ(нм) стандартного образца цветовой шкалы CERAMCO
	Спекание на воздухе	Повторный обжиг в вакууме	
1	617,2	620,3	
2	593,7	591,7	A - 591
3	603,3	601,7	
4	609,0	602,3	
5	708,0	702,3	
6	603,0	598,0	
7	605,6	606,7	
8	614,3	614,7	
9	651,7	647,7	
10	594,4	592,3	A - 591
11	621,3	613,3	
12	600,0	593,3	A – 591, B - 595
13	608,7	609,0	
14	586,7	588,7	C – 588, D- 585
15	599,9	600,3	
16	614,0	602,3	

Повторная термообработка образцов проводилась в стоматологической печи в вакууме. При обработке экспериментальных данных по матрице планирования рассчитывались коэффициенты уравнения регрессии.

Полученные образцы имеют цвет близкий к естественному. На основании рассчитанных коэффициентов определено, что введение добавки оксида железа способствует уменьшению длины волны, что благоприятно сказывается на цвете в данном опыте. Увеличение содержания оксида церия приводит к увеличению длины волны и придает образцам красноватый оттенок, что в данном опыте не благоприятно. Основываясь на эффектах взаимодействия можно сказать, что совместное введение максимального количества оксида церия и празеодима приводит к увеличению длины волны и также придает красноватый оттенок составу. Поэтому введение оксида празеодима в количестве 2,0% (верхний уровень) возможно только при количестве оксида церия, равном 0,5% (нижний уровень) и наоборот.

На основании проведенных исследований было проведено сравнение полученной цветности образцов после спекания на воздухе и повторного обжига в вакууме со стандартными образцами. Результат приведен в таблице.

Ориентируясь на значение длины волны импортных образцов, установлено, что наиболее стабильной после спекания на воздухе и повторного обжига в вакууме и близкой к стандартному тону окраской обладают материалы, содержащие оксиды редкоземельных элементов с сочетанием с оксидом железа.

Литература

1. Кулинич Е.А., Хабас Т.А., Верещагин В.И. Влияние нуклиаторов на качество поверхности стеклокристаллических покрытий зубных протезов // Стекло и керамика, 2005 – №10. – С. 29 – 31.
2. Луцкая И.К. Эстетическая стоматология: Справ. пособие. – Мн.: Беларуская навука, 2000. – 248 с.
3. Материаловедение в стоматологии / По ред. А.И. Рыбакова. – М.: Медицина, 1984. – 424 с.
4. Дир У.А., Хауи Р.А., Зусман Дж. Породообразующие минералы. – М., 1966. – 240 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ВОССТАНОВЛЕНИЯ БАКЧАРСКОЙ РУДЫ ТОРФОМ ВАСЮГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В.Ф. Пастухов, К.В. Черных
Научный руководитель доцент В.С. Архипов
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Предпосылкой для использования торфа в качестве металлургического топлива послужило благоприятное сочетание бакчарских железных руд и расположенных в непосредственной близости от месторождения железной руды больших ресурсов торфа Васюганской торфяной базы. При этом появляется возможность организации химико-металлургического комбината, где торф будет служить металлургическим топливом, а продукты его переработки (газ, смола) – химическим сырьем, источником энергии, минеральных удобрений, ядохимикатов и т.д.

Сырьевой базой для обеспечения торфом металлургического производства на Бакчарской железной руде могут служить торфяные месторождения, расположенные в пределах Бакчарской болотной провинции, в основном, на территории Бакчарского района Томской области. Заболоченность большей части провинции приближается к 30%. На отдельных участках водораздельных равнин рек Иксы, Бакчара, Парбига, Кенги, Чузика она увеличивается до 50 и даже до 70%. Мощные протяженные болотные системы водоразделов составляют характерную особенность Бакчарской болотной провинции.

Весь главный водораздел Обь – Иртыш занят Большим Васюганским болотом, причем к северу от его гребня расположены верховые сфагновые торфяники, к югу – низинные гипновые, гипново-осоковые, частично лесные.

Особенностью стратиграфии залежи большинства массивов является двуслойность строения и соответственно распространение разнотипных залежей. В этом случае придонные слои залежи образованы низинными осоковыми, гипновыми, осоково-гипновыми, осоково-сфагновыми, древесно-осоковыми, древесно-гипновыми, древесно-пушицевыми, древесными видами торфа. Из переходных видов торфа чаще представлены сфагновый, осоково-сфагновый, пушицевый, древесный. Верхние слои залежи образованы верховым фускум или комплексным торфом. На долю верхового торфа приходится 40%, низинного – 35 %, переходного 25% их запасов в провинции.

Основные ресурсы торфа Бакчарской болотной провинции сосредоточены на протяженных водораздельных массивах Васюганского месторождения. На месторождениях водоразделов преобладают верховые залежи (фускум, магелланикум, комплексная), занимающие обычно центральную часть торфяного массива. Нередко верховые залежи содержат до 80% всех запасов торфа на месторождении. Смешанные и переходные залежи разбросаны локально по периферии месторождения и на контакте с низинной залежью. Низинные залежи формируются вблизи болотных водотоков. В структуре запасов они обычно занимают не более 10%. В случае, если водораздельное месторождение распространяется в долину реки низинные залежи могут преобладать в запасах месторождения (участок Югинское Васюганское месторождения). Среди низинных залежей преобладают осоковые, топяные, лесо-топяные.

В строении залежей месторождений водоразделов принимают участие все типы торфа. Среди них преобладают верховые виды, содержание которых доходит до 50% и выше. Наиболее распространены фускум, магелланикум и комплексный виды торфа. Доля переходных видов также довольно значительна. Нередко они составляют 30% и более от общих запасов месторождения. Среди переходных видов торфа распространены осоково-сфагновые, древесно-осоковые, осоковые. Низинные виды торфа составляют обычно 20% запасов, но иногда их содержание может быть значительно выше (участок Югинское Васюганского месторождения). Среди низинных видов преобладают осоковый, древесно-осоковый. Осоково-гипновые и гипновые виды нехарактерны для месторождений водоразделов.

Первоочередной базой обеспечения торфом потребностей металлургического производства может служить участок Большого Васюганского болота, протянувшийся по междуречью р. Бакчар – Икса от их истоков на север до впадения в р. Чая (Бакчарское болото). О запасах и составе торфа на этом болотном массиве можно судить по данным «Гипроторфразведки» 1962 и детальной разведки участка № 5 у с. Красный Бакчар [1]. Северная половина этого массива, расположенная к северу от дороги Мельниково – Бакчар занимает площадь в границах промышленной глубины залежи (0,7 м) 85,4 тыс.га, а прогнозные запасы торфа 40% влажности – 213 млн. т. [2]. В строение залежей уч. №5 при с. Кр. Бакчар принимают участие 38 видов торфа всех типов [1]. Верховой торф, составляющий 24% общих запасов, представлен фускум, магелланикум и ангустифолиум торфом. Преобладающий на участке переходный торф (52% запасов) представлен осоково-сфагновым, осоковым, древесно-осоковым, древесно-сфагновым и сфагновым видами. Среди низинных торфов (18 % запасов) преобладают осоковый, древесно-осоковый и древесный виды. Среди верховых торфов преобладает торф низкой степени разложения. Переходный торф средней степени разложения распространен по всей площади участка №5. Это сырье преобладает в верховой, переходной и смешанной залежах, формируя средние и нижние слои.

Применение торфа как металлургического топлива изучалось в ТПИ в 1960-70 гг. [3]. При этом применение торфа позволяло решить 2 технологические задачи: окускование рыхлых руд и их концентратов и металлизацию руды. Эти задачи реализовались через получение торфорудных формовок или топливно-плавильных материалов (ТПМ), т.е. кускового материала, содержащего в своем составе топливо и железную руду в необходимых соотношениях. Введение в сырую торфомассу частиц минерального наполнителя оказывает существенное влияние на структуру торфорудного материала и величину усадки в процессе сушки. Варьирование состава смеси, вида торфа и дисперсности руды позволяет оптимизировать металлургические свойства торфорудных материалов. В этих работах использовали в качестве руды магнетитовый концентрат с

Абагурской аглофабрики (г. Новокузнецк) и низинный торф месторождения Таган (пос. Тахтамышево Томского района). Эти исследования показали принципиальную возможность использования торфа как металлургического топлива в процессах прямого восстановления.

Целью данной работы является изучение технологических показателей процесса получения торфорудных материалов и их последующей металлизации.

В качестве сырья использовали Бакчарскую железную руду, отобранную в октябре 2007 г. методом скважинной гидродобычи (пос. Полынянка Бакчарского района). Руда представляет собой бурый железняк, в основном, состоящий из округлых темно-коричневых зерен гидрогетита с размерами зерен 0,1–1,2 мм. Содержание железа в руде по предварительным оценкам составляет 39%. Топливом и связующим для получения ТПМ служил переходный осоковый торф, отобранный на участке Васюганского торфяного месторождения (Бакчарское болото) вблизи пос. Полынянка. Торф характеризуется высокой степенью разложения R = 45% и низкой зольностью Ad = 4,2 %

Для получения ТПМ руду измельчали под сито 0,5 мм, а торф подсушивали до влажности 79% и предварительно усредняли в шнековом измельчителе. Состав торфорудной смеси рассчитывали исходя из следующих предпосылок:

восстановление окиси железа руды углеродом торфа протекает по реакции: $Fe_2O_3 + 3C=2Fe+3CO$;

содержание в руде железо общего составляет 40%;

содержание в торфе нелетучего углерода – 30%.

Исходя из стехиометрии реакции восстановления, на полное восстановление 2-х молей окисленного железа до металлического требуется 3 г – моля углерода или для получения 112 г железа необходимо 36 г углерода, т.е. 120 г сухого торфа. Этот состав принимаем за стехиометрический. В процентном выражении он соответствует составу сухой смеси – руда 70%, торф 30%. В некоторых металлургических процессах используется частично восстановленное железорудное сырье. В таких случаях, соответственно, расход восстановителя будет ниже, чем в стехиометрическом составе.

Для испытаний выбраны 2 соотношения руда-торф:

- стехиометрическое, из расчета полного восстановления железа руды до металла (70% руды в сухой смеси);
- с недостатком торфа 0,5 от стехиометрического (85% руды в сухой смеси).

Перемешивание торфорудной смеси проводили в 2 приема: предварительное распределение порций руды в сырой массе торфа и окончательное интенсивное 2-х кратное перемешивание в шнековом смесителе. Из полученной массы формовали цилиндрические образцы диаметром 3,4 см и высотой 2-3,5см.

Полученные образцы высушивали в мягких условиях естественной сушки в помещении лаборатории до воздушно-сухого состояния.

Восстановление образцов проводили при нагреве в реторте со скоростью 5% мин. до температур 500, 600, 700, 800, 900, 1000°С. Затем образцы охлаждали в атмосфере азота и определяли их размеры, вес и прочность на раздавливание. Кроме того, в восстановленных образцах определяли содержание золы (по ГОСТ 1136-83), выход летучих (по ГОСТ 6382-80) и степень восстановления окислов железа руды (по ГОСТ 23581.18-81; ГОСТ 26482-90; ГОСТ 23581.3-79).

При нагревании торфорудных материалов протекают 2 группы реакций: термическое разложение торфа и восстановление окислов железа. Причем первый процесс, в основном, протекает при температуре 300 – 500°С, а восстановление окислов железа начинается при более высоких температурах. До температуры 800°С степень восстановления невелика, что связано с переходом Fe(III)→Fe(II). Металлическое железо появляется при более высоких температурах. При нагреве происходит уменьшение размеров образцов (усадка) и снижение прочности. Особенно хорошо выражены эти изменения на образцах с недостатком торфа. Из двух исследованных составов более прочными оказались образцы стехиометрического состава.

Литература

1. Инишева Л.И., Архипов В.С., Маслов С.Г., Михантьева Л.С. Торфяные ресурсы Томской области и их использование. – Новосибирск: Наука, 1995. – 88 с.
2. Лисс О.Л., Абрамова Л.И., Аветов Н.А. и др. Болотные системы Западной Сибири и их природоохранное значение. – Тула: Гриф и К, 2001. – 584 с.
3. Смольянинов С.И. Комплексное использование торфа в химико-металлургическом процессе на базе бакчарских руд // Итоги исследований по химии за 50 лет 1917–1967: Труды межвузовской научной конференции. – Томск: Изд-во ТГУ, 1968. – с. 90 – 98.

СПОСОБ ИЗГОТОВЛЕНИЯ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫХ ЖЕЛЕЗОБЕТОННЫХ ШПАЛ ИЗ ОТХОДОВ ГОРНОМЕТАЛЛУРГИЧЕСКОГО ПРОИЗВОДСТВА

Я.К. Подоликов

Научный руководитель профессор В.В. Сенкус

Новокузнецкий институт – филиал Кемеровского государственного университета, г. Новокузнецк, Россия

В работе рассматривается новая конструкция железобетонной шпалы, технологии ее изготовления с использованием хвостов горнометаллургического производства Абагурская обогатительная фабрика (г. Новокузнецк).

Предприятия горнорудной промышленностей создают негативные техногенные воздействия на окружающую среду, основной формой которого является твердые отходы в виде больших масс извлекаемых

горных пород. Решением проблемы может быть внедрение новой технологии изготовления из отходов горнометаллургического производства железнодорожных железобетонных шпал [1].

В связи с этим работа является актуальной, позволяет решить задачи снижения уровня негативного воздействия на окружающую среду и уменьшения себестоимости шпал.

Анализ результатов исследований сырьевой базы и основных характеристик отходов промышленных производств показал возможность их использования как инертных заполнителей твердеющих смесей. В качестве заполнителя в разрабатываемых составах предполагаются: известняк, горелые породы шахтных отвалов, породы шахт, отходы углеобогащения, отходы Абагурской аглофабрики (г. Новокузнецк), представленные хвостами обогащения и шламом хвостохранилища в котором находится более 50 млн. т.

Анализ литературных источников показал, что в настоящее время используются несколько способов изготовления железобетонных железнодорожных шпал из отходов, основными недостатками которых являются: использование дорогостоящих лесоматериалов, резиновой крошки, композитных связующих и отсутствие противосдвиговых выступов на основания шпалы, которые повышают устойчивость шпалы [2].

Для решения поставленной задачи боковые приливы выполняют в форме трапеции по сечению шпалы, на одной ее стороне и располагают на концах шпалы, при этом плоскости торцов приливов имеют угол наклона к верхней плоскости основания равный углу наклону плоскости бока шпалы к плоскости нижнего основания, а длина боковых приливов равна расстоянию укладки шпал, а на основании обоих концов шпалы и боковых приливов формируют противосдвиговые приливы, имеющие форму прямоугольных треугольников с длиной катетов равной ширине основания шпалы.

Устойчивая железнодорожная шпала имеет трапециевидную форму с расширением у основания. Для повышения горизонтальной устойчивости на одной боковой стороне шпалы выполняют приливы, плоскость торцов которых имеют углы наклона к горизонтальной плоскости α равные углу наклона плоскости бока шпалы к основанию β, а длина соответствует расстоянию укладки шпал. На основании боковых приливов и концов шпал формируют противосдвиговые приливы, имеющие форму прямоугольного треугольника, длина катетов которого равна ширине основания шпалы.

Устойчивость железнодорожной шпалы обеспечивается в горизонтальной плоскости шириной основания и боковыми приливами шпалы, а сдвиг предотвращают приливы на основании концов шпал и боковых приливов.

Способ изготовления устойчивой железобетонной шпалы с использованием отходов горно-металлургического производства, отличается тем, что железобетонная смесь приготавливается из цемента марки портландцемент 10-15 % от массы заполнителя, в качестве которого используется гравийный щебень с размером кусков 10-20 мм – 25 %, неактивированные хвосты обогатительных фабрик горнометаллургического производства с гравием с размером частиц 3-10 мм – 75 % и воды в соотношении 50 % от массы связующего [3].

Реализация способа поясняется рисунком.

Приготовленный тяжелый бетон из принудительного смесителя 1 насосом 2 через штуцер 3 и заливочные отверстия 4 подают под давлением в подготовленную форму многоразового пользования 5, состоящую из двух полуформ, где располагаются напряженная арматура и закладные, а также производится его уплотнение с помощью вибраторов 6.

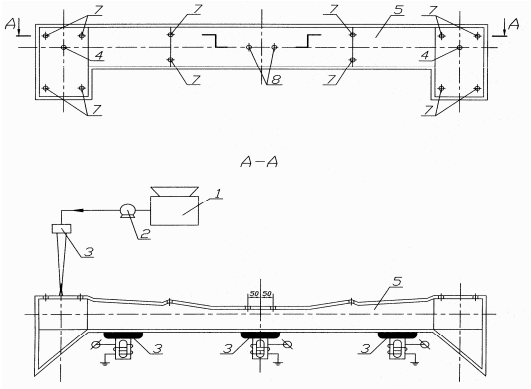


Рис. Устойчивая железнодорожная железобетонная шпала

Заливочные отверстия 4 располагают в верхних точках верхней полуформы на пересечении осей шпалы и боковых приливов, а воздуховыпускные отверстия 7 располагают в углах верхней полуформы, при этом два воздуховыпускных отверстия 8 по продольной оси шпалы, смещенных вправо и влево на равные расстояния 50-60 мм относительно поперечной ее оси.

Для технологичности выемки готового изделия верхняя и нижняя полуформы стыкуются по краям горизонтальной плоскости основания и наклонных плоскостей боковых приливов [4].

Внедрение способа изготовления устойчивой железнодорожной шпалы с использованием отходов горнометаллургического производства позволяет снизить расход цемента, естественного заполнителя и затраты на производство. Экономическая эффективность разработанной технологии составит от 2 млн. 320 тыс. руб. до 6 млн. 960 тыс. руб. в год.

Для подтверждения эффективности предложенной технологии были проведены исследования проб пород хвостохранилищ ОАО «Евразруда» Абагурский филиал в количестве 2-3 кг. Отобраны три пробы из трех

хвостохранилищ. Для изучения свойств горнометаллургических отходов, были изготовлены девять цилиндрических матриц диаметром 70 мм и высотой 80 мм, в которые заливается однородный раствор пробы с различным количеством цемента.

В качестве наполнителя к цементу шлакопортланд ШПЦ 400, использовались хвосты «ОАО Евразруда» Абагурский филиал. В результате проведения работ получаю три серии образцов с концентрацией цемента 20%, 30%, 40%.

При подвижности бетонной смеси менее 10 см или жесткости менее 11 с форму с уложенной бетонной смесью жестко закрепили на лабораторной виброплощадке и дополнительно уплотнили, вибрируя до полного уплотнения, характеризуемого прекращением оседания бетонной смеси, выравниванием ее поверхности, появлением на ней тонкого слоя цементного теста и прекращением выделения пузырьков воздуха.

При изготовлении образцов из бетонной смеси жесткостью 11 с и более на форме закрепили насадку. Форму с насадкой жестко закрепили на лабораторной виброплощадке и устанавили на поверхности смеси пригруз, обеспечивающий давление 4±0,5 кПа, и вибрировали до прекращения оседания пригруза.

После окончания укладки и уплотнения бетонной смеси в форме верхнюю поверхность образца заглаживают мастерком или пластиной. Образцы застывали в течение четырех недель в проветриваемом помещении без попадания на них прямых солнечных лучей.

Исследования на прочность проводились в испытательном центре СМИК «Кузбасс».

По полученным данным можно выделить пик нагрузки у образцов со второго хвостохранилища, что можно объяснить длительностью хранения отходов на первом хвостохранилище, которые потеряли часть своих адгезионных свойств под действием атмосферных осадков.

На третьем хвостохранилище адгезионные свойства отходов не дают проявлять глинистые породы, которые со временем вымываются.

Анализ твердых промышленных отходов различных отраслей и их запасов, технологий изготовления железнодорожных железобетонных шпал и способов сборки рельсошпальных решеток позволяет сделать следующие выводы:

Нормативами на изготовление железнодорожных железобетонных шпал допускается использование до 10 % отходов горно-металлургической и энергетической промышленности размером 0-5 мм.

Ситовый состав отходов: 0-5 мм – 60-70%, 5 мм – 30-40%. Техника производства железобетонных шпал допускает использования отходов производства с размером частиц 0-5 мм до 10% от массы щебня фракции 5-20 мм, а больших размеров до 20% от массы щебня фракции 5-20 мм, поэтому в составе шпалы может присутствовать 20 % отходов от общей массы бетона, что составит 50,7 кг от его массы.

Механическая активация отходов позволяет снизить количество используемого цемента до 5%, повысить его максимальную прочность в 1,5 раза и сократить время схватывания на одну четверть.

Рассмотренные технологические схемы изготовления железобетонных шпал могут быть применены для их производства.

В результате анализа полученных данных и литературных источников разработаны следующие рекомендации по изготовлению железобетонных железнодорожных шпал из отходов горнометаллургического производства.

Наиболее подходящим сырьем для производства железобетонных железнодорожных шпал являются: хвосты мокрого обогащения железной руды второго хвостохранилища «ОАО Евразруда» Абагурский филиал;

Для использования хвостов третьего хвостохранилища необходим 10 летний срок вылежки, т.к. адгезионные свойства отходов не дают проявлять глинистые породы, которые со временем вымываются;

Хвосты первого хвостохранилища мало пригодны по своим свойствам для производства железобетонных железнодорожных шпал, и вдобавок на первом хвостохранилище производится складирование бытовых отходов;

Для увеличения адгезионных свойств сырья, необходимо производить глубокое измельчение на шаровых мельницах.

Литература

1. Горшков А.М. Утилизация отходов горнодобывающих и перерабатывающих предприятий при возведении твердеющего закладочного массива: Автореферат. Дис. … канд. техн. наук. – М., 1998. – 145 с.
2. Николаев А.Л. Технологии основных производств в природопользовании. – Новокузнецк, 2003. – 158 с.
3. ГОСТ 10178-85. Портландцемент и шлакопортландцемент. Технические условия. – Взамен ГОСТ 10178-76; Введ. 1987–01–01. – М.: Госстандарт России. Изд-во стандартов, 1991. – 5 с.
4. Химия твердых тел: науч.-технич. журн. // Учредитель СО РАН. – М., 2002. – №3. – С. 120.

ЦЕОЛИТЫ – ПЕРСПЕКТИВНОЕ СЫРЬЕ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ

Ю.В. Поплетнева
Научный руководитель доцент О.В. Казьмина
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время все большее значение приобретают теплоизоляционные материалы способные эффективно выполнять свои функции по сбережению энергетических ресурсов. Для России разработка и производство современных высокоэффективных теплоизоляционных материалов особенно актуально. Одним из таких материалов, обладающий рядом преимуществ перед другими аналогичными, является пеностекло.

Пеностекло – это ячеистый блочный строительный материал, получаемый спеканием смеси тонкоизмельченного стеклянного порошка с газообразователем. С физической точки зрения пеностекло представляет гетерогенную систему газообразной и твердой фаз, в которой газообразная фаза может занимать более 90 % всего объема материала. Пеностекло удовлетворяет всем основным требованиям мирового строительного рынка. Является экологически чистым и пожаробезопасным (негорючим) материалом. Пеностекло не подвержено коррозии, гниению, что делает его долговечным [1].

К сожалению, до настоящего времени, несмотря на очевидные достоинства пеностекла, оно не нашло сколько-нибудь широкого использования в России. На сегодняшний день есть только экспериментальные печи малой мощности в Томске, Перми, Нижнем Новгороде, Владимире, где пытаются восстановить утерянные секреты производства блоков из пеностекла. Планируется запустить линию по производству пеностекла в Омске. Реально такие предприятия должны быть в каждом крупном индустриальном городе для обеспечения местного строительства теплоизоляционными материалами такого профиля.

Сложившаяся ситуация объясняется отсутствием дешевого и надежного источника сырья. Традиционная технология получения пеностекла порошковым методом, разработанная И.И. Китайгородским и Б. Лонгом, относится к достаточно сложным и энергоемким производствам и предполагает использование вторичного стеклобоя или процесс варки специального стекла, которое является относительно дорогим сырьем. Вторичный стеклобой, в свою очередь, считается ненадежным источником с непостоянным химическим составом при разнородных производителях. Кроме того, в России очень остро стоит проблема дефицитности стеклобоя. Это является результатом неразвитой системы утилизации отходов вторичного производства [2].

В связи с этим стоит вопрос о разработке альтернативных технологий изготовления пеноматериалов с частичным или полным замещением стеклопорошка природными алюмосиликатными породами. Исследования показали перспективность получения высококачественного пеностекла из цеолитсодержащих пород, в том числе и пород со средней и низкой степенью минерализации (10-15 %). Большое значение, в данном случае, имеет способность породы вспучиваться при высоких температурах 1000–1100°С [3].

Цель данных исследований – получение пеностеклокристаллических материалов на основе алюмосиликатного сырья, по свойствам не уступающих пеностеклу, а также снижение температуры вспучивания до 850 °С. В качестве объекта исследования выбрана цеолитсодержащая порода Сахаптинского месторождения, химический состав которой приведен в таблице 1.

Таблица 1

Химический состав цеолитсодержащей породы Сахаптинского месторождения

Содержание оксидов в масс. %								
SiO_2	Al_2O_3	Fe_2O_3	CaO	MgO	K_2O	Na_2O	Δmпр	Сумма
63,12	13,26	2,38	3,50	1,75	3,07	1,04	11,88	100,00

Цеолиты – это каркасные алюмосиликаты, в структуре которых имеются сообщающиеся между собой полости, занятые катионами различных элементов (чаще щелочных и щелочноземельных) и молекулами воды, способными свободно удаляться и поглощаться структурой, благодаря чему происходит ионный обмен и обратимая дегидратация без разрушения структуры. Традиционные области использования природных цеолитов связаны с ионообменными и адсорбционными свойствами и представлены в основном двумя направлениями – промышленная экология и сельское хозяйство.

По современным данным, природные цеолиты относятся к типичным минеральным породам Сибири и Дальнего Востока и сложены в основном минералами ряда гейландит – клиноптилолит. Сахаптинская порода принадлежит к вулканогенно-осадочному диагенетическому типу пород, ее минеральный состав по данным рентгенофазового анализа представлен следующими минералами: клиноптилолит, гейландит, кварц, монтмориллонит, полевой шпат, слюда (рис.1).

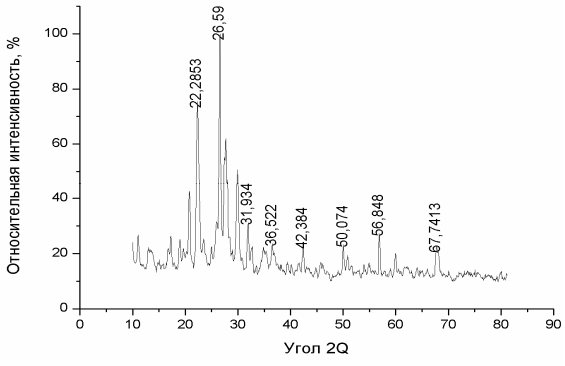


Рис.1 Рентгенограмма цеолитсодержащей породы

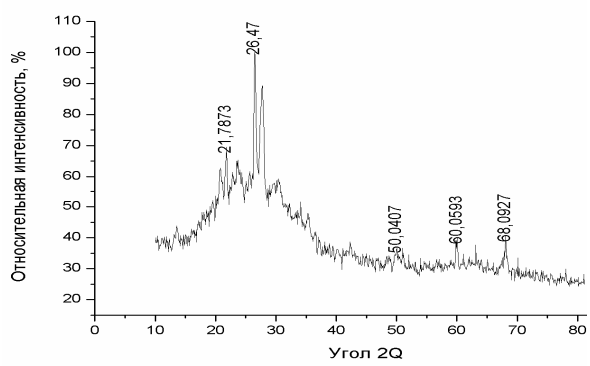


Рис.2 Рентгенограмма спека породы с содой

Согласно разработанной технологии получения пеностеклокристаллических материалов на основе природного и техногенного сырья, первоначальным этапом является получение фритты. Для этого предварительно приготовленная смесь цеолитизированной породы и соды обжигается до получения спека

определенного состава. Далее спек измельчается с добавлением газообразователя, в качестве которого был использован древесный уголь, и вспенивается при температуре порядка 850°С.

Результаты рентгенофазового анализа спека, полученного из смеси цеолита и соды, показали наличие стекловидной фазы, представленной на рис.2 в виде аморфного гало, а также незначительное присутствие кристаллических фаз, таких как кварц, клиноптилолит.

Техническим результатом проведенных исследований является снижение температуры вспенивания до 800 – 850ºС и получение материала с водопоглощением порядка 6% и механической прочностью до 6,25 МПа. В таблице 2 приведена сравнительная характеристика пеностеклокристаллического материала с такими пористыми материалами, как пеностекло, полученное по традиционной технологии, и Сибирфом. Сибирфом – это обобщенное название широкого ряда пористых материалов с однородной и брекчиевидной текстурой, изготовленных из цеолитсодержащих пород при высокотемпературном нагреве (1000 – 1200ºС) за счет их природной способности к термоактивированному вспучиванию или с использованием искусственных газообразователей. Он представляет собой пористый алюмосиликатный материал типа пеностекла – пенокристаллита с низкой плотностью, замкнутой пористостью (диаметр пор 0,5-5 мм), высокой механической прочностью при сжатии и на изгиб, теплоизолирующий (коэффициент теплопроводности 0,06-0,28 Вт/м·К), негорючий. Он морозостоек, огнестоек, не размокает в воде, экологически безвреден, легко обрабатывается под любой профиль, имеет оригинальные декоративные качества (цветовые и текстурные).

Таблица 2

Сравнительная характеристика пористых материалов

Физико-механические характеристики	Пеностекло	Сибирфом	Пеностеклокристаллический материал
Прочность, МПа	0,8 – 4,5	3,5 – 6,0	0,96 – 6,25
Плотность, г/см^3	0,15 –0,2	0,4 – 0,5	0,60 – 0,65
Водопоглощение	Не выше 5	3,0 – 6,0	5,0 – 6,0

Проведенные исследования показали, что для организации производства пеностеклокристаллических материалов, не уступающих по свойствам пеностеклу, цеолитизированная порода может быть использована в качестве сырьевой базы. Опробованный газообразователь, в количестве 1% от массы шихты является достаточным для получения пеностеклокристаллического материала.

Технология получения пеностеклокристаллического материала может быть реализована в реальных условиях на стандартном оборудовании. Производство таких материалов является экономически выгодным с точки зрения энергозатрат, а также за счет использования более дешевых и доступных сырьевых материалов.

Литература

1. Демидович Б.К. Пеностекло. – Минск: Наука и техника, 1975. – 247 с.
2. Китайгородский И.И. Кешишян Т.И. Пеностекло. – М.: Промстройиздат, 1953. – 78 с.
3. Шилл Ф. Пеностекло (производство и применение). – М.: Стройиздат, 1965. – 307 с.

КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ ПРИГОДНОСТИ КАОЛИНОВОГО СЫРЬЯ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ АЛЮМОСИЛИКАТНЫХ ПРОППАНТОВ

А.А. Решетова
Научный руководитель профессор Т.В. Вакалова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время в нефтегазодобывающей отрасли в разработку широко вовлекается трудноизвлекаемые запасы нефти, приуроченные к низкопроницаемым, слабодренируемым, неоднородным и расчлененным коллекторам. Достаточно отметить, что только на территории Сибири доля низкопроницаемых коллекторов составляет более 80 % от общего числа. Одним из эффективных методов повышения продуктивности скважин, вскрывающих такие пласты, и увеличения темпов отбора нефти из них является гидравлический разрыв пласта. Сущность этого метода заключается в закачивании под большим давлением вязкой жидкости в нефте- и газоносные пласты, в результате чего в пласте образуется трещина, в которую проникает жидкость. Для сохранения трещин в разомкнутом состоянии в закачиваемую жидкость добавляют мелкодисперсные сферические гранулы (проппанты), которые, проникая с жидкостью в трещину и, заполняя ее, создают прочный расклинивающий каркас с высокой проницаемостью для нефти и газа. Таким образом, проппанты должны отличаться способностью выдерживать высокие пластовые давления и противостоять корродирующему действию агрессивной среды (кислых газов, солевых растворов).

Керамические проппанты различаются по составу и по ряду свойств, в том числе по плотности и прочности, подразделяясь на легковесные (насыпная плотность не более 1,54 г/см^3) со средней прочностью и тяжелые (насыпная плотность более 1,54 г/см^3) с высокой прочностью. Керамический проппант соответствующего состава и свойств должен быть подобран для каждого нефтяного (газового) месторождения на основании конкретной глубины и ширины разрыва пласта. В частности, преимущества проппантов малой плотности ощутимы в среде низкой и средней вязкости, легче проводимой через проппантовой слой. Такие

проппанты наиболее эффективны в скважинах с низким и средним давлением и малоэффективны в скважинах с высоким давлением [1].

В настоящее время на территории России практически нет производств, выпускающих керамические проппанты, в связи с чем предприятия отечественной нефтегазодобывающей отрасли вынуждены закупать такие керамические материалы за рубежом, поэтому тематика работы весьма актуальна и своевременна.

Главной проблемой при разработке технологии керамических проппантов является обеспечение таких взаимно конкурирующих свойств гранулированного материала, как его высокая прочность при сохранении низких значений насыпной и кажущейся плотности.

Обычно в состав массы для получения проппантов входит глинозем и кремнезем, содержание которых влияет на качественные характеристики гранул. Глинозем увеличивает прочность, кремнезем влияет на эластичность материала, что в совокупности позволяет получить сферические гранулы для последующего спекания. Эти компоненты вводят в шихту с помощью алюмосиликатного сырья с содержанием Al_2O_3 больше 28% (глины, каолины, бокситы и их смеси) и техногенные отходы (золы уноса) в виду их доступности и низкой стоимости. Кроме того, в настоящий момент ведутся разработки по расширению сырьевой базы проппантов на основе волластонита, форстерита, клиноэнстатита и др. [2].

В Урало-Сибирском регионе сосредоточены крупные месторождения достаточно качественного огнеупорного глинистого сырья, которое может быть использовано в производстве алюмосиликатных керамических проппантов. С этой целью в данной работе опробовалось использование продуктов сухого обогащения отечественных каолинов Кампановского месторождения Красноярского края и месторождения «Журавлиный Лог» Челябинской области. За объект сравнения выбирался зарубежный высококачественный, широко применяемый в различных керамических технологиях каолин Просяновского месторождения (Украина).

Особенностью каолина-сырца Кампановского месторождения является сосредоточение железистых и титансодержащих примесей (до 2,5 %) преимущественно в тонкодисперсных фракциях, что независимо от способа обогащения (сухого или мокрого без химического обогащения) и степени обогащения определяет его бесперспективность для использования в технологиях керамики с белым черепком. Кроме того, присутствие в циклонных продуктах повышенного содержания (до 25-30%) измельченного кварца обеспечивает повышение температуры их полного спекания более 1400 ^oC.

По минералогическому составу необогащенный каолин Просяновского месторождения представляет собой смесь каолинита и кварца с незначительной примесью серицита, лимонита, рутила, кальцита и циркона.

Основными породообразующими минеральными компонентами каолина «Журавлиный Лог» являются кварц и каолинит с галлуазитом. Содержание кварца в каолине-сырце месторождения Журавлиный Лог 35-70 %, в обогащенном каолине содержание свободного кварца не превышает 3-5 %.

В качестве исходного алюмосиликатного сырья в работе применялись промышленно обогащенные каолины указанных месторождений.

По химическому составу в зависимости от содержания Al_2O_3 и Fe_2O_3 в прокаленном состоянии все исследуемые каолины месторождений Просяновское и Журавлиный Лог относятся к группе основного глинистого сырья (содержание Al_2O_3 более 40 %) с невысоким содержанием красящих оксидов, в то время как кампановский каолин отличается повышенным содержанием примесей (табл. 1).

По данным рентгенографии все три каолина каолин представляют собой полиминеральную породу, тонкодисперсная (глинистая) часть которой представлена каолинитом, о чем свидетельствуют интенсивные, хорошо разрешенные рентгеновские рефлексы с dα/n – 0,714; 0,357; 0,256 нм и др., с некоторым содержанием гидрослюды типа иллита (dα/n – 1,04; 0,448; 0,256 нм). Грубодисперсная (неглинистая) каолинов сложена, в основном, кварцем (dα/n – 0, 424; 0,334; 0,229 нм).

Таблица 1

Химический состав каолина исследуемых каолинов

Вид каолина	Содержание оксидов, %								
	SiO_2	Al_2O_3	TiO_2	Fe_2O_3	CaO	MgO	K_2O	Na_2O	Δmпрк
просяновский	46,42	37,71	0,64	0,67	0,45	следы	0,65	0,22	13,04
журалиноложский	47,06	36,29	0,21	1,01	0,80	0,20	0,73	0,29	13,01
кампановский	49,82	31,91	1,03	2,30	0,68	1,42	1,36	0,13	11,35

Сопоставление данных химического и рентгенофазового анализов позволяет расчетным способом количественно оценить минералогический состав используемых каолинов (табл. 2).

К настоящему времени достоверно доказано, что свойства глин определяются не только их минеральным составом, но и степенью кристалличности глинообразующих минералов, оцениваемой по величине индекса кристалличности каолинита по Хинкли., который определяется по сумме высот двух рефлексов рентгеновской дифрактограммы, отвечающих плоскостям (hkl) I I 0 и I I I к общей высоте, характерной для области дифракционных углов 2θ от 18 до 24 градусов. В данном случае индекс кристалличности основного глинообразующего минерала просяновского каолина, равный 1,2, и каолина месторождения «Журавлиный Лог», равный 0,9 (табл. 2), указывают, соответственно, на высокую и среднюю степень упорядоченности кристаллической решетки каолинита, что визуально подтверждается данными электронной микроскопии, свидетельствующими о четкой огранке частиц каолинита.

Таблица 2

Характеристика исследуемых каолинов в исходном и обожженном состояниях

Свойства	Разновидность каолина		
	просяновский	журавлиноложский	кампановский
Фазовый состав каолина, мас. %:			
каолинит	95,5	91,9	80,8
кварц	2,0	4,8	12,2
другие минералы	2,5	3,8	7,0
Индекс упорядоченности	1,2	0,9	0,6
Размер частиц, мкм	0,5 – 2	0,5 - 2	1 - 3
Содержание оксидов в прокаленном состоянии, мас.%, в т.ч.:			
Al_2O_3	43,5	41,9	36,0
Fe_2O_3+ TiO_2	1,5	1,4	3,8
K_2O+ Na_2O	1,0	1,2	1,7
Температура полного спекания, ^oC	1400	1400	1300
Прочность на сжатие в спеченном состоянии, МПа	не опр.	102	82,5

Получение керамических проппантов из исследуемых каолинов осуществлялось по технологической схеме, включающей операции брикетирования шихты, термообработку брикетов при температуре 850^{o}C, помол продукта термообработки до размера частиц менее 10 мкм, гранулирование до насыпной плотности 0,8 -0,9 г/см^3 (в сухом состоянии) с использованием в качестве увлажняющей и пластифицирующей добавки 0,3 % раствора органического связующего (карбоксиметилцеллюлозы), в количестве, обеспечивающим влажность материала 16 - 26%, промежуточный рассев, спекающий обжиг в интервале температур 1450 – 1500^{o}C, окончательный рассев на товарные фракции проппантов.

На полученных обожженных гранулах фракциями 12/20, 16/20, 20/40 определялись прочность на сжатие, насыпная масса, сферичность и округлость гранул (табл. 3).

Таблица 3

Характеристика проппантов из исследуемых каолинов

Разновидность каолина	Фракция (типо-размер)	Насыпная плотность сухих гранул, г/см3	Темпера-тура обжига, ^{0}C	Насыпная плотность обожженных гранул, г/см^3	Доля разрушенных гранул при давлении 52 МПа, %	Требования ГОСТ,% разрушенных гранул	Сферичность и округлость гранул
просяновский	20/40	0,77	1450	1,52	5,5	6	0,8-0,9
	16/20	0,80		1,55	16,0	20	
Журавлин-ложский	20/40	0,78	1450	1,41	25,4	6	0,8-0,9
	16/20	0,80		1,38	39,9	20	
	20/40	0,78	1500	1,45	6,3	6	
	16/20	0,80		1,45	17,0	20	
кампановский	20/40	0,82	1500	1,37	21,3	20	0,8-0,9

Таким образом, прочность керамических проппантов определяется степенью развитости процессов фазообразования, в частности, полнотой протекания процессов синтеза кристаллической (муллита) и аморфной (стекловидной) фаз. В частности увеличение количества стеклофазы снижает выход муллита и, следовательно, уменьшает прочность керамики.

Основными критериями использования каолинов для получения алюмосиликатных керамических проппантов являются следующие: содержание каолинита в каолине должно быть не менее 90 %; содержание свободного кварца – не более 5 %; содержание щелочных оксидов, ответственных за образование стеклофазы - не более 1,2 %; прочность на сжатие в спеченном состоянии – не менее 100 МПа.

Литература

1. Каневская Р.Д. Зарубежный и отечественный опыт применения гидроразрыва пласта. – М.: ВНИИОЭНГ, 1998. – 40 с.
2. Можежерин В.А., Новиков А.Н., Сибирев С.П. Российские пропанты для гидроразрыва пласта // Нефтяное хозяйство. – М., 2001. – №1. – С 56 – 58.

ФАЗОВЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ ПРИ НАГРЕВАНИИ ПРИРОДНОГО И ТЕХНОГЕННОГО ВЫСОКОКРЕМНЕЗЕМИСТОГО СЫРЬЯ

Н.А. Сенник, Н.П. Шляева

Научный руководитель профессор Т.В. Вакалова

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Основные тенденции современного развития науки и техники предполагают использование керамических материалов с высоким уровнем функциональных свойств.

Перспективность кальций-силикатной керамики с волластонитовой кристаллической фазой определяется ее повышенными механическими свойствами, низкой теплопроводностью, высокой термостойкостью и др., что позволяет использовать ее при производстве теплоизоляционной керамики для футеровки литейной оснастки и тепловых насадок в металлургии цветных металлов, главным образом для получения первичного алюминия.

Синтезу волластонита и его применению в производстве керамики в последние годы уделяется значительное внимание. Известные способы синтеза весьма разнообразны: это гидротермальный синтез, твердофазные реакции в присутствии жидкой фазы, кристаллизация из расплава, дегидратация гидросиликатов и т.д., из которых особый научный и практический интерес представляет твердофазовый синтез волластонита по керамической технологии из природного и техногенного сырья кальцитового и кремнеземистого составов [1].

В природе и в технических продуктах кремнеземистое сырье может встречаться как в аморфном, так и в кристаллическом состояниях, что, несомненно, скажется на его поведении при синтезе разнообразных силикатных материалов.

Помимо кварцевых песков и жильного кварца известны и другие виды кремнеземсодержащего сырья, в частности: трепелы – тончайшие (0,005-0,02 мм) слабосвязанные зерна аморфного кремнезема (опала) вулканического происхождения; диатомиты (кизельгурт, горная мука) – рыхлая, тонкодисперсная легкоплавкая осадочная порода, образованная из остатков микроскопических водорослей и скелетов радиолярий; маршаллиты (мучнистый или пылевидный кварц) – тонкодисперсная рыхлая слабоуплотненная осадочная порода, состоящая в основном из зерен пылевидного кварца, иногда с примесью халцедона.

В данной работе в качестве кремнеземистого сырья анализировались природные породы в виде диатомита и опоки Инзенского месторождения (Ульяновская область), маршаллита Елбашевского месторождения (Новосибирская область), а также технические продукты в виде химического реактива - безводной кремниевой кислоты квалификации ч.д.а и микрокремнезема, который является отходом производства кристаллического кремния и ферросилиция Новокузнецкого завода ферросплавов.

Проведенный химический анализ свидетельствует о том, используемые кремнеземсодержащие сырьевые материалы отличаются разной степенью чистоты химического состава, причем наиболее чистыми являются технический аморфный кремнезем и маршаллит, содержание оксида кремния в которых составляет не менее 95 %, а в остальном сырье – микрокремнеземе, диатомите и опоке – от 88 до 83 %. Согласно рентгено-флуоресцентной спектрометрии элементный примесный состав представлен Ca, K и Fe, причем наибольшей чистотой в отношении указанных примесей, помимо реактивного аморфного кремнезема, характеризуется маршаллит, в меньшей степени микрокремнезем, и самое загрязненное сырье – диатомит и опока.

Оценка минералогического состава кремнеземистого сырья рентгеновским методом показала, что из исследуемых проб только технические продукты находятся полностью в аморфном состоянии – это микрокремнезем и аморфный кремнезем в виде безводной кремниевой кислоты, в то время как для природных сырьевых материалов характерно либо явно кристаллическое состояние в случае маршаллита, сложенного кварцем, либо смешанное строение, представляющее смесь преобладающей аморфной фазы с присутствием кристаллической фазы в виде кварца – в случае диатомита и опоки (см. табл.)

Таким образом, по фазовому составу все исследуемые кремнеземсодержащие компоненты можно условно разделить на три группы:

- аморфное кремнеземистое сырье, в котором кремнезем как породообразующая составляющая полностью представлен аморфной разновидностью – к нему относятся используемые технические продукты в виде микрокремнезема и безводной кремневой кислоты;
- аморфно-кристаллическое сырье, в котором преобладающей фазой является аморфный кремнезем (70-80%) с некоторой примесью кристаллического кварца (до 10-15%) – это опока и диатомит Инзенского месторождения;
- кристаллическое сырье, сложенное преимущественно кварцем в случае маршаллита Елбашевского месторождения.

Таблица

Минералогический состав кремнеземистого сырья

Сырье	Содержание фаз, %		
	кварц	аморфная фаза	другие
аморфный кремнезем	-	более 99,00	менее 1
маршаллит	96	-	4
микрокремнезем	-	88	12
диатомит	10	82	8
опока	15	73	12

Выявленные различия в природе кремнеземистого сырья несомненно скажутся и на его поведении при нагревании. Первоначально физико-химические изменения при нагревании анализировались комплексным термическим методом с использованием дифференциально-сканирующего калориметра. Выявлено, что кривые ДТА аморфно-кристаллического сырья отличаются наличием эндотермического эффекта с минимумом при 520-570 °С, что обусловлено процессами трансформации кварца.

Однако полученные данные термического анализа не позволяют с достаточной долей вероятности определить природу протекающих процессов, вызывающих появление того или иного термического эффекта на кривых ДТА исследуемого кремнеземистого сырья.

Для выяснения характера структурно-фазовых изменений при нагревании кремнеземистого сырья формовались образцы в виде таблеток диаметром 30 мм полусухим прессованием под давлением 20 МПа с использованием в качестве связующего раствора метилцеллюлозы, после чего обжигались при температурах 1000, 1100 и 1200 °С с выдержкой течение 1 часа.

Фазовый состав продуктов термообработки исследуемого сырья оценивался рентгеновским методом на дифрактометре ДРОН-3М. Результаты обработки полученных рентгеновских дифрактограмм (рис.2) позволяют определиться с сущностью процессов фазовых изменений при нагреве высококремнеземистого сырья в зависимости от их выявленной групповой принадлежности.

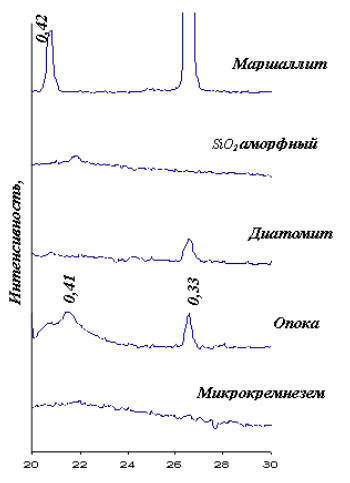


Рис.1 Рентгеновские дифрактограммы кремнеземсодержащего сырья

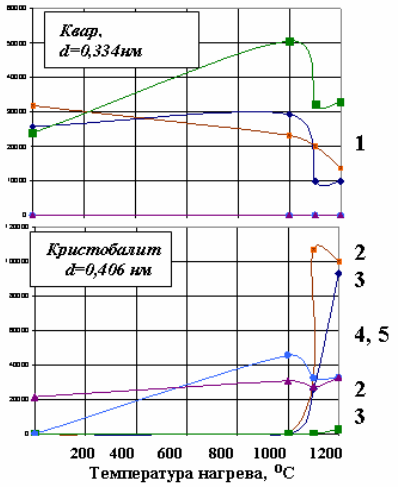


Рис.2 Зависимость содержания кварца и кристобалита в продуктах нагрева кремнеземистого сырья: 1 – маршаллит; 2 – опока; 3 – диатомит; 4 – микрокремнезем; 5 – аморфный SiO_2

В целом установлено, что в случае нагрева до 1200°С аморфного кремнеземистого сырья доминирующим процессом является кристаллизация кристобалита. В частности применительно к аморфному кремнезему, процессы кристаллизации из аморфного кремнезема метастабильного кристобалита протекают при нагреве свыше 800°С. Что касается аморфного микрокремнезема, то до 800°С дифракционная картина продуктов нагрева также отличается диффузностью линий, однако нагрев в интервале температур с 800°С, помимо кристобалита, обеспечивает формирование пока неустановленных новообразований с рентгеновским рефлексом при 0,412 нм, повышение же температуры до 1000–1200°С приводит к сохранению указанного рефлекса, но с уменьшением его интенсивности, а также к появлению диффузных рефлексов при 0,43 и 0,38 нм.

В случае аморфно-кристаллического сырья в виде опоки, повышение температуры до 1000°С обусловливает постепенную трансформацию кварца в кристобалит, о чем свидетельствует уменьшение интенсивности рентгеновских рефлексов кварца (0,334 нм), и появление рефлексов, присущих кристобалиту (0,406 нм). Повышение температуры с 1000 до 1200°С обеспечивает практически полное исчезновение рефлексов кварца и кристаллизацию кристобалита.

Нагрев до 1100°С диатомита вызывает полную трансформацию слагающей его кристаллической разновидности кремнезема – кварца- в кристобалит.

И только нагревание кристаллического маршаллита во всем интервале используемых температур вплоть до 1200°С не вызывает существенных структурно-фазовых изменений кремнезема в форме кварца, о чем свидетельствует сохранение всех основных диагностируемых рефлексов кварца с некоторыми изменениями их интенсивности.

Таким образом, различия в структурно-фазовых изменениях при нагреве кремнеземистого сырья определят в перспективе разную степень их активности в процессах синтеза различного рода силикатных соединений.

Литература

1. Волластонит / под ред В.П. Петрова. – М.: Издательство «Наука», 1982. – 112 с.

КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОКИСЛЕННЫХ УГЛЕЙ ИТАТСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАНСКО-АЧИНСКОГО БАССЕЙНА

А.Б. Трофимов

Научные руководители профессор С.И. Арбузов, доцент С.Г. Маслов

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Итатское буроугольное месторождение расположено на северо-востоке Кемеровской области. Уголь Итатского месторождения – бурый, по технологической классификации относится к группе 2Б, подгруппе второй бурый витринитовый, с преобладанием матовых разновидностей, среднезольный, с повышенным содержанием серы [1].

Добыча угля для местных нужд ведется разрезом мощностью 300 тыс. т/год, расположенным на северной окраине села Итат. Для промышленного освоения разрезом мощностью 50 млн. т/год подготовлен один участок, с запасами 3,4 млрд. т [1]. В настоящее время угли используются в качестве топлива для ТЭС.

На выходах пласта под наносы широко развита зона окисления. Мощность зоны окисления существенно варьирует, в отдельных разрезах достигает 10-12 м. Окисленные угли отличаются высоким содержанием урана [2]. Ранее проведенными исследованиями было установлено, что в верхнем окисленном слое месторождения средневзвешенное содержание урана составляет 12,5 г/т, поэтому использование окисленных углей несет опасность для населения. Для ликвидации этих выбросов возможна установка в системе золоулавливания на ТЭС мощных электрофильтров или раздельная добыча окисленных и неокисленных углей. При этом встает проблема использования окисленных углей, т.к. выбрасывать их не рекомендуется, потому что дальнейшее окисление будет сопровождаться высвобождением урана из металлокомплексов, что приведет к ухудшению экологической обстановки.

Целью нашей работы было исследование группового состава трех проб окисленных образцов бурого угля Итатского месторождения по глубине залегания. Для решения этой задачи мы провели разделение угля на групповые составляющие и определили в них содержание микроэлементов. В данной работе рассмотрено два компонента: уран и золото.

Рассмотрим возможные направления использования окисленного угля.

Выход гуминовых и фульвокислот составляет более 50% на органическую массу, что говорит о возможности использования углей как органического удобрения. Следует учесть, что около половины урана концентрируется в гумусовых кислотах, поэтому могут возникнуть ограничения по использованию окисленных углей в качестве носителя гумусовых кислот.

Средневзвешенное содержание урана в окисленных углях составляет 12,5 г/т, в пересчете на золу это составляет 100 г/т, что сопоставимо с бедными урановыми рудами. Из этого можно сделать вывод, что окисленные угли Итатского месторождения являются носителем ценнейшего стратегического элемента – урана. Окисленные угли составляют 5% от общих запасов углей. Таким образом, ресурсы урана в месторождении составляют 7470 тонн.

Уран и другие металлы, находящиеся в гумусовых кислотах на сегодняшний день не поддаются извлечению. Как видно из таблицы 1 около половины урана концентрируется в гумусовых кислотах.

Облагораживание полукоксованием: выход полукокса составляет около 70%. В нем содержание урана составляет 70% от исходного угля. Как видно, уран не концентрируется в полукоксе. Полукоксование проводится с целью облагораживания угля: при сжигании полукокса меньше выход газообразных продуктов и уран не уносится в потоке дымовых газов на поверхности недожженных частиц.

Таблица 1

Выход урана во фракции группового состава бурого угля Итатского месторождения

Шифр пробы	Фракция	Выход фракции, %	Концентрация U во фракции, г/т	Выход U в фракцию, %
ИТ-06-11	Уголь исходный	100	35	100
ИТ-06-11	Битум	0,2	4811	28
ИТ-06-11	Гуминовые кислоты	75,6	4	10
ИТ-06-11	Фульвокислоты	2,8	734	59
ИТ-06-11	Остаточный уголь	21,5	5	3
ИТ-06-20	Уголь исходный	100	143	100
ИТ-06-20	Битум	0,3	2649	5
ИТ-06-20	Гуминовые кислоты	53,1	3	1
ИТ-06-20	Фульвокислоты	2,0	115	36
ИТ-06-20	Остаточный уголь	44,6	4104	58
ИТ-06-4	Уголь исходный	100	16	100
ИТ-06-4	Битум	1,0	<1	<0,1
ИТ-06-4	Гуминовые кислоты	50,5	<1	1
ИТ-06-4	Фульвокислоты	1,9	535	64
ИТ-06-4	Остаточный уголь	46,6	12	35

Новым перспективным методом является Плазмокаталитическое сжигание. Главное достоинство этого метода – уран не уносится с продуктами сгорания, т.о. весь уран остается в золе.

Также отмечено аномально высокое содержание золота в окисленных углях Итатского месторождения.

В исходном угле содержание золота 0,12 г/т, в золе 0,14 г/т. Минимальным промышленно значимым считается содержание 0,02 г/т в угле и 0,1 г/т в золе [3]. В остаточном угле сосредоточено 19% золота от его общего количества в пробе. Это означает, что выделить из угля и золы можно 0,02 г/т и 0,04 г/т соответственно.

Таблица 2

Выход золота во фракции группового состава бурого угля Итатского месторождения

Фракция	Выход фракций, %	Содержание Au, г/т	Выход Au в фракцию, %
Исходный уголь	100	0,12	100
Органическая часть	79	0,1	81
Остаточный уголь	21	0,02	19
Зола исх. угля	72	0,14	-

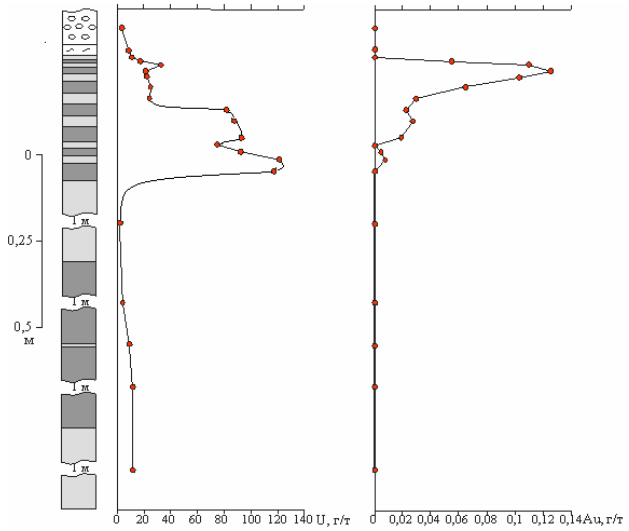


Рис. Распределение урана и золота по мощности окисленного угля Итатского месторождения [4]

Из рисунка видно, что золото концентрируется в верхней части зоны окисления, причем наиболее высокая концентрация в самом верхнем участке, затем она плавно снижается и становится ниже предела определения анализа. Уран концентрируется на фронте проникновения грунтовых вод. Ниже этого уровня концентрации золота и урана становятся минимальными. Замечено незначительное повышение содержание урана ниже фронта проникновения грунтовых вод. Это объясняется мигрированием высвободившегося урана из металлокомплексов. Комплексные органические соединения золота прочны, поэтому повышение концентрации в нижней зоне окисления не наблюдается.

Литература

1. Угольная база России. Угольные бассейны и месторожденя Восточной Сибири (Красноярский край, Канско-Ачинский бассейн; Республика Тыва, Улугхемский бассейн и др. месторождения; Иркутская область, Иркутский бассейн и угольные месторождения Предбайкалья). – М.: ООО «Геоинформцентр», 2002. – Т.3. – 488 с.
2. Радченко А.И., Левицкий В.М., Арбузов. С.И. Радиоактивные изотопы в бурых углях. Итатского месторождения Канско-Ачинского бассейна // Проблемы и перспективы развития минерально-сырьевой базы и предприятий ТЭК Сибири: Материалы межрегиональной научно-практической конференции. – Томск: Изд-во ТПУ, 2007. – С. 254 – 256.
3. Жаров Ю.Н., Мейтов Е.С., Шарова И.Г. Ценные и токсичные элементы в товарных углях России. Справочник. – М.: Недра, 1996. – 238 с.
4. Арбузов С.И., Волостнов А.В., Ершов В.В.. Геохимия и металлоносность углей Красноярского края. – Томск: STT, 2008. – 300 с.

ТЕХНОЛОГИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ШЛАКОВ МЕТАЛЛУРГИЧЕСКИХ ПРОИЗВОДСТВ В КАЧЕСТВЕ ТЕХНОГЕННОГО СЫРЬЯ

А.А. Чистяков

Научный руководитель профессор Д.Э. Чиркст

Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В. Плеханова, г. Санкт-Петербург, Россия

В связи с истощением минеральных сырьевых запасов в настоящее время в производство вовлекаются все более сложные и бедные руды, а также продукты их переработки – шлаки, кеки, пыли, возгоны. Современные методы и технологии должны способствовать решению актуальных проблем экологии и

металлургии, а именно замещения природных сырьевых источников техногенным сырьем, утилизации различных типов отходов: газообразных, твердых, жидких и т.д.

Необходимо разрабатывать технологии, обеспечивающие высокую технико-экономическую и экологическую эффективность, а также конкурентоспособность получаемой продукции на внешнем и внутреннем рынке.

Работа посвящена извлечению цинка и германия из шлаков переработки полиметаллических сульфидных руд. Эти металлы при выплавке меди и свинца накапливаются в шлаке, в результате чего содержание германия повышается до 0,05±0,02 %. В настоящее время расширяется потребление цинка и германия, сопровождающееся ростом цен. Цинка в мире производится около 7200 тыс. т. Структура потребления его выглядит следующим образом, %: гальванизация (оцинковывание) стальных изделий для защиты от коррозии – 47, выплавка латуни и бронзы – 20, получение других сплавов – 15, химикаты – 8, прочие нужды – 10 [3]. Германий используют в волоконной оптике, в качестве катализаторов для полимеризации, инфракрасной оптике и др. областях промышленности. Перспективно замещение арсенида галлия кремне-германием в беспроводных телекоммуникационных приборах. В 2006 г. возрос спрос на германий в американской военной промышленности. Германий является ключевым компонентом в инфракрасных оптических приборах, используемых в мишенях и приборах ночного видения [4].

Баланс спроса-предложения германия, по прогнозам, будет продолжать смещаться в сторону дефицита, по крайней мере, далее 2007 г. [4]. Переработка нового скрапа германия будет расти и остается важным фактором снабжения рынка данным материалом.

Для исследования были получены представительные пробы шлака корпорации «Онгополо» (Намибия), богатые германием. Химический состав шлака был определен рентгенофлуоресцентным методом с использованием энергодисперсионного спектрометра ED2000. Расчет содержания химических элементов проведен по методу фундаментальных параметров с относительной погрешностью 10-15%. Содержание основных компонентов в шлаке: Fe_2O_3 24-25 мас. %, SiO_2 25-26 мас. %, CaO 18-19 мас. %, ценными компонентами материала являются Zn 10-11 мас. %, Ge 0,03-0,07 мас. %, Ga 0,022-0,028 мас. %.

Результаты были подтверждены по некоторым компонентам масс-спектральным методом: цинк 10,5 мас. %, германий 0,053 мас. %, галлий 0,022 мас. %, медь 0,45 мас. %, свинец 2,18 мас. %.

По данным рентгеноструктурного анализа шлак представляет собой «стекловидный» аморфный материал. Компонентами шлака являются в основном оксиды элементов, связанные друг с другом в труднорастворимые соединения. Так как германий является амфотерным элементом, способным взаимодействовать как с кислотами, так и с основаниями, нами предложено было провести опыты по высокотемпературному щелочному вскрытию шлака. Однако в полученных после опыта фильтратах германий практически отсутствовал. С целью повышения извлечения полезного компонента были проведены опыты с введением разнообразных окислителей в процессе выщелачивания, таких как пиролюзит, пероксид водорода, гипохлорит натрия. Цель опытов заключалась в окислении германия, если он находился в металлической форме в шлаке, и в интенсификации процесса выщелачивания, так как по данным литературы [2] пероксид водорода и гипохлорит натрия ускоряют извлечение целевого компонента. Однако введение окислителей не привело к существенному повышению степени извлечения. Поэтому было опробовано сорбционное выщелачивание, успешно применявшееся в переработке урановых руд [4].

Метод сорбционного выщелачивания основан на совмещении процессов выщелачивания и сорбции извлекаемого элемента на ионите. В результате сорбции концентрация извлекаемого элемента в растворе понижается, что приводит к увеличению градиента концентрации и, соответственно, к увеличению скорости отвода металла от поверхности твердой фазы, а в случае обратимых реакций – к уменьшению скорости обратной реакции. В результате опытов по сорбционному извлечению выход германия из шлака на анионит составил 90÷95 %.

Шлак после дробления и измельчения направляется на сорбционное выщелачивание. В реактор с мешалкой загружают измельченный шлак крупностью менее 70 мкм, заливают раствором щелочи с концентрацией 5 мас. %, добавляют анионит – D-403, обработанный щелочью для перевода в анионообменную форму, и выщелачивают при соотношении фаз ж:т = 5 и температуре процесса 70÷75°С в течение 4 часов с проведением сорбции германия из пульпы на слабоосновном аниоките. Количество анионита в опытах составляло 5 мл при объеме раствора 500 мл.

Для перевода ионита в анионообменную форму смолу помещали в колонку и элюировали сперва раствором H_2SO_4 с концентрацией 2 н., затем 1 н. раствором NaOH. Далее смолу отмывали дистиллированной водой до pH=7.

После отделения анионита на сите пульпа поступает на автоклавное извлечение цинка раствором NaOH с концентрацией 20 мас. % при 220°С и соотношении ж:т = 5 с добавлением извести для обескремнивания раствора. Данная реакция эндотермична, и с увеличением температуры константа равновесия также повышается, что приводит к растворению гидроксида цинка и образованию цинкатного раствора. С целью снижения расхода щелочи при автоклавном выщелачивании предусмотрен противоток твердой и жидкой фаз. 4 автоклава последовательно соединены, разделение фаз возможно декантацией. На входе из свежего шлака выщелачивают наиболее легкорастворимые формы цинка почти отработанным раствором щелочи с концентрацией ~ 5 мас. %. При этом достигается полный, близкий к стехиометрическому, расход щелочи. На выходе почти выщелоченный шлак обрабатывают свежим 20 мас. % раствором щелочи, при этом в раствор переходят труднорастворимые формы цинка, за счет чего достигается повышенные значения степени извлечения. По данным лабораторных испытаний извлечение цинка составляет 80 %.

Путем введения в технологическую схему дополнительного узла мокрого измельчения шлака в 5 мас. % растворе щелочи, можно добиться степени извлечения по цинку 90 %. Степень извлечения цинка при повышении

тонины помола возросла, что можно объяснить активацией процесса щелочного выщелачивания за счет увеличения поверхности. Мокрое измельчение можно проводить в шаровых мельницах на промводах. При этом не наблюдается пылеобразования и облегчается транспортирование измельченных продуктов.

Цинкатный раствор после фильтрации поступает на карбонизацию. Сущность операции сводится к пропусканию углекислого газа при температуре 20°С через цинкатный раствор и осаждению основного карбоната цинка по реакции:

$$2Na_2\left[Zn(OH)_4\right] + 3CO_2 = (ZnOH)_2 CO_3 \downarrow + 2Na_2CO_3 + 3H_2O$$

Углекислый газ попускают до постоянной концентрации цинка в растворе, которая устанавливается при pH=9. Основный карбонат цинка отделяют от маточного раствора и после промывки прокаливают при температуре 300÷350°С до получения чистого оксида. Маточный раствор вместе с промывными водами частично подвергают выпариванию для выделения соды, выводимой из процесса в качестве товарного продукта.

Отфильтрованная после карбонизации твердая фаза после прокалки была проанализирована на спектрографе СТЕ 1 с ПЗУ линейкой (эмиссионный спектральный анализ). Количественный анализ показал следующий состав: ZnO – 98,99%, SiO_2 – 0,214%, Al_2O_3 – 0,756%, PbO – 0,032%.

Анионит после отделения от шлака промывают водой и элюируют 2 н. солянокислым раствором. Тетрахлорид германия возгоняют из 5-6 н. раствора соляной кислоты при 90–95°С и путем гидролиза переводят в диоксид [1]. Перегонка германия из более концентрированных растворов соляной кислоты может привести к потерям германия, так как газообразный HCl трудно конденсируется и, не поглощаясь водой, увлекает германий [2].

Конкурентными преимуществами предлагаемой технологии являются:

- по отношению к пирометаллургическим технологиям экономическая целесообразность, так как извлечение микрокомпонентов высокотемпературными способами связано с большими энергетическими затратами;

- по отношению к гидрометаллургическим технологиям, основанным на кислотном выщелачивании, высокая селективность извлечения целевых компонентов в щелочной раствор, хорошая фильтруемость (при кислотном выщелачивании образуются труднофильтруемые кремнегели), низкая коррозия оборудования, снижение загрязнения окружающей среды, возможность оборота щелочных растворов и получения соды в качестве побочного продукта из раствора после осаждения основного карбоната цинка. Кроме того, щелочь удобна для транспортировки в твердом виде, тогда как завозить большие количества кислот в отдаленные регионы, например, в Намибию, крайне проблематично. Эти преимущества делают новую предлагаемую технологию более конкурентоспособной и рентабельной по сравнению с существующими.

Важным фактором, обеспечивающим конкурентоспособность создаваемой технологии, является получение чистого оксида германия методом ионного обмена с использованием подобранного нами высокоселективного слабоосновного анионита.

Литература

1. Производство германия / Под ред В.М. Андреева – М.: Металлургия, 1969. – 96 с.
2. Аналитическая химия германия / Под ред. В.А. Назаренко – М.: Наука, 1973. – 264 с.
3. Недра России. Полезные ископаемые / Под ред. А.Ф. Смысловав. – СПб.-М.: Недра, 2001. – Т.1. – 547 с.
4. Brown R.D. Germanium / U.S. Geol. Survey Mineral Yearbook, 2001. – P. 32.1 – 32.4.

ПЕРСПЕКТИВЫ КОМПЛЕКСНОГО ОСВОЕНИЯ УГЛЕЙ АДУН-ЧУЛУНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

С.С. Шелудченко
Научные руководители профессор С.И. Арбузов, доцент С.Г. Маслов
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Адун-Чулунское месторождение бурого угля расположено в аймаке Дорнод на востоке Монголии. Месторождение открыто в 1951 г. и отрабатывается с конца 50-х годов прошлого века. Отработка угля ведется прямой экскавацией. Годовая производительность разреза не превышает 200 тыс. т. В связи с благоприятными условиями отработки и большими запасами угля добыча может быть существенно повышена.

Месторождение представлено одним мощным пластом угля. Мощность пласта на разных участках колеблется от 8 до 35,5 м. Угольный пласт залегает среди угленосных отложений верхней подсвиты дзунбаинской свиты. Угленосные отложения представлены переслаиванием темно-серых и серых аргиллитов, песков и слабо сцементированных песчаников. Значительную часть разреза свиты занимают угли. В районе Адун-Чулуна отмечен один пласт до 40 м мощности, на других участках распространены 2-3 пласта от 1 до 10 м мощности. Угли месторождения бурые марки Б1, средняя зольность A^c =13,7%, выход летучих 49,14%, содержание серы $S_{общ}$ от 0,68 до 2,0%. Сульфидная и сульфатная сера не определялись [1].

Среднее содержание элементов-примесей в целом для углей месторождений близки к угольному кларку (табл. 1). Вышекларковые содержания характерны для Co, Ge, As, Br, Sr, Ba, Au и U.

Таблица 1

Содержание элементов-примесей в углях, золах углей Адун-Чулунского месторождения, г/т

Элемент	Уголь	Зола	**Кларк***	
			уголь	Зола
Be	1,0	8,7	1,2	6,7
Sc	0,8	7,6	4,1	22
Ti	267	2412	700	4000
V	1,2	10,1	22	140
Cr	6,8	61,6	15	82
Mn	64	578	100	550
Co	23,9	216	4,2	26
Ni	1,8	16,4	9,0	52
Cu	0,6	5,7	15	74
Ge	5,7	51,6	2,0	11
As	16,5	149	7,6	48
Br	10,2	Н.о	4,4	32
Rb	3,6	32	10	48
Sr	380	3437	120	750
Y	1,3	12,0	8,6	46
Mo	0,1	1,1	2,2	14
Cs	0,07	0,59	0,98	5,2
Ba	574	5181	150	900
La	8,6	77,9	10	62
Ce	10,3	93,0	22	120
Sm	0,67	6,08	1,9	11
Eu	0,28	2,6	0,5	2,3
Tb	0,18	1,6	0,32	2,0
Yb	0,71	6,4	1,0	5,5
Lu	0,061	0,55	0,19	1,1
Hf	0,37	3,38	1,3	7,5
Ta	0,1	1,06	0,26	1,4
Au	0,043	0,392	0,003	0,02
Th	1,0	9,0	3,3	19
U	32,8	296	2,9	16
A^d,%	11,1			
Wa,%	17,8			

Примечание: * – по Я.Э. Юдовичу и М.П. Кетрис, 2006; н.о – содержание элемента не определено.

Содержания Au и U на порядок превышают кларковые.

В настоящее время угли Адун-Чулунского месторождения используются в качестве энергетического топлива на местной ТЭЦ г. Чойбалсан. Сжигание углей крайне негативно сказывается на экологической обстановке. Проблема токсичности отходов требует специального изучения и разработки комплексных мер по ее разрешению.

Для снижения выбросов в атмосферу вредных веществ необходима установка эффективных фильтров для очистки дымов, кроме того, может быть проведено предварительное облагораживание топлива. В качестве методов облагораживания используются методы химической деминерализации и термические методы. Использование процесса полукоксования (термический метод облагораживания) позволяет получить бездымное топливо, а выделившиеся микроэлементы могут быть уловлены с помощью специальных методик.

Другая не менее важная проблема – это избыточная концентрация некоторых токсичных элементов в золо-шлаковых отходах, получаемых в процессе сжигания углей. Отходы без предварительной очистки не могут использоваться в традиционных схемах утилизации углеотходов (строительная индустрия), ввиду значительного содержания урана. Значительные концентрации (превышающие промышленно значимые) Au, U и Yb позволяют осуществить их попутное извлечение. Исходя из данных об их содержании в не окисленных и окисленных углях, можно предложить раздельное извлечение углей (табл. 2). Не окисленные угли содержат небольшое количество токсичных элементов, и поэтому могут перерабатываться по обычной технологии. Окисленные угли, с высоким содержанием токсичных и радиоактивных элементов должны перерабатываться по технологиям, позволяющим улавливать максимальное количество золы с минимальным уносом. В качестве таких технологий может использоваться плазмокаталитическое сжигание.

Таблица 2

Содержание Au, U и Yb в углях, золах углей; промышленно значимые концентрации

Элементы	Содержание элементов, г/т				Минимальное возможно промышленно значимое, г/т [2]	
	Не окисленный уголь	окисленный уголь	Зола не окисленного угля	Зола окисленного угля	для угля	для золы
Au	0,03	0,18	0,31	1,65	0,02	0,1
U	9,5	393,9	85,3	3554,8	-	1000
Yb	0,39	3,5	5,8	51,9	1,5	7,5

Среднее содержание гумусовых кислот составляет 47 %. Поэтому другим направлением использования углей может быть предложена их химическая переработка с получением гуминовых кислот, которые в свою очередь используются в качестве стимуляторов роста растений.

Около 50% U, Co, Cr содержится в гуминовых кислотах, поэтому гуминовые кислоты могут применяться в ограниченном количестве.

Литература

1. Арбузов С.И., Машенькин В.С. Зона окисления угольных месторождений – перспективный источник благородных и редких металлов (на примере месторождений Центральной Азии) // Проблемы и перспективы развития минерально-сырьевой базы и предприятий ТЭК Сибири: Материалы межрегиональной научно-практической конференции. – Томск: Изд-во ТПУ, 2007. – С. 26 – 31.
2. Жаров Ю.Н., Мейтов Е.С., Шарова И.Г. Ценные и токсичные элементы в товарных углях России. Справочник. – М.: Недра, 1996. – 238 с.
3. Юдович Я.Э., Кетрис М.П. Ценные элементы-примеси в углях. – Екатеринбург: УрО РАН, 2006. – 538 с.

Секция 17

ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ И ГОРНОЕ ПРАВО

ЭКСПЕРТИЗА ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПРЕДЛОЖЕНИЙ УЧАСТНИКОВ КОНКУРСА НА ПОЛУЧЕНИЕ ПРАВА ПОЛЬЗОВАНИЯ НЕДРАМИ В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ

В.Б. Романюк, старший преподаватель
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одним из острых вопросов при получении права пользования недрами является прозрачность процедур при проведении конкурса на право пользования недрами. Условиями проведения конкурса предусмотрено осуществление экспертизы представленных технико-экономических показателей участников. Рассмотрим один из способов проведения такой экспертизы. Как правило, последовательность проведения экспертизы традиционна и заключаются в следующем:

1. Знакомство с заявленными материалами и технико-экономическими предложениями участников конкурса.
2. Выбор методики и методологии оценки проектов.
3. Разработка критериев оценки в соответствие с порядком и условиями конкурса, которые установлены Управлением по недропользованию.
4. Оценка проектов и ранжирование участников.
5. Представление отчета (экспертизы) конкурсной комиссии.

Самым важным этапом экспертизы конечно же является выбор методики и методологии ее проведения. Прежде всего необходимо определиться с требованиями, предъявляемые к методике и методологии расчетов при проведении экспертизы. К этим требованиям можно отнести: соответствие критериев оценки проектов условиям и правилам проведения конкурса; учет мнения нескольких экспертов; оценка количественных и качественных параметров; неограниченное количество параметров и др. Кроме того, по результатам экспертизы все участники должны быть ранжированы путем сравнения технико-экономических показателей. Эти требования могут быть реализованы через применение рейтинговой оценки. Сегодня рейтинги используются достаточно широко и существует множество методик и подходов определения рейтинга: кредитные рейтинги; рейтинги коммерческих банков, страховых компаний, рейтинг работы филиалов корпораций и т.п.

На основе изученного опыта в данном вопросе зарубежных и отечественных рейтинговых агентств (Standard and Poor's, Moody's, IBCA, SERM, Fitch) остановимся на следующей методики оценки рейтинга [1]. Выделяют два подхода в оценке рейтингов: экспертный и бухгалтерский. Бухгалтерский подход при оценки рейтингов подразумевает использование только количественных параметров, подтвержденных формами финансовой отчетности и другой официальной документацией. Экспертный метод базируется на комплексном учете количественных и качественных показателей [2]. Для нашего случая предпочтительнее использовать экспертный подход.

Точность и качество полученных результатов во многом определяется компетентностью эксперта, проводящего анализ.

К основным этапам расчета итогового интегрального показателя оценки проектов относятся:

- разработка критериев, которые отвечают «Порядку и условиям проведения конкурса на право пользования недрами N- кого участка»;
- определение значимости выбранных показателей (удельного веса). Экспертным путем с помощью нескольких консультантов каждый показатель оценивается по десяти бальной шкале. Вес каждого показателя рассчитывается как средневзвешенное значение всех представленных баллов:

$$Ji = (\Sigma (Бik / Б ko) / k) + 1, \quad (1)$$

где Ji – вес I – го показателя; Бik – балл k – того эксперта выставленный для I го показателя; Бko – сумма всех баллов, выставленных k-ым экспертом по всем оцениваемым показателям.

- расчет интегрального рейтинга:

$$R = \Sigma Пri * Ji, \quad (2)$$

где Пri – сравнительный показатель i – го показателя.

Сравнительный коэффициент характеризует отставание оцениваемого проекта (предприятия) по i – му показателю от лучшего значения данного показателя среди всех предприятий, то есть:

$$Пri = Пg / Пf, \quad (3)$$

где Пg – лучшее значение показателя среди всех предприятий; Пf – значение показателя оцениваемого проекта.

Приведем пример расчета такого рейтинга на основе экспертизы технико-экономических показателей проектов на право пользования недрами N – го участка. Экспертной комиссией в составе пяти специалистов были выбраны следующие группы критериев (показателей): соответствие общим положениям и условиями конкурса; соблюдение требований к условиям пользования недрами; оценка методов проведения геолого-

разведочных работ; основные технологические решения по освоению залежей углеводородного сырья; уровни, темпы, динамика добычи углеводородного сырья; охрана окружающей среды; оценка экономической эффективности проекта; участие в социально – экономическом развитии региона. В конкурсе на право пользования недрами участвовало семь хозяйствующих субъектов, с целью сохранения коммерческой тайны обозначим их условно A, B, C, D, N, F и G.

В таблице и на рисунке отразим основные результаты проведенной экспертизы технико-экономических показателей участников

Таблица

Определение интегральной комплексной рейтинговой оценки проектов и ранжирование участников

Интегральный рейтинг	Значение показателя (критерия)						
	A	B	C	D	N	F	G
1	2	3	4	5	6	7	8
1 группа критериев: соответствие общим положениям и условиями конкурса	3,14	3,58	3,77	3,77	3,69	3,74	2,09
2 группа критериев: соблюдение требований к условиям пользования недрами	3,68	3,68	5,11	5,11	4,19	4,70	2,45
3 группа критериев: оценка методов проведения геолого-разведочных работ	1,54	2,35	2,05	3,07	2,05	3,07	1,84
4 группа критериев: основные технологические решения по освоению залежей углеводородного сырья	5,81	6,02	6,12	7,14	6,02	7,14	0,61
5 группа критериев: уровни, темпы, динамика добычи углеводородного сырья	0,87	1,02	0,82	0,87	1,02	0,97	0,51
6 группа критериев: охрана окружающей среды	6,13	6,13	6,13	6,13	6,13	6,13	0,20
7 группа критериев: оценка экономической эффективности проекта	3,61	2,81	5,34	4,43	4,16	4,51	2,31
8 группа критериев: участие в социально – экономическом развитии региона	0,48	1,02	1,10	0,30	0,40	1,08	0,00
ИТОГО рейтинг	25,26	26,61	30,44	30,82	27,65	31,36	10,02
РАНЖИРОВАНИЕ УЧАСТНИКОВ КОНКУРСА	6	5	3	2	4	1	7

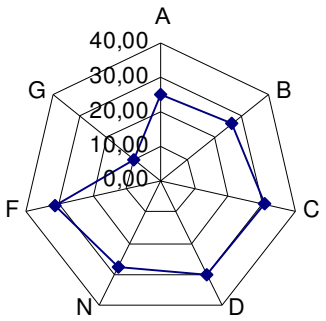


Рис. Результаты экспертной оценки проектов

Исследовав количественные и качественные показатели представленных проектов по критериям, которые соответствуют правилам и условиям конкурса можно сделать следующие выводы:

- лучшие проекты представили компании: C, D, N, F;
- в группе показателей, характеризующих выполнение общих условий проекта стало предприятия C, D;
- по показателям – соблюдение требований к условиям пользования недрами лидируют компании C, D;
- в группе показателей, характеризующих оценку методик проведения геолого-разведочных работ выделяются предприятия: D, F;
- по показателям основные технологические решения по освоению залежей углеводородного сырья победителями стали: C, D, N, B;
- по уровню, темпам, динамики добычи УВ лучшие – D, B;
- охрана окружающей среды представлена во всех проектах в соответствие с требованиями и нормами кроме G;

- обоснование экономической эффективности проекта лучше всех представлена у предприятий C, D, N, F;

- по критерию участие в социально – экономическом развитии региона ведущее место занимает F.

Таким образом, можно рекомендовать внедрение проектов следующих компаний:

1 место F;

2 место D;

3 место C.

Литература

1. Галасюк В.В. Проблемы принятия теории экономических решений. – Днепропетровск: Новая идеология, 2002. – 304 с.
2. Трегуб А. Рейтингование инструментов коллективных инвестиций: цивилизованный подход // http://www.cic.ru/ci/tregub/

ОЦЕНКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ ФИНАНСОВОЙ И ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИЙ В ЭНЕРГЕТИКЕ

А.В. Антошкина

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время, Томская область и г. Томск относятся к энергодефицитным районам, ощущается естественный дефицит тепла, который резко возрастет в 2008 г. после вывода из работы источника дальнего теплоснабжения (АЭС Сибирского химического комбината). Испытывается в регионе и дефицит электроэнергии. В течение ряда лет, Томская область более 36 % энергобаланса покрывает за счет перетоков с Федерального оптового рынка электроэнергии и мощности (ФОРЭМ, ныне – национальный рынок НОРЭМ). Это снижает уровень энергобезопасности области.

Реализация Энергетической стратегии развития Томской области до 2020 года требует привлечения инвестиций в объеме 166,4 млрд. рублей. Основные инвестиции приходятся на строительство Северской АЭС (68 %) и ЛЭП различного уровня напряжения (22 %). Эта программа обеспечит покрытие основной части дефицита электрического и теплового балансов, переход от энергодефицитной модели территории к энергоизбыточной.

Очевидной представляется необходимость применения стандартизированных методов оценки инвестиций в строительство и модернизацию объектов энергетики [1]. Это, во-первых, позволит уменьшить влияние уровня компетентности экспертов на качество анализа, а во-вторых, обеспечит сопоставимость показателей финансовой состоятельности и эффективности для различных проектов.

Каковы же общие критерии коммерческой привлекательности инвестиционного проекта? Этих критериев два. Кратко их можно обозначить как «финансовая состоятельность»« (финансовая оценка) и «эффективность» (экономическая оценка). Оба указанных критерия взаимодополняют друг друга. В первом случае анализируется ликвидность (платежеспособность) проекта в ходе его реализации. Во втором – акцент ставится на потенциальной способности проекта сохранить покупательную ценность вложенных средств и обеспечить достаточный темп их прироста.

Экономическая эффективность отражает соотношение затрат и результатов применительно к рассматриваемым технологическим вариантам инвестирования.

Результатом экономической оценки является выявление наиболее рационального варианта, отвечающего критерию достижения максимального экономического эффекта при соблюдении требований экологии, охраны недр и окружающей среды.

Система показателей, используемая для определения эффективности инвестиционного проекта, учитывает интересы непосредственных участников реализации проекта, а также интересы федерального и местного бюджетов.

В процессе оценки эффективности инвестиций предусматривается:

- приведение предстоящих разновременных расходов и доходов к условиям их соразмерности по экономической ценности в начальном периоде;
- учет инфляции, влияющей на ценность используемых денежных средств;
- учет рисков, связанных с осуществлением проекта;
- обоснование целесообразности участия в реализации проекта заинтересованных предприятий, банков, российских и иностранных инвесторов, федеральных и региональных органов государственного управления.

Для установления влияния экономических факторов на показатели эффективности проекта рекомендуется оценку технологических вариантов осуществлять в нескольких экономических вариантах, отражающих, например, различные условия сбыта продукции (внутренний, внешний рынки), изменения действующей налоговой системы (наличие льготного налогообложения или уменьшение налоговых ставок), условия начисления амортизации (традиционная система или ускоренная), различные коэффициенты дисконтирования и др. При этом за рентабельный срок принимается период получения положительных значений текущего (годового) дисконтированного потока наличности.

Оценка эффективности нескольких вариантов инвестирования предусматривает использование программных средств для решения задач, поставленных в проектных документах.

Эффективность проекта оценивается системой рассчитываемых показателей, выступающих в качестве экономических критериев. Для оценки проекта используются следующие основные показатели эффективности:

- дисконтированный поток денежной наличности (NPV);
- индекс доходности (PI);
- период окупаемости капитальных вложений;
- внутренняя норма возврата капитальных вложений (IRR).

В систему оценочных показателей включаются также:

- капитальные вложения;
- эксплуатационные затраты,
- доход государства (налоги и платежи, отчисляемые в бюджетные и внебюджетные фонды РФ).

Конечной целью экономической оценки вариантов инвестирования является выбор наилучшего варианта, обеспечивающего целесообразность промышленного освоения проектируемого объекта.

Сравнение различных вариантов и выбор лучшего из них проводится с использованием выше приведенной системы показателей.

Основным показателем, определяющим выбор рекомендуемого варианта из всех рассматриваемых, является поток денежной наличности (NPV). Наилучшим признается вариант, имеющий максимальное значение NPV за проектный срок. Расчет NPV дает ответ об эффективности варианта в целом.

Показатель внутренней нормы возврата капитальных вложений (IRR) определяет требуемую инвестором норму прибыли на вкладываемый капитал, сравниваемую с действующей процентной ставкой на кредит. Здесь необходимо отметить тот факт, что показатель IRR играет важную роль при оценке проектов, требующих значительных капитальных затрат. В проектах, которые не требуют значительных капиталовложений, а также в проектах, связанных с повышенными текущими затратами, показатель IRR играет вспомогательную роль и, как правило, не участвует в процессе выбора наилучшего варианта.

Показатель – индекс доходности (PI) так же, как и IRR, имеет «весомое» значение, если проект с большими капитальными затратами. В этом случае его значение интерпретируется следующим образом: если PI > 1, вариант эффективен, если PI < 1 – вариант нерентабелен.

Показатель «период окупаемости» устанавливает время возмещения первоначальных затрат. Чем меньше значение этого показателя, тем эффективнее рассматриваемый вариант.

Каждый из перечисленных критериев сам по себе не является достаточным для выбора варианта проектируемого объекта. Решение о принятии варианта к реализации должно приниматься с учетом значений всех интегральных показателей и интересов всех участников проекта.

Оценка инвестиционных проектов строительства, расширения, реконструкции и технического перевооружения энергетических объектов определяется технологическими особенностями этих объектов, а также системной спецификой совместной работы предприятий электроэнергетической отрасли, к которым относятся:

- непрерывность и одновременность процессов производства, передачи, распределения и потребления товарной продукции (электрической и тепловой энергии), при невозможности ее мгновенного аккумулирования и создания оперативных и аварийных резервов;
- высокие требования к планированию потребности в энергии и оперативному регулированию (диспетчеризации) режимов работы;
- сильная технологическая зависимость функционирования и эффективной работы всех отраслей экономики страны от бесперебойного и полного удовлетворения их потребностей в энергии (при обязательном условии своевременных и регулярных платежей за потребленную энергию);
- максимальная надежность в работе энергетических предприятий и их объединений, обеспечение необходимых резервов мощности, наличие резервных связей, обеспечение опережающего развития энергетики по сравнению с ростом потребности в энергии у потребителей вследствие, как правило, более высокой длительности инвестиционных процессов в энергетическом строительстве.

Для проведения исследований и анализа инвестиционных процессов в энергетике учитывается весь комплекс многофункциональных, взаимосвязанных элементов: темпы капитальных вложений, характеристики сырья (топлива), режимы загрузки агрегатов и связанные с ними объемы товарной продукции (объемы продаж), уровни базисных и текущих цен на топливо и тарифов на продукцию – всего более 30 входных параметров, определяющих эффективность инвестиционного проекта.

Согласно «Методическим рекомендациям по оценке инвестиционных проектов в электроэнергетике», необходимо исследование характеристик проекта, всестороннее изучение затрат и полученных результатов влияния на экономику, природную и социальную среду [2].

В настоящее время в России действует ряд программных продуктов по оценке эффективности инвестиционных проектов, предлагаемых различными разработчиками (Project Expert-7, ALT-INVEST, PRO-INVEST и др.), однако, они не в полной мере учитывают специфические условия непрерывных инвестиционных и эксплуатационных процессов в энергетическом строительстве.

За основу предлагается принять программный продукт «ENERGY-INVEST», версия 2, разработанный Научным центром прикладных исследований специально для энергетического строительства и введенный приказом РАО «ЕЭС России» в феврале 2000 г. для оценки инвестиционных проектов в энергетике [3].

Оценка эффективности инвестиционного проекта энергетического объекта должна состоять из динамических расчетов плана производства, календарного плана инвестиций, расходов топливных и других материальных ресурсов, ежегодных переменных и условно-постоянных издержек производства, прибылей и убытков, движения денежных масс на счете заказчика (Cash Flow), проектно-балансовой ведомости (баланса

активов и пассивов), расчетов рентабельности, коэффициентов ликвидности, расчетов с бюджетом по НДС и других показателей финансового состояния объекта, определения интегральных показателей эффективности инвестиций (чистого дисконтированного дохода, внутренней нормы доходности, индекса доходности, сроков окупаемости инвестиций и собственного капитала, бюджетной эффективности).

Литература

1. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов и отбору их для финансирования, утверждены Госстроем России, Минэкономики России, Минфином России, Госпромом России № 7-12/47 от 31.03.94 г.
2. Практические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике, утверждены приказом РАО «ЕЭС России» №54 от 07.02.2000 г., с учетом Заключения Главгосэкспертизы России № 24-16-1/20-113 от 26.05.99 г.
3. Руководство к использованию программного продукта «ENERGY- INVEST», версия 2. Книга 1. – Научный Центр прикладных исследований РАО ЕЭС России. – Москва, 1999.

ИНВЕСТОРСКАЯ СМЕТНАЯ СТОИМОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА В СИБИРИ

А.Н. Александров
Научный руководитель главный научный сотрудник О.Б. Кортелев
Институт горного дела СО РАН, г. Новосибирск, Россия

Новая система ценообразования и сметного нормирования, введенная Минстроем России, предусматривает формирование свободных (договорных) цен на строительную продукцию, их экономическую оптимизацию и государственное регулирование через цены на отдельные виды ресурсов.

Методы формирования инвесторской сметной стоимости строительства объекта и договорной цены на строительную продукцию ориентированы на их применение в условиях рыночной системы хозяйствования. Они носят рекомендательный характер и не противоречат принципам новой системы ценообразования и сметного нормирования.

В настоящее время для формирования инвесторской сметной стоимости строительно-монтажных работ (СМР) предлагается ряд методов: базисно-индексный, базисно-компенсационный, ресурсно-индексный и ресурсный. Методы формируют одну и ту же группу затрат – инвесторскую сметную стоимость СМР в уровне текущих сметных цен на ресурсы. Она является исходной базой для расчета объемов инвесторской договорной цены на строительную продукцию и договорной цены подрядчика.

В настоящее время наибольшее распространение получил базисно-индексный метод. Ресурсно-индексный и ресурсный методы применяются в практике инвестиционных отношений по мере укрепления позиций новой методологии сметного ценообразования и нормирования и новых Государственных элементных сметных норм (ГЭСН-2001). В этом случае ресурсный метод позволяет подрядчику правильно оценить в текущих ценах себестоимость СМР.

Все методы основываются на использовании конкретной сметной нормативной базы.

Наиболее распространенный базисно-индексный метод основан на том, что инвесторская сметная стоимость СМР формируется в объемах, выполненных (например, за текущий месяц строительства объекта) в уровне базисных сметных цен на использованные ресурсы с последующим пересчетом в текущий уровень сметных цен с помощью индекса изменения базисной сметной стоимости СМР.

В данном случае индекс изменения сметной стоимости СМР есть отношение сумм сметных стоимостей набора ресурсов на 1 млн. рублей, определенных в уровне текущих цен к их стоимости в базисном уровне цен.

Анализ систем ценообразования в развитых странах показывает, что существующая методика ценообразования в России адекватна ранней «простой» американской методике, заключающейся в том, что в состав цены на строительную продукцию включались полные издержки на производство в текущем уровне цен плюс средняя (нормативная) надбавка, обеспечивающая прибыль [4].

В настоящее время в США используются методы, позволяющие формировать так называемые целевые цены, т.е. цены с позиции целевой нормы прибыли подрядчика плюс полные издержки производства. Прибыль рассчитывается заранее, исходя из целевой ее нормы на вложенный в производство капитал и условий возможной конкуренции среди строительных фирм. Как правило, крупные высокорентабельные строительные фирмы формируют целевую цену строительного объекта в текущем уровне цен по видам строительства.

Представляет интерес германский метод формирования рыночной цены на продукцию постатейным калькулированием. Здесь используется суммарная стоимость материалов на единицу продукции и государственные предельные нормы затрат по определенным статьям расхода. Стоимость материалов исчисляется в оптовых ценах, а государственные нормы заданы, как правило, в процентах от определенной базы.

Отмеченные подходы к ценообразованию и сметному нормированию необходимо учитывать при проектировании и строительстве горно-добывающих комплексов Сибири – основного поставщика сырья для народного хозяйства России.

Сложные горно-геологические, климатические и эколого-социальные проблемы накладывают специфические требования к экономической оценке строительства. Используемая система индексов (коэффициентов) здесь зависит от ряда объективных факторов, влияние которых на цену и сметную стоимость СМР представлено в таблице.

Таблица

Факторы и методы определяющие коэффициенты (поправки) к сметной стоимости СМР

Виды государственного регулирования	№	Наименование воздействующего на цену фактора	Возникновение фактора, влияющего на цену	Изменяемый фактором элемент стоимости	Наименование поправки (коэффициента), вызванной фактором	Метод определения поправки (коэффициента)	Время определения поправки (коэффициента)	Сфера действия поправки (коэффициента)	Исполнитель расчета поправки (коэффициента)	Утверждение поправки (коэффициента)
Плановая экономика	1	Территориальный	Расположения стройки в другом территориальном районе (зоне) строительства	Цена материалов, рабочей силы, работ в целом	Переходный коэффициент	Расчет набора ресурсов на 1 млн. руб. СМР или объекта – аналога	Возможно заблаговременно или в процессе проектирования	В пределах территориального района	Проектный институт (или подрядчик)	Заказчик
	2	Конструктивный	Отличие конструктивных решений применяемого объекта	Объемы работ, виды материалов, транспорт материалов	Поправочный коэффициент	Расчет поправки	В процессе проектирования или строительства	На вид работ или здание, сооружение	Проектный институт (или подрядчик)	Заказчик
	3	Временной и ценовой	Переход на новые нормы и цены под воз действ нем НТП*	Нормы и цены	Индекс перехода от одних цен к другим	Расчет ресурсов по специальной методике	Перед переходом на новые нормы и цены	Отрасль (используется для пересчета остатков сметной стоимости)	Госстрой СССР	Госстрой СССР
Рыночная экономика	4	Инфляционный	Инфляция (могут действовать также факторы 1,2, 3 для базисного уровня цен)	Текущие и Прогнозные цены	Индекс текущий, индекс прогнозный	Расчет по специальной методике, по отчетным данным подрядчика, данным РЦЦС** и ДР.	В процессе составления сметной документации или расчетов за выполненные работы	На элементы сметной стоимости, объект, стройку	Заказчик, подрядчик, РЦЦС и др.	Заказчик, РЦЦС

* НТП – научно-технический прогресс
** РЦЦС – Региональный центр по ценообразованию в строительстве

Влияние перечисленных факторов на коэффициенты следующее:

Территориальный фактор связан с расположением стройки в другом территориальном (ценовом) районе (зоне) строительства, с другими ценами на материалы, рабочую силу и эксплуатацию строительных машин. По существу в этом случае осуществляется ценовой переход от одного территориального района строительства к другому, поэтому разрабатываемая поправка называется переходным коэффициентом, определяемым специальным расчетом набора ресурсов (материалы, зарплата, эксплуатация машин) на 1 млн. руб. СМР или объекта – аналога. Такой расчет выполняется как в процессе проектирования, так и заблаговременно для запроектированных ранее других аналогичных объектов. Действует этот коэффициент для данных территориальных районов и разрабатывает его, как правило, проектная организация или подрядчик, а утверждает – заказчик.

Конструктивный фактор вызван отличием конструктивных решений применяемого объекта – аналога, что приводит к изменению объемов работ, видов материалов и т.п. В этом случае рассчитывается поправочный коэффициент на имеющиеся отличия. Такие расчеты выполняются в процессе проектирования и в процессе строительства на отдельные виды работ проектной организацией или подрядчиком и утверждаются заказчиком. Возможно одновременное применение конструктивного и территориального факторов.

Временной и ценовой фактор вызван переходом на новые сметные нормы и цены под воздействием научно-технического прогресса (НТП). В условиях плановой экономики такие переходы были в 1955, 1969, 1984, 1991 годах и в настоящий момент с 2001 года. В условиях плановой экономики Госстрой СССР в централизованном порядке с привлечением министерств и ведомств по специальной методике разрабатывал и

утверждал индекс перехода от старых норм и цен к новым нормам и ценам. Индексы разрабатывались в целом для отрасли и использовались для пересчета переходящих остатков сметной стоимости в новые нормы и цены.

Инфляционный фактор стал применяться на уровне взаимоотношений субъектов рынка с переходом на рыночные отношения. В условиях плановой экономики имевшее место увеличение сметной стоимости из-за увеличения цен на ресурсы в строительстве покрывалось государством специальными компенсациями строительным организациям. В рыночных условиях, когда инфляция стала носить постоянный и динамичный характер, стоимость строительства стала определяться (кроме базисного уровня цен) в текущем и прогнозном уровне с помощью текущих и прогнозных индексов цен.

Расчет индексов может осуществляться на основе отчетных (бухгалтерских) данных подрядных организаций. Они применяются при расчетах сметной стоимости, с учетом видов работ и объектов строительства [6]. Разрабатывают индексы заказчики (проектные организации), подрядчики и региональные центры по ценообразованию в строительстве (РЦЦС). Индексы, разрабатываемые РЦЦС, могут использоваться для оценки и переоценки основных фондов, выполнения экономических, плановых и статистических расчетов, а также расчетов по конкретным объектам для приведения объемов капвложений в текущий сопоставимый уровень цен. Индексы применяются при строительстве и ремонте объектов, финансируемых за счет внебюджетных фондов или с их участием. Для других объектов они носят рекомендательный характер и могут быть использованы при взаимном согласии заказчика и подрядчика.

Приемы использования коэффициентов можно проследить на примере проектной деятельности института Сибгипрошахт.

Поправочные коэффициенты отражают конструктивные отличия объекта, усложнение вида работ и организации строительства, дальность перевозки местных строительных материалов и т.д. Например, при проектировании и строительстве Южно-Якутского угольного комплекса были разработаны поправочные коэффициенты к базисным сметным ценам, которые отражали зависимость сметной стоимости выполняемых работ от сдачи в эксплуатацию железнодорожной линии БАМ–Тында–Беркакит. На период отсутствия железнодорожного пути применялся повышающий коэффициент 1.06, а при вводе в эксплуатацию железнодорожного пути – применялся понижающий коэффициент – 0.94 [3].

Также были разработаны поправочные коэффициенты на перевозку местных строительных материалов на расстояние 1000км и на внешние поставки материалов при строительстве разрезов Ирша – Бородинский № 2 и Березовский №1 в Красноярском крае.

Расчет переходных коэффициентов к сметной стоимости СМР между территориальными районами строительства в базисном уровне цен выполнен на основе разработанных методических положений в следующей последовательности:

1) определение набора ресурсов на 1 млн. руб. СМР;
2) определение стоимости местных и привозных материалов;
3) определение стоимости эксплуатации машин;
4) определение стоимости заработной платы;
5) начисление накладных расходов;
6) расчет переходных коэффициентов от района к району.

Эти переходные коэффициенты были учтены также при составлении ТЭО промышленного освоения Эльгинского каменноугольного месторождения Южно-Якутского угольного бассейна.

Расчет коэффициентов выполнялся для всех рассматриваемых месторождений в соответствии с транспортными схемами проекта организации строительства (ПОС). Если строительство осуществлялось в несколько этапов с различными видами транспортных коммуникаций (зимник, временная дорога, постоянная автодорога, паромные переправы, железная дорога и т.д.), то расчет коэффициента учитывал эти условия для каждого этапа строительства [2].

Таким образом, в соответствии с действующими положениями в условиях развития рыночных отношений, в составе предпроектных проработок стоимость строительства должна определяться по укрупненным нормативам или сметам объектов-аналогов. При этом стоимостные показатели должны приводится к уровню сметных цен территориального района строительства [5].

Такой подход позволяет определять стоимость строительства наиболее простым, быстрым методом с достаточной степенью точности, так как предлагаемые поправочные коэффициенты учитывают различия территориальных условий строительства по стоимости материалов, изделий и конструкций, заработной плате, эксплуатации строительных машин и механизмов и накладным расходам [1].

Другой более точный, но трудоемкий и длительный способ требует разработку построечных сметных цен и расценок (порядка 2000 сметных цен и 30-40 тыс. единичных расценок), на что требуется не менее двух лет.

Различия в технологических, объемно-планировочных, конструктивных решениях, а также изменения, вызванные климатическими и сейсмическими условиями, должны учитываться отдельно, путем изменения укрупненного стоимостного показателя или сметы объекта-аналога, что позволит наиболее объективно определить стоимость СМР в базисном уровне цен.

Литература

1. Аксенов А.П., Кортелев О.Б., Голоскоков В.Г., Матвеев В.С., Александров А.Н. Региональное ценообразование в строительном комплексе: инжиниринг, мониторинг, контроллинг. – Кемерово, 2007. – 185 с.
2. Временная методика расчета поправок к районным (зональным) каталогам единичных расценок на строительные конструкции и работы. – Новосибирск: Сибгипрошахт, – 1985.

3. Голоскоков В.Г. Опыт разработки сметных цен на строительство Южно-Якутского угольного комплекса // Экономика угольной промышленности. – Якутск: ЦНИИЭНуголь, 1976. – №8. – С. 22–23.
4. Кузьминский А.Г., Щербаков А.И. Ценообразование и сметное нормирование в строительстве. – Новосибирск, 1995. –184 с.
5. Курленя М.В., Голоскоков В.Г., Кортелев О.Б., Щербаков А.И. Ценообразование и сметное дело в строительстве угольного комплекса Сибири. – Новосибирск, 2000.– 431с.
6. Методические рекомендации по определению индексов цен на строительно-монтажные работы. – Новосибирск: Сибгипрошахт, 1993.

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ОТКРЫТЫХ РАЗРАБОТОК ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

А.Н. Александров
Научный руководитель главный научный сотрудник О.Б. Кортелев
Институт горного дела СО РАН, г. Новосибирск, Россия

Развитие горной промышленности в России за последние десятилетия характеризуется дальнейшим расширением области применения прогрессивного открытого способа разработки, обеспечивающего по сравнению с подземным способом более высокую производительность труда, более низкие себестоимость и капитальные вложения, а также значительно лучшие и безопасные условия труда. Так замещение угля, добытого на шахтах, на уголь, добытый на разрезах, приводит к росту производительности труда по угольной отрасли в 8 – 8,5 раз, снижение себестоимости угля в 4 – 4,5 раза, уменьшение ущерба окружающей среде в 2 – 2,5 раза, сокращение энергопотребления в 3,5 раза, снижение смертельного травматизма, инвалидности, заболеваемости в 12 – 15 раз [3].

В России в настоящее время открытым способом добывается свыше 86 % железной руды, 42 % угля, 96 % горной массы в цветной металлургии, почти 100 % неметаллических полезных ископаемых, свыше 75 % агрохимического сырья и т.д. Для удовлетворения потребностей страны в минеральном сырье открытым способом до недавнего времени разрабатывалось свыше 14 млрд. т горной массы в год. По прогнозам этот объем может быть увеличен до 25 – 26 млрд. т в год.

Удельный вес открытого способа добычи полезных ископаемых в перспективе сохраняется на уровне 70 % (за счет увеличения его в первую очередь в цветной металлургии и угольной промышленности) [4].

В настоящее время проведенными большими коллективами ученых исследованиями обоснована целесообразность обеспечения опережающего роста прогрессивного открытого способа разработки месторождений твердых полезных ископаемых как генерального направления развития горнодобывающих отраслей страны и в первую очередь угольной отрасли.

В то же время известно, что добыча угля открытым способом сопровождается многосторонним негативным воздействием на природную среду [6]. Кроме того, выявились отставания от зарубежной практики открытой добычи угля, что привело к более низким показателям по использованию активных производственных фондов, производительности труда, ресурсоемкости производства и т.д.

В таблице приведены сравнительные данные, характеризующие современные технико-экономические показатели работы российских и зарубежных угольных компаний [5].

Таблица

Характеристики угольных компаний

	Показатель	Концерн «Кузбассразрезуголь»	Зарубежные компании
1	Минимальная мощность пластов, м	2	0,35
2	Коэффициент вскрыши, $м^3/т$	2,6-11,3	2-17
3	Доля бестранспортной вскрыши, %	19	80-90
4	Доля перевозок железнодорожным транспортом, %	14	0
5	Механизация БВР и использование простейших ВВ, %	40	90-100
6	Использование фронта вскрышных работ, %	35	8
7	Объем переработанной продукции, %	32	70-80
8	Срок отработки запасов, лет	61	10-15
9	Фонды (капитал), % Пассивная часть	100 45	100 9
10	Техника	31	21
11	Оборотные средства (текущие активы)	24	70
12	Коэффициент использования оборудования	0,1-0,3	0,6-0,8
13	Сервис, заводской ремонт, %	5-10	90-100
14	Складские запасы, запасные части и материалы	9 мес.	1 нед.
15	Металлоемкость, усл. ед.	2-2,5	1
16	Энергоемкость, усл. ед.	1	0,3
17	Заработная плата, $/год	4500-5000	32000-38000
18	Производительность, т/год	1200	10000
19	Себестоимость, $/т	20	12

Из анализа данных таблицы следует, что зарубежные угледобывающие компании добиваются существенно более высокой технической и экономической эффективности.

Принципиально важным фактором здесь являются более высокие показатели эффективности использования капитала. Уменьшение времени его оборота приводит к использованию существенно более высокой степени концентрации горных работ в пространстве, и во времени. Период отработки месторождений тесно увязывается с длительностью инвестиционных циклов (см. позицию 8 в таблице). Отработка месторождения характеризуется существенно более высокой степенью концентрации горных работ, использованием высокопроизводительных бестранспортных технологий, применением оборудования высокой единичной мощности (см. позиции 3 в таблице).

Одним из следствий используемых проектно-инвестиционных и технологических решений является принципиально иная структура капитала, связанного в производстве. В основном капитал на передовых горнодобывающих компаниях связан в оборотных средствах, т.е. в материально-технических запасах, незавершенном производстве и готовой продукции (позиция 11 в таблице).

Такого рода структура капитала делает жизненно важным для горнодобывающих компаний использование прогрессивных схем организации и управления, нацеленных на минимизацию всех видов запасов и незавершенного производства.

Совокупным результатом этого является достижение высокой экономической результативности, позволяющей балансировать интересы, как инвесторов (акционеров), так и работников предприятий (см. позиции 17, 18 и 19 в таблице).

Специфика производственно-технологических систем открытой угледобычи в России предопределила существенные особенности в механизмах использования денежных потоков.

Прежде всего, это связано с влиянием незавершенного производства на экономическую эффективность работы предприятий угледобычи.

В горнодобывающем производстве предмет труда – природный материал, находящийся в залежи. Он не имеет стоимости, связанной с овеществленным в нем прошлым трудом (как на машиностроительных или приборостроительных предприятиях).

Возможным источником возникновения незавершенного производства, в условиях открытой угледобычи, является опережающее создание фронта вскрышных работ, обусловленное используемыми технологическими принципами ведения горных работ.

Так, широко используемая в Кузбассе транспортная система разработки предопределяет положение горных работ, при котором значительная часть объема вскрышных пород отрабатывается для обеспечения добычи угля в будущих периодах. При существующей в настоящее время учетной политике, затраты будущих периодов полностью включаются в текущую стоимость горных работ и таким образом перекладываются на плечи потребителей.

Высокая доля оборотных средств в структуре капитала зарубежных компаний является результатом принципиально другой учетной политики, при которой часть объемов вскрышных работ фиксируются в форме затрат будущих периодов. За счет этого достигается снижение себестоимости, растет конкурентоспособность угледобывающего предприятия и повышается его инвестиционная привлекательность.

С целью создания благоприятных условий для инвестирования принципиально важным является согласование продолжительности жизненного цикла предприятия и периода окупаемости инвестиционных проектов. Характерная длительность составляет 10-15 лет.

Приведенный анализ показывает, что для повышения конкурентоспособности угледобывающих предприятий необходимо обратить внимание на управление геоэкономической ситуацией в процессе развития горных работ. На новой методической основе, учитывающей не только капитальные и эксплуатационные затраты и их сравнение при открытом и подземном способах разработки, но и новые механизмы инвестирования и движения денежных средств, экологические аспекты горного производства, наличие альтернативных источников получения соответствующего по качеству полезного ископаемого. Возможен пересмотр принятой в проектах конечной глубины большинства карьеров, способов и схем вскрытия глубоких горизонтов, формирования карьерного пространства, рабочей зоны и транспортных систем карьера [1, 7].

В настоящее время принят новый принцип определения и анализа потока денежных средств (доходов и затрат) или, другими словами, потока денег за определенный период времени. При этом в качестве критериев принимаются:

– чистый дисконтированный доход (ЧДД) или интегральный эффект;

– индекс доходности (ИД) как отношение приведенных эффектов к величине капвложений;

– внутренняя норма доходности (ВИД);

– срок окупаемости (Ток).

В результате этого теория и практика экономических оценок технологических решений в горной промышленности официально ориентируется на сложившейся в мировой практике методы определения эффективности капитальных вложений и в частности, обоснования оптимальных параметров в горном производстве. Однако в современных условиях производства открытых горных работ конкретные расчеты требуют существенной корректировки за счет учета платежей за природные ресурсы, охрану окружающей среды, различного рода налогов и отчислений, а также представления результатов экономических расчетов в виде рабочей проектной документации, включающей сметно-финансовые расчеты.

Поэтому при рассмотрении эффективности строительства горных предприятий целесообразно наряду с действующими экономическими критериями учитывать рентный доход при эксплуатации ресурсов недр.

В соответствии с Законом «О недрах» полезные ископаемые на территории России являются государственной собственностью и вопрос о приватизации недр, к счастью, пока не ставится. В этой связи одной из основных составляющих рентного дохода страны может быть горная рента [2].

Горную ренту, как частный вид природоресурсной ренты, определяют как разницу между рыночной стоимостью минерального сырья и всеми затратами на его добычу, включая доставку на рынок, оплату инвестированного капитала (включая амортизацию), выплату процентов по инвестициям, в том числе компенсации за риски инвестора, уплаченные налоги, экологические платежи. Фактически ренту можно считать «избыточной» прибылью предприятия. Как известно, ключевое выражение для оценки инвестиционной привлекательности проекта представляет собой обратную зависимость доходности (NPV) проекта от ставки дисконтирования, r:

$$NPV \sim (CFt - Tt) / (1 + r)^t,$$

где CFt – ожидаемый денежный поток в каждом данном году; T – ожидаемая налоговая нагрузка в каждом данном году; t – год от базового до n; n – срок жизни месторождения.

Ставка дисконтирования (r) является минимальной ставкой кредита, который можно получить для осуществления конкретного горного проекта, и ее величина аккумулирует в себе обесценение во времени денежной единицы (инфляцию) кредита, а также риски проекта. Очевидно, что ставка дисконтирования не может быть ниже ставок доходности по другим финансовым активам (облигации, акции других компаний). Она связана с величиной внутренней нормы рентабельности (IRR – Internal Rate of Return). Последняя определяется как ставка дисконтирования, при которой чистый доход (прибыль) в процессе осуществления какого-то проекта равен нулю. Иными словами, эта ставка выражает среднюю норму прибыли. Показатель IRR рассчитывается на каждый год или квартал, причем при его определении необходимо каждый раз суммировать и дисконтировать все расходы и доходы с начала работ.

Принято считать, что инвестиции в горнодобывающие отрасли направляются только тогда, когда горная рента значительно перекрывает удорожание кредита за счет рисков недропользователя. На практике это означает, что если ставка дисконтирования, например, составляет 10 %, то для проекта со средним уровнем риска горная рента должна обеспечить внутреннюю норму прибыли не менее 15 %. Такое требование к рентным свойствам является существенным ограничением при пересчете запасов полезных ископаемых месторождений, формирующих минерально-сырьевую базу России установленных при централизованной плановой экономики. Корректировка балансовых запасов только начинается, но, по имеющимся оценкам по многим видам полезных ископаемых их рентабельные к отработке запасы будут меньше балансовых на 30 – 70 %.

Повышение эффективности использования рентного потенциала минерально-сырьевой базы России может быть достигнуто только при параллельном совершенствовании законодательства, регулирующего доступ к недрам и законодательства о платежах и налогах при пользовании недрами.

Литература

1. Кузмин А.П., Фридман Ю.А., Осипова Л.М. Проблемы возникающие в угольной промышленности Кузбасса в новых условиях хозяйствования // Угольный комплекс-90: Труды Всесоюз. конф. по развитию производительных сил Сибири. – Ленинск-Кузнецкий, 1990. – Т.2.
2. Михальченко В.В., Якутов В.В., Дерябина Р.М. Системная оптимизация производственно-технологической цепи как необходимое условие обеспечения конкурентоспособности горного предприятия // Энергетическая безопасность России. Новые подходы к развитию угольной промышленности: Труды Международной научно-практической конференции. – Кемерово, 1999.
3. Реструктуризация угольной промышленности: Теория, опыт, программы, прогноз / Малышев Ю.Н., Зайденварг В.Е., Зыков В.М. и др. – М.: Компания «Росуголь», 1996.
4. Ржевский В.В., Трубецкой К.Н. Задачи горной науки в области открытой разработки месторождений полезных ископаемых // Горн. журн., 1998. – №1.
5. Рубанюк Ю.Т., Михальченко В.В., Дерябина Р.М., Якутов В.В. Проблема качества производственного планирования угледобывающего предприятия в условиях рыночной экономики // Вестник КузГТУ. – Кемерово, 1999. – №6.
6. Ташкинов А.С. К обоснованию концепции технического развития открытой добычи угля в Кузбассе // Вестник КузГТУ. – Кемерово, 1998. – №6.
7. Яковлев В.Л.О новых проблемах к решению проблем развития открытых горных разработок // Горн. вестник., 1998. – №6.

СТИМУЛИРОВАНИЕ ИННОВАЦИОННОГО ПРЕДПРИНИМАТЕЛЬСТВА НА ОСНОВЕ МОДЕРНИЗАЦИИ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ

А.Ю. Бородин
Научный руководитель доцент Т.В. Счастная
Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Конфликт между человеком и природой, существовавший на всем протяжении развития человечества, приобрел в наше время универсальный характер и определил характер экономико-экологической проблемы: экономический прогресс за счет экологического регресса.

Почему же экономическое развитие приводит к такому финалу? Ответ лежит в его принципах.

Экономика всегда была направлена на удовлетворение материальных потребностей общества. В процессе эволюции общественные потребности увеличивались, делая необходимым дальнейшее развитие

технологии. В результате в 21 веке экономическое развитие уже немыслимо без научно-технического прогресса, обеспечения и поддержания постоянных темпов роста производства, что подразумевает все большую зависимость от природных ресурсов.

Безусловно, имеющиеся в наличии природные и людские ресурсы, уровень технических знаний, система институтов определяют условия функционирования экономики. Общество всегда зависело от природных ресурсов, но проблема в том, что это зависимость не учитывается в экономике. Человек стремится потреблять, а не сохранять.

Таким образом, основное противоречие между экономическим и экологическим развитием заключается в том, что, с одной стороны, экономика должна развиваться, с другой стороны, это развитие порождает пагубные для окружающей среды последствия.

Ограниченность природно-ресурсного потенциала планеты и ассимиляционных возможностей окружающей среды, обострение экологических проблем определяют актуальность формирования новой социально-экономической парадигмы устойчивого социально-экономического развития цивилизации. Ее основными задачами являются: обеспечение органичного развития хозяйственных процессов и биосферных циклов, соблюдение прав человека на благоприятную среду обитания, принципов платности природопользования и возмещения вреда. Правовую основу перехода России на путь устойчивого развития обеспечивает Указ Президента РФ «О Концепции перехода Российской Федерации и устойчивому развитию» [3]. Базой для реализации Концепции служат природоохранное законодательство и организационные механизмы экологического менеджмента (стандарты ИСО 14000), развитие экологического предпринимательства. Ключевым аспектом экологического менеджмента является принцип экоэффективности по достижению предприятиями экономической выгоды за счет снижения воздействия на окружающую среду и сокращения использования ресурсов.

При осуществлении экологического предпринимательства достигается совмещение целей производственной и природоохранной деятельности, обеспечение экономически эффективного снижения отрицательного воздействия на окружающую среду и здоровье населения, рационализация потребления ресурсов, повышение качества продукции.

В настоящее время законодательством Российской Федерации не проработаны конкретные меры поддержки и стимулирования экологического предпринимательства. Правовое обеспечение в данной сфере носит общий характер и сводится к нормам, регулирующим предпринимательскую деятельность в Гражданском кодексе РФ, и отсылочной норме Федерального закона «Об охране окружающей среды» о государственной поддержке предпринимательской деятельности, осуществляемой в целях охраны окружающей среды. Так, несмотря на положения ст. 14-18 Федерального закона «Об охране окружающей среды» [4], в федеральном законодательстве практически отсутствуют налоговые и иные льготы для такой деятельности, что сдерживает ее развитие. Также не установлена ответственность за качество экологических товаров, услуг на основе сертификации и лицензирования.

Основными направлениями стимулирования эколого-инновационного предпринимательства в России являются:

- разработка стандартов, норм и правил в данной области, мер административного регулирования, в том числе штрафов;
- создание эффективной экономической базы, включая государственный заказ, предоставление налоговых и кредитных льгот, привлечение внешних финансовых источников, совершенствование платного природопользования;
- развитие правовой базы (принятие Федеральных законов «Об экологическом предпринимательстве», «Об экологических платежах», «Об экологическом страховании»).

Эффективная реализация процессов перехода к гармоничному устойчивому развитию, решение природоохранных проблем, стимулирование экологически безопасного поведения природопользователей, внедрение эколого-инновационных технологий возможны на основе формирования систем эколого-экономического управления. При этом основным обеспечивающим элементом гармоничного устойчивого развития Российской Федерации является модернизация экологического налогообложения.

В настоящее время взимание налогов, сборов и платежей за природные ресурсы и загрязнение окружающей среды в России не оказывает существенного влияния на формирование государственного бюджета, объемы финансирования воспроизводства ресурсов, охраны среды. Их изъятие осуществляется косвенными методами через многочисленные налоги и таможенные пошлины. Кроме того, в Российской Федерации наблюдается низкий уровень «экологической составляющей в расходной части бюджета при ее доминировании в доходной части от природоемкого экспорта [2]. При этом по оценкам экономистов, фактический экономический ущерб в России во много раз превышает поступающие платежи за нарушение качества окружающей среды, что априори определяет недостаток финансирования природоохранной деятельности.

Резервами увеличения объемов доходов и расходов бюджетной системы Российской Федерации в сфере охраны окружающей среды и природных ресурсов являются:

- повышение ставок экологических налогов, сборов, платежей до экономически обоснованного уровня, обеспечение оптимального сочетания их фискальной и регулирующей функции;
- изъятие природно-ресурсной ренты в доход бюджета:
- сбалансированное увеличение природоохранных расходов бюджета пропорционально росту доли «экологической составляющей» в его доходах;
- аккумуляция и целевое расходование поступающих средств (на развитие ресурсосберегающих технологий, проведение превентивных природоохранных мероприятий, ликвидацию последствий негативного воздействия на окружающую среду);

- повышение уровня научных исследований в экологической сфере.

В отличие от большинства налогов, при анализе «экологического налога» одним из важнейших критериев оптимальности является не только и не столько экономическая результативность, сколько их экологическая эффективность, выраженная в сокращении экологически опасной деятельности. Целью политики устойчивого развития общества является поиск таких инструментов охраны окружающей среды, которые позволили бы добиться равновесия между требованиями экологической и экономической эффективности.

Система экологических налогов, сборов, платежей России включает:

1 – налоги, сборы, платежи за пользование природными ресурсами: налог на добычу полезных ископаемых (гл. 26 Налогового кодекса РФ) [1]; система налогообложения при выполнении соглашений о разделе продукции (гл. 26.4 Налогового кодекса РФ); разовые платежи за пользование недрами при наступлении событий, оговоренных в лицензии (бонусы); регулярные платежи за пользование недрами; плата за геологическую информацию о недрах; сбор за участие в конкурсе (аукционе); сбор за выдачу лицензий (ст. 39 Закона РФ «О недрах»); платежи за пользование лесным фондом (ст. 103 Лесного кодекса РФ); сборы за пользование объектами животного мира и водных биологических ресурсов, водный налог (гл. 25.2 «Водный налог» НК РФ; земельный налог (гл. 31 «Земельный налог НК РФ и др.;

2 – плата за загрязнение окружающей среды (сбросы, выбросы загрязняющих веществ, размещение отходов, другие виды вредного воздействия) (ст. 16 Федерального закона от 10.01.2002 «Об охране окружающей среды»); Постановление правительства РФ «Об утверждении порядка определения платы и ее предельных размеров за загрязнение окружающей природной среды, размещение отходов, другие виды вредного воздействия»).

Однако, по мнению ряда специалистов, налоги на загрязнения являются, по сути, скрытыми налогами на такие факторы производства, как «труд» и «капитал» (через налоги на прибыль, добавленную стоимость, социальный, подоходный налоги, таможенные пошлины). Согласно данным экономистам, увеличивая затраты на производство, «экологический налог» обостряет искажения в экономике от налогообложения в целом. Этот эффект скрытого налогообложения приводит к возрастанию цен на конечные продукты производства и к сокращению реальных доходов от вложенных средств.

В данной ситуации требуется «экологизация» налоговой системы России путем законодательного переноса налогового бремени с факторов производства «труд» и «капитал» на эколого-ресурсные с соблюдением принципа «фиксальной нейтральности», то есть переход к прямому природно-ресурсному налогообложению Подобные меры предусмотрены «Национальной стратегией сохранения биоразнообразия России». Одновременно в соответствии с принципом «фиксальной нейтральности» должно быть обеспечено компенсирующее снижение уже существующих налогов, а для предотвращения переноса налогового бремени на потребителей путем роста цен и тарифов – использование мер антимонопольной политики. Для повышения их эффективности необходимо аккумулирование средств в целевых экологических фондах и последующее использование на природоохранные мероприятия в рамках экологических программ.

Посредством максимально полного извлечения и направления в бюджет природно-ресурсной ренты, практикуемого во всех цивилизованных странах, государство может реализовать свои права собственности на ресурсы, обеспечить значительные финансовые источники развития страны, компенсировать природоохранные расходы. Данная позиция отражена и в Экологической доктрине РФ (27.08.2002), где определена необходимость изъятия природно-ресурсной ренты.

Перспективным направлением стимулирования экологически безопасного поведения хозяйствующих субъектов является введение специальных экологических налогов на производство, использование экологически вредной продукции (топливно-нефтяные продукты, смазочные масла, этилированный бензин, пестициды, удобрения), опасных технологий, льготного налогооблажения экологических видов продукции и услуг на базе опыта ряда зарубежных стран (ФРГ, Швеции, Франции).

Литература

1. Налоговый кодекс РФ (ч. 2) от 05.08.2000 №117 ФЗ (ред. от 10.01.2006).
2. Российский статистический ежегодник: Статистический сборник. – М.: Росстат, 2004. – 725 с.
3. Указ Президента РФ «О концепции перехода Российской Федерации к устойчивому развитию» от 01.04.1996 №440 // Российская газета. – М., 03.04.1996.– №112.
4. Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды от 10.01.2002 №7 – ФЗ (ред. от 31.12.2005) // Российская газета. – М., 12.01.2002. – №6.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ РАЗВИТИЯ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ В СЛОЖНЫХ ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ЯМАЛА

Н.А. Гаврикова
Научный руководитель профессор С.М. Крымов
Томский государственный педагогический университет, г. Томск, Россия

Основная база нефтяной и газовой промышленности России сосредоточена, соответственно, в Ханты-Мансийском и Ямало-Ненецком автономном округах, отличающихся чрезвычайно суровыми и даже экстремальными природно-климатическими условиями. Регионы, с которыми связывается дальнейшее развитие нефтегазового комплекса страны (Восточная Сибирь, Республика Саха (Якутия)), шельфовые зоны восточных и северных морей), также являются исключительно сложными для хозяйственного освоения [2].

Вышеизложенное делает весьма насущным комплексное, всестороннее изучение процесса освоения природных ресурсов в регионах с экстремальными природно-климатическими условиями.

Современный этап развития ТЭК характеризуется постоянным увеличением объемов экспорта нефти и газа, зависимостью экономики России от конъюнктуры мирового рынка топливно-энергетических ресурсов, снижением темпов подготовки ресурсной базы углеводородного сырья, отсутствием государственного регулирования процессов воспроизводства минерально-сырьевой базы, что повышает важность обеспечения минерально-сырьевой безопасности и определяет необходимость опережающего проведения геолого-разведочных работ для освоения ресурсов перспективных нефтегазодобывающих районов. В связи с этим, освоение углеводородных ресурсов перспективных нефтегазодобывающих районов остается важной стратегической задачей государства.

Важная социальная и экономическая роль нефтегазового комплекса определяет необходимость государственного регулирования в процессе освоения недр перспективных нефтегазодобывающих районов, определяет необходимость формирования стратегии освоения недр перспективных нефтегазодобывающих районов с учетом обеспечения эффективности инвестиций и возникающих межотраслевых взаимодействий [1]. В этих условиях должна сохраняться роль НГДР как самостоятельного объекта стратегического планирования.

Особенностью формирования стратегии освоения НГДР является влияние большого количества факторов, определяемых природными условиями, что делает необходимым учет неопределенности функционирования его объектов. Это обусловливает целесообразность применения вероятностного подхода к перспективному планированию освоения газодобывающего района посредством рассмотрения множества вариантов и позволяет учитывать неопределенность сроков функционирования месторождений, более гибко подходить к формированию стратегии освоения углеводородных ресурсов, дает возможность учета стохастики в экономических показателях (капитальных вложениях, мощностях стройиндустрии при обустройстве промыслов и т.д.).

Предлагаемый нами подход к формированию стратегии комплексного освоения ресурсов газодобывающего района основан на использовании системы моделей. Выделено пять последовательных этапов расчетов. Первый этап – на основе решения ОММ-ТЭК определяются объемы добычи углеводородных ресурсов по нефтегазодобывающим районам в соответствии с потребностями народного хозяйства, задаваемыми Энергетической стратегией России. Второй этап – формирование вариантов разработки месторождения в динамике -используется имитационная модель, позволяющая учесть большое количество геологопромысловых и технико-экономических факторов, их вероятностный характер, рассчитать экономические показатели, а также интегральные затраты. Третий этап – выбор варианта разработки месторождений исходя из потребности в углеводородных ресурсах по району в целом, используется оптимизационная производственная модель в вариантной постановке. Четвертый этап – комплексное описание программы освоения перспективного нефтегазодобывающего района на базе сетевой модели, позволяющей адекватно описать процесс. Пятый этап – оценка эффективности вариантов программы с использованием методов оценки эффективности инвестиционный проектов с использованием денежных потоков, возникающих в процессе реализации инвестиционной программы.

С использованием предложенного подхода проанализированы сформированные сценарии развития Ямальского НГДР по различным вариантам, выбран эффективный вариант реализации программы и на его основе сформирована рациональная стратегия развития, обеспечивающая наибольший чистый дисконтированный доход и сбалансированность выполнения программы во времени по мощностям и ресурсам в отраслевом и территориальном разрезе, оценены объемы и динамика потребляемых и добываемых ресурсов, нагрузка на транспортную и энергетическую системы района, определены сроки выполнения намеченных мероприятий программы.

На основе проведенных вариантных расчетов сделаны следующие выводы:

- реализация сформированных сценариев за 20-летний период освоения по полному комплексу работ может потребовать инвестиций в пределах от 96 до 123 млрд. дол. США;
- освоение ресурсов Ямала позволит увеличить объемы добычи нефти и газа в России (к 2020 г. по нефти – до 360 млн. т, по природному газу – до 730 млрд. $м^3$). Для поддержания стабильной добычи необходимо достичь прироста извлекаемых запасов природного газа в объеме 1098,8 млрд. $м^3$, нефти – 600 млн. т. Это потребует увеличения объемов поисково-разведочного бурения более чем в 4-5,5 раза и роста инвестиций в геологоразведку до 4% от общего объема;
- при сложившихся в настоящее время экономических и институциональных условиях реализация программы не эффективна. Окупаемость программы освоения углеводородных ресурсов Ямала достигается при постепенном увеличении цены природного газа для потребителя к концу рассматриваемого периода в 4 раза (при условии сложившихся средних цен на нефть и конденсат);
- наилучшими показателями экономической эффективности характеризуется сценарий освоения углеводородных ресурсов Ямала, обеспечивающий выход к концу рассматриваемого периода по добыче газа (включая попутный) на уровень 225,3 млрд. $м^3$, по нефти (включая конденсат) – на 30,3 млн. т. Чистый дисконтированный доход принимает положительные значения и может составить 12,04-16,66 млрд. дол., внутренняя норма доходности – 16,77-19,77%, а срок окупаемости – 13,5-16,5 года в зависимости от принятого варианта реализации;
- варьирование величины налога на прибыль дает возможность сделать вывод о повышении экономической эффективности освоения углеводородных ресурсов Ямала и окупаемости инвестиционной программы даже при незначительном снижении налога, что показывает целесообразность предоставления

предприятиям льготного налогообложения на первоначальный период освоения ресурсов (до момента выхода программы на окупаемость) и требует стабилизации налогового законодательства;

- в динамике потребления ресурсов четко выделяются два этапа; первому десятилетию присущи высокие темпы роста инфраструктурных отраслей, газодобывающей промышленности и газопроводного транспорта, что характеризует интенсивное развитие Харасавэйского промузла. Во втором десятилетии снижаются потребности в мощностях обеспечивающих отраслей – транспорта и строительства, быстрыми темпами идет наращивание мощностей в нефтедобыче, следовательно, ускоренными темпами осваивается Новопортовский промузел;
- анализ временных связей, выявленных в расчетах по сетевой модели, показал, что особенностью программы освоения Ямала является наличие жестких связей по вводу в действие объектов, доказательством чего является большое количество работ, попавших на критический путь вследствие необустроенности района и необходимости последовательного создания большинства объектов. Сокращение сроков выполнения таких работ ведет к уменьшению периода обустройства района и времени выполнения всей программы;
- в случае необходимости проведения научно-исследовательских и проектно-изыскательских работ для подготовки программы к реализации и возможности возвратов при их выполнении удлиняется критический путь и период реализации всей программы, сдвигаются сроки вовлечения в хозяйственный оборот углеводородного сырья и динамика потребляемых ресурсов.

Сложность освоения углеводородных ресурсов Ямала, их высокая национальная значимость, определяющая энергетическую безопасность страны, обусловливают повышение роли государства в развитии ЯНГДР. Государство должно стать генеральным заказчиком разработки программы, эффективным координатором экономических и социальных преобразований, определить оптимальные цели и параметры развития, создать условия и выработать механизмы их достижения, выступить в роли одного из инвесторов на первом этапе освоения района, а также создать специальный орган, который бы руководил разработкой программы и контролировал ее выполнение.

В условиях необходимости повышения минерально-сырьевой безопасности и роли государственного регулирования процесса освоения недр, предлагаемый подход может быть положен в основу разработки научно-обоснованной долгосрочной программы освоения углеводородных ресурсов перспективных нефтегазодобывающих районов и использован органами управления программой.

Литература

1. Бушуев В.В., Троицкий А.А., Майницкая Т.Н. О долгосрочной стратегии социально-экономического развития Ямало-Ненецкого автономного округа // Энергетическая политика. – М., 2002. – Вып. 1. – С. 21 – 26.
2. Воронин А. Государственное регулирование структурных преобразований в ТЭК в условиях глобализации мировой экономики // Экономист. – М., 2003. – №10. – С. 3 – 17.

АНАЛИЗ ДОЛГОСРОЧНЫХ ПРОГНОЗОВ МИРОВОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ, ДОБЫЧИ НЕФТИ И ЦЕНЫ НА НЕФТЬ

Я.А. Галайко
Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Важным фактором, сдерживающим развитие современной глобальной экономики, является высокий уровень мировых цен на нефть [1]. Поскольку большинство индустриальных стран являются импортерами нефти, повышение котировок почти до $100 за баррель к концу 2007г. оказывает отрицательное воздействие на их экономическое развитие, способствуя увеличению издержек транспортных и энергетических компаний, а также других хозяйственных секторов. Складывающаяся ценовая тенденция в долгосрочной перспективе может оказаться одним из труднопреодолимых ограничителей экономического роста в государствах-импортерах. С другой стороны, для экспортеров энергоносителей, в частности для России, высокие нефтяные цены, напротив, могут стать важным источником экономического развития.

Насколько долговечным окажется достигнутый к концу 2007 г. «порог» цен на нефть? Сохранится ли тенденция роста котировок и не станет ли она еще более катастрофической для потребителей?

Известно, что нефтяные цены [4] стали расти на гребне экономического подъема конца 1990-х – начала 2000-х годов, однако только в 2004-2005 гг. это повышение приобрело характер тенденции. Высокие темпы экономического развития в большинстве стран-импортеров, повышение спроса на нефть (особенно со стороны Китая) способствовали уменьшению запасных мощностей производителей и спровоцировали взлет цен до $70 в 2006 г., а впоследствии – еще выше.

Долгосрочный прогноз [2] потребления нефти представлен в табл. 1. Основными потребителями нефти до 2025 г. останутся индустриальные страны – члены Организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР). Однако потребление нефти в развивающихся странах и государствах с переходной экономикой тоже увеличивается и даже более высокими темпами, чем в индустриальных державах. Так за 1990 – 2006 гг. только две страны – Китай и Индия – обеспечили 35% прироста потребления нефти в мире.

Теория К. Хуберта [3] прогнозирующая истощение любого конечного ресурса, в развитии доктора К. Кэмпбелл, применительно к оценке перспектив мировой добычи нефти позволила при известной суммарной добыче нефти определить максимальную точку производства Midpoint. Таким образом, К. Кэмбел в 1995 г. получил график, согласно которому мировой пик добычи должен был прийтись на 1999 г. с объемом добычи 62-

72 баррелей в сутки. На практике максимум пришелся на 2000 г. с объемом добычи 74,95 баррелей в сутки. Но вопреки пессимистическим прогнозам добыча не только не снизилась, но и достигла в 2006 г. 81,663 баррелей в сутки (3914,1 млн. т. в год). Таким образом, несмотря на неточность прогноза К. Кэмпбелла в отношении наступления абсолютного пика добычи, он все же смог обозначить и обосновать текущие тенденции. Доказательством тому служат напряженная обстановка на мировом рынке, дефицит нефтяных ресурсов и, как следствие, уровень цен на сырье марки Brent, бьющий все рекорды.

Таблица 1

Прогноз динамики спроса на нефть на мировом рынке, млн. баррелей в сутки

	2004	2010	2020	2030
Государства ОЭСР	49,5	52,0	57,9	63,7
Прочие страны	32,9	40,0	55,6	74,7
Общий спрос	82,4	92,0	113,5	138,4

Эвристический метод прогноза нефтедобычи Ричарда Дункана, построенный на анализе производства нефти 42 странами, контролирующими 98 % мировой нефтедобычи за период с 1960 по 1998 гг. пик производства нефти приурочить к 2005 г, а в 2040 г. спрогнозировать его снижение на 53%.

Перспективы мировой энергетики наиболее оптимистично описывает Международное энергетическое агентство (МЭА). Оно прогнозирует рост добычи нефти вплоть до 2030 г.

Согласно статистическому отчету компании BP, опубликованному в июне 2006 г. [1] наибольшие нефтяные запасы на конец 2006 г. имели следующие страны: Саудовская Аравия (21,9%), Иран (11,4 %), Кувейт (8,4 %), ОАЭ (8,1%), Венесуэла (6,6%), Россия (6,6%). Общий их объем равен 1208,6 млрд. баррелей, или 164,5 млрд. т. Дефицит нефтяных ресурсов делает актуальной разработку трудноизвлекаемых запасов. К ним относятся месторождения битуминозных песчаников, остаточные запасы нефти в уже истощенных пластах, залежи, расположенные на шельфе и в районах с суровыми климатическими условиями.

Основными производителями нефти стали (2006 г.): Саудовская Аравия (13,1 % общемирового объема), Россия (12,3%), США (8%), Иран (5,4%), Китай (4,7%), Мексика (4,7%), Венесуэла (3,7%), Канада (3,9%), ОАЭ (3,5%0, Кувейт (3,4%), Норвегия (3,3%), Нигерия (3,0%).

С 1982 г. производство нефти в странах, не являющимися членами ОПЕК, превышает нефтедобычу государств- членов ОПЕК. Однако многие крупные производители (США, Великобритания, Китай) добывают сырье, прежде всего для собственных нужд, экспортируя на внешние рынки, лишь небольшую его часть.

Как видно из табл. 2, объемы спроса и предложения нефти на мировом рынке примерно равны, какого-либо заметного дефицита продукта не существует, поэтому объяснить рост мировых цен в 2005 -2006 гг. чисто экономическими факторами невозможно.

Таблица 2

Прогноз динамики производства нефти на мировом рынке, млн. баррелей в сутки

	2004	2010	2020	2030
Спрос (базовый вариант)	82,4	92,0	113,5	138,4
Предложение вне ОПЕК				
нижний предел	50,4	59,3	64,4	64,1
верхний предел	50,4	61,4	70,1	77,2
Предложение ОПЕК				
нижний предел	32	30,6	51,6	61,3
верхний предел	32	32,7	61,0	74,4

Уровень издержек нефтедобычи при использовании современных технологий сравнительно невысок. Он колеблется от двух долларов за баррель в Саудовской Аравии, до шести в США и Канаде, и вполне позволяет производителям работать прибыльно при ценах в 18 -20 долларов за баррель.

Можно предположить, что основной причиной роста мировых котировок нефти в 2005 -2007 гг. стали спекуляции нефтяных трейдеров. Широкое использование фьючерсных и опционных контрактов на поставку сырья позволяют им получать колоссальные прибыли благодаря взвинчиванию цен.

Министерство энергетики США, учитывая присущую нефтяному рынку нестабильность, одновременно рассматривает сценарии высоких и низких цен на нефть [6]. В первом случае предполагается, что котировки к 2030 г. выйдут на уровень 100 долларов за баррель в ценах 2004 г., или 157 долларов в текущих ценах. Во втором случае ожидается, что они будут равняться, соответственно, 36 и 58 долларов. Низкие цены должны стимулировать рост потребления до 134 млн. баррелей в сутки к 2030 г., а высокие ограничат его до 103 млн. баррелей.

Российская нефтедобыча [5] выйдет на свой максимальный уровень – 475-485 млн. т. – уже к 2015 г. После она начнет сокращаться по причине исчерпания ресурсов относительно дешевого сырья. Возрастет же она только в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, достигнув к 2025 г. 40-45 млн. т.

К 2025 г. спрос на энергоносители должен распределиться по территории России следующим образом: Европейская часть – 49-51%, Урал и Западная Сибирь – 38-40%, Восточная Сибирь и Дальний Восток – 9-13%

Итак, к концу 2015 г. средняя цена нефти в стране увеличится на 30-35% и составит 145-150 долларов за 1 т., а к 2025г. она даже может достичь 165-170 долларов [5].

Литература

1. Григорьев Л., Салихов М. Дорогая нефть – это навсегда? // Нефть России. – Москва, 2008. – №1. – С. 17 – 22.
2. Давыдов А. В поисках ценового баланса // Нефть России. – Москва, 2008. – №1. – С. 7 – 11.
3. Клаас О., Горскова Ю. Когда ожидать «нефтяного пика» // Нефть России. – Москва, 2007. – №10. – С. 12 – 17.
4. Либ Д., Либ С. Фактор нефти: Пер. с англ. – М.: ООО «И.Д. Вильямс», 2007. – 320 с.
5. Некрасов А., Синяк Ю. «Оптимистическая трагедия». Каковы к 2025 г. будут уровни добычи и цены на российские углеводороды? // Нефть России. – Москва, 2007. – №9. – С. 16 – 19.
6. Прокофьев И. Два мира, два прогноза // Нефть России. – Москва, 2007. – №11. – С. 11 – 13.

СТРАТЕГИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ МОДЕРНИЗАЦИИ РОССИЙСКОЙ ЭКОНОМИКИ И ЕЕ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ – «ТИХООКЕАНСКАЯ РОССИЯ»

М.С. Годовищенко
Научные руководители педагоги Н.И. Гончарова, В.Е. Коноплева
Дворец детского творчества имени Ю.А. Гагарина, г. Прокопьевск, Россия

III тысячелетие ставит перед Россией новые вызовы, ответ на них неизбежен, и от того, как мы на них ответим, зависит будущее нашей страны, нашей Родины. Данный проект – достойный ответ на эти вызовы. Его реализация сделает Россию истинной сверхдержавой, имеющей полноценный геополитический фундамент и экономическую систему, предрасположенную к динамичному развитию, способность и возможность играть одну из главных ролей на исторической арене XXI века локализованной в зоне «тихоокеанского кольца» Россия, со стратегической точки зрения, представляет собой гигантскую континентальную массу, которая отождествляется с самой Евразией. Россия после освоения Сибири и ее интеграции однозначно совпала с геополитическим понятием Heartland, т.е. «Центральной Земли» континента. Макиндер определял русское Большое Пространство как «Географическую ось истории». Географически, ландшафтно, лингвистически, климатически, культурно и религиозно Россия является синтетическим единением евразийского Запада и евразийского Востока, причем ее геополитическая функция не сводится к суммированию или опосредованию западных и восточных тенденций. Однако, не смотря на свой грандиозный стратегический потенциал Российское геополитическое пространство имеет очень важные недостатки.

Анализируя структуру России с позиций геополитики мы получаем низкие показатели по наличию зон rimland (а это ключевые территории, которые можно назвать колыбелью цивилизации) и по возможности выхода в Мировой Океан по этому пункту можно дать оценку равную нулю, если оценивать относительно доступа к Атлантике. Однако современный центр мирового развития смещается в сторону Тихого Океана, что делает его центром мировых коммуникаций т.е. «Midland Ocean»,здесь русский Heartland имеет высокую оценку по обоим пунктам и это дает большие перспективы... Таким образом, можно сделать вывод: Heartland-громадный пространственный и ресурсный потенциал для мощной активизации и полноценного функционирования которого необходим импульс, носитель его есть rimland интегрированный в «Серединный океан». Так образуется геополитическая система, способная к мощному динамичному развитию экономики и других сфер: России = СССР = Heartland, ввиду исторических обстоятельств, не удалось интегрировать в себя свой естественный rimland, который геополитически тождественен Европе. С выше изложенных позиций становится понятен «тормозящий момент» развития русского Heartlanda: не имея под контрольного «внутреннего берегового полумесяца» интегрированного в мировой океан, геополитическая система была лишена импульса, и стремилась к континентальной, «теллурократической» форме менее динамичной, что в условиях капиталистической мир-системы имеющей талассократическую ориентацию, приводило к отставанию и консервации на фоне динамичного развития Запада. Лишенная сверхдинамики, экономика Heartland обладала низкой конкурентоспособностью и отсутствием возможности максимально эффективно развивать ресурсно-пространственный потенциал. На основании этого момента был выведен принцип «анаконды» или стратегия «сдерживания», он заключается в блокировании вражеских территорий с моря и по береговым линиям, удушению в кольцах анаконды, что приводит постепенно к стратегическому истощению противника. Геополитическое развитие атлантизма к началу 90-х годов достигает своей кульминации. Стратегия «анаконды» демонстрирует абсолютную эффективность. В этот период можно наблюдать почти «пророческую» правоту первых англосаксонских геополитиков Макиндера и Мэхэна, скорректированных Спикменом. Распад Варшавского договора и СССР знаменует торжество ориентации атлантистской стратегии, проводившейся в жизнь в течение всего XX века. Запад побеждает в холодной войне с Востоком. Морская Сила (Sea Power) празднует свою победу над heartlandom. Уже говорилось о европейском, затем североамериканском «центре тяжести» мирового хозяйства. В последнее же время все больше говорят и пишут о той новой роли, которую начинает играть в нем обширный Азиатско-Тихоокеанский регион (АТР). Поэтому все чаще можно встретить такие выражения, как «наступление тихоокеанской эры», «тихоокеанского столетия». О будущем Азиатско-Тихоокеанского региона снова заговорили в начале второй половины XX в., когда его страны стали развиваться с особым динамизмом. Причин для этого было несколько. Во-первых, наличие огромных по количеству и в то же время достаточно высококачественных трудовых ресурсов. Во-вторых, наличие огромных и разнообразных природных богатств. Если иметь в виду только полезные ископаемые, то по олову запасы стран АТР достигают 90 % мировых, по каменному углю, меди, урану составляют 50–70 %, по железной руде – 40 % и т. д. В-третьих, это особые выгоды экономико-географического положения – выход к дешевым морским путям, наличие не только прибрежных стран, но и стран-архипелагов и др. В-четвертых, это особое умение некоторых стран региона ориентироваться на новейшие достижения НТР и широко использовать их в своей практике, применяя так называемую диффузию нововведений. Не случайно именно Азиатско-Тихоокеанский регион стал родиной

стран новой индустриализации. В результате умелого использования всех этих предпосылок во второй половине XX в. страны АТР вышли на многие ведущие позиции в мировом хозяйстве. Хотя цифровые данные по странам АТР часто бывают противоречивыми, все же большинство подсчетов свидетельствует о том, что в конце 90-х годов на их долю приходилось около 50 % мирового населения, около 60 % мирового ВВП и 40–45 % мировой торговли. Здесь выпускают порядка 70% всех автомобилей, морских судов, синтетических волокон, 60 % пластмасс, более 50 % алюминия и стали. Тихий океан – это источник могущества в XXI века, от того какую роль государство будет играть в этом регионе, зависит его положение в мировой иерархии. «Тихоокеанское кольцо» – это крупнейший рынок будущего, это самая динамичная и масштабная экономическая зона XXI века, все экономическое развитие мира будет решаться там, от того имеет ли выход государство в этот регион и какую роль в нем играет зависит экономическая мощь этого государства. Очень важно проследить эволюцию географических пределов heartland в трудах Макиндера, где очертания heartlanda совпадают в общих чертах с границами Российской империи, а позже СССР. В 1943 году Макиндер в работе «Круглая планета и завоевание мира» пересмотрел свои прежние взгляды и изъял из heartlanda советские территории Восточной Сибири, расположенные за Енисеем. Он назвал эту малозаселенную территорию Lenaland по названию реки Лена «Россия Lenaland, а имеет 9 миллионов жителей, 5 из которых проживают вдоль железной дороги от Иркутска до Владивостока. На остальных территориях проживает менее одного человека на 8 км$^{2.}$ Природные богатства этой земли … практически нетронуты» [3]. ЭТОТ ФАКТ ПОЛОЖЕН В ОСНОВУ ИДЕИ МОДЕРНИЗАЦИИ РОССИЙСКОЙ СИСТЕМЫ, которая заключается в следующем: путем целенаправленного развития «внутреннего полумесяца» т.е. зоны Lenaland, изменить направление вектора экономической политики с Запада на Восток и переориентацией стратегических интересов с Европейских рынков на рынки «Тихоокеанского кольца», сместить «центр тяжести» экономического развития в восточную зону и активизировать геополитическую систему Lenaland-Heartland, которая по своей природе предрасположена к мощному динамичному развитию. Это дает России: а) устранение выявленного «тормозящего момента» развития русского Heartland; б) переустройсво геополитической системы и переориентирование ее с «теллурократической» на «талассократическую», что отвечает макротенденциям развития современной мир-системы; в)возможность основывать экономику на геополитической системе предрасположенной к динамике, что позволит развивать экономику прямо пропорционально ее грандиозному ресурсно-пространственному потенциалу.; г) запустить на полную мощность «географическую ось истории»; д) сделать Россию морской сверхдержавой, что даст ей одну из ключевых позиций в Тихоокеанской зоне и откроет путь в III тысячелетие. Россия, развивающаяся на геополитической основе Lenaland-Heartland, станет сверхдержавой нового типа, имеющей динамичную экономику, громадный потенциал и «Морское могущество» и будет обладать одной из ключевых позиций в Тихоокеанском регионе, и вполне вероятно станет «локомотивом» «Тихоокеанского кольца», а, следовательно, всего мира. Тихоокеанская Россия – это принципиально новая Россия, существенно отличающаяся от своей «теллурократической» предшественницы. Это динамичная система способная развивать и преумножать свой потенциал, обладающая мощной экономикой и занимающая одну из ключевых позиций в системе мирового хозяйства. Она обладает всеми средствами геополитической адаптации, что делает ее очень перспективным игроком на мировой арене. Тихоокеанская Россия – это новый этап в историческом развитии России. Киевская Русь, Московская Русь, Российская империя, Советская Россия – Тихоокеанская Россия, естественное продолжение этого смыслового ряда, это Россия будущего, Россия III тысячелетия.

Литература

1. Бжезинский З. Мировая Шахматная доска. – М: Международные отношения, 2005. (в общественном доступе http://geopolitics.ru/common/library.htm).
2. Дугин А. Основы геополитики. – М.: «Арктогея», 2000.
3. Макиндер Х. Географическая ось истории // Полис, 1995. – №4.
4. Максаковский В.П. Географическая картина мира: в 2-х кн. Кн.1: Общая характеристика мира, изд.3-е испр. – М.: Дрофа, 2006.
5. Максаковский В.П. Новое в мире: Цифры и факты: Дополнительные главы к учебнику «Экономическая и социальная география мира. 10 класс: Пособие для учащихся общеобразовательных учебных заведений, изд. 5-е, стереотип. – М.: Дрофа, 2007.

ПРОБЛЕМА ФОРМИРОВАНИЯ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ОТНОШЕНИЙ В ОБЛАСТИ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

М.М. Джумабекова
Научный руководитель профессор Т.Г. Климова
Казахский Национальный технический университет им. К.И. Сатпаева, г. Алматы, Казахстан

Задача формирования новых экономических отношений всегда творческая деятельность, которая должна учитывать исторический опыт, требующая ответов на все вопросы современной экономики. В связи с этим необходимо понимание и изучение логики общественных изменений, выяснения, как реально складываются современные системы регулирования экономических процессов. Данная задача особенно актуальна в настоящее время, так как передача общественной собственности в руки конкретных лиц, породила новые проблемы, а именно стихийность, свойственные слабо регулируемому, раздробленному на части по собственности и интересам, хозяйству; перелив ресурсов и доходов в отрасли, не связанными с результатами труда. На этом фоне, как правило, возникают противоречия между целями общества и групповыми интересами. Одним из таких противоречий, практически во всех странах СНГ выступает право собственности на недра. Эти противоречия,

при существующей законодательной базе в области недропользования, приводят к негативным последствиям в области устойчивого роста любой экономики.

Казахстанские авторы, проводя круг исследований в области недропользования, не всегда затрагивают вопрос собственности на недропользование, отсюда, по нашему мнению, нерешенность вопросов по комплексному использованию горнорудной промышленности в целом, рационального использования пород вскрыши, отходов, техногенных месторождений, в частности. Вопрос собственности на недропользование является одним из насущных вопросов для экономистов из России и Узбекистана.

Российские авторы, приводя ряд исследований по вопросу комплексного развития горнорудного производства, рассматривают вопросы прав собственности на недропользование, основываясь на зарубежном опыте. Так Л.Л. Чантурия в статье «Право собственности на землю и право недропользования: конфликт интересов в немецком праве» основывается на том, что права на недра и права недропользования определяются законами публичного права. Так на основании «лицензии на недропользование и собственность на горное предприятие, представляет уполномоченному лицу, эксклюзивное право требования от собственника земли уступки земельного участка. Вместе с тем, закон точно определяет предпосылки обязательной уступки. Согласно ч.1 ст. 79 ФЗН, уступка земельного участка допускается в тех случаях, если она служит «благополучию общественности» Под последним подразумевается обеспечение рынка сырьем, сохранение рабочих мест в горном деле, улучшение экономики и отсутствие достижений данных целей без использования поверхности земли» [6].

Е.В. Новикова в статье «О проблемах реформирования законодательства о недрах» приводит основные аргументы того, что «В советском и постсоветском законодательстве традиционно реализуется противоположный подход. Имеющиеся в нем «общие части» головных актов природоресурсного законодательства, нормы которого порождают на практике проблемы больше, чем их решают, просто игнорируют особенности конкретных объектов» [4].

Пользование недрами в Республике Узбекистан регламентируется также законами, которые строго предусматривают порядок недропользования, рационального использования недрами и их правовую охрану. Основными нормативными актами, как пишет С.С Хамраев, А.У Давранбеков является Конституция Республики Узбекистан, законы «О недрах», «О Соглашениях о разделе продукции», «О концессиях», «Об охране природы».

При осуществлении права недропользования возникают вопросы, связанные с реализацией права собственности на техногенные минеральные образования, полученные в порядке добычи полезных ископаемых и переработки минерального сырья. То есть, исследователи задаются вопросом, на каких условиях осуществляется переход права собственности на этот объект. Ответ на этот вопрос, считают исследователи, остается не вполне раскрытым законодателем [7].

Казахстанское же законодательство, как в законе «О недропользовании» свидетельствует о бессрочности права собственности на техногенные образования, получаемые недропользователем в результате добычи. В законе «О недрах», так и законе «О СРП» вообще не рассматривает вопрос об имущественных отношениях, связанных в техногенными образованиями, использовании отходов горнодобывающего предприятия, и связанных с ним перерабатывающих производств [2]. Следует отметить, что Закон РК от 08. 07. 2005 г № 68-III «О Соглашениях (контрактах) о разделе продукции» распространяется только на нефтяные операции на море, где упущена горная промышленность.

Из этого следует, что комплексное использование горнорудной промышленности, участие вскрышных пород в горнорудном производстве, не имеет под собой законодательной базы в РК и не может рассматриваться как научный объект. Между тем, острота проблемы требует, как минимум принятия в Республике Казахстан специального закона о вовлечении в оборот отходов и пород вскрыши горнодобывающей отрасли. По нашему мнению, в связи с отсутствием детализирующих положений по использованию отходов, не закрепленных законодательно, по видам недропользования, проблема не будет снята.

При исследовании законодательства РК «О недропользовании» [3], можно заметить, что в нем нет ясного регулирования о праве пользования поверхностью земли при осуществлении недропользования. Нет ясности в вопросе об использовании вскрышными породами. На основании этого можно заключить, что без решения вопроса права пользования поверхностью земли, при использовании ее недропользователями и включения данного вопроса в законодательство, вопрос комплексного использования отходами горнорудного производства остается для экономики РК открытым. Анализ состояния и уровень освоения отходов горнорудного производства в Республике Казахстан свидетельствует, что «...до сих пор миллионы тонн отходов, включающие в себя ряд ценных компонентов, бесхозно и бессистемно накапливаются на ее площадях, загрязняя окружающую среду и нанося огромный ущерб экологии страны. В намеченной правительством страны научно – технической программе «Опережающее технологическое обеспечение развития минерально – сырьевого комплекса РК на 2004 – 2010 гг.» важное место в решении поставленных задач отведено комплексному и рациональному использованию эксплуатируемых и подготавливаемых к эксплуатации запасов на основе использования современных достижений геоинформационных технологий [4].

Согласно статьи 49 Закона РК «О недропользовании» [3] следует, что основными требованиями в области рационального и комплексного использования недр и охраны недр являются: обеспечение рационального и комплексного использования ресурсов недр на всех этапах проведения операций по недропользованию; обеспечение полноты извлечения из недр полезных ископаемых, не допуская выборочную обработку богатых участков; достоверный учет извлекаемых и оставляемых запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов, в том числе продуктов переработки минерального сырья и отходов производства при разработке месторождения; обеспечение экологических требований.

Следовательно, закон РК «О недропользовании» не отражает комплексное использование недр. В законе нет отражения использования отходов при использовании недр.

В законе РК «О недропользовании» нет разъяснения понятия «разработка». Однако в законе она указывается неоднократно. Кроме того, в данном законе «рациональное и комплексное использование полезных ископаемых» трактуется как – экономически эффективное освоение всех видов ресурсов недр на основе использования передовых технологий и положительной практики месторождении». Следовательно, использование вскрышных пород, не всходят в понятие комплексное использование полезных ископаемых.

Данный закон не рассматривает в качестве рационального использования недр и эффективное использование техногенных образований, при их невозможности использования – захоронение. Общераспространенные полезные ископаемые также не нашли своего отражения в данном законе. По нашему мнению, данный закон идет в разрез с новым направлением науки – устойчивого экономического развития. По мнению С. Галиева: «В целом приоритетными направлениями в развитии горных наук в Казахстане является: комплексная механизация и автоматизация; создание корпоративных и информационных систем для горных предприятий; развитие методического обеспечения управления геомеханическими процессами; разработка нетрадиционных технологий и технологий комплексного освоения месторождений полезных ископаемых; создание основ устойчивого развития горнодобывающего комплекса Казахстана» [1], общераспространенные полезные ископаемые также остаются вне рассмотрения.

В экономике под устойчивым развитием понимается стабильность функционирования и устойчивость экономической системы в целом, а также отдельных ее подсистем – отраслей, сфер, предприятий. Устойчивость здесь выступает как внутренняя упорядоченность, динамичность отношений и связей. Казахстану необходимо пересматривать взгляды по комплексному освоению горнорудного производства с учетом интенсификации процессов, технологического перевооружения национальной экономики на уже новой технологической основе, способствующей реструктуризации экономики, сбалансированному развитию всех отраслей и сфер. В этой связи важным является отказ от старых теоретических и идеологических догм, пересмотром их с учетом новых условий и выход на новый путь развития. Все эти вопросы невозможно решить без развития новых отношений между экономикой, обществом и государством. Проблема выявления эффективной роли государства в организации комплексного освоения горнорудного производства в условиях глобализации становится более актуальной. Именно сейчас возникает необходимость изменения форм и методов управления процессами производства в целом, горнорудного производства, в частности.

Литература

1. Галлиев С. Развитие научно-технологического потенциала горного производства // Промышленность Казахстана. – Алма-Ата, 2006. – №8. – С. 36.
2. Закон РК от 08. 07. 2005 г № 68-III «О Соглашениях (контрактах) о разделе продукции при проведении нефтяных операций на море, 2005.
3. Закон Республики Казахстан о недрах и недропользовании от 27 января 1996 г № 2828 с изменениями и дополнениями от 11 мая 1999 г № 381 – I, 11 августа 1999 г № 467-I, 16 мая 2003 г № 416 -II, – 1 декабря 2004 г № 2- III, 20 декабря 2004 г №13-III, 14 октября 2005 №79 – III, 31 декабря 2006 г №125 -III, 7 июля 2006 №178 – III.
4. Новикова Е.В. О Проблемах реформирования законодательства о недрах // Государство и право, – Алма-Ата, 2007. – №4. – С. 18 – 24.
5. Программа Опережающее технологическое обеспечение развития минерально-сырьевого комплекса РК на 2004 – 2010 гг., – Алма-Ата, 2006.
6. Чантурия В. «Право собственности на землю и право недропользования: конфликт интересов в немецком праве // Государство и право, 2006. – №33. – С. 71 – 74.
7. Хамраев С.С, А.У Давранбеков Особенности института права собственности в горных отношениях // Горный журнал, 2007. – №5. – С. 77 – 80.

ОТДЕЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ КОМПЛЕКСНОГО ОСВОЕНИЯ ГОРНОРУДНОГО ПРОИЗВОДСТВА В РЕСПУБЛИКЕ КАЗАХСТАН, ВОЗМОЖНЫЕ ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ

М.М. Джумабекова
Научный руководитель профессор Т.Г. Климова
Казахский Национальный технический университет им. К.И. Сатпаева, г. Алматы, Казахстан

Экономика в своем развитии диалектичная и движется по траектории конкретных социально – экономических противоречий – прогресса и регресса, экономического роста и стагнации (кризисных явлений, спада в экономичном развитии). Исходя из данного закона развития, отдельные традиционные модели на каком то этапе исчерпывают себя и не могут быть использованы в дальнейшем в качестве образца.

Сегодняшний этап развития экономики Республики Казахстан, не отвергая закона развития, можно назвать экономикой риска, в которых средства, обеспечивающие жизнедеятельность людей, трансформируются в средства для ее разрушения. Рассмотрим, в качестве примера, одну из отраслей Республики Казахстан – горнодобывающую отрасль.

Анализ статистических данных за ряд лет свидетельствует, что добыча горнорудной промышленности имеет тенденцию к росту, что приводит к образованию и росту отходов, появлению техногенных образований, так же с тенденцией к росту.

По мнению отдельных авторов «На сегодняшний день на территории Республики Казахстан накоплено более 17 миллиардов тонн отходов горнопромышленного производства» [2]. Кроме того, «...их них 14,7

миллиарда тонн – это отвалы вскрышных пород, подготовительных и горнопроходческих работ. 39,5 миллиона тонн – отвалы забалансовых руд, 218,5 миллиона тонн – хвосты обогатительных фабрик, 234,й миллиона тонн – шлаки металлургического передела.

Хвостохрапилища и накопители техногенных минеральных ресурсов занимают в настоящее время более 22 тысяч гектаров, из которых более 12,3 тысячи гектаров приходится на отвалы добычи, 0,7 тысячи гектаров – на отвалы забалансовых руд, 7.8 тысячи гектаров – на хвосты обогащения и тысяча гектаров на шлаковые отвалы металлургических переделов» [2].

Эти вопросы в Республике решаются путем разработки отдельных программ по созданию эффективных ресурсосберегающих и экологически безопасных технологий и техники для разработки рудных месторождений Казахстана.

Параллельно данным программам проводится разработка научных основ оптимального освоения техногенных минеральных ресурсов и формирование техногенных ландшафтов в системе ГОКа. Предусматривается разработка Государственной стратегии по охране окружающей среды и обеспечения устойчивого развития республики, позволяющей сбалансировано решать задачи социально – экономического развития, сохранять благоприятное состояние окружающей среды и рационально использовать природные ресурсы, разработка концепции развития. Важным направлением в концепции устойчивого развития Республика предусматривает целостный эколого – экономический подход к экономическому росту, смене техногенного пути развития на устойчивый.

В то же время остаются нерешенными такие проблемы, как: повышение экологической безопасности горнодобывающей промышленности; и разработка научных основ управления состоянием окружающей среды в зоне техногенного воздействия горного производства. «Успешное решение этой проблемы позволит экологически обоснованно разместить производственные силы страны, рационально использовать природные ресурсы, вовлечь в эксплуатацию отходы горного производства, и, тем самым, решить вопрос обеспечения развития горнодобывающей промышленности, в соответствии с Государственной правоохранительной стратегией» [3].

Казахстанские исследователи А. Жарменов и А. Курманкожаева рассматривают минимизацию отходов, путем регулирования промышленного освоения техногенных отходов. «Обеспечение регулирования процессов промышленного освоения техногенных отходов добычи относится к одной из важных задач проблемы рационального использования минеральных ресурсов» [1].

Но для решения этих проблем, важно не только наметить определенные пути, но и научно обосновать новые термины. Следовательно, когда проблемы не могу быть разрешены старыми методами или изучаемый объект обладает такой природой, что старые методы неприемлемы, то тогда условием решения задачи становится создание новых средств и методов. Отличительной особенностью современного этапа развития методологии заключается во введении принципиально новых понятийных образований, которые часто уходят в сферу конкретных (частных) наук.

Как в НК РФ, так и НК РК до настоящего времени нет научно обоснованного толкования термина «техногенные месторождения». Российские исследователи, Чайников В.В. и Гольдман Е.Л. считают, что техногенное месторождение – это многотонажное скопление отходов [3].

На основании данной терминологии, техногенные образования, месторождения, должны быть, по нашему мнению, приравнены к отходам, а не полноценному сырью. В результате отнесения техногенных образований к отходам, возможен и иной порядок налогообложения, чем тот который имеется в РФ и РК. Чайников В.В Гольдман Е.Л налогообложение добытых полезных ископаемых, извлеченных из техногенных месторождений, предлагают производить по нулевой ставке, а не производится по налоговым ставкам в соответствии с п. 2 статьи 342 НК РФ. Применение налоговой ставки приведет к снижению затрат недропользователей, уменьшение платежей за размещение отходов на хвостохранилищах, расходов на рекультивацию земель, нарушенных в результате добычи полезных ископаемых

В Республике Казахстан иной порядок налогообложения техногенных образований. На основании ст. 296 НК РК «Плательщиками роялти являются недропользователи, осуществляющие добычу полезных ископаемых, включая извлечение полезных ископаемых из техногенных минеральных образований, независимо от того, имела ли место их реализация в отчетном периоде, а также лица, имеющие право недропользования на строительство и (или) эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с разведкой и (или) добычей. (В ст.296 внесены изменения ЗРК от 13.12.2004 N 11-III). По нашему мнению, освобождение недропользователей от уплаты роялти, позволит улучшить положение в области техногенных образований.

Недополученный объем платежей от введения в экономический оборот техногенных месторождений и при ставке (0%) в РФ, освобождения от уплаты роялти в РК возможно дополучить на основании экономического эффекта от извлечения полезных ископаемых их техногенных образований, на основании предложенной ниже нами модели.

$$Э=(q_i * v_i * k_i)*З*Н_{дпи}-(З_{кор}+П) \quad (1)$$

где: Э – эффективность вовлечения в переработку техногенного сырья; q_i – масса техногенного сырья вовлекаемого в переработку; v_i – содержание i-го компонента в техногенном сырье; k_i – коэффициент извлечения i-го компонента в техногенного сырья; З – затраты на переработку 1 тонны техногенного сырья, вовлеченного во вторичную переработку; $З_{кор}$ – затраты на корректировку технологического процесса в связи с потреблением техногенного сырья; П – плата за размещение отходов; $Н_{дпи}$ – ставка налога на добычу полезного ископаемого по каждому полезному компоненту, вовлекаемому во вторичную переработку.

При значении Э>0 – техногенные отходы подлежат вовлечению в переработку, при Э<0 возникает необходимость снижения налоговых ставок.

Применение налоговой ставки 0% для добытого полезного компонента из техногенного сырья сможет стать действенным стимулом вовлечения данного сырья в переработку по двум причинам:

- Во-первых, возрастает чистая доходность труда и капитала, повысится их рыночное предложение, расширится объем производства и, как следствие, увеличится налоговая база.
- Во-вторых, улучшение распределение капитала по сферам деятельности, так как сужается разрыв между низко – и высокооблагаемыми отраслями.

Учитывая, что в Казахстане заскладировано более 17 миллиардов тонн техногенного сырья, то решение проблемы вовлечения этого сырья в переработку, посредством налогового стимулирования, позволит не только получить дополнительные объемы готовой продукции, но и существенно уменьшить масштабы воздействия вредных производств на окружающую среду, сократить плату за размещение таких образований.

Более того, при возникновении новых технологий, изменении цен на сырье, ужесточении требований к охране окружающей среды и определения зависимости экономического эффекта от величины налоговой ставки, техногенное сырье будет представлять практический интерес для освоения.

Для дальнейшего стимулирования недропользователей и привлечения инвестиций на разработку минеральных образований необходимо законодательно закрепить применение льгот по освобождению недропользователей, занимающихся вторичным использованием техногенных минеральных образований, от уплаты роялти или же уплаты его по минимальным ставкам.

Мы считаем, что в Казахстане созрела необходимость создании специальной финансово-кредитной системы, стимулирующей переработку и сокращение объемов выхода отходов, создания системы управления отходами, которая в виде пакета документов была согласована со всеми заинтересованными структурами, начиная от министерства охраны окружающей среды и юстиции Республики Казахстан.

Литература

1. Жарменов А. Курманкожаева А Аналитические основы информационного обеспечения задач минимизации отходов при добыче // Промышленность Казахстана, 2007. – С. 92.
2. Сакенов М. Рациональное использование недр // Промышленность Казахстана, 2005. – С. 32.
3. Чайников В.В, Е. Гольдман Оценка инвестиций в освоение техногенных месторождений. – М.: Недра, 2001.

НОВЫЕ ОБЩЕМИРОВЫЕ ПАРАДИГМЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ

О.В. Ефимова
Научный руководитель профессор С.М. Крымов
Томский государственный педагогический университет, г. Томск, Россия

На развитие нефтегазового комплекса РФ существенное влияние оказывают различные конкурентные силы. Рассмотрим наиболее существенные из них.

1. Динамика цен на нефть. Мировая нефтяная промышленность, начиная с открытия нефти в Пенсильвании во второй половине XIX века, пережила не менее 8 циклических кризисов, после которых наступал резкий спад. Ранее считалось, что главным фактором ценообразования являются манипуляции картеля ОПЕК – главного поставщика нефти. Действительно, в период низкой стоимости сырья (1965-1973 и 1986-2004 гг.) добыча нефти возросла, а остановка роста добычи в 1974-1980 гг. совпала с периодом роста цен. Однако временные приостановки роста странами ОПЕК совпадала как с периодами повышения цен (1974-1975 и 2002-2005 гг.), так и их падения (1983-1986 гг.).

Объяснить движение нефтяных цен можно с позиций определяющего влияния на весь мировой рынок нефти одной страны – США, которая потребляет больше нефти, чем следующие за ними Китай, Япония, Россия, Германия и Индия вместе взятые. Для этого США согласуют желаемый уровень цен с Саудовской Аравией, которая выступает в роли компенсирующего, свингового поставщика, обладая четвертью мировых запасов нефти. Это происходит через Aramco, непубличную гигантскую американо-саудовскую корпорацию, по стоимости превосходящую Газпром почти в 3 раза. Кроме того, ее влияние многократно усиливается путем координации действий с другими ТНК – Shell, Exxon Mobil, Shevron.

Для сохранения этого механизма требуются серьезные политические усилия США и постоянная накачка мускулов. Тому яркое подтверждение – вторжение в Ирак и угроза военной экспедиции в Иран для установки контроля над месторождениями Персидского залива и Ближнего Востока. Впрочем, подобные экстремальные сценарии могут привести и потере контроля над рынком нефти, что не устроит американцев (по мнению одного из шейхов арабских эмиратов потеря контроля уже произошла, что, впрочем, пока вряд ли имеет место). Поэтому вероятны более мягкие сценарии взаимных договоренностей США с Саудовской Аравией о желаемых уровнях цен на нефть.

Другие факторы нефтяного ценообразования более естественны. Современная цивилизация все более нуждается в «черном золоте». Но прирост доказанных запасов за последние 15 лет все более отстает от потребления. Поэтому 100 долл./бар. – не предел. Вполне возможны 110 и 150, и даже 200. Переломить эту негативную тенденцию можно инвестируя серьезные средства в добычу и разведку новых месторождений. Издержки мировых ТНК за последние 30 лет выросли в 5,5 раза, а мировая добыча – только в 1,7 раза. Для решения проблемы Штатам потребуются сотни млрд. долларов на разработку труднодоступных залежей – полярных шельфах, глубоководных морях, битуминозных пластах и пр. Но столь масштабные инвестиции возможны при разумных сроках окупаемости. А для этого высокие цены на нефть просто необходимы [3].

2. Кадровые проблемы нефтегазового комплекса.

Аналитики авторитетной международной консультативной фирмы McKinsey Global Institute, оценивая в 2001 году ситуацию в российской нефтегазовой отрасли, делают вывод, что структура занятости в отрасли не отвечает современным требованиям к качеству труда:

- в России оценку нефтяных месторождений осуществляют большие группы геологов, в то время как на Западе – небольшие многофункциональные бригады, куда входят геологи, инженеры-разработчики и экономисты, и это дает больше возможностей определить оптимальный (инженерно-экономический) проект разработки месторождения [1];
- излишки рабочей силы составляет не менее 35%; для российской нефтедобычи характерны самостоятельные и относительно небольшие нефтедобывающие управления, в которых заняты сотни административных сотрудников. В США на сопоставимых промыслах количество персонала на 90% меньше.

К 2008 году ситуация изменилась, хотя по-прежнему не является благополучной. Реформировать госполитику в сфере недропользования, по оценкам большинства чиновников, просто некому: во многих территориальных управлениях и ФГУП наметился кадровый голод. Главная причина – недостаток средств. Зарплата в территориальных управлениях и ФГУП составляет 70% от среднего заработка по субъекту федерации. Поэтому специалистов по рабочим специальностям в сфере бурения, испытания скважин, строительства буровых становится все меньше. По словам представителей ЛУКОЙЛ, отсутствие хороших подрядчиков для бурения скважин стало уже типичным в геологии.

Нехватка специалистов в недропользовании ощущается во всем мире. Нужда заставляет западные компании не только принимать традиционные меры – увеличивать ставки, расширять социальные пакеты, но и искать специалистов в неожиданных отраслях, например в автопроме, осуществлять их переподготовку. России будет полезен мировой опыт, хотя целесообразны и более широкие меры государства, включая введение гибкой системы налогообложения.

3. Альтернативные источники энергии. Разрабатывается большое количество новых видов ресурсов, которые могут составить конкуренцию дорожающему нефтегазовому топливу за счет снижения стоимости тепловой энергии и электричества. Энергия ветра, приливов и отливов, геотермальные источники и др. Российским ученым В. Леоновым создана и запатентована технология будущего на основе получения энергии из песка, которая обладает высоким КПД, стоимость 1 Гкал энергии в 4 раза дешевле газа, при переработке сырья не требуется утилизировать отходы. То обстоятельство, что подобные ресурсы пока далеки от совершенства, не останавливает новаторов. Ведь новшества в большинстве обычно не сразу превращаются в инновации, требуют доработки [2].

Биотопливо пока дороже углеводородного топлива. Но развитие технологий может скоро изменить ситуацию, а экологические требования и задачи стимулирования агропрома делают это горючее интересным уже сегодня.

В начале 2000-х годов сразу несколько автопроизводителей производителей представили прототипы своих автомобилей на водородном топливе. В 2008 году Honda уже заявляет о начале массового производства машины с водородным двигателем. Энергия в таком моторе образуется за счет смешивания чистого водорода и кислорода в топливных элементах. Вслед за эти стартуют и другие подобные проекты. Водородное топливо делает безвредными автомобильные выхлопы и уменьшает зависимость от нефтепродуктов.

Подобные реалии заставляют нефтегазовые компании внимательно следить за развитием альтернативных технологий, создавать в составе стратегических отделов специальные отделения альтернативной энергетики.

Литература

1. Липина С.А. Нефтяная отрасль: потенциал и стратегия развития // Региональная экономика – Москва, 2007. – №4. – С. 8 – 12.
2. Сумленный С. Энергетика будущего // Эксперт. – Москва, 2007. – №39. – С. 30 – 34.
3. www.chelt.ru.

ПРИВЛЕЧЕНИЕ ФИНАНСОВЫХ СРЕДСТВ В ОАО «ГАЗПРОМ»

Е.С. Зеленова
Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко
Томский политехнический университет г. Томск, Россия

«Газпром» — крупнейшая нефтегазовая компания мира, занимающаяся геологоразведкой и добычей газа, его транспортировкой, переработкой и реализацией в России и за ее пределами. Компания располагает самыми богатыми в мире запасами природного газа. В группу «Газпром» входит 161 газораспределительная компания.

Крупнейшим акционером Газпрома является государство. В середине 2005 года в результате приобретения государственной компанией ОАО «Роснефтегаз» 10,74 % акций ОАО «Газпром» доля Российской Федерации в акционерном капитале ОАО «Газпром» увеличилась до контрольного пакета (50,01%).

На конец 2006 «Газпром» с капитализацией в размере 270 млрд. $ занимает пятую строчку в списке самых дорогих компаний мира после крупнейшей нефтяной компании Exxon Mobil с капитализацией 452 млрд. долл., General Electric Company (389,3 млрд. долл.) империи Билла Гейтса Microsoft Corporation (298,5 млрд. долл.) и Citigroup Inc. (272,5 млрд. долл.), ожидается, что в ближайшие 10-15 лет капитализация «Газпрома» достигнет 1 трлн. долларов. И расти она будет за счет двух либерализацией – рынка акций и рынка газа. Первая уже состоялась, а вторая только заявлена.

До недавнего времени перспективы развития собственного бизнеса «Газпром» связывал преимущественно с расширением закупок среднеазиатского газа, вовлечением в свою орбиту производственного потенциала российских независимых производителей. Но осенью 2006 года «Газпром» заявил о решимости приступить к освоению новых районов.

Новая Инвестиционная программа газовой корпорации предусматривает существенный рост капиталовложений.

Инвестпрограмма «Газпрома» в 2007 году составит чуть более 529 млрд. руб., из них на капитальные вложения будет выделено 360 млрд. руб., а на долгосрочные финансовые – 168 млрд. руб.

Большая часть капвложений традиционно относится к сфере транспортировки газа: 171 млрд. руб. В газодобывающие объекты будет инвестировано 105 млрд. руб., в расширение подземных газохранилищ – 9 млрд. руб., в газоперерабатывающие заводы – около 7 млрд. руб.

Помимо этого, Госмонополия намерена лоббировать рост тарифов и ускоренное снятие госрегулирования на газовом рынке. Увеличение инвестиций «Газпрома» и одновременный рост прибыли могут быть обеспечены только за счет существенного роста цен на газ на внутреннем рынке.

Динамика развития и привлечение инвестиций компании.

2005 г. – приобретение компаний ОАО «Иркутскгазпром» и АО North Transgas Oy; «Газпром» и Royal Dutch Shel подписали меморандум о взаимопонимании: «Газпром» получит 25 % плюс одна акция в проекте «Сахалин-2», а Shel – 50-процентную долю в проекте «Заполярное – Неокомские залежи». Приобретение 72 % акций ОАО «Сибнефть» (доля «Газпрома» увеличилась до 75,70 %).

2006 г. – приобретение 51% акций компании North European Gas Pipeline Company (NEGP Company), оператора строительства Северо-Европейского газопровода (СЕГ).

2007 г. – «Газпром» планирует сделать ряд крупных приобретений. В первую очередь речь идет о 20 % акций «Газпром нефти».

Между тем, планируется – к июню 2007 года у «Газпрома» может появиться новый актив – Ковыктинское месторождение, лицензии на которое может лишиться ТНК-ВР.

«Газпром» намерен ускорить темпы роста добычи, что позволит компании увеличить добычу газа с почти 550 млрд. $м^3$ в 2006 году до примерно 600 млрд. к 2015 году.

Правительство оптимистично скорректировало прогноз добычи газа на 2007 год, однако, Всемирный банк не разделяет этого оптимизма, предупреждая, что Россию без иностранных инвесторов ждет дефицит сырья.

Дефицит газа образуется в России, несмотря на то, что страна обладает крупнейшими в мире запасами газа, превышающими 47 трлн. кубометров. Другой вопрос, что этот газ надо еще извлечь из недр и доставить потребителям – для этого необходимы гигантские инвестиции, которых пока нет. В апреле прошлого года теперь уже бывший зампред правления «Газпрома» Александр Рязанов заявлял: у компании не осталось новых больших месторождений газа. Нарастить объемы добычи могут Штокман и Ямал, но это перспективы далекие и при всей грандиозности их запасов требуют не менее грандиозных инвестиций, которые «Газпром» предоставлять пока не торопится.

Затянувшееся нежелание «Газпрома» начинать реализацию ямальских проектов, по-видимому, было связано с необходимостью осуществлять серьезные капиталовложения, в том числе в создание инфраструктуры. По оценкам компании, себестоимость поставок ямальского газа потребителям составит $ 70 за 1 тыс. м, в то время как сейчас поставки обходятся в $ 45 за 1 тыс. м.

Растущие ожидания правительства придется реализовывать независимым производителям газа, так как «Газпром» планирует добыть в 2007 году 560 млрд. кубометров, эта задача вполне по силам, ведь помимо «Новатэка» и «Итеры» о развитии газового бизнеса уже заявили нефтяные компании «ЛУКойл» и «Роснефть». Первый шаг для наращивания газодобычи уже сделан – принято решение о либерализации домашнего рынка газа, чтобы сделать этот бизнес более рентабельным и стимулировать инвестиции в разведку и добычу.

В перспективе «Газпрому» понадобятся существенные инвестиции для разработки новых месторождений (в частности, Штокмана).

Проект разработки Штокмановского газоконденсатного месторождения имеет для «Газпрома» стратегическое значение. Это месторождение станет ресурсной базой для экспорта российского газа в Европу через строящийся газопровод Nord Stream. Разведанные запасы Штокмановского месторождения оцениваются в 3,7 трлн. куб. м газа и более чем в 31 млн. тонн газового конденсата.

Владельцем лицензии на геологоразведку и разработку Штокмановского является ЗАО «Севморнефтегаз», 100-процентная «дочка» «Газпрома». Лицензия действует до 2018 г. Начало разработки Штокмановского месторождения все время откладывается: это очень затратный проект. В 2004 г. «Газпром» оценил в 10 млрд. долл. только первую фазу, по завершении которой ежегодная добыча достигала бы 22 млрд. куб. м. Осенью 2005 г. «Газпром» обнародовал список возможных партнеров: норвежские Statoil и Hydro, французская Total и американские Chevron и ConocoPhillips. В тот момент от них не требовались инвестиции, до 49 проц. в Штокмане «Газпром» готов был отдать в обмен на активы иностранцев. Однако в октябре 2006 г. «Газпром» заявил, что недропользователем на Штокмане должен остаться только «Газпром», а иностранцы смогут участвовать в разработке месторождения только как подрядчики.

Для освоения шельфовых месторождений необходимо выполнить колоссальный объем геологоразведочных и подготовительных работ, которые не хочет брать на себя бюджет. Привлечь небюджетные инвестиции в геологоразведку морских месторождений должна новая «Стратегия изучения и освоения нефтегазового потенциала континентального шельфа России до 2020 года», которую Министерство природных ресурсов направило в правительство.

Для государства же реализация шельфовой стратегии Минприроды обещает быть сверхрентабельной. Ожидаемые затраты федерального бюджета на реализацию стратегии с 2006 до 2020 года должны составить около 33,2 млрд. рублей. При этом суммарный доход казны от реализации стратегии превысит 3,2 трлн. руб. Бюджет, по расчетам Минприроды, получит около 150 млрд. рублей.

Пока основными инвестиционными проектами «Газпрома» по добыче на 2007 год определены: обустройство Харвутинской площади Ямбургского месторождения, Бованенковского, освоение Южно-Русского, Штокмановского и Приразломного месторождений. Будет продолжена работа по обустройству Ен-Яхинского, Уренгойского, Заполярного и других месторождений.

При этом освоение Штокмановского и Бованенковского (на полуострове Ямал) месторождений входит в число приоритетных проектов «Газпрома» на 2008 год.

За счет освоения этих месторождений компании удастся увеличить объем добычи газа, а правительству реализовать проект газификации населения.

Литература

1. Джонстон Д. Анализ экономики геологоразведки, рисков и соглашений в международной нефтегазовой отрасли: – М.: Изд-во: Олимп-Бизнес, 2005.
2. Маловецкий А.В. Инвестиционная политика нефтяных корпораций, 2002.
3. Уоррен Баффетт. Эссе об инвестициях, корпоративных финансах и управлении компаниями, 2005.
4. http://www.phnet.ru
5. http://www.neftegaz.ru
6. http://www.gazprom.ru
7. http://www.OilGasEvrasia.ru

ИННОВАЦИОННАЯ СТРАТЕГИЯ РАЗВИТИЯ ОАО «ГАЗПРОМ»

Е.С. Зеленова, Т.Ю. Жарова
Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Развитие инноваций имеет первостепенное значение для России. Несмотря на рост промышленного производства и положительную динамику основных показателей экономики государства, необходимо отметить слабые стороны развития вопросов инноваций. Сохраняется высокая зависимость экономики от экспортно-ориентированного сырьевого сектора, а также от импорта наукоемкой высокотехнологичной продукции. При этом Россия по-прежнему сохраняет уникальный научно-технический потенциал, обладает научными знаниями мирового уровня. Однако эффективность их практического использования в рыночных условиях недостаточна, так как формирование национальной инновационной инфраструктуры находится еще на начальной стадии развития. Не создана целостная нормативно-правовая база инновационной деятельности, государственная политика в этой сфере не системна и фрагментарна, роль государства в инновационных процессах не определена, не сформированы эффективные механизмы взаимодействия государства с предпринимательским и промышленным сектором экономики.

Как пример рассмотрим крупнейшую российскую компанию «Газпром» в качестве мирового лидера не только в добывающей промышленности, но и в инновационной сфере. Не смотря на то, что компания активно занимается разработкой новых месторождений, она практически не занимается внедрением в добычу новых российских разработок и финансированием перспективных инновационных проектов.

Стратегической целью Газпрома является создание глобальной энергетической компании – мирового лидера. Эта цель может быть реализована только при условии обеспечения соответствующего уровня технического и технологического оснащения компании.

Основные перспективы деятельности Газпрома связаны с реализацией проектов в регионах со сложными специфическими природно-климатическими условиями, следовательно будет возрастать и потребность в уникальной технике, создаваемой специально для этих проектов.

Основной задачей Газпрома при этом является как оптимизация и повышение эффективности деятельности по разработке инновационных технических и технологических решений, так и получение конкурентных преимуществ за счет разработки принципиально новых видов продукции. Использование инновационных технологий позволяет обеспечить более полную утилизацию попутного и растворенного газа, извлечение и комплексное использование парафина из высокосернистой нефти.

Постепенно Россия переходит к новой стадии технологического развития газовой отрасли — созданию крупнейшего мирового центра по производству и поставкам сжиженного природного газа (СПГ). Инвестиции в этот сегмент составят $12 млрд. к 2015 году.

В настоящее время для эффективной реализации научных идей в нефтегазовой отрасли в ОАО «Газпром» совместно с ЗАО АБ «Газпромбанк» прорабатывается вопрос о создании корпоративного венчурного фонда, основными задачами которого будут управление стратегическими и перспективными инновационными проектами «Газпрома», их финансирование, а также использование в своей основной деятельности и получение дохода от применения технических решений и объектов интеллектуальной собственности на внутреннем и внешнем рынках.

«Газпром» сильно уступает по экономическим показателям крупнейшим транснациональным нефтегазовым корпорациям. Если на внутреннем рынке «Газпром» – бесспорный бизнес-гигант, то на

международной арене по объему продаж за 2006 год он был в 4 раза меньше Royal Dutch Shell, а по уровню затрат на исследования и разработки – в 2 раза.

По сравнению с компаниями-лидерами других отраслей по показателю затрат на исследования и разработки «Газпром» нельзя назвать лидером, скорее наоборот. Даже при той напряженной финансовой программе в части инноваций, которую на протяжении последних лет проводил отечественный газовый гигант, ему не удалось превысить 7-процентной отметки от компании Pfizer.

Таким образом, так как «Газпром» демонстрирует относительно невысокую инновационную активность, может ли он стать мировым инновационным лидером или нет?

Как показывает статистика, чтобы в 2006 году занять первое место в рейтинге, «Газпрому» потребовалось бы вложить в исследования и разработки 9% своего годового объема продаж. Однако такая высокая инновационная активность компаниям, занимающимся добычей нефти и газа, не свойственна

Учитывая сложившиеся пропорции в финансировании «Газпрома», для выполнения такой амбициозной задачи ему пришлось бы увеличить долю затрат на НИОКР в 15 раз, что практически невозможно; подобная реструктуризация доходов компании может обернуться для нее полным финансовым крахом. В этой связи можно сказать, что российский газовый гигант не в состоянии даже в отдаленной перспективе претендовать на роль мирового лидера в сфере исследований и разработок.

Однако есть и другие причины, по которым «Газпром» не является перспективной с инновационной точки зрения компанией. Дело в том, что данная компания не попадает в разряд тех отраслей, которые действительно относятся к инновационно активным. Рассчитанная величина в 9 % отнюдь не является запредельной; для компаний некоторых отраслей наблюдаются и более впечатляющие показатели Однако это отрасли с глубокой и очень глубокой переработкой; добывающие компании сюда не попадают.

К наукоемким отраслям с высокой долей затрат на НИОКР в объеме продаж относятся автомобилестроение, фармацевтика и биотехнологии, программное обеспечение, электроника, производство компьютерных комплектующих. Именно в этих отраслях и компаниях можно нарастить инновационный потенциал. Однако именно в этих отраслях Россия на протяжении последних лет практически не была представлена. Увеличение же инновационной активности «Газпрома» в стратегическом плане для России бесперспективно, так как отрасль уже прошла пик поисковой деятельности.

В качестве иллюстрации данного тезиса может служить сравнение доли затрат на исследования и разработки компаний разных отраслей. Расчеты показывают, что в 2006 году сфера фармацевтики и биотехнологий имела указанную долю в 80 раза большую, чем нефтяные и газовые компании Огромное преимущество по данному показателю перед топливной отраслью имеют и предприятия хай-тека. Так, тяжелый хай-тек (детали для компьютеров) имеет долю затрат на исследования и разработки в 40 раза большую, чем нефтегазовый сектор, а «мягкий» хай-тек (программное обеспечение) – в 60 раз.

Как правило, предприятия с высокой долей затрат на исследования и разработки имеют те отрасли, которые находятся в начале инновационного цикла, тогда как компании с низкой долей этот цикл уже прошли и находятся на завершающей стадии.

Как мы уже отметили, на волне инновационного цикла находятся фармацевтика и биотехнологии, сфера информационных технологий. Топливная промышленность является замыкающей, «старой» отраслью, полностью утратившей инновационный потенциал. Заставить предприятия данной отрасли вести активную поисковую деятельность достаточно сложно, ибо искать им уже нечего; все основное уже давно найдено, а революционных направлений в топливных отраслях пока не просматривается. Именно поэтому российскому «Газпрому» навряд ли удастся вывести страну на передовые технологические рубежи.

Сырьевые компании мало заинтересованы в развитии науки, поскольку качество их продукции практически неизменно и вполне конкурентоспособно. Основные их НИОКР связаны со снижением издержек на добычу полезных ископаемых и их транспортировку, что слабо сопряжено с высокими технологиями. Приоритет энергетической сверхдержавы у России сохраняется. Поэтому стратегия развития российской экономики раздваивается между инновациями и ТЭКом. ТЭК привлекает существенные инвестиции в ущерб инновационным секторам. По статистике, в 2006 году 56% российских капиталовложений пошли в добывающую промышленность и металлургию и всего 7% — в машиностроение. К 2007 году накопленные иностранные инвестиции в ТЭК и металлургию составили 60%, а в машиностроение — лишь 4%. Исправить такое распределение капиталовложений вряд ли удастся. Хотя бы потому, что Россия берет все большие обязательства по поставкам газа и в Европу, и в Восточную Азию, строим немало дорогостоящих трубопроводов (по дну Балтики, через всю Сибирь и т. д.). Чтобы выполнять заключенные международные соглашения, потребуются огромные вложения в добычу топлива. Только для поддержания потенциала нашего ТЭКа на нынешнем уровне до 2030 года понадобится более $900 млрд.

Подводя итог отметим ряд важных выводов в отношении участия Газпрома в мировом инновационном процессе.

Во-первых доля топливных отраслей в объеме продаж крупнейших корпораций мира в 13–14 раз выше доли отрасли в общих расходах на исследования и разработки Таким образом, данный сектор экономики не является наукоемким бизнесом.

Во-вторых, Россия, пока не воспринимается международным деловым миром как государство с высокотехнологичным производством, о чем свидетельствуют данные рейтинга The Research and Development Scoreboard. Россия наряду с нефтяными странами Ближнего Востока, которые не имеют своих компаний в международном рейтинге, воспринимается, пока еще, как сырьевой придаток мировой экономики.

Таким образом, несмотря на существующие возможности, и кажущуюся высокую инновационную активность, компания «Газпром» не в состоянии стать Мировым лидером в инновационной сфере.

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПРИОРИТЕТЫ ИСТОЧНИКОВ ГОРОДСКОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

З.В. Зенкина
Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Стандартная рыночная модель, когда дефицит продукта определяет рост цены на него, что стимулирует приток инвестиций и повышение предложения данного продукта, не срабатывает в случае дефицита воды. Ее воспроизводство обеспечивается природными, а не техногенными системами, роль последних вторична. Угроза процессам воспроизводства пресной воды исходит от человека и его хозяйства, и рынок сам по себе не мобилизует инвестиции для предотвращения этой угрозы.

Проблема обеспечения населения России качественной питьевой водой приобретает в последние годы социально-экономический характер. Это связано с тем, что около 70 % рек и озер России практически утратили свое значение как источники питьевого водоснабжения, износ 40 % оборудования питьевого водоснабжения также усугубляет положение. Наряду с поступлением в поверхностные водные объекты сточных вод городов и промышленных предприятий осуществляется их интенсивный приток за счет атмосферных осадков, смыва с сельскохозяйственных площадей загрязняющих примесей. В результате в водные источники попадает огромное количество тяжелых металлов, азота, фосфора, нефтепродуктов, фенолов и ряда других веществ, являющихся продуктами антропогенной деятельности. В экономике городского водоснабжения это требует все больше затрат на очищение поверхностных вод, хотя этот источник водоснабжения является экономически самым привлекательным [2].

Коммунальное хозяйство, промышленные предприятия города используют в основном поверхностные воды. Регионы имеют свою специфику потребления воды. Например, в Томской области доля подземных вод в балансе хозяйственно-питьевого водоснабжения административных районов составляет 90-92 %, причем поверхностные воды используются только в Томском и Асиновском районах, главным образом, для горячего водоснабжения и технических целей. В Томске по количеству потребления воды на первом месте находится «Томскэнерго», на втором – коммунальные хозяйства, на третьем – промышленные предприятия. Причем, «Томскэнерго» использует питьевую воду в системе прибороохлаждения.

К городам, которые практически используют хозяйственно-питьевое поверхностное водоснабжение, относятся: Москва, Санкт-Петербург, Нижний Новгород, Екатеринбург, Омск, Волгоград, Челябинск, Ростов и другие. Так как поверхностные воды по существу не защищены от возможного загрязнения, население этих городов находится под постоянной угрозой выхода питьевых водозаборов из строя. К этой группе примыкают города, имеющие подземное водоснабжение, но эксплуатирующие первый от поверхности водоносный горизонт, связанный с поверхностными водами и недостаточно защищенный от загрязнения (Красноярск, Воронеж, Владикавказ, Улан-Удэ и др.).

В основном, источник питьевой воды для населения нашей страны – подземное водоснабжение. Для добычи подземных вод используется бурение, что является дорогостоящим способом добычи. Например, в Томске бурение 1 м скважины стоит порядка 15 тыс. руб., при стандартной глубине скважин – 50 м, у «Томскводоканала» 400 функционирующих скважин для водозабора. Здесь в очистке воды используется химическая и бактериальная обработки.

В 2006 г. в Российской Федерации добыто и извлечено подземных вод более 30,5 млн. куб. м/сут. За последние 10 лет прослеживается тенденция к уменьшению добычи подземных вод.

Для хозяйственно-питьевых нужд используется 76 %, для промышленно-технических – 22 % подземных вод. Удельное потребление воды на человека в 2006 году составляло от 50 л/сут в Северо-Западном федеральном округе (ФО) до 183 л/сут в Центральном ФО. 2028 городов и поселков (69 %) пользуются (более чем на 90 %) подземными водами, 54 (12 %) имеют смешанные источники водоснабжения, и только 576 (19 %) городов снабжаются преимущественно поверхностными водами.

Для обеспечения населения Томской области питьевой водой используются подземные воды. Общее количество прогнозных эксплуатационных ресурсов подземных вод по Томской области составляет 38,7 млн. $м^3$/сут, из них надежно защищенных – 31,6 млн. $м^3$/сут, при общей потребности населения в питьевой воде 0,33 млн. $м^3$/сут.

Эксплуатация подземных вод сопровождается снижением их уровня и напора, а также ухудшением качества и загрязнением (см. рис.).

Сложная ситуация сложилась в стране с использованием разведанной ресурсной базы пресных подземных вод. Превышение разведанных запасов над прогнозными ресурсами свидетельствует о необходимости переоценки, государственной экспертизы и постановки на государственный учет прогнозных ресурсов подземных вод.

В МПР России разработана долгосрочная (до 2020 г.) и среднесрочная (до 2010 г.) стратегические программы изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы России (раздел «Подземные воды»). Созданная ранее ресурсная база подземных вод в новых экономических условиях не соответствует реальным возможностям организации водоснабжения населенных пунктов и, в первую очередь, крупных городов из защищенных подземных источников.

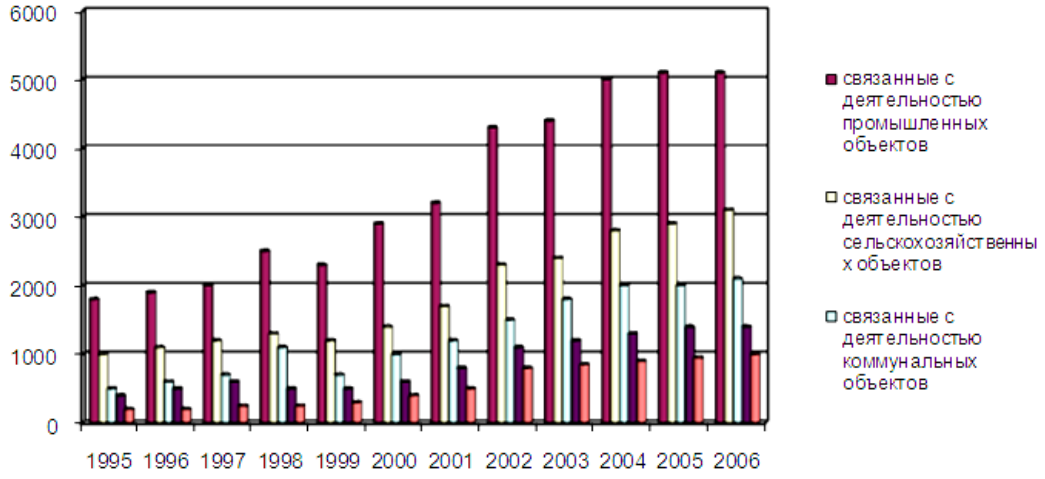


Рис. Динамика выявления очагов загрязнения подземных вод в 1995-2006 гг.

При расширении эксплуатации природных ресурсов неизбежно проявляется тенденция перехода от более эффективных источников (водных объектов, месторождений, участков земли, регионов промысла и т.д.) к менее эффективным, так что каждая следующая единица добываемого природного материала обходится все дороже, и в связи с исчерпанием возможностей наименее затратных источников, издержки на освоение и эксплуатацию новых растут. Однако потребление воды малоэластично относительно цены, потребитель соглашается с новой ценой, почти не снижая величину удельного использования воды, более того, расширяя валовое потребление при росте населения и/или экономики. Что касается «производителей», то они расширяют забор свежей воды, не заботясь о ее воспроизводстве поддержки процессов ее воспроизводства. Экстенсивное развитие, рано или поздно приводит к кризису, и рынок не препятствует этому. Сил рынка недостаточно для обеспечения устойчивости водопользования при возникновении дефицита воды, если он обусловлен малым количеством или низким качеством воды в природных источниках.

Одним из важных экономических показателей водоснабжения наряду с организацией водозаборов, очисткой воды является ее транспортоемкость. Транспортоемкость воды для каждого региона имеет четко выраженный перелом: она относительно невысока, пока объем не превышает местных ресурсов, и очень резко возрастает, как только возникает необходимость привлечения неместных источников. В этом переломе зависимости транспортных затрат от объема, по существу, проявляется действие закона падающей эффективности для природных ресурсов. Однако в случае достаточно широко распространенных ресурсов (уголь, нефть, железная руда, бокситы и пр.) резкого перелома не наблюдается [1]. Парадоксально, что в этом отношении самый распространенный ресурс – вода – обнаруживает сходство с наиболее редко встречающимися ресурсами, при том радикальном различии, что они никогда не используются в значительных объемах, а потому их транспортоемкость не имеет сколько-нибудь существенного экономического значения.

При современных ценовых соотношениях экономически оправданы перемещения воды лишь в локальных системах водоснабжения, водоводах протяженностью не более трех-четырех сотен километров и оросительных системах из источников, удаленных от потребителя не более чем на такое же расстояние. Экономическое обоснование более дальних перемещений воды представляет проблему, которую не удается решить без того, чтобы при этом не было резких возражений по поводу корректности произведенных калькуляций. Конечно, исключение могут представлять перевозки бутилированной питьевой воды – здесь определяющее влияние на розничную цену товара имеют тара, разлив, сертификация, контроль качества, издержки торговли и пр.; воды в этом товаре много меньше, чем всего остального (наличие фальсификаций – на российском рынке они, по-видимому, доминируют – этого тезиса не отменяет).

Приведенные элементарные экономические и экологические соображения, учитывающие особенности воды как товара, показывают, что решение проблемы водного дефицита возможно только при развитии интенсивных форм водопользования. Следовательно, необходимы технологии, позволяющие максимально эффективно расходовать воду во всех областях ее применения. Эти технологии базируются на автоматизации производственных процессов и управления ими, средствах регулирования, использовании контрольно-измерительной аппаратуры и разнообразных химических продуктов (сорбентов, коагулянтов, флокулянтов и пр. – для водоочистки и водоподготовки, полимерных материалов – для систем подземного капельного орошения и т.д.), применении биологических методов, кроме того, необходим технологически и экономически грамотный менеджмент.

Литература

1. Боярко Г.Ю. Экономика минерального сырья. – Томск: Изд-во «Аудит-Информ». – 2000. – 365 с.
2. Рогов Г.М., Попов В.К., Осипова Е.Ю. Проблема использования природных вод бассейна реки Томи для хозяйственно-питьевого водоснабжения. – Томск: Изд-во ТГАСУ. – 2003. – 217 с.
3. Государственный доклад «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2006 году» [Электронный ресурс] // Центр «Минерал» ФГУНПП: «Аэрология», 2006.

СОЧЕТАНИЕ КОНКУРСНОЙ, АУКЦИОННОЙ И ЗАЯВИТЕЛЬНОЙ ФОРМ ПОЛУЧЕНИЯ ПРАВА ДОСТУПА К НЕДРАМ

А.В. Карев
Научный руководитель старший преподаватель В.Б. Романюк
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Сегодня в России активно развивается нефтегазовая отрасль, происходит разработка новых месторождений. Но перед этим идет очень важный этап разделения прав пользования. На данный момент возможно три пути получении права пользования участками недр: конкурсный, аукционный и заявочный.

В качестве мер, обеспечивающих эффективность использования природных ресурсов, В.В. Путин назвал лишь два условия, стоящих в самом начале процесса природопользования: прозрачность и некоррупционность способов доступа к природным ресурсам и переход от административных размещений (т.е. от лицензии) к полноценным договорам. Для государства важно закрепить права и ответственность, с одной стороны – государства, с другой стороны – предпринимателя, что может гарантировать стабильность в отношениях природопользования [1].

Закон о недрах для России – это закон, который охватывает сферу, дающую почти 60 процентов бюджета и 70 процентов экспорта.

На основании статьи 13.1 (Закон «О недрах») принятие решений о проведении конкурсов или аукционов на право пользования участками недр, о составе и порядке работы конкурсных и аукционных комиссий, а также определение порядка и условий проведения таких конкурсов или аукционов в отношении каждого участка недр или группы участков недр, расположенных на территориях субъектов Российской Федерации, осуществляется федеральным органом управления государственным фондом недр или его территориальными органами, а в отношении каждого участка недр или группы участков недр внутренних морских вод, территориального моря и континентального шельфа Российской Федерации – Правительством Российской Федерации. Решение об утверждении результата конкурса или аукциона на право пользования участком недр принимается в срок, не превышающий 30 дней с даты проведения конкурса или аукциона.

В состав конкурсных или аукционных комиссий включаются также представители органа исполнительной власти соответствующего субъекта Российской Федерации, за исключением конкурсных или аукционных комиссий по предоставлению права пользования участками недр внутренних вод, территориального моря и континентального шельфа Российской Федерации.

Основными критериями для выявления победителя при проведении конкурса на право пользования участком недр являются научно-технический уровень программ геологического изучения и использования участков недр, полнота извлечения полезных ископаемых, вклад в социально-экономическое развитие территории, сроки реализации соответствующих программ, эффективность мероприятий по охране недр и окружающей среды, учет интересов национальной безопасности Российской Федерации.

В случае, если объявленный конкурс на право пользования участком недр признан не состоявшимся в связи с поступлением заявки только от одного участника, лицензия на пользование участком недр может быть выдана этому участнику на условиях объявленного конкурса.

Объявления о предстоящих аукционах на право пользования участками недр должны быть опубликованы в общероссийских и издаваемых на территориях соответствующих субъектов Российской Федерации средствах массовой информации не позднее чем за 45 дней, а о предстоящих конкурсах – не позднее чем за 90 дней до даты их проведения, считая с даты первой публикации. Выбор средств массовой информации для опубликования таких объявлений осуществляется федеральным органом управления государственным фондом недр или его территориальным органом.

Порядок и условия проведения конкурса или аукциона на право пользования участками недр для заключения соглашения о разделе продукции определяются в соответствии с законодательством Российской Федерации.

В проекте закона “О недрах”, представленного в 2005 г. Правительством РФ в Государственную Думу, предлагалось лишь аукционная форма доступа к недрам и обычный гражданский договор. С одной стороны это значительно упростит задачу управления на этапе включения объекта в распределенный фонд недр, однако это может привести к осложнению на последующих этапах реализации договора. Также аукцион ведет к монополизации добычи, устранению мелких и средних предприятий. Руководители Министерства природных ресурсов России считаю аукционно – договорную форму менее коррупционной, чем конкурсная. Однако в соответствии с другим законодательством установившейся практикой большинство бюджетных средств на выполнение государственного заказа на геологоразведочные работы, распределяются на конкурсной, а не аукционной основе.

Аукцион приносит государству хороший доход. Но зачастую победители аукционов не использует новых технологий, не оказывает поддержку моноотраслевых поселков.

К сожалению, на сегодняшний день выработалась целая система сговоров и давления среди специализирующихся на этом компаний, бизнес который состоит либо в перепродаже приобретенных по низкой цене лицензий, либо в вымогательстве за выход накануне аукциона из числа претендентов. Получается, что аукционная форма получения прав – это очень хороший вариант для фирм, ведь они ограждают себя от государства, от проблем трудоустройства населения, а самое главное от профессионализма в отношении недропользования. Очень интересным оказался анализ зарубежного и отечественного опыта.

Во многих зарубежных странах действует заявочный принцип получения права пользования недрами. Этот способ чрезвычайно простой и прозрачный: «первый пришел – первый получил». Здесь компании имеют

практически бесплатное права на пользование государственной геологической информацией, сами определяют для себя перспективные площади, которые еще не залицензированы. Они сами определяют объемы работ, которые затем будут зафиксированы в лицензии. А самое главное – лицензия выдается не позднее двух недель после подачи заявки.

В России тот же заявочный принцип действует в мощной бюрократической оболочке. Компания, легальным и нелегальным способом получившая информацию по перспективному участку недр, подает заявку в территориальный орган Роснедра. Территориальный орган имеет право поддержать или не поддержать; в случае поддержки направляет предложение в Москву о включении в программу лицензирования на следующий год, либо через дополнения к утвержденной программе объект может быть включен и в программу текущего года. После этого на данный участок недр государственные органы подготавливают пакет геологической информации и дают оценку прогнозных ресурсов. Если они считают, что прогнозные ресурсы необоснованны, то объект откладывается на неопределенное время, до получения дополнительной информации за счет бюджетных средств. Если же объект включается в заявку, то путем публикации в специальном издании объявляется срок приема заявок. Если на участок будет один претендент, то этот претендент имеет возможность получить поисковую лицензию на 5 лет. Однако в лицензионном соглашении ему будут установлены объемы и виды работ, а также промежуточные сроки их реализации. При наличии двух и более претендентов объявляется аукцион, рассчитывается стартовая цена. От момента подачи заявки до получения лицензии проходит не менее одного года, а чаще всего – около 1,5 лет.

Но это только первый этап лицензирования. Затем наступает этап выполнения геолого-поисковых работ, который содержи около 40 согласующих инстанций. Согласование документов на этом этапе занимает от 17 до 25 месяцев. Таким образом, на разведку остается 3,0 – 3,5 года. Этого будет достаточно, если объект не будет иметь промышленного интереса, однако при трансформации в месторождение, то неизбежно продление сроков лицензии на два-три года [2].

Минусы заявочного принципа ясны, однако многие специалисты в области недропользования призывают смелее использовать его, так как он позволяет эффективно привлечь интеллектуальный потенциал российской геологической школы. Благодаря этому можно избавиться от “белых пятен”, по которым у государства нет сведений. Также для специалистов следует открыть доступ к геологической информации по большим территориям. В наши дни они не имеют возможности такого доступа, так как плата за пользование государственными информационными ресурсами и даже государственными библиотечными фондами требует наличия солидного начального капитала.

Вместе с введением заявочного способа следует открыть геологическую информацию. Это позволит сохранить интеллектуальный потенциал и значительно повысить поисковую эффективность геологических работ.

Пользование недрами – это процесс взаимодействия между государством и бизнесом. И этот процесс должен быть максимально продуктивен и безопасен для обеих сторон. Основной задачей государства является не дать распространить имущественные отношения на недра, иначе будет возможность приватизировать их. Поэтому договор на право пользования участком недр, скорее всего, должен иметь особый юридический статус, закрепленный как в Гражданском кодексе, так и в Законе “О недрах”. Также следует разработать закон четко регулирующий ответственность той и другой стороны и защищающий интересы инвестиций и государства.

Литература

1. Орлов В.П. Проблемы недропользования (2000-2006 г.). – М.: ООО «Геоинформация», 2007. – 462 с.
2. Смолякова Т. Недра без коррупции // Российская газета, 14.12. 2005. – 9 с.

АНАЛИЗ РЕСУРСОСБЕРЕГАЮЩИХ ФАКТОРОВ В ЛОГИСТИЧЕСКИХ ЦЕПЯХ

Л.В. Коваленко
Научный руководитель профессор Н.Г. Филонов
Томский государственный педагогический университет, г. Томск, Россия

Ресурсы представляют собой вспомогательные средства или источники средств для достижения определенных целей. Различают: экономические ресурсы (материальные, финансовые, информационные, трудовые); природные (естественные) ресурсы; технические ресурсы. Рассмотрим понятие и краткую характеристику каждого из приведенных видов ресурсов.

Экономические ресурсы: материальные ресурсы – важнейшая часть производственных ресурсов, совокупность предметов труда (вещество природы, вещь или комплекс вещей, на которые человек воздействует в процессе труда при помощи средств труда с целью приспособления их для удовлетворения потребностей общества), предназначенных для использования в процессе производства общественного продукта; **трудовые ресурсы –** часть населения страны, обладающая совокупностью физических и духовных способностей, общеобразовательными и профессиональными знаниями, необходимыми для работы в производственной и непроизводственной сферах; **финансовые ресурсы –** денежные средства, находящиеся в распоряжении государства, объединений, предприятий, организаций и учреждений. В состав финансовых ресурсов входят прибыль, амортизационные отчисления, взносы в бюджет государственного страхования, средства населения, мобилизуемые государством в финансовую систему; **информационные ресурсы** – различного рода информация, циркулирующая в экономических системах и обеспечивающая их функционирование.

Природные ресурсы – часть естественной природы (ее объектов, процессов, условий), используемая или возможная для использования в целях удовлетворения потребностей общества. Природные ресурсы классифицируются на солнечную энергию, энергию приливов и отливов, внутреннее тепло Земли, земельные, растительного и животного происхождения, водные, лесные, атмосферный воздух, минеральные (топливно-энергетические). В свою очередь, природные ресурсы подразделяются на практически неисчерпаемые и исчерпаемые (возобновляемые и невозобновляемые). В природных ресурсах особо выделяются **энергетические ресурсы –** носители энергии (солнечная, водная, минеральная, земная). Энергетические ресурсы классифицируются: **по видам** — уголь, нефть и нефтепродукты, торф, газ, гидроэнергия, электроэнергия, солнечная энергия, энергия приливов и отливов, внутриземное тепло; **по способам подготовки к использованию –** природные, облагороженные, обогащенные, переработанные, преобразованные (изменение физико-химической основы и агрегатного состояния); **по способам получения –** со стороны (с другого предприятия), собственного производства; **по кратности использования –** первичные, вторичные, многократного использования; **по направлениям использования –** в промышленности, сельском хозяйстве, строительстве, на транспорте, в быту [1].

Технические ресурсы – наработка технических устройств (машины, оборудование, системы) до достижения ими предельного состояния, при котором их дальнейшая эксплуатация невозможна или нежелательна, так как резко снижается эффективность их работоспособности или создается опасность для окружающей среды. Технические ресурсы характеризуются долговечностью различных устройств – свойством сохранять работоспособность до предельного состояния с необходимыми перерывами для технического обслуживания, профилактики, мелкого и среднего ремонта. Предельное состояние устройств определяется в зависимости от: их схемоконструктивных особенностей; материалов, применяемых при их изготовлении; режима эксплуатации устройств; их сферы применения; влияния на состояние окружающей среды. Различают так называемый назначенный технический ресурс-наработку, по выполнению которой технические устройства снимаются с эксплуатации и подлежат списанию или специальному обследованию для определения его технического состояния.

Практически по всем видам ресурсов в настоящее время при существующих технологиях и организации процесса товародвижения в логистических цепях возникают потери, связанные с использованием ресурсов в производстве, их хранением, перемещением и потреблением [2]. Основные виды потерь, возникающие при воспроизводстве основных производственных фондов, материальных благ и рабочей силы, представлены в таблице 1.

Таблица 1

Основные виды потерь в различных сферах деятельности

Материальное содержание потерь	**Причины возникновения потерь**	**Направления устранения потерь**
Потери рабочего времени	Неотработанное рабочее время – простои, невыполнение норм выработки	Совершенствование организации производства и труда, повышение культуры производства
Снижение отдачи средств труда	Неполное использование средств труда по мощности и их недостаточная надежность	Улучшение параметрической структуры орудий труда, техники и технологии производства
Потери промежуточной и готовой продукции	Повреждения продукции в процессе погрузочно-разгрузочных работ, при хранении и транспортировке	Совершенствование характеристики подъемно-транспортного оборудования и организации складского хозяйства
Снижение отдачи основных фондов	Завышение веса изготавливаемого оборудования, неоптимальная структура производства орудий труда	Оптимизация структуры производства орудий труда и технологической структуры оборудования и технических устройств
Неполное использование трудовых ресурсов	Несоответствие профессиональной подготовки кадров современным требованиям производственно-хозяйственной деятельности	Пересмотр политики, направлений, квалификационной структуры и качества подготовки кадров
Временная или длительная нетрудоспособность	Производственные травмы, прочие заболевания, недостатки сферы услуг	Улучшение охраны труда и техники безопасности, здравоохранения и профилактики заболеваемости

Проблемы ликвидации потерь, экономии и рационального использования ресурсов в логистических цепях актуальны и носят перманентный характер как на макроуровне, так и на микроуровне управления процессом товародвижения. С одной стороны, рост масштабов производства, например, увеличивает массу сырья, количество потребляемых основных и вспомогательных материалов, полуфабрикатов и комплектующих изделий, а также количество трудовых ресурсов, обеспечивающих процесс воспроизводства. С другой стороны, постепенное истощение полезных ископаемых и постоянно возникающие трудности при их добыче увеличивают стоимость сырья и материалов, входящих в промежуточный и конечный готовый продукт.

Экономические, организационные, технические, технологические решения, от которых зависит снижение расхода всех видов ресурсов, не только неразрывно связаны с повышением качества обслуживания потребителей, но и подчинены ему. При этом структура логистических направлений ресурсосбережения имеет несколько составляющих (табл. 2).

Таблица 2

Структура логистических направлений ресурсосбережения

№ п/п	Составляющие оргструктуры	Содержание направлений
1	Основа	Система управления, предмет управления, объект управления, уровни управления
2	Элементы	Подсистемы: материально-техническое снабжение; складское и тарное хозяйство, грузовые перевозки и тарифы; управление запасами, управление товародвижением в производственных процессах, сбытовая деятельность
3	Сфера деятельности	Материальное производство, строительство, торговля, обслуживание
4	Субъекты хозяйствования	Промышленные предприятия, строительные организации, торгово-посреднические организации, предприятия по оказанию услуг, государственные организации
5	Факторы	Развитие научно-технического прогресса, экономическое развитие
6	Ресурсы	Материальные, трудовые, топливно-энергетические, финансовые
7	Связи	Коммуникации: информационные системы и технологии
8	Инструментарий	Экономико-математические методы и модели, системный анализ
9	Критерии оценки	Качество обслуживания потребителей, величина экономии и рационального использования ресурсов, комплекс оценочных показателей

Одним из важных направлений ресурсосбережения в логистических цепях является экономия и рациональное использование материально-технических ресурсов. Главная стратегическая цель этого направления состоит в снижении расхода материальных ресурсов, запасных частей и топливно-энергетических ресурсов, затрачиваемых на единицу работы. В логистических цепях эта цель воплощается в минимизации затрат на материально-технические ресурсы, приходящиеся на общий объем грузооборота, величину перевозимых грузов или на общие затраты по товародвижению.

Одной из важных составляющих при решении задач ресурсосбережения являются факторы, представляющие собой движущие силы и непременные условия реализации данных задач. К таким факторам относятся развитие научно-технического прогресса (НТП) и экономическое развитие.

Первый фактор (развитие НТП) оказывает существенное влияние на снижение логистических издержек. В свою очередь, требования, предъявляемые к техническим устройствам логистикой, также оказывают определенное влияние на развитие НТП – выбор направлений разработки технических устройств осуществляется с учетом существующих потерь материальных и топливно-энергетических ресурсов в эксплуатируемом оборудовании

Второй основополагающий фактор ресурсосбережения – экономическое развитие, которое представляет процесс постоянной рационализации управления логистическими процедурами и операциями. Это направление включает решение экономических и организационных задач в области ресурсосбережения как в отдельных подсистемах логистики, так и в целом в макрологистических и микрологистических цепях.

Оптимальность и рациональность логистических цепей характеризуется целым рядом показателей, оценивающих как различные направления производственно-хозяйственной деятельности субъектов хозяйствования в области использования материальных ресурсов, так и отдельные стороны процесса товародвижения в части экономии и рационального использования материальных ресурсов. Данные показатели классифицируются по объектам оценки движения и потребления материальных ресурсов – объемы, затраты, использование, структура, экономия.

Литература

1. Моисеева Н.К. Экономические основы логистики: Учебник. – М.: ИНФРА, 2008. – 528 с.
2. Родионов А.Р., Радионов Р.А. Логистика: нормирование сбытовых запасов и оборотных средств предприятия: Учеб. пособие. – М.: ТК Велби, Изд-во Проспект, 2006. – 416 с.

УЧАСТИЕ МАЛЫХ И СРЕДНИХ КОМПАНИЙ В ОСВОЕНИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ РЕСУРСОВ РОССИИ

О.И. Козлова, М.Л. Намм
Научный руководитель профессор С.М. Крымов
Томский государственный педагогический университет, г. Томск, Россия

Нефтегазовый сектор активно участвует в трансформационных экономических процессах. Эффективность функционирования нефтегазовых компаний, различающихся по структуре, размеру и направлениям деятельности, зависит от условий, созданных для их поступательного развития. Важнейшим фактором успеха здесь является государственная политика в области регулирования процессов добычи углеводородного сырья, как на федеральном уровне, так и на уровне субъектов РФ.

На начальном этапе трансформации нефтегазового сектора, формировались вертикально интегрированные нефтегазовые компании (ВИНК), объединяющие весь технологический цикл – разведку, добычу, и переработку углеводородов, что позволило усилить устойчивость его функционирования [1]. Именно

ВИНК обеспечивали стабильность функционирования системы при отсутствии необходимых экономических институтов. В целом, в развитии нефтегазового сектора России сегодня, ведущее положение занимают вертикально интегрированные компании. В то же время устойчивую динамику роста демонстрировали малые и средние нефтедобывающие компании. Они возникли самостоятельно, без директивных решений вышестоящих органов и явились отражением процесса развития малого бизнеса в российской экономике в целом. Специалисты полагают, если с середины 90-х годов до настоящего времени малые компании остались бы независимыми, то сегодня они бы вышли на объем добычи примерно в 15% от общероссийского уровня. Сейчас же этот показатель – примерно 7%. Малый бизнес в нефтегазовом секторе России и зарубежных стран занимает определенную нишу, связанную с разработкой мелких месторождений, остаточных и трудноизвлекаемых запасов. В основных нефтегазовых провинциях России наблюдается снижение размеров вновь открываемых месторождений нефти и увеличение доли трудноизвлекаемых запасов, как на новых, так и на разрабатываемых месторождениях углеводородов. Такое развитие ресурсной базы является предпосылкой для усиления роли малых нефтедобывающих компаний, которые играют значительную роль на заключительных стадиях освоения и разработки сырьевых провинций.

Сложившийся за последнее 10 лет территориальный принцип развития рынка поставок нефтепродуктов фактически привел к возникновению монополий в большинстве регионов страны и разделу рынка по территориальному принципу. Поэтому важно создавать механизмы предупреждения нарушений антимонопольного законодательства. Одной из главных задач антимонопольных органов в части контроля естественных монополий является контроль обеспечения недискриминационности. В целях развития российского газового рынка необходимо внедрение единого режима доступа ко всем нефтегазовым сетям от производителя до конечного потребителя, создание детализированных правил, регламентирующих все существенное аспекты доступа и предоставления соответствующих услуг. Это потребует корректировки существующей нормативной базы, регламентирующей. Формирование цивилизованного внутреннего энергетического рынка предполагает создание правил и институтов торговли энергетическим ресурсами, в том числе с равным доступом всех поставщиков и потребителей.

В Энергетической стратегии России до 2020 года меры структурной политики предусматривают совершенствование организационной структуры топливно-энергетических компаний и системы корпоративных отношений путем формирования конкурентной среды, в том числе в газовой отрасли, стимулирования развития независимых производителей топлива и энергии. Независимые производители нефти, не входящие в ВИНК, поставляют 65-70% своей нефти на нефтеперерабатывающие заводы (НПЗ) России. На экспорт идет не больше 30% нефти, добываемой малыми и средними компаниями. Всего в России нынче работают примерно 150 малых и средних нефтяных компаний. Надо создать условия, чтобы их количество выросло в разы. Только тогда была бы решена проблема освоения пока нерентабельных месторождений с небольшими запасами нефти и появилась бы возможность эксплуатировать низкодебетные скважины.

Очевидно, что стране жизненно необходимо развивать малый и средний нефтяной бизнес. Необходимы законы, которые бы создали условия, когда небольшие нефтяные компании смогли бы на равных конкурировать с отраслевыми холдингами. Сейчас для малых и больших компаний условия работы – абсолютно одинаковы. Ни для больших, ни для малых нет никаких льгот, преференций. Все компании работают в единых условиях – и лицензионный, и налоговый режимы, и все проблемы, с которыми сталкиваются нефтяники – одни на всех. Вместе с тем, здесь и таится проблема неравенства между крупными и малыми компаниями. В частности, лицензионные соглашения – если месторождение выставляется на аукцион, то выигрывает тот, кто больше заплатит. Понятно, что небольшие частные инвесторы в этом вопросе не могут конкурировать с ВИНК. Эти месторождения оказываются на балансах крупных компаний и зачастую ими не используются, держатся «про запас» [2].

Между тем, в стране 80 % разведанных месторождений относится к категории малых, с извлекаемыми запасами до 5-10 млн тонн. Если будут введены платежи или штрафы за простой без дела таких лицензионных участков, то крупные нефтяные компании будут стимулированы к избавлению от «излишних» запасов в пользу независимых производителей. Это только одна из многочисленных возможных поправок к нынешнему законодательству, которая может улучшить положение малых и средних нефтяных компаний. Есть множество других вариантов, требующих обсуждения. Сейчас в стране сложилась парадоксальная ситуация – чем выше мировая цена на нефть, тем хуже экономика малых компаний. Все дело в налогах. При цене от 15 до 20 долларов появляется экспортная пошлина в размере 35 % от превышения цены над 15 долларами, которой облагаются поставки за рубеж. Следовательно, государство будет забирать 98 % дополнительной выручки независимых нефтяных компаний, которые могут экспортировать нефть только по трубопроводам и не могут организовать комбинированные маршруты. Как только цены превысят 25 долларов, ситуация станет парадоксальной. За каждый дополнительный доллар выручки, полученный из-за превышения уровня 25 долларов, все нефтяные компании должны будут в среднем отдавать государству 1,08 доллара, а независимые от ВИНК компании – 1,28 доллара.

Чтобы создать благоприятную среду для развития малых и средних нефтяных компаний необходимо принять несколько важных поправок в федеральные законы. Главный принцип для нормального существования отрасли – государство не должно отнимать у компаний больше 90-95% от прибыли. Даже при сверхвысоких ценах. Сейчас же вполне возможна такая ситуация: после продажи нефти за рубежом предприятие отдаст государству все вырученные за это деньги и еще немного сверху. Чтобы бизнес мог развиваться, нельзя забирать больше 100% от прибыли.

Первый шаг к созданию благоприятных условий развития малых нефтяных компаний – пересмотреть подход к НДПИ, ставка которого с некоторых пор является одинаковой для всех и не учитывает различия в условиях добычи нефти на тех или иных месторождениях. В идеале должны учитываться условия работы на

каждом конкретном месторождении. Во-вторых, желательно пересмотреть налоговую систему таким образом, чтобы во время разведки и при начальном освоение новых месторождений, в том числе во время создания инфраструктуры (строительство дорог, прокладки электролиний и пр.) у нефтяных компаний существовала бы определенная налоговая льгота. Было бы великолепно, если бы льготы распространялись и на компании, которые выкачивают «трудную» нефть из старых месторождений. В последней стадии эксплуатации месторождений нужны налоговые каникулы, т.е. полное освобождение от любых налогов, которые связаны с объемами добычи, потому что любой такой налог заставляет предприятие окончить добычу раньше, чем ему диктует требование эффективности. В-третьих, нельзя забывать, что практически на каждом месторождении есть низкодебетные скважины. Сейчас только на территории ХМАО насчитывается около 15 тысяч малорентабельных скважин. Нефть из них можно выкачивать, но при нынешнем налоговом законодательстве это делать невыгодно.

На рынке добычи нефти доля малых и средних предприятий составляет немногим более 5%, а в переработке таких предприятий вообще нет. Одним из факторов, которые могут повлиять на увеличение темпов роста добычи нефти, является увеличение доли малых и средних нефтяных компаний в общей добыче (в настоящее время их доля составляет около 5%). В этой связи необходимо внести изменения в законодательство, например, обязать нефтеперерабатывающие заводы принимать 30% нефти у малых и средних компаний. Доступ малых и средних нефтяных компаний к НПЗ позволило бы избежать резкого роста цен на бензин нефтегазодобывающих организаций с ВИНК. Предложено также ввести дифференцированное налогообложение на добычу нефти, поставляемой на экспорт, и нефти, продаваемой на внутреннем рынке. Рубежи малого бизнеса на российском нефтяном рынке подвижны из-за процессов образования, поглощения или слияния предприятий нефтедобычи. Один миллиард тонн извлекаемых запасов, которые сегодня разрабатывают независимые нефтедобывающие компании, находится примерно по 250 месторождениям, введенным в промышленную эксплуатацию 5-6 лет назад. Средний размер этих месторождений, составляет 4 млн. тонн, средняя выработанность – до 16 %.

Важно обеспечить в отрасли рациональное недропользование, создать систему льгот для малых и средних компаний, осваивающих трудные месторождения. Малые компании не имеют возможности поставлять нефть на экспорт, поэтому мировая цена для них является виртуальной. Но нельзя же платить налог с виртуальной цены, по которой они никогда не могут продать нефть. Иначе необходимо предоставить ННК право поставлять на экспорт 75% добытой нефти [3].

Мелкие и средние месторождения со сложными горно-геологическими условиями, с высокой долей (до 75%) трудно извлекаемых запасов на 85 % составляют ресурсную базу деятельности малого и среднего бизнеса. Независимые нефтяные компании (ННЗ) отличаются от ВИНК структурой, размером и особенностями бизнеса. И тем, что ННК не имеют собственных нефтеперерабатывающих мощностей. Доступ к НПЗ, принадлежащих ВИНК, весьма ограничен. Такое положение обусловливает монотоварный характер производства ННК, т.е. возможность реализации только сырой нефти. При этом ННК не осуществляют комбинированных поставок сырой нефти на экспорт, с подключением железнодорожного и водного транспорта, что еще больше ограничивает подвижность бизнеса. Деятельность каждого из независимых нефтяных предприятий отличается узкой территориальной локализацией.

Литература

1. Алекперов В.Ю. Вертикально-интегрированные компании России: Методология формирования и реализации. – М.: АУТОПАН, 1996. – 292 с.
2. Арбатов А.А., Крюков В.А. Есть ли будущее у «малых» нефтегазовых компаний // Нефть России. – 1999. – №8. – С. 10 – 16.
3. Власов Н.О. необходимости законодательной поддержки малых и средних нефтегазодобывающих компаний // Нефть, газ и право. – М., 2001. – №2. – С. 23 – 26.

ПРАВОВОЙ СТАТУС ВОДООХРАННЫХ ЗОН РЕКИ ТОМИ В ПРЕДЕЛАХ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

М.Н. Колпакова
Научный руководитель доцент В.В. Янковский
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Все мы знаем, что наша страна богата водными ресурсами. Россия располагает примерно пятой частью запасов пресных вод. По объему речного стока мы занимаем второе место в мире после Бразилии, а по водообеспеченности на одного человека – третье, после Бразилии и Канады.

В ряде наиболее заселенных регионов наблюдается нехватка воды требуемого качества; по всей стране периодически отмечаются вспышки опасных инфекционных заболеваний, возбудители которых обитают в поверхностных водных объектах. Актуальность проблемы рационального использования, восстановления и охраны водных объектов Томской области на долгосрочную перспективу обусловлена современным неудовлетворительным состоянием ряда водных ресурсов и возможным его дальнейшим ухудшением.

Целью работы является изучение водного законодательства Российской Федерации на примере р. Томь и ее водоохранных зон.

Для достижения поставленной цели решаются следующие задачи:

- изучение изменения водного законодательства в области водоохранных зон;
- изучение географических и гидрологических характеристик р. Томь и Томской области;

- рассмотрение водоохранных зон р. Томь Томской области.

Город Томск расположен на юго-востоке Западно-Сибирской равнины, по обоим берегам р. Томь на расстоянии 60 км от устья. Территория г. Томска расположена на границе юго-восточной части Западно-Сибирского артезианского бассейна и Колывань-Томской складчатой зоны. Главной водной артерией города является ***р. Томь*** – правый приток Оби. Она берет начало на заболоченном склоне Абаканского хребта между северными отрогами хребта Карылган и горой Вершина Томи. Длина р. Томь составляет 827 км, в пределах области – 125 км, в пределах г. Томска – 20 км. Площадь водосбора реки у Томска составляет 57800 км^2, в устье – 62000 км^2.

Наличие хозяйственных и жилых объектов в речных долинах обусловливает необходимость защиты водных объектов.

Установление водоохранных зон водных объектов, проведение природоохранных мероприятий и иной деятельности является одной из первостепенных задач по охране и восстановлению поверхностных водных объектов, улучшению их гидрологического режима и санитарного состояния.

Вокруг водоохранных зон последние годы возникает немало дискуссий, большинство которых основано на незнании законодательства.

Согласно Водному кодексу Российской Федерации от 3 июня 2006 г. № 74-ФЗ, водоохранными зонами являются территории, которые примыкают к береговой линии морей, рек, ручьев, каналов, озер, водохранилищ и на которых устанавливается специальный режим осуществления хозяйственной и иной деятельности в целях предотвращения загрязнения, засорения, заиления указанных водных объектов и истощения их вод, а также сохранения среды обитания водных биологических ресурсов и других объектов животного и растительного мира.

В границах водоохранных зон устанавливаются прибрежные защитные полосы, на территориях которых вводятся дополнительные ограничения хозяйственной и иной деятельности.

В действующий Водный Кодекс РФ включены нормы из соответствующего постановления Правительства РФ о водоохранных зонах 1996г. При этом ширина водоохранных зон оптимизирована с учетом практики правоприменения и потребностей охраны водных объектов в условиях научно-технического прогресса и перехода к рыночным отношениям.

Граница водоохранной зоны зависит от границы (береговой линии, «кромки воды») водного объекта. Дейстующий ВК РФ, в отличие от прежнего, не рассматривает берега (береговую полосу) как часть водного объекта, поэтому его границей является береговая линия, от которой и должна отмеряться водоохранная зона. Граница рек, ручьев, озер, каналов определяется «по среднемноголетнему уровню вод в период, когда они не покрыты льдом» (пункт 2 части 4 статьи 5 ВК), что предполагает многолетние наблюдения за уровнем вод в водном объекте.

Эти земли могут использоваться для строительства и эксплуатации сооружений, обеспечивающих удовлетворение потребностей населения в питьевой воде, бытовых, оздоровительных и других потребностей населения, а также для водохозяйственных, сельскохозяйственных, природоохранных, промышленных, рыбохозяйственных, энергетических, транспортных и иных государственных или муниципальных нужд при соблюдении установленных требований. Соблюдение специального режима на территории водоохранных зон является составной частью комплекса природоохранных мер по улучшению гидрологического, гидрохимического, гидробиологического, санитарного и экологического состояния водных объектов и благоустройству их прибрежных территорий.

В границах водоохранных зон запрещаются:

- использование сточных вод для удобрения почв;
- размещение кладбищ, скотомогильников, мест захоронения отходов производства и потребления, радиоактивных, химических, взрывчатых, токсичных, отравляющих и ядовитых веществ;
- осуществление авиационных мер по борьбе с вредителями и болезнями растений;
- движение и стоянка транспортных средств (кроме специальных транспортных средств, за исключением их движения по дорогам и стоянки на дорогах и в специально оборудованных местах, имеющих твердое покрытие).

Согласно Земельному кодексу РФ, неразрешенное использование, в том числе продажа в частную собственность физическим и юридическим лицам участков земель в пределах ВЗ, без дополнительных разрешений и процедур согласования не допускается.

Поддержание в надлежащем состоянии водоохранных зон и прибрежных защитных полос, водоохранных знаков возлагается на водопользователей. Собственники земель, землевладельцы и землепользователи, земли которых находятся в водоохранных зонах и прибрежных защитных полосах, обязаны соблюдать установленный режим использования этих зон и полос. Лица, виновные в нарушении режима использования территорий водоохранных зон и прибрежных защитных полос, несут ответственность в соответствии с действующим законодательством.

Государственный контроль над соблюдением режима хозяйственной и иной деятельности в пределах водоохранных зон и прибрежных защитных полос возлагается на орган исполнительной власти субъектов РФ, бассейновые и другие территориальные органы управления использованием и охраной водного фонда Министерства природных ресурсов РФ, специально уполномоченные государственные органы в области охраны окружающей среды, государственные органы управления использованием и охраной земель и специально уполномоченные органы управления лесным хозяйством в пределах их полномочий.

Водоохранные зоны являются одним из видов экологических зон, создаваемых для предупреждения вредного воздействия хозяйственной деятельности.

Реальное соблюдение требований по ведению хозяйственной деятельности в пределах установленной водоохраной зоны р. Томи сопряжено с многочисленными проблемами как законодательного, так и социального характера, что, в определенной степени, определило критическое отношение к установленным ее границам со стороны не только водопользователей и населения, но и специалистов водного хозяйства.

ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СТИМУЛИРОВАНИЕ В СФЕРЕ ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЯ

М.П. Любятинская
Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Формирование и совершенствование экономического механизма природопользования и охраны окружающей среды – одна из важнейших проблем современной экономической науки и практики. Финансовые и экономические рычаги природопользования являются неотъемлемой частью общего экономического механизма управления народным хозяйством страны.

Актуальность темы обусловлена особым местом, которое занимает экономический механизм природопользования и охраны окружающей среды в системе «природа – общество – производство», мощными экономическими преобразованиями, происходящими в Российской Федерации в связи со становлением рыночных отношений, стремлением общества обеспечить экологическую безопасность и сохранить природно-ресурсный потенциал страны [4]. Тем более, что экономические механизмы обеспечения рационального природопользования и охраны окружающей среды считаются более эффективными инструментами управления, чем административные, правовые и другие методы, воздействующие на экологическое сознание и поведение человека.

Важной составной частью механизма управления природопользованием является экономическое стимулирование – метод управления, основанный на соединении интересов природопользователей с задачами эколого-экономического устойчивого развития.

Наиболее слабым звеном действующего механизма экономического управления природопользованием считается недостаточная заинтересованность предприятий-загрязнителей в более эффективном и бережном использовании природных ресурсов и охране окружающей среды. Одна из причин этого явления кроется во все еще незначительном влиянии экономического ущерба от загрязнения и нерационального использования природных ресурсов и условий на конечные показатели деятельности, в первую очередь на прибыль хозяйственных организаций [2].

В основе экономических методов управления природопользованием лежит стоимостная оценка природных ресурсов и природноресурсного богатства в целом. Не менее важную роль играет оценка природных условий окружающей среды в стоимостной форме, пока недостаточно разработанная и применяемая в практике управления. Важную роль в экономическом стимулировании природоохранной деятельности играют платежи за загрязнение и истощение среды и ресурсов, а также экологическое налогообложение природопользования. Различные экономические методы призваны стимулировать не только уменьшение отрицательного воздействия на природные ресурсы и среду, но и внедрение различных инноваций (новых отношений, методов и технологий).

Одним из важнейших условий экономического управления в сфере рационального использования природных ресурсов и охраны окружающей среды является использование адекватной экономической оценки природных ресурсов и условий (природных услуг).

Реальное значение окружающей среды и природных ресурсов в экономической форме оценить достаточно сложно. Занижение цены природных ресурсов и экологических условий или их нулевая оценка приводит, в частности, к занижению экологического ущерба и экстернальных издержек.

Наряду с другими производственными затратами, экологические издержки включаются в число общих затрат предприятия, т. е. являются для него внутренними (интернальными) издержками. Издержки, вызываемые загрязнением и деградацией окружающей среды, являются для предприятия-загрязнителя внешними, экстернальными издержками, так как они не влияют непосредственно на издержки данного производства.

Экстернальные издержки проявляются в увеличении затрат других предприятий и общества в целом на предварительную очистку загрязненной воды, воздуха, почвы и т. д., в прямых потерях дохода от снижения урожайности сельскохозяйственных культур под воздействием вредных выбросов, ускорения коррозии металлов, ухудшения здоровья населения и т. п. Следовательно, общество в целом заинтересовано в снижении экстернальных издержек, а конкретный предприниматель (производитель – загрязнитель среды) – только в снижении своих природоохранных внутренних затрат. Для того чтобы заинтересовать его вкладывать средства в природоохранные мероприятия и экономить природные ресурсы, необходимо внешние, экстернальные издержки предприятия-загрязнителя превратить во внутренние, или, иными словами, «интернализировать внешние издержки». Это сложная проблема, которая до конца не решена даже в экономически развитых странах мира. Наиболее перспективным методом интернализации экстернальных издержек считается введение имущественных прав на ассимиляционный потенциал природной среды и создание механизма последующего перераспределения прав собственности на него. В этом случае экстернальные издержки общества превращаются в интернальные издержки владельца ассимиляционного потенциала. Им может стать как государство в лице местных или центральных органов власти, так и частное лицо или предприниматель, в том числе загрязнитель среды. Как собственники они будут весьма заинтересованы в сохранении и улучшении ассимиляционного потенциала среды, а следовательно – в снижении экстернальных издержек общества. Однако для введения этого метода в практику необходимо прежде всего разработать адекватные механизмы оценки природных ресурсов и условий, в том числе ассимиляционного потенциала среды [1, 3].

Экономическое стимулирование предполагает зависимость получаемой пользователем экономической выгоды от степени соблюдения им экологических требований. Такая зависимость может обеспечиваться с помощью налогообложения (например, ставок платежей за воду), ценовой политики (регулирования цен), льготного кредитования и субсидирования предприятий, других средств государственной поддержки производителей по экологическим критериям.

Действующая в настоящее время система налоговых льгот предусматривает отмену налога на часть прибыли, используемую на финансирование природоохранных мероприятий. Не облагается налогом на имущество та часть имущества производителя, которая служит целям рационального использования природных ресурсов и охраны окружающей среды.

Льготы по кредитованию природоохранных мероприятий могут выражаться в большей приоритетности выдачи кредитов на эти цели, в снижении или полной отмене процентных ставок по кредиту. Важным стимулирующим фактором могут стать льготные условия погашения ссуд.

Можем предположить, что это может выражаться в погашении ссуд процентами не от выданной суммы кредита, а от прибыли, получаемой производителем; такой подход обеспечит нормальные условия для его хозяйственной деятельности. Погашаемая сумма кредита (часть прибыли производителя) не должна облагаться налогом.

Целесообразно также предусмотреть меры по стимулированию организаций, выдающих кредиты. Так, можно было бы отменить федеральный налог на ту часть средств банков, которая используется ими для кредитования природоохранных мероприятий. Производители продукции, со своей стороны, могли бы продавать им предварительно оговоренную часть продукции или оказывать им услуги по льготным ценам (например, по себестоимости).

Стимулирование охраны окружающей среды предполагает взаимную экономическую и социальную заинтересованность как природопользователей, так и общества в целом. Предприятия, использующие финансовые средства на льготных условиях, должны получать реальную выгоду от проводимых ими природоохранных мероприятий. Пока же результативность применяемых методов экономического стимулирования явно недостаточна.

Как показывает опыт ряда стран, бережному отношению к природной среде способствует материальное стимулирование работников всех звеньев, так или иначе связанных с ее охраной. Эта система предполагает формирование и распределение заработной платы в зависимости от условий и качества труда с целью повысить заинтересованность коллективов водопользователей в результатах их деятельности.

Одной из наиболее действенных форм материального поощрения остается премирование. Премии рабочим, руководящим и инженерно-техническим работникам, служащим и другим категориям персонала начисляют в соответствии с положением о премировании при достижении установленных показателей и выполнении других условий премирования.

Стимулирование работников субъектов водопользования может производиться из специальных фондов. Основным источником премиальных фондов является прибыль предприятия.

В настоящее время для оценки эффективности систем премирования в некоторых субъектах водопользования используют специальные методики НИИ труда; в соответствии с ними экономически эффективной считается система, которая полностью соответствует принципу оплаты по труду и обеспечивает достижение эффекта, по своей величине равного или большего, чем соответствующий объем премий. Другими словами, превышение экономии над выплаченной суммой премии служит критерием оценки эффективности системы премирования. Равенство этих показателей допускается как исключение в тех случаях, когда за рамками субъекта водопользования возникает дополнительный эффект. Таким образом, должно соблюдаться условие:

$$П \leq Э_А,$$

где П – премия, выплаченная за достижение или сохранение на определенном уровне установленных показателей, руб.; $Э_А$ – экономический эффект, получаемый в результате действия системы премирования, руб.

Эффект от применения системы премирования (ЭА) можно определить как разницу между эффектом от изменения уровня показателей премирования в сравниваемом периоде (Э) и соответствующей этому изменению величиной выплаченных премий:

$$Э_А = Э - П.$$

Эффективность систем премирования оценивают укрупненным методом по показателю общего эффекта ($Э_А$) действия премиальной системы в целом (для всех категорий работников водного хозяйства). Сравнительная оценка эффективности осуществляется для выявления недостатков и положительных сторон действующих положений о премировании работников основных профессий.

Принцип материальной заинтересованности находит свое проявление в организации системы премирования с учетом результатов деятельности подразделений. Наибольшей эффективности можно достичь, если система премирования строится исходя из оценочных показателей, характерных для этих подразделений.

К показателям экономической оценки премиальных систем относятся [2]:

- полные затраты по забору и использованию воды, отводу сточных вод, руб.;
- фактическая экономия затрат по водопользованию, руб.;
- общий эффект от действия премиальной системы ($Э_А$), руб.; при этом учитывается эффект, связанный с премированием по действующему положению и с дополнительными системами премирования (за рациональные предложения, за экономию энергоресурсов и воды, за утилизацию отходов, за снижение загрязненности сбросных стоков);

- фактический размер премий (без премий из фонда заработной платы), руб.; сюда также включаются премии по действующему положению и по дополнительным системам премирования;
- фактические затраты водного хозяйства на 1 руб. реализованной продукции;
- эффект от премирования в расчете на 1 работника, руб.;
- средний размер премии на 1 работника, руб.;
- эффективность систем премирования (эффект от премирования в расчете на 1 руб. выплаченных премий).

Оценка эффективности систем премирования работников водохозяйственных подразделений по предлагаемому методу позволяет установить соответствуют ли эти системы принципу оплаты по труду, является ли система премирования экономически эффективной в рамках соответствующего положения и где эта эффективность больше, а также отвечают ли применяемые на объектах водопользования системы премирования работников возросшим требованиям по рациональному использованию воды и охране водных объектов от загрязнения.

Литература

1. Бабина Ю.В. Экономический механизм природопользования и охраны окружающей среды: Учебное пособие / Под ред. проф. А.Т. Никитина, проф. МНЭПУ С.А. Степанова. – М.: Изд-во МНЭПУ, 2003.
2. Кавешников Н.Т., Карев В.Б., Кавешников А.Н. Управление природопользованием / Под ред. Н.Т. Кавешникова. – М.: КолосС, 2006. – 360 с.
3. Основы экономики природопользования: учебное пособие для вузов / Под ред. В.Н. Холиной. – СПб.: Питер, 2005. – 672 с.
4. Шевчук А.В. Экономика природопользования (теория и практика). – М.: НИА-Природа, 1999. – 308 с.

ПРИРОДООХРАННЫЕ АСПЕКТЫ ПРИ ДОБЫЧЕ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ И НОРМАТИВНО-ПРАВОВАЯ БАЗА ЗАЩИТЫ ПОВЕРХНОСТНЫХ И ПОДЗЕМНЫХ ВОДНЫХ ОБЪЕКТОВ

А.С. Мирошкина
Научный руководитель доцент В.В. Янковский
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В Томской области добыча углеводородного сырья играет ведущую роль, которая имеет значение не только в экономике, но и в оптимизации топливно-энергетического баланса страны. А с другой стороны, существуют проблемы влияния хозяйственной деятельности предприятий нефтегазового комплекса (НГК) на окружающую среду (О.С.), в том числе и на водные объекты [4].

С целью предупреждения возможных экологических и связанных с ними социальных, экономических и других последствий при реализации производственной деятельности нефтегазовых промыслов, необходимы эффективные природоохранные мероприятия.

Рассмотрим влияние хозяйственной деятельности нефтяного предприятия на примере Селимхановского участка (разведочная скважина №296) и нормативно-правовую базу (НПБ) охраны подземных и поверхностных водных объектов (ВО) при добыче нефти.

Проектируемый объект предприятия: поиск залежей нефти, находящихся на Верхне-Комбарской площади, скважина № 296 (Селимхановский участок).

Верхне-Комбарская площадь находится в Парабельском районе Томской области, в 30 км от г. Кедровый. Гидрографическая сеть представлена р. Комбарс и ее притоками. Река является правобережным притоком р. Чузик [2].

Рассматриваемый водоток берет начало на водораздельном верховом болоте. Протяженность водотока от истока до места размещения участка меньше 10 км. Согласно Постановлению Правительства РФ №1404 от 23.11.96г. «Об утверждении Положения о водоохранных зонах водных объектах и их прибрежных полос» ширина водоохраной зоны у данного водотока составляет 50 м., испрашиваемый участок находится в 1,5 км от русла за пределами водоохраной зоны. Р. Комбарс и ее притоки не имеют рыбохозяйственного значения и промышленный лов рыбы на них не ведется. В районе отсутствуют и озера рыбохозяйственного назначения [2].

Воздействие рассматриваемой хозяйственной деятельности на поверхностные воды прилегающие к технологической площадке территории исключено, поскольку по периметру площадке предусмотрена грунтовая обваловка. Воздействие на подземные воды при строительстве скважины заключается в основном, в изъятии ее для производственных нужд из водозаборной скважины, расположенной на площадке строительства.

Тем не менее, по мере разработки, а в дальнейшем эксплуатации скважины воздействие на ОС не исключено. Во избежание негативного воздействия на поверхностные и подземные ВО необходимы не только природоохранные мероприятия со стороны данного предприятия, но и контроль со стороны государства с помощью правового регулирования [3].

Все работы по проектированию и строительству нефтяных скважин осуществляется в соответствии с законами и законодательными актами Российской Федерации (РФ) и нормативными документами, устанавливающими требования в области охраны ОС и рационального использования природных ресурсов и согласовываются с органами государственного контроля и надзора, участвующими в определении условий природопользования.

Данная отрасль воздействует на все компоненты природной среды (ПС), поэтому необходимо правовое регулирование предприятий НГК:

Конституция России возглавляет основные законы страны. Законодательство Конституции РФ декларирует следующие статьи:

Статью 9 – Земля и другие природные ресурсы используются и охраняются в Российской Федерации как основа жизни и деятельности народов, проживающих на соответствующей территории.

Статью 42 – Каждый имеет право на благоприятную окружающую среду, достоверную информацию о ее состоянии и на возмещение ущерба, причиненного его здоровью или имуществу экологическим правонарушением.

Статью 58 – Каждый обязан сохранять природу и окружающую среду, бережно относиться к природным богатствам.

Следует так же отметить, основные законы:

Федеральный закон от 2004 г. N 7 «Об охране окружающей среды»

Федеральный закон от 2004 г «О недрах».

В области охраны водных ресурсов в первую очередь необходимо отметить Водный кодекс РФ, с января 2007 года вступил, а действие новый водный кодекс; который включает в себя: Гигиенические требования к охране подземных вод от загрязнения (СП 2.1.5.1059-01); Гигиенические требования к охране поверхностных вод (СанПиН 2.1.5.980-00 от 22 июня 2000 г.); Положение об охране подземных вод (Мингео СССР, 1985 г.) и другие.

Перед началом работы НГК в индивидуальном рабочем проекте должны быть предусмотрены природоохранные мероприятия по защите подземных и поверхностных вод:

1. план природоохранных мероприятий по водозаборным скважинам.

Основными задачами плана является охрана подземных вод от загрязнений и контроль объема потребления воды.

Предусмотрены следующие мероприятия:

- организация зоны санитарной охраны (ЗСО),
- согласование лимитов водопотребления для каждой скважины, в соответствии с законодательством,
- ведение учета водопотребления.

2. составление программы производственного контроля подземных вод.

Инструкция разработана в соответствии с требованиями следующих нормативных документов:

- СН 2.1.5.1059-01 «Гигиенические требования к охране подземных вод от загрязнений»,
- Федеральный закон РФ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения»,
- Санитарные правила СП 1.1.2193-07 «Организация и проведение контроля за соблюдением санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий».

Программа производственного контроля оформляется на предприятии, там же хранятся результаты анализов проб. Контроль осуществляется 1 раз в месяц, аккредитованной лабораторией. По результатам этих анализов ведется учет изменения фоновых показателей подземных вод.

Показатели, определяемые по исследуемой скважине:

- перманганатная окисляемость;
- азот аммония;
- запах;
- мутность;
- нефтепродукты;
- микроорганизмы.

Кроме всего перечисленного при приготовлении бурового раствора и испытании скважины проектом должно быть предусмотрено применение экологически неопасных веществ.

В целях предупреждения загрязнения водоносных горизонтов, при бурении должны использовать буровые растворы с высокой кольматирующей способностью, которые не содержат нефти, фенолов и хроматов. Применяемые хим.реагенты и материалы должны быть малоопасными в экологическом отношении и иметь установочные значения ПДК для водоемов санитарно-бытового и рыбохозяйственного назначения. При отсутствии ПДК использование их для приготовления (обработки) бурового и тампонажного растворов запрещается. Конструкция скважины обеспечивает надежную герметизацию водоносных и нефтяных горизонтов, которая предотвращает межпластовые перетоки и исключает возможность загрязнения подземных вод. После окончания строительства скважины на технологической площадке водозаборная скважина ликвидируется в соответствии с «Положением о порядке ликвидации скважины» [2].

С целью предупреждения загрязнения подземных вод, вокруг водозаборной скважины – колодца организуется зона санитарной охраны (ЗСО). В пределах 1 пояса ЗСО (30 м) территория планируется с уклоном от устья скважины. В пределах 1 пояса запрещено химреагентов, шламового амбара, что соблюдено проектом.

Для предупреждения загрязнения подземных вод и сохранения качества воды, конструкцией скважины-колодца предусматривается цементирование кондуктора и наклонно-направленных колонны, бетонирование приустьевой части скважины [2].

Эколого-экономическая эффективность определяется сопоставлением затрат на природоохранные мероприятия, предусмотренные проектом, с величиной ущерба, нанесенного ОС реализацией проекта.

Нарушения законодательства при ООС в НГК ведет к наступлению Уголовной ответственности и административным наказаниям, которые определяются:

- Уголовным кодексом РФ от 2004 г. N 63

- Кодексом Российской Федерации об административных правонарушениях от 2004 г. N 195.

Строительство скважин на нефть и газ сопровождается неизбежным техногенным воздействием на объекты природной среды. Рациональное природопользование в современных условиях обуславливает необходимость учета жестких экологических ограничений и разработку мероприятий, направленных на охрану и восстановление окружающей среды.

В заключении можно сделать следующие выводы:

1. Влияние нефтяного предприятия на водные объекты можно снизить, с помощью специальных мероприятий и правового регулирования.

2. Руководствуясь данной НПБ и другими документами осуществляется контроль в области охраны ВО при добыче углеводородного сырья.

Литература

1. Водный кодекс Российской Федерации (с изменениями на 19 июня 2007 года) от 3.6.2006 № 74-ФЗ.
2. Индивидуальный рабочий проект на строительство поисковой скважины №296 Верхне-Комбарской площади. – Томск, 2006.
3. Хаустов А.П., Редина М.М. Охрана окружающей среды при добыче нефти. – М.: Дело, 2006. – 552 с.
4. http:// tomsk.gov.ru.

НОВЫЕ ОБЩЕРОССИЙСКИЕ ПАРАДИГМЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ

М.Л. Намм
Научный руководитель профессор С.М. Крымов
Томский государственный педагогический университет, г. Томск, Россия

1. Вступление России в ВТО. По прогнозам большинства аналитиков, это может произойти уже в конце 2008 года. Естественно, России придется выполнять взятые обязательства по выравниванию внутренних и внешних цен на углеводороды.

С 1 января 2008 года внутренние цены на газ подняты в среднем на 25%. Для промышленных предприятий они возросли до 1690 рублей, для населения – до 1290 рублей за 1 тыс. кубометров, а за пользование сетями единой системы газоснабжения плата поднята на 19%. Это будет способствовать росту прибыли газовой монополии. Однако резкое повышение других налогов может обернуться существенными убытками.

Запланированное Минфином повышение НДПИ на газ со 147 до 315 рублей за 1 тыс. кубометров будет стоить Газпрому более чем 110 млрд. рублей.

Проблемы нефтяников связаны с удорожанием услуг Транснефти. С 1 января 2008 года стоимость транспортировки нефти по магистральным трубопроводам возросла на 6%, а диспетчерские услуги – на 33%. При этом Транснефть добилась дифференциации тарифов по направлениям. На западном направлении (порт Приморск) транспортировка нефти будет дороже на 15%, а на восточном – дешевле на 10%. Это должно способствовать, по замыслу государства, стимулированию заполнения трубопровода Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО). Помимо Транснефти, выручка которой планируется на уровне 580 млн. долларов, это принесет доход «Роснефти», поставляющей в Китай 8,8 млн. тонн нефти в год. Остальные нефтяные компании окажутся в убытке [1].

Другим важным следствием вступления России в ВТО будет введение новых норм автомобильного топлива, что рассмотрено ниже.

2. Нефтегазовая переработка. В 2009 году планируется переход на топливо стандарта «евро-3», обладающее более высокой степенью очитки и, соответственно, пониженным содержанием серы, ароматики, бензола, олефинов. Жесткие экологические стандарты усиливают десятилетиями накапливающиеся проблемы нефтепереработки и приведут к дефициту автобензина.

Нефтеперерабатывающие заводы (НПЗ) в России давно устарели. Несколько крупнейших НПЗ были введены в эксплуатацию еще до 1940 года, остальные – до 1966 года, лишь Ачинский завод – в 1982 году. Проблема заключается не только в ветхом оборудовании. Основными потребителями НПЗ в советское время были армия и флот, затем – нефтехимическая промышленность, потом транспорт и по остаточному принципу – частный автопарк. В результате бензин составляет 20% от общего объема нефтепродуктов, дизтопливо – 30%, мазут – 40%, что явно не соответствует современным потребностям рынка. Кроме того, быстрый рост автопарка России к 2010 году приведет, по данным консалтинговой компании Eunst & Young, к росту автомобилей в РФ до 42 млн., спрос на бензин достигнет 45 млн. тонн, что на 7 млн. больше, чем будет производиться к тому времени на НПЗ. По данным В. Алекперова, главы Лукойл, техническое оснащение современных НПЗ позволяет получить из одной тонны нефти в среднем 16% бензина. По данным аналитиков Петромаркет, из всего объема моторного топлива наших заводов лишь 10% отвечает требованиям «Евро-3» – это марки АИ-95 «Премиум Евро» и АИ-98 «Супер Евро».

В среднесрочной перспективе вертикально интегрированные нефтяные компании ситуацию активно пытаются выровнять. Важно отметить, что модернизация существующих НПЗ все же является полумерой, не решающей радикально проблему переработки. Необходимы меры по коренной перестройке действующих НПЗ и строительству новых. Лукойл направляет на программу реконструкции НПЗ 45% от продажи нефтепродуктов внутри страны. Роснефть выкупила в 2007 году группу самарских НПЗ (на распродаже активов Юкоса) и

приступила к их модернизации. В планах компании строительство крупного НПЗ на 20 млн. тонн нефти на Дальнем Востоке, в районе конечной точки нефтепровода ВСТО. Татнефть уже возводит нижнекамский комплекс НПЗ в Татарстане, который, как ожидается, будет запущен в 2010 году. Не менее впечатляющие программы у других гигантов – ТНК-ВР, Сургутнефтегаз. Аналитики оценивают размер необходимых инвестиций в 15-20 млрд. долларов, в ценах 2005 года [2]. Для сравнения, за 2006 год прибыль крупнейшей в России компании Роснефть составила 3,5 млрд. долларов.

3. Использование инновационных технологий. Более радикальным и перспективным способом решения проблемы нефтепереработки является использование новых технологий.

Действующие в России НПЗ являются крупными нефтеперерабатывающими предприятиями, рассчитанными на выпуск большого объема продукции. Руководство Советского Союза предполагало, что они должны обслуживать большие районы страны, в том числе те, где имеются свои нефтяные месторождения. Естественно, это приводило к существенному росту транспортных расходов. Переработка осуществлялась по технологии риформинга. Данная технология осуществляется по одним технологическим циклам для всех НПЗ, в три стадии. В тоже время, в мире уже тогда существовали технологии, которые принимали во внимание, что нефть, добытая из разных месторождений, обладает своим специфическим химическим составом, хотя в России они не применялись. Сейчас в России уделяется повышенное внимание глубине переработке: такая задача была рекомендована и президентом РФ В. Путиным в одном из своих посланий. Дело в том, что большая часть природных ресурсов идет на экспорт, перерабатывается лишь на 12-14% от всего объема добычи. Между тем, есть государства, где переработка внутри страны доведена до 75%. Это более эффективно, ведь готовый продукт гораздо дороже сырья [2].

Технология цеолитных катализаторов, разработанная Институтом катализа им. Г.К. Борескова, г. Новосибирск, разработана еще в 1993 году, и позволяет учитывать химические свойства нефти. Технология идеально подходит для переработки небольших объемов нефти, что позволяет малые НПЗ располагать в непосредственной близости от месторождений, обеспечивая регион бензином. Она экономически более выгодна, поскольку происходит при более низких температурах и приводит к экономии энергоресурсов. Разновидностью цеоформинга является технология бинарного моторного топлива (БИМТ), которая ориентирована на одностадийную переработку нефти, требует небольших капитальных затрат, т.к. необходимо меньше операций, а значит, и состав оборудования меньше. Сегодня по данной технологии строятся два НПЗ в Томской области и в Анжеро-Судженске, на которых уже осуществлен опытный выпуск бензина. Перспективно и использование цеолитных катализаторов на существующих НПЗ, что повышает их производительность на несколько процентов.

Технология GTL (gas-to-liquid), предусматривающая синтез жидких углеводородов из природного и попутного газа «на месте» для совместной транспортировки по трубе с натуральной нефтью, может рассматриваться как альтернатива строительства системы газопроводов.

Направление «Газ – в жидкость» рассматривается как самый привлекательный путь создания производства высокочистых топлив в XXI веке. При наиболее вероятных условиях реализации проектов по производству сжиженных углеводородов реальным представляется достижение цены синтетической нефти порядка 16 долл./барр.

Мировой опыт применения технологии GTL пока незначителен, однако в ЮАР, Малайзии, Катаре транснациональными нефтяными корпорациями эксплуатируются коммерческие заводы, построенные по этой технологии. Имеется подобный опыт в ХМАО. Разработан проект по строительству крупнотоннажного завода производства синтетических жидких углеводородов для переработки 32 млрд. м3 природного газа в год на Ямале. Необходимый объем инвестиций в строительство такого завода составляет 1,5–2 млрд. долл. при сроке строительства в 3,5 – 4 года от начала проектирования с объемом переработки 5 млрд. $м^3$ природного газа и производстве 2,5 млн. т жидких углеводородов в год.

Применение технологии GTL для конвертирования попутного нефтяного газа с учетом разделения продукции на дизельное топливо и нафту – коммерчески привлекательный проектом при условии отсутствия ограничений по реализации продукции и использования железнодорожного транспорта для вывоза.

Совмещение традиционной технологии газопереработки и GTL ограниченной мощности (одна линия) для сухого газа с разделением продукции на дизельное топливо и нафту и сдачи избытков сухого газа в систему Трансгаза также коммерчески привлекательно. Такое решение снижает риски по освоению технологии GTL и снижает общий уровень капитальных вложений.

Литература

1. Качанов М. «Роснефть» принимает ЮКОС // Континент Сибирь. Стратегии успеха. – Новосибирск, 2007. – №10. – С. 10 – 14.
2. www.ngoil.ru.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ В АО «СОКОЛОВСКО-САРБАЙСКОЕ ГОРНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ»

Л.В. Олейник
Рудненский индустриальный институт, г. Рудный, Казахстан

С учетом ограниченности и исчерпаемости минерального сырья, а также необходимости конкурентоспособности продукции горнодобывающих предприятий вопрос эффективного использования минерального сырья становится особенно актуальным. Основу решения данного вопроса, безусловно, составляет

научно – технический прогресс. Если научно-технические знания — это фонд достижений общества, связанных с производством, с хозяйственной жизнью, то научно-технический прогресс представляет собой механизм материального роста данного фонда. Причем этот рост находит свое выражение в новых методах производства существующих изделий, конструкторских решениях, позволяющих производить продукцию с новыми важными характеристиками. При этом в развитии НТП следует различать чисто техническую сторону, являющуюся результатом внедрения принципиально новых достижений науки и техники, и экономический аспект. Результат первого – создание новых или более совершенных продуктов или услуг, второго – либо создание или изменение функций спроса, либо снижение издержек производства по выпуску продукции, либо и то и другое. Социально-экономическая сторона проявляется в получении потребителем лучших или более дешевых товаров.

НТП направлен на экономию всех видов ресурсов — рабочей силы, средств и предметов труда, энергии, а также природных ресурсов — в расчете на единицу общественного продукта, то это есть не что иное, как интенсивный путь развития производства. В условиях нехватки ресурсов, их дефицитности такой путь развития является единственно правильным. Для этого современные предприятия разрабатывают программы инновационного развития.

Принципиальные отличия инновационной деятельности предприятия от текущего производства заключаются в том, что оценка текущего состояния предприятия, в том числе и техники и технологии, строится на выявлении условий успеха на основании прошлого опыта и сложившихся тенденций. Для такого анализа характерно применение ретроспективной корреляции между итогами хозяйственной деятельности и издержками. Характерными подходами являются: комплексный экономический анализ эффективности хозяйственной деятельности, анализ технико-организационного уровня производства, анализ использования производственных ресурсов и анализ взаимосвязи себестоимости, объема продукции и прибыли.

Для анализа инновационной деятельности предприятия необходим анализ-прогноз будущих факторов успеха в условиях неопределенности и обоснование затрат будущего периода. В отличие от детерминированных экономических процессов текущего производства процессы внедрения новой техники и технологии с их последующей коммерциализацией имеют стохастический характер. Поэтому анализ влияний на прибыль следует строить на основе методов прогнозирования, методов экспертных оценок множественного регрессионного анализа, а также ситуационного и имитационного моделирования.

Для успешной реализации новшества необходимо выбрать адекватное технологическое решение и соответствующий уровень организации и производственного аппарата. Анализ уровня применяемой техники и технологии требует исследования не только новизны и приоритетности, но и таких важных свойств, как способность к адаптации в уже имеющихся условиях, способность к переналаживанию производственного аппарата. Особо следует выделить такое свойство техники, технологии и организации, как гибкость.

В условиях расширяющегося рыночного пространства, множественной диверсификации усиливаются темпы обновления, увеличивается разнообразие видов продукции и применяемых для их производства техники и технологии. В производстве одновременно оказываются товары, техника и технология на разных стадиях жизненного цикла, принадлежащие к разным моделям и поколениям. В связи с этим резко возрастает изменчивость технологии и необходимость приспособления производственного аппарата к этим изменениям. Растет необходимость специальными приемами увеличить эффект «приживаемости» новых технологических решений к уже существующим производственным условиям. Система «техника – технология – продукт» конструируется по специальным методикам на основе так называемой встроенной гетерогенности, то есть умелого сочетания по функциональным признакам фрагментов вновь разработанных технологических решений с уже имеющимися производственными процессами.

Для современных горнодобывающих предприятий новшества в первую очередь должны обеспечить комплексность и эффективность использования минерального сырья. АО «Соколовско-Сарбайское горно-производственное объединение» – ведущее предприятие по добыче и обогащению железных руд в Республике Казахстан. Основная (товарная) продукция объединения – железорудный концентрат и окатыши железорудные офлюсованные – высококачественное сырье для доменного производства пользующееся высоким спросом у металлургов. Объединение поставляет свою продукцию потребителям внутри Республики Казахстан, в страны ближнего зарубежья (Российская Федерация), а также в страны дальнего зарубежья (Китайская Народная Республика).

Переработка сырой руды с получением товарного железорудного концентрата и окатышей производится по следующей технологической схеме: пятистадийное дробление руды до крупности 12 мм с предварительным грохочением в III, IV и V стадиях дробления, раздельная сухая магнитная сепарация руды крупностью плюс 10 мм и минус 10 мм (после 4-ой стадии дробления) с целью выведения части отвальных хвостов и промпродукта для последующего мокрого магнитного обогащения. Технологическая схема мокрого магнитного обогащения предусматривает собой двухстадийную (с 1 по 10 секцию) и трехстадийную (с 11 по 16 секцию) схемы измельчения. В двухстадиальной схеме предусмотрены две стадии измельчения до конечной крупности 95% класса минус 0,071 мм, мокрая магнитная сепарация на сливах стержневой и шаровых мельниц, 3 стадия сепарации на сливах гидроциклонов, тонкое грохочение и перечистка магнитного продукта. В трехстадиальной схеме предусмотрены три стадии измельчения до крупности 95% класса- 0,071 мм, магнитная сепарация на сливах мельниц I и II стадий измельчения, магнитная сепарация на сливе I приема классификации и IV стадия мокрой магнитной сепарации в два приема с предварительным обесшламливанием и тонким грохочением промпродукта. Концентраты обезвоживаются на дисковых вакуум-фильтрах. В зимний период, с целью предотвращения смерзания железорудных концентратов при транспортировке, предусмотрена сушка концентрата в сушильных барабанах типа БС-3,5×27 – 6 шт. Хвосты сухой магнитной сепарации железнодорожным транспортом направляются на склад отвальных хвостов и используются для производства стройматериалов, включая балластировку забойных и отвальных железнодорожных тупиков при их переукладке

в карьерах, отвалах и отсыпке автомобильных дорог Соколовского, Сарбайского, Куржункульского и Качарского карьеров. Хвосты мокрой магнитной сепарации напорным гидротранспортом через пульпонасосные станции I, II и III подъемов направляются в хвостохранилище. Осветленная вода хвостохранилища полностью используется в качестве оборотного водоснабжения рудоподготовительного комплекса.

Для повышения эффективности использования сырья и повышения качества выпускаемой продукции предусмотрены следующие мероприятия: реконструкция дробильного обогатительного участка, применение микропроцессорного оборудования, модернизация приемного бункера сырой руды, обновление парка магнитных сепараторов, внедрение технологии тонкого грохочения.

Цель реконструкции дробильно – обогатительного участка: снизить крупность дробленого продукта до 10 мм, увеличить содержание железа в концентрате до 68,5 %, повышение производительности по переработке сырой руды. Концентрат, содержащий 68,5% железа, может быть получен при тонком грохочении песков дешламатора. Производительность грохота в этих условиях достигает 150 т/ч при содержании твердого в питании 50 – 52 % (используется панель SWG48-30DFI145). Эффективность грохочения по классу -0,071 мм составляет 65,9 %, по классу -0,044 мм – 42,4 %.Оптимальные параметры грохочения концентрата III стадии мокрой магнитной сепарации: производительность 95 т/ч; содержание твердого в питании 45 % (панель SWG48-30DFI120). В этих условиях выход подрешетного продукта, содержащего 67 % железа и 78,2 % класса минус 0,044 мм, составляет 88,2 %. Эффективность грохочения по классу минус 0,071 мм – 72,1% и по классу минус 0,044 мм – 41,1 %. В целом применение тонкого грохочения в этих операциях позволит повысить содержание железа в концентрате до 68,5%. Предполагается расширить область применения тонкого грохочения, в частности, установить их в узле классификации вместо гидроциклонов. Внедрение данных мероприятий позволит снизить крупность промпродукта участка дробления с 25 мм до 12 мм, увеличить выход хвостов сухой магнитной сепарации с 14.7 % до 17,5 %, что (с учетом внедрения операции тонкого грохочения концентрата) повысит производительность технологических секций участка мокрого магнитного обогащения на 7,5 %, снизит на 7 % удельного расхода электроэнергии на 1 тонну концентрата. Всего затрат на мероприятие 16607 тысяч долларов, годовая экономия от вывода из работы устаревших дробилок, вывода дополнительного количества хвостов, транспортировки хвостов 391,7 тысяч долларов, остаточная стоимость дробилок 382 тысячи долларов и дополнительное производство концентрата из – за повышенного содержания железа в промпродукте 7373,6 тысяч долларов. Годовая экономия составит 8147,3 тысяч долларов, а срок окупаемости мероприятия 2,04 года.

Применение микропроцессорного оборудования позволит резко снизить объем используемой кабельной продукции, запасных частей, сократить аварийные простои из-за отказа коммутационной аппаратуры. Затраты составят 3655 тысяч долларов. Дополнительное производство окатышей 3856,8 тысяч долларов. Экономия по энергоносителям 198, 45 тысяч долларов. Срок окупаемости 0,9 года.

Одним из сдерживающих факторов для увеличения производства в условиях снижения качества исходной руды является узел приемки руды. Его модернизация позволит ускорить выгрузку думпкаров и сократить время простоев на разбутовки в два раза. Ежегодные потери по разбутовкам составляют 86950 тонн в год сырой руды или 32296 тонн концентрата с натуральной влагой. Затраты на мероприятие (установка опрокида кузова думпкара, бутобой подвесной электрический, автопогрузчик) составят 152 тысяч долларов. Ожидаемый годовой экономический эффект составит 567,1 тысяч долларов.

В последние годы, в связи со снижением качества рудной базы, остро стоит вопрос эффективности работы мокрой магнитной сепарации, так как от этого зависит выполнение плана по производству товарной продукции. 32 сепаратора не имеют остаточной стоимости, находятся в работе свыше 11 лет, работают неэффективно (снижена напряженность магнитного поля), создаются большие трудозатраты на ремонт рам и ванн сепараторов. Необходимо приобрести не менее 17 сепараторов SWM – 120/300 общей стоимостью 716,8 тысяч долларов. Ожидается снижение потерь магнетитового железа с хвостами на 0,01%, дополнительное производство концентрата составит 998,8 тысяч долларов, срок окупаемости составит 0,72 года.

Необходимо внедрение тонкого грохочения, что повысит производительность по концентрату на 1,4 т/час. Затраты 1207 тысяч долларов, чистый доход 395 тысяч долларов, срок окупаемости 3,2 года.

ПРИРОДНО-ТЕХНОГЕННЫЕ УСЛОВИЯ ВОДОПОЛЬЗОВАНИЯ НА РЕКИ ТОМЬ И ОСОБЕННОСТИ ИХ ПРАВОВОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ

А.С. Рыжих
Научный руководитель доцент В.В. Янковский
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Вода – ценнейший природный ресурс. Она играет исключительную роль в процессах обмена веществ, составляющих основу жизни. Рост городов, бурное развитие промышленности, интенсификация сельского хозяйства, значительное расширение площадей орошаемых земель, улучшение культурно-бытовых условий и ряд других факторов все больше усложняет проблемы обеспечения водой. Потребности в воде огромны и ежегодно возрастают. Ежегодный расход воды на земном шаре по всем видам водоснабжения составляет 3300-3500 км^3.

Дефицит пресной воды уже сейчас становится мировой проблемой. Все более возрастающие потребности промышленности и сельского хозяйства в воде заставляют все страны, ученых мира искать разнообразные средства для решения этой проблемы.

Кроме того, после нескольких лет дискуссий и разработки был принят, наконец, новый Водный кодекс Российской Федерации (далее – ВК РФ или новый ВК РФ), заменивший собой предыдущий Водный кодекс РФ 1995г. В новом ВК РФ предусматриваются основные принципы водного законодательства, становящиеся базой

регулирования и осуществления водных отношений. Данный документ регламентирует распределение и разграничение функций управления, использования и охраны вод.

Город Томск расположен на юго-востоке Западно-Сибирской равнины. Главной водной артерией города является р. Томь – правый приток Оби. Она берет начало на заболоченном склоне Абаканского хребта между северными отрогами хребта Карылган и горой Вершина Томи. На своем протяжении река пересекает северо-восточную часть Горной Шории, Кузнецкую котловину, Западно-Сибирскую равнину. Длина р. Томь равна 827 км, в пределах области – 125 км, в пределах г. Томска – 20 км. Площадь водосбора реки у Томска составляет 57 800 км^2, в устье – 62 000 км^2 (Маркова и др., 1984).

Использование поверхностных водных ресурсов на территории г. Томска и Томской области проводится путем потребления воды в производственных целях, отведения сточных вод, для нужд водного транспорта, а также в целях сельскохозяйственного водоснабжения, рыболовства и для удовлетворения культурно-бытовых нужд.

Территория г. Томска, занимая 0,4 % площади бассейна реки, не оказывает значительного воздействия на ее водный сток. Общий забор воды предприятиями города из поверхностных источников в 2004 г. составил 31753,3 тыс. м3/год или 0,09 % ежегодного объема стока р. Томь.

Основными водопотребителями в г. Томске являются три предприятия: Томская ГРЭС-2 АО «Томскэнерго», МП «Томскводоканал» и ООО «Томскнефтехим» (ТНХК); в среднем за последние семь лет на их долю приходится 51 %, 15 % и 32 % соответственно, на долю остальных предприятий города приходится около 3 %. В целом, за 1998-2004 гг. в г. Томске произошло снижение фактического водопотребления из поверхностных водных объектов.

Водоотведение также осуществляется преимущественно в р. Томь и ее притоки. Основным источником сброса в поверхностные водные объекты (р. Томь) является ЗАО «Городские очистные сооружения». За 1998-2004 гг. на его долю приходилось около 95 % городского водоотведения.

Загрязнение речных вод в г. Томске происходит в результате поступления загрязняющих веществ как из локальных (сливы, свалки), так и рассредоточенных источников – в результате плоскостного смыва с водосбора.

В г. Томске значительная часть веществ поступает в городские реки в период весеннего половодья с затапливаемых территорий, в пределах которых расположено большое количество хозяйственных объектов, свалок хозбытового мусора и др. Кроме того, исследования в окрестностях г. Томска показывают наличие почв, загрязненных тяжелыми металлами и радионуклидами, что является последствием техногенного воздействия промышленных предприятий г. Томска и СХК. В радиусе 30-100 км от Томска содержание в почвах марганца, бария, хрома, ванадия, меди, свинца, цинка, кобальта, никеля и других редкоземельных элементов техногенного происхождения в 2-3 и более раз превышает фоновые концентрации. Наблюдаются повышенные концентрации стронция-90, цезия-137, плутония-239 (Состояние окружающей.., 2001; Адам, 2002; Экологический мониторинг.., 2003). Высока вероятность поступления этих веществ с водосборных площадей в водные объекты г. Томска в период половодья и паводков.

Локальные источники загрязнения играют важнейшую роль в загрязнении вод р. Томь и ее притоков на территории г. Томска. Это, в первую очередь, выпуски сточных вод городскими очистными сооружениями и промышленными предприятиями. Основным источником сброса в р. Томь является ЗАО «Городские очистные сооружения». За 1998-2004 гг. на его долю приходилось около 95 % городского водоотведения.

Острой проблемой г. Томска является загрязнение р. Томь неочищенными сточными водами, поступающими из ливневой канализации. На сегодняшний день общая протяженность ливневой канализации Томска ориентировочно составляет 152,2 км, в т.ч. на балансе организаций находится 41 % общей протяженности канализаций, 59 % сетей являются бесхозными. Износ ливневой канализации на сегодняшний день составляет более 70 %. Водоочистка стоков перед выпуском их в поверхностные водоемы не организована. Кроме того, сеть ливневой канализации принимает еще и неочищенные хозяйственно-бытовые и фекальные стоки жилого сектора и промышленные сточные воды предприятий города, которые осуществляются через несанкционированные врезки.

Значительная часть сточных вод проходит очистку на 49 очистных сооружениях, причем очищенные физико-химическими и механическими методами стоки 15 сооружений поступают в горканализацию, а затем на очистные сооружения ЗАО «НОПСВ», расположенные в 23 км от устья р. Томь. По данным ОАО «Томскгеомониторинг» (1999-2001 гг.) и Госкомэкологии (1999 г.), большинство (более 70 %) очистных сооружений функционирует неудовлетворительно. В последние годы существует незначительная тенденция к снижению сбросов в поверхностные водные объекты города, однако общая динамика невелика (Экологический мониторинг, 2006).

Локальными источниками загрязнения речных вод являются санкционированные и несанкционированные свалки, значительная часть которых расположена в прибрежной зоне. В результате обследования водоохранной зоны р. Томь в черте г. Томска выявлен целый ряд мест несанкционированного размещения отходов, разрушенные склады. Наиболее массовый свал мусора отмечен по откосам городской дамбы в местах, где жилые здания частной застройки непосредственно граничат с берегом реки, в частности, на территории гаражных кооперативов ниже старого моста через р. Томь. Здесь же, на откосе ограждающей дамбы, отмечаются многочисленные несанкционированные складирования грунта. Общий объем несанкционированных свалок в пределах водоохранной зоны р. Томь составляет 12000 м^3.

Качество поверхностных вод р. Томь у г. Томска в гидростворе (южная граница города) в 2004-2005 гг. оценивалось специалистами Росгидромета с использованием коэффициентов комплексности загрязнения (K) по 15 ингредиентам, из которых по 6 наблюдались превышения ПДК. В целом, значения K р. Томь у г. Томска в обоих створах свидетельствуют о высокой комплексности загрязнения воды по отдельным ингредиентам. И на южной, и на северной границе г. Томска по нитритному азоту, фенолам наблюдался средний уровень

загрязненности, по $Fe_{общ.}$ и легкоокисляемым органическим веществам – низкий. В южной части г. Томска в 2005 г. также наблюдалась высокая загрязненность по азоту NH_4^+.

Тем не менее, наиболее серьезные ограничения по использованию речных вод в бассейне р. Томь, включая территорию г. Томска, все же связаны не с их дефицитом, а с несоответствием качества вод российским нормативам по величине ХПК и $БПК_5$, содержанию микроорганизмов, нефтепродуктов, NO_2^-, NH_4^+, Fe, Mn, Cu, Zn, Mn и ряда других веществ. При этом необходимо отметить, что использование термина «загрязнение» для описания ситуации, связанных с повсеместным нарушением установленных ПДК, в ряде случаев некорректно, поскольку повышенные (относительно ПДК) значения ХПК, концентрации железа, азота аммонийного и нитритного, марганца, меди и других веществ достаточно часто связаны с действием природных факторов. Одним из них является интенсивность водообмена, со снижением которой увеличивается минерализация и величина ХПК речных вод, уменьшаются концентрации растворенного кислорода.

В то же время, проявляется и значительное антропогенное влияние на химический состав речных вод. Степень и характер воздействия хозяйственной деятельности человека на содержания тех или иных компонентов неодинаковы. В наименьшей степени оно сказывается на минерализации, содержаниях Ca^{2+} и HCO_3^-, в наибольшей – на уровне содержания некоторых органических и биогенных веществ, причем во многих случаях происходит, прежде всего, активизация уже существующих миграционных циклов веществ. Кроме того, в водные объекты в результате хозяйственной деятельности поступают некоторые химические элементы и соединения преимущественно или только техногенного происхождения. Эти вещества находятся в речных водах, как правило, в микроколичествах, но все же именно они представляют наибольшую опасность в процессе водопользования.

Водный Кодекс Российской Федерации, принятый Государственной Думой в 2006 году и вступивший в действие с 1 января 2007 года, внес множество положительных элементов в регулирование и осуществление водных отношений. Следует ожидать, что закон пройдет проверку временем и правоприменительной практикой, которые покажут многие его достоинства и возможные недостатки.

Защита водных ресурсов от истощения и загрязнения и их рационального использования для нужд народного хозяйства – одна из наиболее важных проблем, требующих безотлагательного решения. Охрана вод на территории Томской области осуществляется посредством нормирования водоотбора, водоотведения и сбросов загрязняющих веществ в водные объекты, оборотного и повторно-последовательного водоснабжения, установления водоохранных зон и защитных полос, государственного контроля водохозяйственной деятельности на всех этапах от проектирования до эксплуатации производственных и жилых объектов, объектов инфраструктуры, очистки сточных вод.

Прежде всего, уже на уровне составления и утверждения договора на водопользование и в процессе водохозяйственной экспертизы проектов строительства и реконструкции различных объектов устанавливается комплекс мероприятий по мониторингу состояния и защите водного объекта от неблагоприятных антропогенных воздействий, которые предприятие-водопользователь должно неукоснительно выполнять так же, как и выдерживать объемы водозабора и водоотведения в пределах установленных лимитов

Одним из основных направлений работы по охране водных ресурсов является внедрение новых технологических процессов производства, переход на замкнутые (бессточные) циклы водоснабжения, где очищенные сточные воды не сбрасываются, а многократно используются в технологических процессах.

Литература

1. Комментарий к водному кодексу Российской Федерации (постатейный) / Боголюбов С.А., Волков Г.А., Сиваков Д.О.; отв. ред. Боголюбов С.А. – М.: ТК Велби, Изд-во Проспект, 2007. – 248 с.

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

Я.А. Холин
Научный руководитель доцент А.В. Антошкина
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ежегодно в России сгорает в факелах попутный нефтяной газ (ПНГ) на сумму свыше 360 млрд. руб. По данным Минприроды РФ, на территории нашей страны сегодня существует 1200 нефтегазоконденсатных месторождений, где добывается 55 млрд. кубометров ПНГ в год, из них: 47 процентов списывается на технологические потери или используется на нужды промыслов, 27 процентов направляется на переработку на ГПЗ, 26 процентов сжигается в факелах. Таким образом, в факелах сгорает свыше 20 млрд. кубометров ПНГ. Мало того, что страна терпит материальные убытки, но она еще выбрасывает в атмосферу более 400 тыс. тонн вредных веществ.

Утилизация попутного нефтяного газа провозглашена одним из важных элементов экологической политики государства. Правительством России реализован ряд мер, побуждающих нефтедобывающие компании к утилизации ПНГ; но к сожалению, пока они носят в основном репрессивный характер.

В лицензионных соглашениях установлены обязательные требования по утилизации ПНГ. Нефтяные компании платят немалые штрафы за выброс в атмосферу загрязняющих веществ. Больше того, после ратификации Россией Киотского протокола в июле 2005 года платежи за выброс метана, в том числе в составе ПНГ, сжигаемого на факельных установках, были увеличены в 1000-1250 раз.

А что с другой стороны? Минэкономразвития России устанавливает оптовую цену на ПНГ, реализуемый газоперерабатывающим заводам для дальнейшей переработки. Нефтяные компании считают эти цены заниженными и не побуждающими к созданию достаточной инфраструктуры для утилизации ПНГ. Нефтехимические компании, использующие ПНГ для выпуска собственной продукции, напротив, считают их чрезмерными. Разрешения данный спор пока не нашел, а цены на ПНГ не менялись с апреля 2002 года. Из стимулирующих мер фактически можно назвать только одну – добыча ПНГ облагается налогом на добычу полезных ископаемых по нулевой ставке. Очевидно, этого не достаточно.

Пути решения:

1. Объективно геологические особенности Западной Сибири сейчас характеризуются тем, что вновь вводимые нефтяные месторождения недосыщены по нефти (65-75%), а находящиеся в эксплуатации имеют малоподвижные запасы. Это выводит в разряд высокоперспективных и рентабельных использование ПНГ для повышения нефтеотдачи. При закачке газа высокого давления или пенной системы в пласт происходят два процесса: растворение газа в нефти и увеличение объемной доли углеводородов и одновременно поршневая работа мелкодисперсных пузырьков газа. Указанные процессы приводят к повышению фазовой проницаемости пород нефти, что автоматически увеличивает подвижность запасов.

2. Использование ПНГ как углеводородного сырья для малотоннажных технологий (т.е. в качестве топлива на ТЭС). Это позволит получать существенный экономический эффект для территорий, выражающийся в удешевлении ЖКХ (стоимость 1 кВТ электроэнергии 60 копеек, а тепла – 15 копеек) создании дополнительных рабочих мест, рост доходов бюджета за счет налогов срок окупаемости такого проекта в среднем 2-3 года, годовая прибыль – 3,8 млн. руб., при суммарном годовом потреблении 8000 кВт*ч.

3. Использование ПНГ для энергоснабжения собственных месторождений. При приемлемом составе ПНГ эффективность этого способа высока. Электростанция с утилизацией тепла, работающая на ПНГ, при его учетной стоимости 300 рублей на 1000 куб.м., окупается за 3-4 года. При постоянном росте тарифов на электроэнергию и их доли в себестоимости продукции использовании ПНГ для выработки электроэнергии можно также считать экономически оправданным.

Теперь рассмотрим данную проблему на примере Томской области. Главной особенностью нефтедобычи в Томской области является разработка средних и мелких месторождений с относительно небольшими ресурсами попутного нефтяного газа (ПНГ) при их разбросанности по обширной и слабо заселенной территории, где отсутствуют крупные потребители топлива, что изначально обусловило низкие уровни утилизации нефтяного газа.

Традиционное решение проблемы утилизации газа за счет подачи его в магистральный газопровод после сбора, осушки и компримирования требует значительных денежных затрат, что в угоду получения быстрой прибыли от добычи и продажи нефти зачастую не делается и газ сжигается в факелах.

Анализ себестоимости добычи ПНГ показывает, что его себестоимость в 3-4 раза больше, чем рыночная цена по которой готовы его покупать газопереработчики, это без транспортировки, а если еще и ее учитывать, то вовсе в 5-6 раз. Таким образом, нецелесообразно создавать инфраструктуру по утилизации ПНГ на отдельных месторождениях, это будет равносильно экономическим похоронам разработки этих месторождений.

Одним из возможных решений по устранению хищнического отношения к природным ресурсам является использование газа для выработки электроэнергии в местах его сжигания.

Для использования ПНГ в качестве топлива на газотурбинных электростанциях (ГТЭС) рекомендованы месторождения, имеющие достаточные ресурсы газа для сооружения относительно небольших электростанций и имеющие соответствующие потребности в электроэнергии. В наибольшей мере этим критериям отвечают Васюганская и Вахская группа месторождений, а также Крапивинское, Чкаловское и Игольско-Таловое месторождения.

ГТЭС на попутном нефтяном газе характеризуются высоким уровнем экономической эффективности, вложенные средства окупятся в течение 3-5 лет. Программа строительства ГТЭС может быть осуществлена в короткие сроки (длительность цикла от принятия решения об их сооружении до пуска в эксплуатацию составляет 9-12 месяцев).

Результатом сооружения ГТЭС на ПНГ будет:

1) снижение объемов сжигания газа в факелах в целом по области примерно в два раза при практически полной утилизации на месторождениях, где будут находиться электростанции

2) уровень обеспечения спроса на электроэнергию в нефтяной промышленности Томской области за счет собственного производства может составить до 50-55 %

3) в результате приближения источников электроэнергии к ее потребителям существенно возрастет надежность электроснабжения нефтепромыслов и сократятся потери электроэнергии в сетях ОАО «Томскэнерго».

Сокращение сжигания и удаления попутного газа становится все более важной задачей в большинстве стран – производителей нефти. Сокращение сжигания ПНГ не только важно с точки зрения экологии, оно также снижает бесполезную трату экономически ценного продукта. Считается общепризнанным тот факт, что сжигание и удаление попутного газа на месторождениях нефти является важной мерой технической безопасности, тем не менее, существующий уровень сжигания в большинстве развивающихся стран намного превышает необходимый уровень. В основном это связано с недостатком эффективного регулирующего режима, или сформированного рынка переработки и сбыта углеводородов.

Литература

1. Демин Е. Нужна ли нашему государству малая энергетика? // Нефтегазовая вертикаль. – Москва, 2006. – №5. – С. 74 – 75.
2. Энергоснабжение нефтегазовых месторождений за счет утилизации попутного газа // Бурение и нефть. – Москва, 2006. – №4. – С. 28.
3. Энергетическая стратегия Томской области на период до 2020 года: Условия, цели, приоритеты и задачи развития топливно-энергетического комплекса области и основных его отраслей. – Москва, 2004. – 102 с.
4. Юдина Виктория Наезд на «попутку». Путин сказал, чиновник ответил // Neftegaz.Ru. – Москва, 2008. – №2. – С. 32 – 34.

ИНВЕСТИЦИОННЫЙ ПОТЕНЦИАЛ В ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Е.В. Чермошенцева
Научный руководитель профессор Ж.К. Давильбекова
Казахский национальный технический университет им. К.И. Сатпаева, г. Алматы, Казахстан

Термин «инвестиции» происходит от латинского слова «invest», что означает «вкладывать». В более широкой трактовке инвестиции представляют собой вложения капитала с целью последующего его увеличения. При этом прирост капитала должен быть достаточным для того, чтобы скомпенсировать инвестору отказ от использования имеющихся средств на потребление в текущем периоде, вознаградить его за риск, возместить потери от инфляции в предстоящем периоде.

В коммерческой практике принято различать следующие типы инвестиций:

- инвестиции в физические активы;
- инвестиции в денежные активы;
- инвестиции в нематериальные (незримые) активы.

Под физическими активами понимаются производственные здания и сооружения, а также любые виды машин и оборудования со сроком службы более одного года.

Под денежными активами понимаются права на получение денежных сумм от других физических и юридических лиц, например депозитов в банке, облигаций, акций и т. п.

Под нематериальными (незримыми) активами понимаются ценности, приобретаемые фирмой в результате проведения программ переобучения или повышения квалификации персонала, разработки торговых знаков, приобретения лицензий и т. д.

Инвестиции в ценные бумаги принято называть портфельными инвестициями, а инвестиции в физические активы чаще именуют инвестициями в реальные активы. Эти оба типа инвестиций имеют большое значение в экономике. Остановимся на проблемах инвестиций в реальные активы.

Все разновидности инвестиций в реальные активы можно свести к следующим основным группам.

- Инвестиции в повышение эффективности. Их целью является прежде всего создание условий для снижения затрат за счет замены оборудования, обучения персонала или перемещения производственных мощностей в регионы с более выгодными условиями производства.
- Инвестиции в расширение производства. Задачей такого инвестирования является расширение возможностей выпуска товаров для ранее сформировавшихся рынков в рамках уже существующих производств.
- Инвестиции в новые производства. Такие инвестиции обеспечивают создание совершенно новых предприятий, которые будут выпускать ранее не изготавливавшиеся товары (или оказывать новый тип услуг) либо позволят, например, фирме предпринять попытку выхода с ранее уже выпускавшимися товарами на новые для нее рынки.
- Инвестиции ради удовлетворения требований государственных органов управления. Эта разновидность инвестиций становится необходимой в том случае, когда фирма оказывается перед необходимостью удовлетворять требования властей в части либо экономических стандартов, либо безопасности продукции, либо иных условий деятельности, которые не могут быть обеспечены за счет только совершенствования менеджмента.

Причиной, заставляющей вводить такого рода классификацию инвестиций, является различный уровень риска, с которыми они сопряжены. Зависимость между типом инвестиций и уровнем риска определяется степенью опасности не угадать возможную реакцию рынка на изменения результатов работы фирмы после завершения инвестиций. Ясно, что организация нового производства, имеющего своей целью выпуск не знакомого рынку продукта, сопряжена с наибольшей степенью неопределенности, тогда как, например, повышение эффективности (снижение затрат) производства уже принятого рынком товара несет минимальную опасность негативных последствий инвестирования.

В условиях рыночной экономики осуществление инвестиций нельзя рассматривать как «произвольную» форму деятельности фирмы в том смысле, что фирма может осуществлять или не осуществлять подобного рода операции. Неосуществление инвестиций неминуемо приводит к потерям конкурентных позиций. Поэтому все возможные инвестиции можно разбить на две группы:

- пассивные инвестиции, т.е. такие, которые обеспечивают в лучшем случае не ухудшения показателей прибыльности вложений в операции данной фирмы за счет замены устаревшего оборудования, подготовки нового персонала взамен уволившихся сотрудников и т.д.

- активные инвестиции, т. е. такие, которые обеспечивают повышение конкурентоспособности фирмы и ее прибыльности по сравнению с ранее достигнутыми за счет внедрения новой технологии, организации выпуска пользующихся спросом товаров, захвата новых рынков, или поглощения конкурирующих фирм.

Инвестиции, осуществляемые при основании или покупке предприятия, принято называть начальными инвестициями или нетто-инвестициями.

В свою очередь брутто-инвестиции состоят из нетто-инвестиций и реинвестиций, причем последние представляют собой связывание вновь свободных инвестиционных средств посредством направления их на приобретение или изготовление новых средств производства с целью поддержания состава основных фондов предприятия (инвестиции на замену, рационализацию, диверсификацию и т.д.).

Инвестиции в объекты предпринимательской деятельности осуществляются в различных формах. В связи с этим для анализа и планирования инвестиций важной представляется классификация инвестиций по следующим признакам:

1. В зависимости от объектов вложений средств различают реальные и финансовые инвестиции.

2. По характеру участия в инвестировании выделяют прямые и непрямые инвестиции.

Прямое инвестирование осуществляют в основном подготовленные инвесторы, имеющие достаточно точную информацию об объекте инвестирования и хорошо знакомые с механизмом инвестирования.

Под непрямыми инвестициями подразумевают инвестирование, опосредствуемое другими лицами (инвестиционными или иными финансовыми посредниками). Не все инвесторы имеют достаточную квалификацию для эффективного выбора объектов инвестирования и последующего управления ими. В этом случае они приобретают ценные бумаги, выпускаемые инвестиционными и другими финансовыми посредниками, которые собранные таким образом инвестиционные средства размещают по своему усмотрению, выбирая наиболее эффективные объекты инвестирования, участвуя в управлении ими, распределяя полученные доходы среди своих клиентов.

3. По периоду инвестирования различают краткосрочные и долгосрочные инвестиции.

4. По формам собственности инвесторов выделяют частные, государственные, иностранные и совместные инвестиции.

Частные инвестиции – это вложения средств, осуществляемые гражданами, а также предприятиями негосударственных форм собственности. Государственные инвестиции осуществляют центральные и местные органы власти и управления за счет средств бюджетов, внебюджетных фондов и заемных средств, а также государственные предприятия и учреждения за счет собственных и заемных средств. Под иностранными инвестициями понимают вложения, осуществляемые иностранными гражданами, юридическими лицами и государствами. Совместные инвестиции – это вложения, осуществляемые субъектами данной страны и иностранных государств.

5. По региональному признаку различают инвестиции внутри страны и за рубежом.

Теория рыночной экономики опирается на исходный постулат: все субъекты предпринимательства функционируют в условиях ограниченных ресурсов. Из этого следует основополагающий методологический вывод, что каждый элемент хозяйственной системы обладает определенными видами преимуществ. При этих допущениях под ***потенциалом*** понимается возможность и готовность субъектов рынка специализироваться в тех видах деятельности и производства, по которым в каждый момент времени имеются абсолютные или сравнительные преимущества.

Абсолютные преимущества складываются из геостратегических, географических, природно-климатических, демографических условий. Сравнительные преимущества, обусловлены инвестиционным потенциалом, позволяющим реализовывать стратегии снижения издержки или дифференцировать выпуск. Снижение издержек имеет экономический смысл только тогда, когда предельный спрос (потребительский потенциал) на “внешнем” рынке ниже “наших” текущих предельных издержек. Стратегия дифференциации возможно при развитом производственном и научно-исследовательском потенциале.

Под категорией «инвестиционный потенциал» понимается совокупная возможность отраслевых непостоянных ресурсов, позволяющих увеличивать капиталовооруженность труда и способность хозяйствующих субъектов, оперирующих запасами этих ресурсов, обеспечивать во времени устойчивый экономический доход. В данном определении непостоянный запас ресурсов, имеющихся в наличии на данный момент времени, позволяющий увеличивать производительность труда, образует производственный фактор «капитал»; «экономический доход» – это стоимостное выражение потока предпринимательских услуг, порожденных этими запасами в течение определенного времени.

Понятие «капитал», используемое в моделях сравнительных оценок инвестиционных потенциалов объектов различной степени сложности (страна, отрасль, регион, предприятие) есть результат различных аналитических подходов, которые позволяют выявить его фундаментальные характеристики:

а) «капитал» есть совокупность разрозненных ресурсов. Последние состоят из имущества, оборудования, оборотных средств, запасов товаров и промежуточных продуктов, а также предметов потребления, используемых для производства косвенных благ, с помощью которых через определенный период времени увеличивается масса наличных предметов потребления. Все эти разрозненные ресурсы приобретают «ценность» и становятся структурными элементами инвестиционного потенциала благодаря экономическому расчету и целенаправленным действиям субъектов хозяйствования. Основным фактором, создающим «инвестиционные ценности», являются предпринимательские способности и механизмы «экономического доверительства», обеспечивающие возможность (вероятность) получения экономического дохода, посредством политики сохранения, накопления и повышение доходности капитала как фактора производства. Капитальные ресурсы, используемые в процессе производства, становятся инвестициями, если они обеспечивают возможность получения дохода;

б) «капитал» – это совокупность промежуточных, главное предназначение которых увеличивать производительность общественного труда;

в) «капитал» – есть совокупность воспроизводимых товаров. Экономический смысл «капитала» состоит не в том, что он производит, а то, что он воспроизводится;

г) «капитал» есть результат экономических решений субъектов хозяйствования, которые непостоянный ресурс превращают в экономический доход. Стоимость капитала обусловлена стоимостью дохода («капитальный ресурс → доход → стоимость дохода → стоимость капитала»).

Литература

1. Розенберг Джерри М. Инвестиции. – М.: Издательский дом «Дашков и К», 2001. – 572 с.
2. Смирнов А.Л. Организация финансирования инвестиционных проектов. – М.: «Финансы и статистика», 1993. – 400 с.

ЭКОНОМИКО-ПРАВОВЫЕ СЦЕНАРИИ ВОДОПОЛЬЗОВАНИЯ КАК МЕХАНИЗМ ГОСУДАРСТВЕННОГО УПРАВЛЕНИЯ ВОДНЫМИ РЕСУРСАМИ

С.А. Шушканова
Научный руководитель доцент В.В. Янковский
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В установившихся рыночных отношениях в Российской Федерации решение вопросов, позволяющих формировать эффективно функционирующие системы на всех уровнях хозяйствования, не потеряли своей актуальности.

Однако в новых экономических условиях, характеризующихся высокой самостоятельностью хозяйствующих субъектов, их полной ответственностью за результаты своей работы, проблемы формирования и эффективного функционирования производства стоят как никогда остро, требуя специфического к себе подхода. Достижение определенного уровня экономической эффективности, является стимулом и источником развития правоотношений между интересами хозяйствующих субъектов и органов государственного управления.

Основным принципом экономически эффективного регулирования использования и охраны водных объектов является платность водопользования, стимулирующая рациональное использование и охрану водных ресурсов. В соответствии с этим плата по договору водопользования (за право пользования водными объектами) как неналоговый доход зачисляется в бюджетную систему Российской Федерации.

Водное право – первое из отраслей природоресурсного законодательства, которое претерпело изменения для разрешения противоречий с нормативно-правовыми актами принятыми раньше, а также является стимулом мощного поднятия водного хозяйства [6].

В соответствии с Конституцией Российской Федерации, «земля и другие природные ресурсы используются и охраняются в Российской Федерации как основа жизни и деятельности народов, проживающих на соответствующей территории» [2]. Водные объекты являются составной частью природных ресурсов и занимают немаловажное место.

Водные ресурсы территории России составляют значительную часть мирового запаса воды, занимая второе место в мире. Большая часть этих ресурсов сосредоточена на территории Сибири, не является исключением и Томская область.

Томская область, единственная в Сибирском регионе, которая относится к территориям с достаточно высокой обеспеченностью ресурсами подземных и поверхностных вод, за счет которых осуществляется хозяйственно-питьевое и производственное водоснабжение в области.

Для обеспечения населения Томской области питьевой водой используются подземные воды. По данным ОАО “Томскгеомониторинг” доля подземных вод в балансе хозяйственно-питьевого водоснабжения административных районов составляет 90-92%, причем поверхностные воды используются только в Томском и Асиновском районах, главным образом, для горячего водоснабжения и технических целей.

Ежегодно в экономике области используется 3-3,5 км^3 воды, из которых 0,6-0,7 км^3 забирается из природных источников, а остальной объем за счет оборотных систем повторного использования. Свежая вода расходуется на производственные нужды (84%), хозяйственно-питьевые (13%), сельскохозяйственное водоснабжение, включая орошение, (1%).

Основная часть общего потребления воды осуществляется из поверхностных источников на нужды промышленности, особенно предприятий химической и нефтехимических отраслей, причем максимальная нагрузка лежит на р. Томь и связана с техническим водоснабжением ФГУП Сибирский химический комбинат (СХК).

На сегодняшний день Водный кодекс позволяет фирмам и предпринимателям использовать водные объекты для производственных нужд на основании договора или решения. Выбор того или другого способа предоставления в пользование морей, рек, озер и прочих водных объектов зависит от целей предполагаемого водопользования, в некоторых случаях не требуется ни договор, ни решение.

Водопользование на основании договора является платным. За несвоевременное перечисление сумм будут взиматься пени. Их размер составляет 1/150 ставки рефинансирования Банка России (но не более 0,2%) за каждый день просрочки. Ставки платы за федеральные водные объекты устанавливает Правительство РФ. В отношении собственности субъектов России и муниципальных образований ее определяют органы государственной власти субъектов РФ или местного самоуправления [1].

В то же время действует и глава 25.2 “Водный налог” Налогового кодекса. Водный кодекс 2006 г., внес поправки и в Налоговый кодекс. Водный налог по-прежнему будут платить фирмы и предприниматели, которые осуществляют специальное или особое водопользование (ст. 333.8 НК РФ). Но статья 333.8 Налогового кодекса дополнена пунктом 2. Он предусматривает, что из числа налогоплательщиков будут исключены те лица, которые станут использовать водные объекты на основании договоров (решений), заключенных (принятых) после введения в действие Водного кодекса (т. е. после 1 января 2007 года) [3].

Несмотря на эти изменения, за фирмами и предпринимателями сохранится право водопользования на основании лицензий, выданных до введения нового кодекса, пока не истечет срок их действия. Все это время такие организации и предприниматели должны будут платить водный налог. Однако ничто им не мешает с 1 января 2007 года отказаться от лицензий и пользоваться водой по новым правилам. В этом случае у фирм и предпринимателей возникнет обязанность вносить плату за водопользование вместо водного налога.

Тем самым реформирование налогооблагаемой базы и расширение бездокументного права водопользования приведет к снижению поступления доходов от налоговых ставок в бюджет, но бюджетные потери могут быть компенсированы за счет ужесточения штрафных санкций за рецидивные нарушения.

Несомненно, изменение принципа платности водопользования является важным и экономически эффективным решением достижения баланса интересов хозяйствующих субъектов и органов государственного управления.

Так, все доходы от предоставления права собственности на водные объекты (пруды и обводненные карьеры), сохраняются в бюджете местного органа управления.

Для увеличения источников финансирования и разработки региональной программы в Томской области по водопользованию необходимо предусмотреть принципиально возможный уровень дифференциации налоговых ставок на водопользование: снижение размеров платы, либо увеличение.

Так как Томская область, с достаточно высокой обеспеченностью ресурсами поверхностных вод увеличение налоговых ставок не будет являться решением региона для увеличения производственной инфраструктуры использующей в качестве сырья поверхностные воды и инвестиционной привлекательности территории.

Экономическая политика Администрации г. Томска должна заключаться:

- снижение ставок на пользование водным объектом;
- увеличение объема водопотребления из поверхностных источников.

Тем самым сведение использования подземных вод к минимуму, использование их как резервный источник, а увеличение использования поверхностных вод обусловит наполнение областного бюджета.

Особенности социально-экономической и геополитической ситуации, в которой находится Томская область (значительные запасы минерального сырья, высокая обеспеченность ресурсами поверхностных и подземных вод, высокий удельный вес военно-промышленного и научно-обозревательного комплексов, невыгодное географическое положение), предопределяют необходимость сбалансированного развития отраслей добывающей и перерабатывающей промышленности [5].

В своем выступлении на заседании Государственной Думы Томской области IV созыва Виктор Кресс выделил особенности Томской области, перспективы развития и основные направления экономической политики региона. В его докладе было озвучены следующие моменты:

- Томская область занимает первое место среди регионов Сибирского федерального округа по добыче нефти и газа, на территории области находится огромная нефтегазовая провинция на правом берегу реки Обь. Ее нефтяные запасы оцениваются специалистами почти в 1 млрд. тонн;
- общие запасы железной руды на Бакчарском железорудном месторождении составляют около 57 % от всероссийских запасов. Разработка этого месторождения является одной из стратегических задач развития области. Также регион богат запасами рудных и стекольных песков, с содержанием циркона, ильменита и других редкоземельных металлов;
- без ущерба для природы, мы в состоянии заготавливать в год до 27 млн. м³ древесины. Продукция предприятий лесопромышленного комплекса экспортируется более чем в 20 стран ближнего и дальнего зарубежья;
- Томская область занимает первое место в России по запасам подземных и минеральных вод [4].

Имея значительные богатства водных ресурсов, топливно-энергетических, в ходе основных направлений экономической политики, в Томской области разработан ряд законов и программ концепции развития производственных сил области как основные предпосылки успешного решения экономических и социальных проблем, такие как:

- Закон о промышленной политике в Томской области. Определяет промышленную политику на территории Томской области в сфере промышленной деятельности для обеспечения устойчивого развития предприятий и иных организаций всех форм собственности.
- Закон Томской области «Об утверждении Программы социально-экономического развития Томской области на период 2006 – 2010 годы». Где программа представляет собой систему целевых ориентиров социально-экономического развития Томской области, а также увязанный по целям, задачам, ресурсам и срокам осуществления комплекс мероприятий, обеспечивающий эффективное решение ключевых проблем и достижение стратегических целей развития области.
- Программа и концепция развития нефтяной и газовой промышленности в Томской области на 2001-2005гг. и период до 2030 г.
- Закон Томской области «Об утверждении областной целевой программы «Питьевая вода Томской области».

В перспективе необходимо разработать программу и концепцию развития водопользования и водопотребления в Томской области, где программа будет содержать систему целевых задач стратегического развития, механизмы реализации, источники финансирования и основные направления развития.

Литература

1. Водный Кодекс РФ от 3 июня 2006 г. N 74-ФЗ
2. Конституция РФ от 12 декабря 1993 г.
3. Налоговый кодекс 31.07.1998 N 146-ФЗ с изменениями 2006 г.
4. Послание Губернатора Томской области Виктора Кресса Депутатам Томской области IV созыва, Развитию Томской области – второе дыхание. 31.01.2008 г. – Томск, 2008.
5. Циркон-ильменитовые россыпные месторождения – как потенциальный источник развития Западно-Сибирского региона / Отв. Ред. Е.Н. Трибунский, М.С. Паровинчак. – Кемерово: ООО “Сарс”, 2001. – 214 с.
6. Шушканова С.А. Новое водное законодательство РФ. Основные положения // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XI Международного научного симпозиума имени академика М.А. Усова. – Томск, 2007.

Section 18

GEOLOGY AND PETROLEUM ENGINEERING (ENGLISH, GERMAN)

LÖSLICHKEIT VON STICKSTOFFHALTIGEN GASEN IN ERDÖLEN WESTSIBIRIENS

R.R. Altabaew, I.W. Bobrikowa
Wissenschaftliche Leiterin, Dozentin T.A. Gaidukowa, Dozentin L.S. Ratner
Polytechnische universität Tomsk, Russland

Die Erdöl-Erdgasvorkommen im Tomsker Gebiet**,** Westsibirien, weisen als markantes Merkmal große Mengen Tiefenstickstoff auf. Umfangreiche Untersuchungen zur Wirkung des Stickstoffs auf das Phasenverhalten der komplexen Kohlenwasserstoff-Gas-Systeme führten zu neuen Erkenntnissen über die Löslichkeit von Gasen in Kohlenwasserstoff-Flüssigkeiten.

Die Gesetzmäßigkeiten beim Lösen von Gasen in flüssigen Kohlenwasserstoffen in Abhängigkeit von Druck, Temperatur und der Zusammensetzung der Gasphase werden ausführlich dargestellt. An den Ergebnissen der Untersuchungen zur Löslichkeit von CH_4, N_2, CH_4-N_2-Gemischen und Erdölbegleitgasen im Erdöl werden die Bedeutung der Gemischlöslichkeiten und der unterschiedliche Einfluß von CH_4 und N_2 auf die Löslichkeit von Gasen gezeigt. Die neuen Erkenntnisse über Lösungsgleichgewichte in komplexen Gas-Öl-Systemen mit hohen N_2-Konzentrationen gestatten bei vielen Fragestellungen des Abbaus von Kohlenwasserstofflagerstätten einfachere und genauere Lösungen; sie helfen auch bei der Erarbeitung geologischer Modelle der Bildung von Gas-Öl-Systemen in Regionen mit viel Tiefenstickstoff durch ein besseres Verständnis der thermodynamischen Prozesse bei Migration und Akkumulation. Auf offene Probleme und notwendige weitere Arbeiten wird aufmerksam gemacht.

Die besonderen Wirkungen des N_2 auf Kohlenwasserstoff-Systeme werden belegt durch die Ergebnisse von Untersuchungen an Gas-Öl-Systemen und durch ergänzende Löslichkeitsuntersuchungen mit reinen Gasen und Gasgemischen. Als Beispiel sollen die umfangreichen Untersuchungen an den Lagerstätten Westsibiriens dienen.

Unter dem Begriff Gemischlöslichkeit ist hier der Quotient aus dem Lösungsanteil der betreffenden Komponente im Gemisch (Produkt aus der Gesamtlöslichkeit und Molenbruch der Komponente in der flüssigen Phase) und ihrem Molenbruch in der Gasphase zu verstehen; Gemischlöslichkeiten sind fiktive Größen, die die Löslichkeiten der "reinen" Komponenten unter den konkreten Gemischbedingungen angeben [1]. Sie sind daher nicht nur von Druck und Temperatur, sondern auch von der Gemischzusammensetzung abhängig. Durch PVT-Untersuchungen (Tiefenproben; rekombinierte Proben; gezielt veränderte Proben) können die Gemischlöslichkeiten für verschiedene Drücke im interessierenden Druckbereich bestimmt werden und liefern Löslichkeitsisothermen, die für das untersuchte System im engen Varianzbereich der Gaszusammensetzung ausreichend genau sind. Sie bilden die Grundlage für die Berechnung von Löslichkeiten der Gase bei anderen Drücken oder zur Berechnung von Gasentlösungsdrücken aus den Gas-Öl-Verhältnissen und der Zusammensetzung des im Öl gelösten Gases.

Die Löslichkeit von Gasen in flüssigen Kohlenwasserstoffen hängt von Druck, Temperatur, Art des Gases und seiner Zusammensetzung sowie von den Eigenschaften der KW-Flüssigkeit ab. Durch Druck und Temperatur bestimmte Gaslöslichkeiten in Zweikomponentensystemen sind nur im Zweiphasengebiet zwischen Dampfdruckkurve des Lösungsmittels, Dampfdruckkurve der verflüssigten Gaskomponente und der kritischen Kurve des binären Systems.

Die Zunahme der Löslichkeit von Gasen mit dem Druck ist prinzipiell gut bekannt. Bei niedrigen Drücken steigt die Löslichkeit zunächst linear mit dem Druck (Gültigkeit des Henry'schen Gesetzes), nimmt mit weiterer Druckerhöhung langsamer zu und erhöht sich bei Annäherung an den kritischen Zustand des Systems wieder stärker.

Für praktische Fragen in der Erdöl-Erdgas-Industrie ist von Bedeutung, daß im typischen Druck- und Temperaturbereich die Löslichkeitsisothermen für N_2 nahezu linear verlaufen; zum Teil trifft das auch für CH_4 zu. Der Grund dafür besteht darin, daß die kritischen Daten, vor allem die kritische Temperatur, für Gas und Lösungsmittel weit auseinander liegen. Dadurch erhöhen sich die maximalen kritischen Drücke der binären Systeme sehr stark und erreichen Werte, die viel höher als die kritischen Drücke der Einzelkomponenten sind; die praktischen Druckwerte sind daher viel niedriger als die kritischen und erklären den fast linearen Verlauf der Lösungsisothermen.

Die Temperaturabhängigkeit der Löslichkeit ist relativ kompliziert. Mit den Löslichkeiten von Gasen in n-Decan nehmen die Löslichkeiten des N_2 mit steigender Temperatur zu, während die Löslichkeiten von C_2H_6, H_2S und $C0_2$ ab-nehmen; CH_4 nimmt eine Mittelstellung ein, indem die Löslichkeiten mit steigender Temperatur durch ein Minimum gehen. Bei der Lösung von Gasen in Erdölen treten diese Unterschiede auch auf. Diese Unterschiede, die für die Praxis der Erdöl-Erdgas-Industrie wichtig sind, sind auf die abweichenden thermodynamischen Eigenschaften der verschiedenen Gase zurückzuführen. Der Verlauf der Löslichkeitsisobaren hängt von der Position (Druck-und Temperaturbereich) im Phasendiagramm des binären Systems Gas-Lösungsmittel bzw. des Systems Gas-KW-Flüssigkeit ab.

Eine allgemein verwendbare Beziehung kann nicht angegeben werden, da die natürlichen Gasgemische in ihrer Zusammensetzung zu stark variieren; insbesondere schwanken die Anteile der Kohlenwasserstoffe sowie die Zusammensetzung des Kohlenwasserstoff-Anteiles dafür zu sehr [2]. Da die Wirkung dieser Komponenten auf die Gesamtlöslichkeiten von Gasen sowie auf die Löslichkeiten einzelner Komponenten noch nicht ausreichend untersucht und bekannt ist, kann ihr eindeutig existierender Einfluß nicht berücksichtigt werden. In der Praxis kann man diese Kenntnislücke mit vertretbarer Genauigkeit umgehen, wenn man über zahlreiche Löslichkeitsdaten von Gasen variabler KW-Zusammensetzung verfügt und nur das veränderte Verhältnis KW/N_2 berücksichtigen muß.

Die Kenntnisse über Lösungsgleichgewichte werden vor allem bei der Förderung von Erdöllagerstätten verwendet. Die im Verlaufe der Förderung auftretenden Änderungen von Drücken und Temperaturen führen zu vielfältigen Phasenübergängen, die mit Änderungen der Zusammensetzung der Phasen verbunden sind. Während die Veränderungen in der im Abbau befindlichen Lagerstätte allmählich verlaufen, erfolgen die Änderungen in den unter- und obertägigen Fördereinrichtungen sehr schnell. Da wegen der komplizierten Phasengleichgewichte in diesen natürlichen Vielstoffsystemen von Erdöl-Erdgas-Lagerstätten eine Berechnung mit ausreichender Genauigkeit nicht möglich ist, werden die benötigten Daten durch PVT-Untersuchungen an möglichst repräsentativen Proben des Lagerstätteninhaltes ermittelt.

Ein großes Problem für die PVT-Untersuchungen im Labor besteht in der Entnahme der "repräsentativen Tiefenproben". Besonders bei hoher Gassättigung besteht die Gefahr der Gasentlösung im sondennahen Lagerstättenbereich, und daher können die Tiefenproben verfälschte Gas-Öl-Verhältnisse aufweisen. Damit verbunden sind veränderte Zusammensetzungen der gelösten Gase. Dadurch werden bei den PVT-Untersuchungen fehlerhafte Sättigungsdrücke und Löslichkeitsisothermen ermittelt.

Durch die Kenntnis der Gesetzmäßigkeiten der Löslichkeit von Gasen, insbesondere der Bedeutung der Gemischlöslichkeiten und der Wirkung der Fremdkomponente N_2, lassen sich Löslichkeiten von Gasen bei anderen Drücken und bei etwas abweichender Zusammensetzung berechnen; PVT-Untersuchungen auch von fehlerhaften Proben, rekombinierten Proben und durch Zugabe von N_2 und CH_4 gezielt veränderten Proben sowie mit den reinen Komponenten N_2 und CH_4 schaffen die Voraussetzungen zur Bestimmung der für die Berechnungen notwendigen Gemischlöslichkeiten in Abhängigkeit von Druck und Zusammensetzung. Bei der Ermittlung von Gasentlösungsdrücken ist man nicht mehr auf die exakte Tiefenprobenentnahme angewiesen, sondern kann den Gasentlösungsdruck durch Kombination von Obertagebeprobung mit den Gemischlöslichkeiten berechnen.

Anwendung finden die Gesetzmäßigkeiten der Löslichkeit von Gasen auch bei der Ableitung von Löslichkeiten für Gase unterschiedlicher Zusammensetzung in weiten Druck- und Temperaturbereichen bei der Erarbeitung geologischer Modelle der Bildung von Gas-Öl-Systemen und bei den postgenetischen Prozessen der Akkumulation von Gas-und Erdöllagerstätten in Verbindung mit der Zumischung von Tiefenstickstoff. Mit Hilfe dieser Daten können im Zeitablauf die Bildung von Gasphasen, deren mögliche Zusammensetzung, die Zusammensetzung der gelösten Gase usw. abgeschätzt werden. Die Prozesse der Bildung und Migration von Gas und Erdöl sind dabei eng verknüpft [3].

Die goße Bedeutung des Stickstoffs (hauptsächlich Tiefenstickstoff) für die Zusammensetzung von Erdöl- und Erdgasvorkommen Westsibiriens beruht auf seinen thermodynamischen Eigenschaften und damit auf seinem Löslichkeitsverhalten. Die Einwirkung des N_2 auf unterschiedlich reife Kohlenwasserstoff-Systeme, auf Lagerstätten und auf Muttergesteine kann folgende Wirkungen für das Verhalten von KW-Systemen und die Migrationsbedingungen haben:

Veränderung der Gassättigung
- Erhöhung des Sättigungsdruckes
- Erhöhung des Gas-Öl-Verhältnisses bei unreifen (gasarmen) KW-Systemen, verbunden mit Viskositäts- und Dichteabnahme, Verbesserung der Fluidität
- Reduzierung des Gas-Öl-Verhältnisses bei reifen (gasreichen) KW-Systemen durch Löslichkeitserniedrigung und Bildung einer separaten Gasphase

Beeinflussung der Lösungsgleichgewichte von Gas-Öl-Systemen
- Reduzierung der Löslichkeit des CH_2 im Öl, Aufnahme von N_2 durch das Öl, Abnahme des KW-Anteils im gelösten Gas
- Veränderung der Gleichgewichtskonstanten und von Trennfaktoren in den Systemen Gas-Öl
- Förderung der Bildung von Gasphasen schon bei niedrigen Drücken, Abgabe von KW in die Gasphase

Auswirkungen auf die Migrationsfähigkeit
- Erhöhung der Migrationsfähigkeit von unreifen KW-Systemen (Gasgehalt, Dichte, Viskosität), Abtrennung der flüchtigen Komponenten
- Gasphasen-Migration wird gefördert, Abtrennung von gasförmigen Komponenten bereits im Muttergestein
- Auftrennung von einphasigen KW-Systemen in Öllager (gesättigt) und Gaslager
- Verringerung der Migrationsfähigkeit von Erdöl reifer Systeme infolge der Reduzierung des Gasgehaltes, verbunden mit der Abnahme des Anteils leichter Komponenten in der Ölphase und der Bildung schlecht beweglicher Restöle
- Extraktion der flüchtigen KW aus Gas-Öl-Systemen durch großen Gasüberschuß und Bildung ungesättigter Gas-Kondensat-Systeme

Der sehr komplizierte und umfangreiche Komplex "Löslichkeit von Gasen in flüssigen Kohlenwasserstoffen" enthält noch viele offene Probleme. Wegen ihrer Bedeutung für viele praktische Fragen sind weitere Arbeiten notwendig. Dazu gehören die Bearbeitung von Phasengleichgewichten ternärer Systeme mit zwei gasförmigen Kohlenwasserstoffen und die Analyse von Löslichkeitsdaten komplexer Gemische mit dem Ziel, die Wirkung der KW (Konzentration, Zusammensetzung bzw. mittlere Molmasse) auf die Löslichkeit von CH_4 und N_2 zu ermitteln. Löslichkeitsuntersuchungen in komplexen Gas-Öl-Systemen im Druckbereich bis mindestens 500 at, die Erweiterung durch Zumischen von CH_4 und N_2 sowie die Messung der Löslichkeitsisothermen für die reinen Komponenten CH_4, N_2 und C_2H_6 können wichtige Daten für die Ableitung neuer Erkenntnisse liefern.

Literatur

1. Christian Reutel & Volker Lüders: Fluid-Evolution und Gasmigration im südlichen Randbereich des Norddeutschen Beckens // Geologisches Jahrbuch, Reihe A, Heft 149, Hannover, 1998.

2. Dietmar Merkel, Sylvia Behla & Wolf-Dieter Karnin: Beckenentwicklung und Kohlenwasserstoffpotential // Geologisches Jahrbuch, Reihe A, Heft 149, Hannover, 1998.
3. Franz May: Fluide und deren Phasenverhalten im Kohlenwasserstofftickstoff-System // Geologisches Jahrbuch, Reihe A, Heft 149, Hannover, 1998.

PETROLEUM, ITS FORMATION, MIGRATION, EFFECTIVE PETROLEUM SOURCE ROCKS OF THE WORLD AND HOW ORGANIC REMAINS HELPED TO US

R.S. Akhmetzyanov, A.M. Ibrahimov
Scientific advisor senior teacher N.G. Nurgalieva
Kazan state university, Kazan, Russia

Lots of people think that crude oil is like a lake beneath the earth's surface
but actually it's all held in the pores of porous rock
rather like water is held in a sponge.
Mendeleyev D.I.

How Petroleum Forms

Geologists have learned a lot about petroleum, but we still don't know in complete detail how it forms. Clearly it is derived from the remains of buried plants and animals, just as coal is. But before this material becomes coal or petroleum it exists as a material called kerogen. With time in the ground, kerogen matures into an assortment of hydrocarbon molecules of all sizes and weights. The lightest (smallest) hydrocarbon molecules waft away as natural gas and the heavier (larger) ones remain mixed in an oily liquid [2].

Let's look closer. The source rocks for petroleum form at sea or on land, made from sand and mud that wash offshore or into large lakes or wetlands. At sea, a thick rain of dead plankton adds organic remains to the sediment. Source rocks for Tatarstan petroleum formed in this way.

Examples of source rock for Tatarstan petroleum with a great number of organic remains:



Photo 1 Ust-Cheremshansky trough, 1886m depth, age: D_3fr_2sm

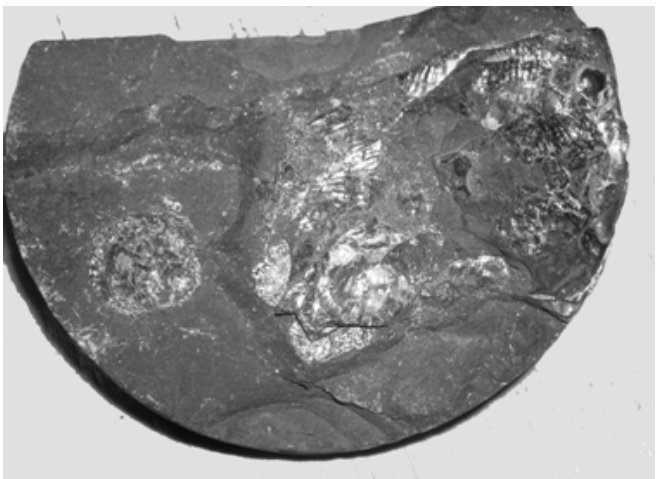


Photo 2 Tylachino-Tamakskaya area, 1619-1624m depth, age: D_3fr_2sm

On land, dead plant matter is incorporated with the sediment. In either setting, the mixture is buried under conditions of no oxygen. Only a tiny fraction of the world's dead organic matter is preserved this way. Under the conditions underground, it is transformed. Certainly heat (up to about 150°C) is part of this process; so is the action of anaerobic microbes in the sediment. One recent theory holds that methane gas rising from deeper in the crust joins this material [1].

Once it has formed, oil and gas moves away (migrates) from the source rock. This movement happens for two reasons. First the oil and gas expand to take up more room than the original organic matter (algae, bacterial and leaf skins) therefore their pressure on the rock increases and they try to escape. Second, being less dense than the surrounding rock and water, they tend to rise upwards. This migration is a slow process. It takes millions of years for the oil and gas to rise a few kilometres.

What happens to the migrating oil and gas?

If there is no seal above the rock source, oil and gas slowly rise and escape at the surface. This does happen on occasions but, when it does, no oil and gas deposits can build up. However because oil and gas formation takes such a long time it often spans millions of years and during this extended period of time a range of different environmental conditions can apply. For example, a desert could develop whose sands could compact to form a layer of sandstone over the source rock before any or all of the oil and gas have escaped. In this case, the migrating oil and gas would rise up into the sandstone, which would act as reservoir rock. Sandstone can store oil and gas because it is both porous and permeable. Porous means that liquids and gas can be held and stored. The pores in rock are the spaces that occur between the individual rock particles. These spaces are created because the rock particles are irregularly shaped and so don't fit together exactly or closely together. This porous rock is called the 'reservoir'. Permeable means that liquid can flow through. A permeable rock has pores that are connected and so allows oil and gas to flow through. In swampy areas and in water, the muddy sediment that was sinking at the same time as the organic material that went on to become oil, formed rocks known as sedimentary rocks. Some sedimentary rocks are porous and others are impermeable.

Once formed, crude oil and gas slowly rise upwards, seeping into the tiny pores in porous rock. Eventually the oil and gas reaches a layer of impermeable rock and is trapped. Unless an impermeable rock stops its progress, oil and gas will eventually migrate from porous rock through permeable rock to the surface. So oil and gas deposits will only remain in the reservoir rock if another layer forms on top which is impermeable i.e. does not allow the liquids or gases to pass through or escape. This impermeable layer is called a ***seal***. So although there are many places in the world where crude oil seeps to the surface it is more common to find oil-containing rocks deep below the land or seabed in rock structures called traps.

How oil and gas were trapped by sedimentary rocks

Just as oil has formed throughout the Earth's history, so have rocks. The movements of rocks on a massive scale over millions of years have resulted in the formation of different types of rock structures. A trap can occur where rocks have been pushed or folded by the powerful forces within the Earth's crust. When this happens- this is known as an anticline trap. The impermeable rock traps the crude oil preventing it from flowing away – like an upturned bathtub [*Information provided by: http://www.ukooa.co.uk*].

Petroleum Reservoirs and Production

A pool or reservoir of petroleum is like a soaked sponge, the sponge made of porous sandstone beds and oil or gas occupying the pores. Reservoirs are classified as conventional and unconventional.

A conventional petroleum reservoir is a dome or vault of impermeable rock, formed by folding or faulting of the rock layers or by the rise of salt domes, with permeable rocks beneath it. In those permeable rocks there may be a layer of natural gas on top, with petroleum below. Beneath the oil is usually a layer of rock soaked with water or brine. There are also unconventional or continuous reservoirs that are not trapped this way. Oil can be pumped out of the sponge at a certain maximum rate, determined by the viscosity of the oil and the quality of the reservoir. Oil production must be managed carefully to avoid clogging or collapsing the pores, which can prevent a well from accessing much of the reservoir. Pumping too fast, pumping too slowly or interrupting production can all damage an oilfield. It means that more wells must be drilled to fully exploit the reservoir, raising the expense of production.

Oil Chemistry and Classification

Petroleum is called a fossil fuel, but it has no fossils in it. There are what you might call chemical fossils—for instance plant chemicals that did not evolve until recently have been found in young oils—but any actual fossil organisms occur only in young kerogens. Oil and gas could be called a sort of geologic compost.

Crude oil consists of a wide range of liquid and solid hydrocarbons from pentane (C_5H_{12}) to the heaviest long-chain alkanes that make up asphalt. The lightest alkanes (methane, ethane, propane and butane) make up natural gas. Refiners sort out and purify these compounds to produce fuels, lubricants and tars.

Crude oil is classified as light, medium or heavy according to its viscosity. It is also called sweet if it has little sulfur in it, or sour if it has a lot. Light sweet crude is the most desirable because it is easiest to process into fuel and chemical feedstocks.

Effective petroleum source rocks of the world

More than 90% of original recoverable oil and gas reserves in the world has been generated from source rocks of six stratigraphic intervals--(1) Silurian (generated 9% of the world's reserves), (2) Upper Devonian-Tournaisian (8% of reserves), (3) Pennsylvanian-Lower Permian (8% of reserves), (4) Upper Jurassic (25% of reserves), (5) middle Cretaceous (29% of reserves), and (6) Oligocene-Miocene (12,5% of reserves. Together, these intervals represent only one-third of Phanerozoic time. The concentration of source rocks in these several stratigraphic intervals demonstrates uneven distribution of source rocks in time, and obviously it does not result from a single mechanism because the areal distribution, localization in specific structural forms, and even the geochemical character of source rocks changed from one interval to another [2]. So, organic remains helped us to classified this intervais.

References

1. Bazhenova O.K., Burlin Y.K., Sokolov B.A., Hain V.E. Geology and geochemistry of oil and gas. – M.: MSU, 2000. – 384 p.
2. Condensed from the article H.D. Klemme and G.F. Ulmishek Effective Petroleum Source Rocks of the World: Stratigraphic Distribution and Controlling Depositional Factors published in the AAPG Bulletin, 1991. – V.75. – P. 1809 – 1851.

THE ESTIMATION OF PROBABLE CARBONATE SALT AND INTERNAL CORROSION IN OIL-GAS RESERVOIR «SOBOLINO» DEPOSITS

E.S. Bubnova
Scientific advisor professor L.V. Shishmina
Tomsk polytechnic university, Tomsk, Russia

Wells: 181
Clusters: 3

Based on data [4], well products from oil and gas reservoir in “Sobolino” deposits is mainly water-oil emulsion with density – 990 kg/m^3, watering – 80.9 %, oil in water emulsion type.

Water according to Sulin classification are clor-calcuim, mineralization is 14 – 18 g/l, pH = 6.5.

Water component composition is depicted in Table 1.

Table 1

Water chemical composition in Sobolino deposits

Substance	Concentration		
	mg/l	mole/l	mg-equivalent/l
Cl^-	8698	0,245	245
Na^+	-	-	-
Ca^{2+}	1280	0,032	64
Mg^{2+}	122	0,005	10
HCO_3^-	293	0,0048	4,8
CO_3^{2-}	<3	-	-
SO_4^{2-}	35	0,000365	0,73
Temperature 73,2^0 C			

It is known [1], that internal pipeline corrosion is a result of carbonic acids in conditions of West Siberia and besides, salts from water phase during well production, in this case it is necessary to estimate probable carbonate salt in water strata of Sobolino deposits.

In this project [2] the determination method of water-oil deposits is applied to salt deposits of Skilmen-Mac-Donald-Stepha:

1) Calculation of ionic solution strength:

$$I = M / 40000,$$

Where mineralization M = 14342 mg/l, and I = 14342/40000 = 0,35855 mole/l.

2) If ionic strength I = 0,36 mole/l, t = 73,2 ^{0}C then constant solubility K_{CaSO4} = 0,00073.

3) Calculation of excessive concentration of gypsum ions:

$$X = \left| C_{Ca^{2+}} - C_{SO4^{-2}} \right|,$$

where C_{Ca}^{2+} & C_{SO4}^{2-} - ion concentrations Ca^{2+} & SO_4^{2-} in solution, mole/l;

$$X = \left|0{,}032 - 0{,}000365\right| = 0{,}03163 \text{ mole/l.}$$

4) Balance calculation (in conditions of calcium sulphate concentration):

$$C_{work} = 1000 \cdot (X^2 + 4 \cdot K_{CaSO_4} - X),$$

$$C_{work} = 1000 \cdot ((0{,}03163)^2 + 4 \cdot 7{,}3 \cdot 10^{-4} - 0{,}03163) = 31 \text{ mg-eq/l.}$$

5) Actual concentration calcium sulphate C_{CaSO4} = 0,73 mg-eq/l.

6) If $C_{CaSO4} < C_{work}$, then $CaSO_4$ sediment don’t settle out. In this case calculation results are checked on pipeline surface.

This method, can verify carbonate in accumulations iron & chalk. The result: water phase in well production will evolve carbonate in iron & chalk, and consequently settle on pipelines.

The structure of oil-gas flow affect the electrochemical corrosion velocity of pipe metal, the quantitative water content in the system [1]. Therefore, it is necessary to calculate two parameters: critical admixture velocity (V_{cr}) and maximum corrosion velocity (p_{max}) by this method [3].

Table 2

Initial components into gas-oil admixture estimation pipelines

Cl^-, g/l	11,1
HCO^{3-}, mg/l	323
Ca^{2+}, mg/l	1780
PH	6,55
P, MPa	0,65
V_{sm}, m/s	0,99
V_{sm}/V_{cr}	1,3
D, mm	159

Calculated algorithm:
1. Maximum corrosion velocity:

$$\rho_{\max} = K_X \cdot K_G ,$$

where K_X – coefficient affected by chemical factors;
K_G – coefficient affected by hydrodynamical factors;
Coefficients are calculated as following:

$$K_X = K_{Cl} \cdot K_{HCO_3} \cdot K_{Ca} \cdot K_{pH} ,$$

$$K_G = K_w \cdot K_{\upsilon_{sm}} \cdot K_{\upsilon_{sm}/\upsilon_{cr}} ,$$

Coefficients are estimated according to the table values:

$$K_{Cl} = 1{,}13,\ K_{HCO_3} = 0{,}94,\ K_{Ca} = 1{,}2,\ K_{pH} = 2{,}5,\ K_W = 0{,}9,\ K_{\upsilon_{sm}} = 1,\ K_{\upsilon_{sm}/\upsilon_{cr}} = 0{,}08.$$

Then $K_X = 1{,}13 \cdot 0{,}94 \cdot 1{,}2 \cdot 2{,}5 = 3{,}18$, $K_G = 0{,}9 \cdot 1 \cdot 0{,}08 = 0{,}072$ and maximum corrosion velocity:

$$\rho_{\max} = 3{,}18 \cdot 0{,}072 = 0{,}228 \quad mm/years .$$

2. Critical velocity of admixture (average gas-oil ratio):

$$G_{collar} = 75{,}7 m^3/m^3$$

$$P_{mid} = (P_1 + P_2)/2 = (0{,}65 + 0{,}532)/2 = 0{,}591 \cdot MPa$$

$$G_{work} = 1{,}3 \cdot \Gamma_{collar} \cdot P_{mid}/P = 1{,}3 \cdot 75{,}7 \cdot 0{,}591/20 = 2{,}9 m^3/m^3$$

Where overfilling temperature, oil density:

$$\rho_N = \rho_{NO} - (1{,}825 - 0{,}00135 \cdot \rho_{HO}) \cdot (T - 273) =$$

$$= 870 - (1{,}825 - 0{,}00135 \cdot 870) \cdot (313 - 273) = 757 \cdot kg/m^3$$

Volumetric liquid discharge:

$$Q_{l_{iquid}} = Q \cdot \left(\frac{n}{\rho_{water}} + \frac{1-n}{\rho_N} \right) \cdot \frac{1}{86{,}4} = 526{,}6 \cdot (0{,}8/1100 + 0{,}2/839{,}87)/86{,}4 = 0{,}0054 m^3/\text{sec}$$

Volumetric oil coefficient: $B_{oil} = a \cdot G_{Work} \cdot \rho_{oil} \cdot 10^{-3} + b \cdot t + c$

Coefficients are calculate according to relative associated gas density:

$$\Delta = \rho_G / \rho_{VOZ} = 1{,}0003/1{,}205 = 0{,}83 .$$

Where: $a = 0{,}00237 + 0{,}00035 \cdot (\Delta - 1) = 0{,}00237 + 0{,}00035 \cdot (0{,}83 - 1) = 0{,}0023$;

$$b = 0{,}0008658 + 0{,}0002623 \cdot (\Delta - 1) = 0{,}0008658 + 0{,}0002623 \cdot (0{,}83 - 1) = 0{,}00082 ;$$

$$t = (T - 273) = (313 - 273) = 40^0 C ;$$

$$c = 0{,}9837 - 0{,}01858 \cdot (\Delta - 1) = 0{,}9837 - 0{,}01858 \cdot (0{,}83 - 1) = 0{,}9868 ;$$

$$B_{oil} = a \cdot G_{Work} \cdot \rho_{oil} \cdot 10^{-3} + b \cdot t + c =$$

$$= 0{,}00231 \cdot 2{,}9 \cdot 839{,}87 \cdot 10^{-3} + 0{,}000821 \cdot 40 + 0{,}9868 = 1{,}02526 .$$

z = 1

Calculation of volumetric liquid discharge in operation conditions:

$$Q_{Liquidwork} = Q_{Liquid} \cdot ((1-n) \cdot (B_{oil} - 1) + 1) =$$

$$= 0{,}0054 \cdot ((1-0{,}8) \cdot (1{,}02526 - 1) + 1) = 0{,}00542 \quad m^3/\sec .$$

Gas consumption in operation conditions:

$$Q_{GWork} = (1-n) \cdot Q_{Liquid} \cdot \frac{P_0 zT}{P_{Mid} T_0} \cdot (G_{Collar} - G_{Work}) =$$

$$= (1-0{,}8) \cdot 0{,}054 \frac{0{,}1 \cdot 313}{0{,}591 \cdot 293} \cdot (75{,}7 - 2{,}9) = 0{,}0142 \quad m^3/\sec .$$

Common volumetric gas discharge:

$$Q_{SM} = Q_{Liquidwork} + Q_{GW} = 0{,}00542 + 0{,}0142 = 0{,}01963 \quad m^3/\sec .$$

Admixture velocity:

$$v_{SM} = 4Q_{SM}/\pi \cdot D^2 = 4 \cdot 0{,}01963/3{,}14 \cdot 0{,}159^2 = 0{,}9901 \quad m/\sec$$

$$\beta = Q_{GR}/Q_{SM} = 0{,}0142/0{,}0196 = 0{,}7244 .$$

To calculate oil viscosity in operation conditions, the following formula is applied:

$$\mu_{NWork} = d/(\Gamma_{Work} \cdot q + f)$$

Where $\mu_{oil} < 0{,}11 \ Pa \cdot \sec$, then $d = 10^{-3}$.

$$f = 10^{0{,}002096 - 1{,}00698 \cdot \lg(\mu_N / d)} = 10^{0{,}002096 - 1{,}00698 \cdot \lg(0{,}002734/0{,}001)} = 0{,}365$$

$$q = 0{,}0029 - 0{,}008922 \lg\lg(\mu_N / d) = 0{,}0029 - 0{,}008922 \lg\lg(0{,}002734 / 0{,}001) = 0{,}0061$$

$$\mu_{NWork} = d/(G_{Work} \cdot q + f) = 0{,}001/(2{,}9 \cdot 0{,}0061 + 0{,}365) = 0{,}0026 \cdot Pa \cdot \sec .$$

Where $\mu_{NWork} \le 0{,}25 \ mPa \cdot \sec$, $n \ge 0{,}3$, then $v_{Stream} = V_W = 10^{-6}$.

$$\rho_{Stream} = n \cdot \rho_{Water} + (1-n)\rho_N = 0{,}2 \cdot 1100 + 0{,}8 \cdot 839{,}87 = 1047{,}9 \cdot kg/m^3 .$$

Following

$$v_{Cr} = 6{,}69 \cdot \frac{D^{0{,}268} \cdot \sigma^{0{,}171} \cdot \left[g \left(\rho_{Water} - \rho_N \right) \right]^{0{,}366}}{v_{Stream}^{0{,}073} \cdot \rho_{Stream}^{0{,}536} \cdot \left[-10{,}96 \cdot \beta^2 + 9{,}94 \cdot \beta + 1 \right]^{0{,}659}} =$$

$$= 6{,}69 \cdot \frac{0{,}159^{0{,}268} \cdot 0{,}02348^{0{,}171} \cdot \left[9{,}8 \cdot (1100 - 1048) \right]^{0{,}366}}{\left(10^{-6} \right)^{0{,}073} \cdot 1100^{0{,}536} \cdot 2{,}4492^{0{,}659}} = 0{,}7502 \ m/\sec .$$

To calculate fluid flow regime parameter in pipelines:

$$\omega = v_{SM} / v_{Cr} = 0{,}9901 / 0{,}7502 = 1{,}3 .$$

According to [3] where $\omega > 1$, $\rho_{max} < 0{,}25$, the section has no corrosion. The calculated maximum corrosion velocity (0,23 mm/years) unsignificantly differs from border velocity (0,25 mm/years). It is recommended to carry out corrosion monitoring of this oil-gas reservoir when detectinly corrosion velocity increase.

References

1. Gonic A.A. Corrosion of Oil Field Equipment & References. – M.: Nedra, 1976. – 192 p.
2. Markin A.N., Nizamov R.U. CO2 – Corrosion of Oil Field Equipment. – M.: VNIIOENG, 2003. – 188 p.
3. RD 39-0147323-339-89-R. Instructions for Designing and Operation of Anticorrosive Protection of oil-gas pipeline system in West Siberia deposits.
4. Shishmina L.V., Bubnova E.S. Preliminary Estimation of Corrosion Factors in Oil Field of «Sobolino» deposits // Chemistry of Oil and Gas: XI International Conference. – Tomsk, 2006. – 315 p.

FLOCCULATION COAGULATION UNIT APPLICATION RESULTS & WASTE MANAGEMTENT ANALYSIS

G.A. Dashkovskiy
Scientific advisor associate professor R.N. Abramova
Tomsk polytechnic university, Tomsk, Russia

Background

Mechanical solids control equipment (SCE) is designed to separate a certain range of particle sizes. Even after optimizing the rigs available solids control equipment for maximum performance, there will always be colloidal and silt sized drilled solids cumulating that cannot be fully mechanically removed that results in whole mud dilution once sufficient concentrations have built up.

With a drive to minimize normal dilution rates and the capabilities of conventional SCE, a dewatering system was proposed, agreed as per contract MOS/06/0371 and mobilized for application with the 'mobile' Rig #5 SCE system in Salym Oilfield circumstances. The initial drilling program for rig #5 included drilling in an environmentally sensitive area.

The dewatering system arranged in parallel with the drilling system will enhance the separation of the liquid and solid phases of spent drilling fluid that would previously have been dumped into a waste pit. With the chemical flocculants, coagulants and pH adjustment the subsequently treated slurry can be centrifuged to recover the liquid phase for beneficial re-use in the drilling fluid.

The dewatering system allows two powder plus acid treatment of fluid slurries targeted for processing and fluid recovery. Two high speed decanting centrifuges are included in the package providing 100% redundancy. Additional centrifuge is available to support the drilling operation.

Scope

This article includes the analysis, which covers Flocculation Coagulation Unit (FCU) application results in terms of technical efficiency.

The scopes of the work are following:

5. Provide summary of the data about technical efficiency of FCU based on the wells US-K02-348-04 and SVA-1173 wells comparison;
6. Exhibit the weakest point of FCU performance.

Key Performance Indicator

As per contract MOS/06/0371 technical efficiency is measured by key performance indicator (KPI). There are two KPIs involved in technical performance evaluation (see Table 1).

Table 1

KPI	Applicability	KPI Expectation	Terms of Reference	KPI Target Volume Saved	% of total KPI
KPI1	Surface Hole	To generate a maximum of 190 m^3 of mud to drill 1300 m surface hole	Typically at Salym, 390 m^3 of fluids are generated to drill 1,300 m surface hole	200 m^3	30 %
KPI2	Production Hole	To generate a maximum of 200 m^3 of mud to drill 1700 m production hole	Typically at Salym, 350 m^3 of fluids are generated to drill 1,700 m production hole	150 m^3	70 %

Total target KPI = KPI 1 + KPI 2 = 100%

Key Performance Indicator of 100% for Conductor section is represented by 200 m3 of the mud saved (not prepared due to FCU performance) for 1300 m section length. Key Performance Indicator of 100% for Production section is represented by 150 m3 of the mud saved for 1700 m section length. Volume adjustments should be made when applying KPIs to the certain well with different section length (see Appendix 1).

Total KPI represents reduction coefficient applied to Commercial Rate charged by Baroid from Salym Petroleum Development for FCU usage.

FCU technical performance based on US-K02-348-04 & SVA-1173 analysis

SVA-1173 is an exploration well that had been drilled in 23 days since 30-Jan-2008 till 21-Feb-2008. Conductor section length is 1147 m and Production section 2355 m.

US-K02-348-04 is a well drilled from the pad. It had been drilled in 28 days since 13-Nov-2007 till 10-Dec-2007. Conductor section length is 1214 m and Production section 2481 m.

As it could be seen the wells have quite close parameters in terms of drilling days and the length of the sections. It means that the technical efficiency of FCU, applied to maintain mud weight during drilling, can be compared with

certain level of accuracy. The results should clarify FCU technical efficiency in pad and in exploration drilling from independent location (see Table 2).

Table 2

Wells		Length, m	V prepared, m^3	V required before, m^3	V max as per contract, m^3	V mud saved, m^3		PI, %
						As per contract	In fact	
US-K02-348-04	Top Hole	1214	216,86	364,20	177,43	186,77	147,34	3,67
US-K02-348-04	Production	2481	93,30	260,85	149,06	111,79	167,55	
SVA-1173	Top Hole	1147	188,90	344,10	167,64	176,46	155,20	6,39
SVA-1173	Production	2355	77,10	248,71	142,12	106,59	171,61	

It is obvious that in terms of technical performance FC unit shows good results with average KPI = 95,03% and 52,76% of mud saved in comparison with previously required mud volumes independently of well location.

The weakest point of Flocculation Coagulation Unit is concentrated in KPI for conductor section.

As per contract MOS/06/0371 KPI for conductor section is represented by 200 m^3 of the mud saved for 1300 m section length. After rig move a new mud have to be prepared using new water to drill Top Holes, but for Production Interval the mud and water after FCU treatment are used. Top Hole Volume with well TD 1147 m considered to be 90-95 m^3. It should be taken into account that there is a value of necessary mud volume on surface – minimum 80 m^3. Total mud volume required to drill conductor section also includes SCE losses (+/- 60 m^3). Taking into consideration all mud losses, minimum volume can be assumed to be 230 m^3. The contract defines 168 m^3.

Precise data analysis distinctly shows that KPI can not be met at 100%.

CHROMIUM AND ZINC OF THE HUMAN BLOOD, A TOMSK OBLAST'S INHABITANT

V.N. Furina
Scientific advisors associate professor N.V. Baranovskaya, associate professor I.A. Matveenko
Tomsk polytechnic university, Tomsk, Russia

Blood samples have been selected in the settlements of Tomsk region. Research on the content of chemical elements in human blood has been carried out. For the analysis two elements are chosen: zinc and chromium.

The graph demonstrates clearly the content of one of the elements in the inhabitants' blood of Tomsk region in a definite settlement.

As graph 1 shows, "Zn content in Tomsk region inhabitants' blood", the values vary greatly. In comparison with the average region content, the values increase and decrease. The same situation is shown in graph 2 "Cr content in Tomsk region inhabitants' blood". The role of those elements in human organism is known to be contradictory. Their shortage or excess results in definite consequences.

Chromium potentiates the action of insulin and has been shown to restore glucose tolerance in malnourished infants. Several studies have shown that chromium supplementation lowers circulating glucose levels, increases plasma insulin, and produces a favorable profile of plasma lipids (Offenbacher il., 1997). It has been suggested that these effects may be due to a low molecular weight chromium-binding substance that may amplify insulin receptor tyrosine kinase activity in response to insulin.

Chromium is a microelement which is necessary to maintain the sugar in blood at a required level, it enables insulin (a hormone transferring blood sugar to body cells) to perform its function. Besides, it assists in lipolysis and breakdown of carbohydrates. Chromium participates in carbohydrate metabolic control, cardiac muscle performance. Shortage of chromium is a cause of decrease in glucose tolerance in men of middle and elderly age.

At the excess of especially hexavalent chromium it can have cancerogenic and allergenic effect, predispose for more frequent gastritises, hepatitises, asteno – neurotic frustration developments. Skin affections such as dermatitis and eczema, asthmatic bronchitis are very frequent, bronchial asthma is more rare. At the long-term contact lung cancer is quite possible. Absorbed chromium accumulates in liver, kidney, spleen, and bone.

Zinc – the human body contains 2 and half g of zinc: just over half (55%) of which is in muscle, 30% in bone, with the balance distributed in other tissues. Zinc is absorbed by both carrier-mediated and simple diffusion processes which render the element only moderately absorbed (about 30%) at nutritionally adequate intakes and more efficiently absorbed under deficient conditions (Chesters, 1997). Both processes can be effected by the presence of chelating substances that may promote (e.g., meats) or impair (e.g., phytic acid) zinc absorption. Zinc homeostasis is also affected by the regulation of zinc excretion in and from pancreatic and intestinal secretions; urinary losses of zinc are low and not generally responsive to changes in zinc-intake. Plasma zinc levels, comprising 0.1% of total body zinc, are not regulated and are therefore not indicative of overall zinc status except under conditions of marked deficiency. Zinc has been shown to function in at least 50 widely varied enzymes. In each, the element serves either in a catalytic (i.e., at the active site), a co-catalytic (i.e., near the active site), or a structural role bound most commonly to histidinyl, glutamyl, or aspartyl residues. Zinc deficiency is manifested as losses in activities of at least some zinc enzymes (e.g., some dehydrogenases, alkaline phosphatase, superoxide dismutase), although direct links between such losses and the physiologic manifestations of zinc deficiency have not been established. Zinc deficiency is characterized by poor growth and dwarfism, anorexia, parakeratotic skin lesions, diarrhea, impaired testicular development, impaired immune function (including wound healing), and impaired cognitive function. Low zinc status is also thought to increase risk to osteo-

porosis and susceptibility to oxidative stress. Very high intakes of zinc, which have occurred due to inappropriate use of zinc supplements, can interfere with copper metabolism and deplete the body of copper. Chronic-exposure to excess zinc can reduce immune function and HDL cholesterol.

Every region is characterized by complex of industrial enterprises which form local areas of contamination, technogeneous biochemical provinces of which can be clearly defined. Microelement blood composition o f a man in such territories has its own specific character. As chemical elements play an essentials role in biochemical, physiological and other function of living organism, it is the knowledge of regional peculiarities that allows to work out standards for a definite territory.

THE CHARACTER OF ACCUMULATING ELEMENTS IN THYROID GLAND OF TOMSK REGION INHABITANTS

E.A. Galochkina

Scientific advisors associate professor N.V. Baranovskaya, associate professor V.V. Ershov, associate professor I.A. Matveenko

Tomsk polytechnic university, Tomsk, Russia

Endemic goiter is one of the most distributed noninfectious diseases in the world.

It is known, that the state of the thyroid system is a sensitive indicator of changing the environment state. Therefore, the thyroid gland is a connective link between world surrounding us and inner medium of an organism.

Now we have a considerable quantity of information about influence of other elements range and their ratios on pathologic condition of the thyroid gland.

In recent years the growth of pathology of thyroid gland are going on everywhere. Tomsk area is not the exception. It is also an iodine deficiency region. Irregularity of disease is observed in this area.

As a result of carried out research we ascertained, that a direct spatial interconnection between microelements content in the environment and in thyroid gland is practically absent, that is element accumulation in an environment does not always result in the accumulation in a thyroid gland. Therefore, in the absence of direct spatial correlation we can suppose that the accumulation of microelements influencing the formation of thyroid pathology can depend on the following:

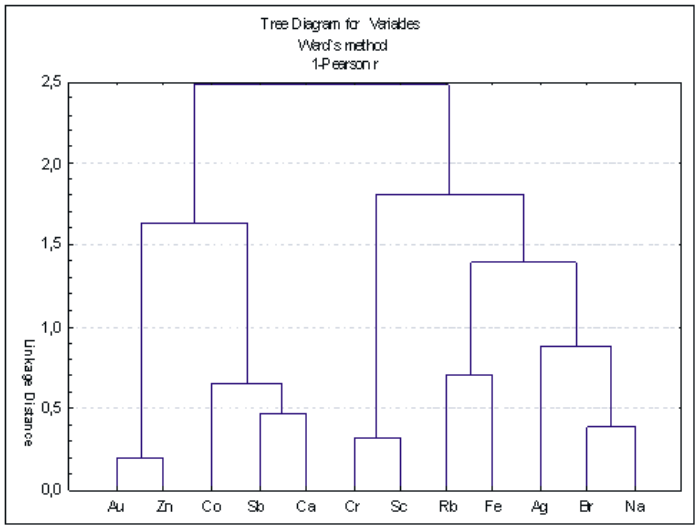
- the form of the element in the environment;
- migration of elements in the human body;
- ways of penetrating elements into the human body.

The aim of this research was to study a wider elements spectrum and correlation of microelements in pathogenic thyroid gland, because not only the defficiency or the excess of microelements influence on the formation of thyroid pathology, but the ration of them with each other.

We studied 12 elements (Na, Ca, Sc, Cr, Fe, Co, Zn, Br, Rb, Ag, Sb, Au), for which the following statistic parameters were calculated for Tomsk area and its regions.

The analysis of bar graphs of elements distribution showed that this distribution does not correspond to normal law.

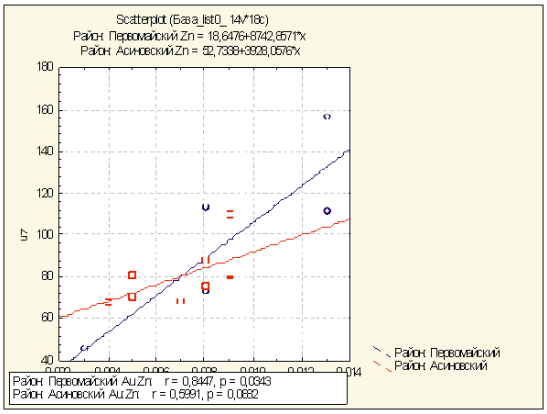
To consider the interaction between elements we use the cluster analysis. On tree diagram for variables we can see positive connection between: Au-Zn, Sb-Ca, Cr-Sc, Rb-Fe, Br-Na (see picture 1).



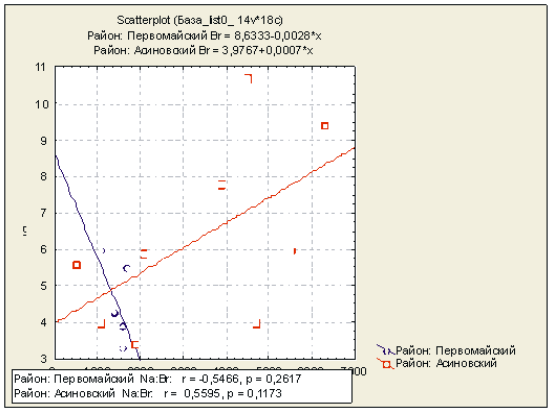
Picture 1 Tree Diagram for Variables

In this graphic you can see that connection between Au and Zn is positive for Asino and Pervomaisk regions (see picture 2). But between Br and Na you can see back coupling, and we can explain it by different ways of flux of these elements into human organism. Na can come in with water and food and the source of flux of Br into thyroid gland can be air or another type of waters (see picture 3). The same connection we can see in Tomsk and Aleksandrov regions.

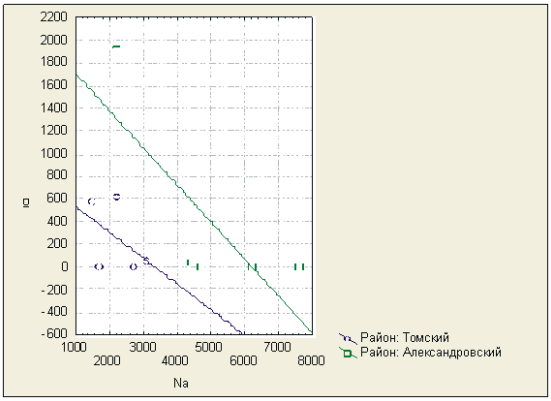
Burning flames can be the source of Br in Alexsandrov region so Br can come into thyroid gland from air. In Tomsk region the sources of this element can be Oil Chemical plant and Siberian Chemical plant, but people can use another type of waters, which can be the source of Br (see picture 4).



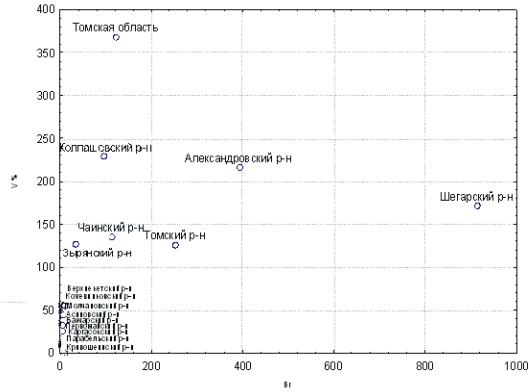
Picture 2



Picture 3



Picture 4



Picture 5

You can see graphics showing the connection between variation and average for elements. We can divide regions into groups with low, medium and high levels of accumulation and variation. In this slide we can select 4 groups of regions. Background regions are in the first group and they have low variation and average. Zuriansk, Chainsk, Kolpashevo regions are in the second group. They have low average and high variation. Alexsanrov and Tomsk regions are in the third group. They have high average and variation of Br. Shegarsk region is characterized by anomalous concentration and variation (see picture 5).

We plotted the map of Zn, Br, Cr, Co, Fe, Na distribution in thyroid gland in Tomsk area.

This distribution of elements in thyroid gland can explain different role in physiological processes in organisms. We must take into account not only anthropogenic factors, but also natural factors (composition of groundwater, specificity of rocks and soils and others).

INTERPRETATION OF IRON ORE DEPOSIT MAGNETIC FIELD IN URAL

S.N. Golopapa
Scientific advisor S.V. Danilova
Tomsk polytechnic university, Tomsk, Russia

Introduction

In summer, 2007 in the Ural region a geophysical survey was carried out by a group of students of Tomsk Polytechnic University. The Target of the geophysical survey was magnetic iron ores. The specific property of iron ores that is useful is the high values of their the magnetic field. That is the reason for using the magnetic survey.

Interpretation of magnetic field includes determination of the system of tectonic dislocations, the localization of zones of magnetite mineralization and differentiation of these zones into areas of the first order and the areas of the second order.

Magnetic properties of ore

Firstly samples of ore were taken from trenches which and studied for their magnetic properties.

Magnetic susceptibility variations were measured by the visual estimation of the percentage of magnetite during the field work on the trench surface from 10 and 16 (18 points). The correlation between magnetite concentration in a sample and the value of magnetic susceptibility with the correlation coefficient of 0.85 and (at the condition that ж >0.001 SI), lead to the linear regression equation:

$$CM = 222{,}22\ æ + 5{,}4317.$$

When æ is greater than 0,001, SI, the correlation will be linier.

Induction magnetism is functionally related to the magnetic susceptibility, so the equation of the connection between induction magnetism and percentage of magnetite can be calculated in the following way:

$$CM = 7 + 5.078\ J.$$

For an approximate estimation of percentage of magnetite it is possible to use the magnetic field measurements at an interval of 1 m on the trench surface 10, 16, 17, 18, where the percentage of magnetite concentration were visually determined by magnetic field measuring points (Goloven', 2007). Because measuring of the magnetic field on the trench surface and arial magnetic survey were conducted from the same control point, these results can be considered fully comparable.

The correlation between magnetite concentration CM in % and induction of the magnetic field T (in ntl) at the value of 0,82 (selected coefficient of correlation) can be approximated by dependence:

$$CM = T \cdot 10\text{-}6 \cdot (0{,}69169 \cdot T - 267),$$

This equation can be used for an approximate estimation of average magnetite concentration in the contours of magnetic anomalies. However it is necessary to note, that this dependence will be appropriate just for ore bodies that are located near the surface.

So if we know the amplitude somewhere in magnetite iron ore zone we can estimate the magnetite concentration of the ore body (see table).

Table

Dependence between magnetite mineralization and measured field

ΔT, ntl	4000	5000	6000	7000	8000	9000	10000
См, %,	10	16	23	32	42	54	66
Interval of См, %	5 -15	9 - 20	10 - 28	15 - 40	30 - 55	40 - 70	50 - 80

In-situ field measurements

The magnetic field was measured by automated magnetometers «МИНИМАГ». The distance between the cross-sections was equal to 50 meters. The distance between the points of measurement was equal to 20 meters.

For minimization of errors it is necessary to have a record of the magnetic variations. For the estimation of magnetic variation values and the need to register them, a trial record of magnetic variations was conducted during a long period of time, including nightly and daily periods. The record was made with an automated magnetometer of the same type, as the field magnetic survey («МИНИМАГ») in the automatic mode with the 1 minute period.

The quietest variations of magnetic field were observed during a nightly period (±2-3 ntl). In general the amplitude of magnetic variations during the day time reaches 20 ntl., which indicates the need to register these to achieve a projected accuracy of 10 ntl.

The subsequent measuring of the magnetic variations shown, indicates that their accurate measuring in every point was very problematic due to the short-period variations with the period of 2 min, «modulating» variations of a day time with a range up to 10 ntl. Therefore measuring of the magnetic field variations during day-time was conducted by linear approximation of the graphs from their approximately linear zones. The average quadratic error of such approximation results in a difference of between 1,5 to 8,6 ntl.

The fact that short-period vibrations are definitely related to the changes of the magnetic field, but not a failure in the recording process, was proved by the recording of variations, conducted simultaneously with three different magnetometers on the different places of the area.

Interpretation of the magnetic field

Measurements of the magnetic field were made in 33 cross-sections with 2160 m length and 30 cross-sections with 880 m length.

After that an isodynamic chart was built (fig.1).

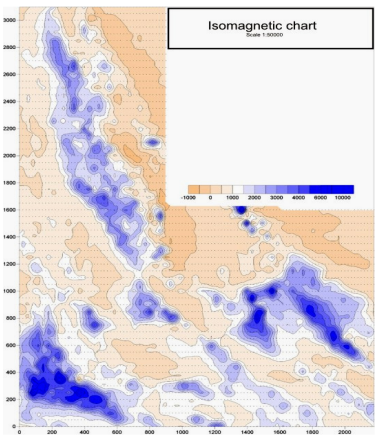


Fig.1 Isodynamic chart

In isodynams of the magnetic field the diagonal network of tectonic dislocations (faults) is reflected in its structures. The largest tectonic dislocations (first order) extend to the north west. The main tectonic dislocations (faults) are traced in the central diagonal area in a north-western direction and have a fixed magnetic field with high-gradient linear area, framed by linear anomalies of opposite sign.

From the intensity of magnetic anomalies in the examined area it is possible to select three perspective anomalous areas – diagonal, east and south-west. These areas have positive anomalous areas of high-peaks, sharply divided by areas with amplitude of magnetic anomalies up to 12 000 ntl.

Determine of location of tectonic dislocations is possible due to the behavior of the magnetic field.

The eastern area has an almost isometric form with local anomalies along the basic structures. Its size on a gradient area (approximately isodynam of 2000 ntl) is 700 kh 800 meters. The maximum amplitudes of the anomalies are 6000 – 11900 ntl. Areas of maximums here are narrow, and arc wise prolate, with sizes on isolines of 4000 ntl (tables of contents of magnetite to 15%) consisting of 70 kh 500, 200 kh 50, 100 kh 50 meters. For contoured isodynams of 6000 ntl and more (tables of contents of magnetite to 30 %) the sizes of these areas make ot 20 kh 50 to 30 kh 100 meters.

The south-west area is defined as a triangle in the south-west corner of the area and has sizes of 800 kh 300 meters. This area is characterized by the most intensive anomalies of the magnetic field in comparison to the previous areas – here the amplitude of anomalies at a maximum achieves 12 000 ntl, and during detailed investigation of the magnetic anomalies on cross-section №7 a maximum of 16000 ntl was observed. Here local anomalies are characterized by two extentions – on the western flank their extention is submeridional, on the east-north-western. Sizes of anomalous areas on isolines of 5000 ntl 250 kh 50, 150 kh 100, 200 kh 50 meters. On results of the analysis of a the map of the magnetic field it is possible to identify three perspective areas, and it is recommended to work out a detailed work program for these (fig.2).

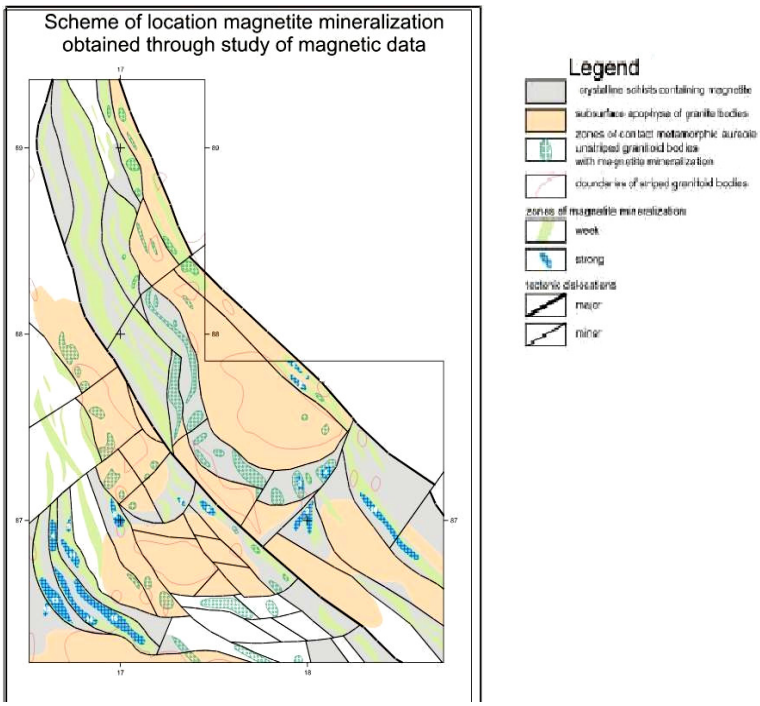


Fig.2 Scheme of location magnetite mineralization and tectonic dislocations

It is necessary to consider a south-west anomalous area (as first priority)-the area of the first order, (as second priority) east-the area of the second order and (as third priority) diagonal- the area of the third order. (Fig. 2)

Magnetic anomalies of the south-west anomalous area are approximated by the model curve. The model curve describes the magnetic anomaly above the sub-vertical layer with magnetite mineralization.

During the process of interpretation of the geomagnetic data the following was determined:

- The system of tectonic dislocations;
- The localization of three zones of magnetite mineralization.
- The area of the first order and the area of the second order.
- Magnetite ore bodies in the researched area are sub-vertical layers with depth about 250 – 300 m.

The results of the interpretation of the magnetic prospecting data were delineated by prospective drilling.

References

1. Логачев А.А., Захаров В.П. Магниторазведка. – Ленинград: Недра, 1979. – 349 с.
2. Миков Д.С. Методы интерпретации магнитных аномалий. – Томск. Изд-во Том. ун-та, 1957. – 178 с.
3. Тафеев Г.П., Соколов К.П. Геологическая интерпретация магнитных аномалий. – Ленинград: Недра, 1981. – 327 с.

MODELLIERUNG DER WÄRMEENERGIEVERTEILUNG BEI DER ELEKTROTHERMISCHEN BEARBEITUNG DER BOHRLOCHSTOßZONE

D.V. Gruzdov, E.S. Pjatkov
Wissenschaftlicher Leiter Dr. S.F. Sandu, Dozentin L.S. Ratner
Polytechnische universität Tomsk, Russland

Die thermische Bearbeitung der Bohrlochstoßzone ist bei der Gewinnung von schweren zähflüssigen Erdöle oder Öle mit hohem Gehalt des Paraffins und Asphaltteerkomponenten (mehr als 5-6 %) zweckmäßig. Da die thermische Bearbeitung der Bohrlochstoßzone in der Regel periodisch vor sich geht, sollen die Bohrlöcher verhältnismäßig nicht tief (bis zu 1300 m) sein, damit man nach der Extraktion der Erwärmungsausrüstung aus dem Bohrloch das Flüssigktsauspumpen bei der genügend hoher Temperatur in der Bohrlochsohle beginnen könnte.

Die Ablagerung des Paraffins und der Asphaltteerstoffe geschieht in der Bohrlochstoßzone in Abstand bis zu 2,5 m von den Bohrlochwänden, d.h. in der Zone der heftigsten Druckveränderung. Das löst eine starke Vergrößerung der Filterungswiderstände und die Herabsetzung der Bohrlochergiebigkeit aus.

Die Bohrlochstoßzone wird auf zweierlei Art erwärmt:

- mit dem Schichteinpressen auf eine gewisse Tiefe des Wärmeträgers;
- mit dem Herablassen einer Erwärmungseinrichtung zur Bohrlochsohle.

Das zweite Verfahren ist einfacher und billiger. Außerdem wird das Elektroaufwärmung der Bohrlochstoßzone mit dem Einpressen von Wasser, Dampf oder Kondensat in die Wärmeträgerschicht nicht begleitet, die mit den lehmhaltigen Komponenten der Schicht zusammenwirken könnten.

Da die Gesteine die schwache Wärmeleitfähigkeit besitzen, ist es problematisch, eine mehr oder weniger bedeutende Zone zu erwärmen. Wie die Rechnungen und Untersuchungen zeigen, beträgt der Halbmesser der Isotherme mit überschüssiger Temperatur von 40°C kaum 1 m.

Bei der Erwärmung der Bohrlochstoßzone werden die den Röhren, Bohrlochwänden, Filterzone und Schichtporen entfallenen Ablagerungen geschmolzen und vom Erdölstrom zur Oberfläche getrieben. Das verbessert die Durchlaßfähigkeit in der Bohrlochstoßzone. Außerdem sinkt die Zähigkeit und das verbessert die Erdölbeweglichkeit, was seine Migration in der Schicht erleichtert.

Die elektrothermische Bearbeitung. Dieses Verfahren des Anheizens der Bohrlochstoßzone wird mit Hilfe der Tiefelektroerhitzer realisiert, die ins Bohrloch mit Hilfe von Kabelseil hinuntergelassen werden.

Beim periodischen Elektroanheizen der Bohrlochstoßzone wird mit Hilfe des speziellen Kabelseils der Elektroerhitzer mit der Leistung von einigen Dutzend Kilowatt auf die nötige Tiefe hinuntergelassen. Die Erhöhung der Leistung führt zur Erhöhung der Temperatur in der Anordnungszone des Erhitzers bis zu 180 – 200°C, was die Koksbildung aus dem Erdöl verursacht.

Der Tiefelektroerhitzer (abb.1) besteht aus vier Hauptteilen: dem Kopf, der Klemmenhöhle, der Rohrelektroheizelementen und dem Perforationsgehäuse.

Der Erhitzer besteht aus drei U-förmigen Rohrheizelementen, die mit dem Flansch verbunden sind. Jedes Heizelement stellt eine Stahlröhre mit dem Durchmesser 17 mm dar, innerhalb deren die Spirale aus Nichromdraht im Quarzsand oder geschmolzenem Magniumoxid eingepresst ist. Die Letzteren dienen zur elektrischen Isolierung der Spirale von der metallischen Röhre, und sind Wärmeleiter. Der Elektroerhitzer ist für den Betrieb in den Bohrlöchern mit dem Rohrgestängedurchmesser von 146 mm und mehr bestimmt. Der Außendurchmesser des Elektroerhitzers beträgt 112 mm, die Länge 3700 mm, die Masse 60 Kg. Die Volleistung des Elektroerhitzers ist 21 KW, die Spannung 380 V.

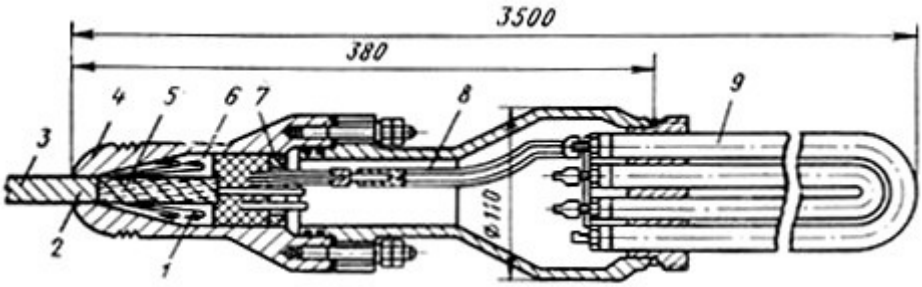


Abb.1 Bohrlocherhitzer:
1 – Kabelklemme; 2 – Drahtbinde; 3 – Kabel-Seil; 4 – Erhitzerkopf;
5 – Asbestumköppelung; 6 – Bleifüllung; 7 – Druckscheibe;
8 – Klemmenhöhle; 9 – Erwärmungröhren

Für periodisches Anheizen der Bohrlochstoßzone ist eine Selbstfahranlage für Bohrlochanheizen СУЭПС-1200 auf der Basis des geländegängigen Kraftfahrzeuges ЗИЛ-157Е entwickelt. Im Kraftfahrzeug sind die Messungswinde mit Trommel und Motorantrieb aufgestellt. Auf die Trommel wird das Kabel-Seil КТНГ-10 mit der Länge von 1200 m und dem Außendurchmesser von 18 mm aufgewickelt. Das Kabel-Seil hat drei hauptstromleitende Adern mit dem Durchschnitt von 4 mm^2 und drei Signaladern mit dem Durchschnitt von 0,56 mm^2. Das Aderfestbinden wird mit imprägniertem Lackstoff und lasttragender Umköppelung umwickelt, ausgehend von der Kabelreißkraft von 100 кН.

Die Praxis des Elektroanheizens der Bohrlochstoßzone hat gezeigt, dass die Temperatur in der Bohrlochsohle im Laufe von 4-5 Tagen der ununterbrochenen Erwärmung stabilisiert wird. In einigen Fällen setzt die Stabilisierung nach 2,5 Tagen (abb. 2) ein.

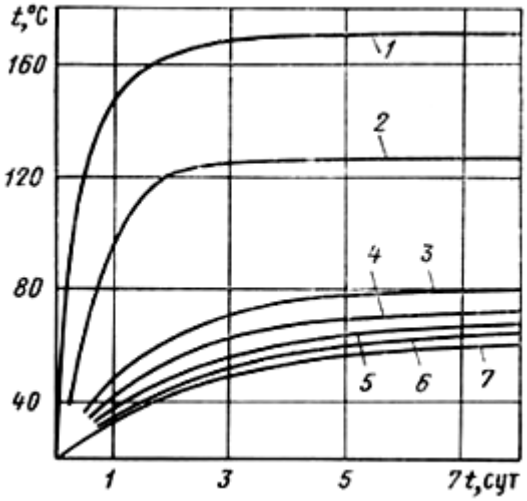


Abb.2 Zeitliche Temperaturveränderungen in den Bohrlochsohlen während des Elektroanheizens: 1 – 21 KW; 2 – 10,5 KW; 3, 4 – 21 KW; 5, 6, 7 – 10,5 KW. Kurven 1, 2 – für Bohrlöcher des Arlan-Erdölfeldes, die übrigen – für Bohrlöcher des Ischimbai-Erdölfeldes

Die Temperaturmessungen im Bohrschacht haben gezeigt, dass sich die erwärmte Zone ungefähr auf 20-50 m nach oben und auf 10-20 m nach unten vom Aufstellungsort des Elektroerhitzers erstreckt. Es wird durch konvektive Wärmeübertragung als Ergebnis der schwachen Flüssigkeitszirkulation in der Kolonne über dem Erhitzer erklärt. Nach den Angaben der Gewerbeerhitzer ПЗС in „Usbekneftj“ fällt die Bohrlochsohletemperatur nach dem 5-7-tägigen Betrieb mit der Erhitzerleistung von 10,5 Kilowatt und seiner nachfolgenden Abschaltung mit der Geschwindigkeit ungefähr 3-5 °C/h. Deshalb ist das Bohrloch sofort nach der Erwärmung in Betrieb zu setzen.

Die Erwärmungswirkung dauert cirka 3-4 Monate. Die Nacherwärmung zeigt in der Regel die Effizienzabnahme.

Nach den Ergebnissen von 814 Elektroerwärmungen in Usbekneftj waren 66,4 %, wirksam, dabei wurden zusätzlich 70,3 t Erdöl für eine erfolgreiche Bearbeitung gefördert. Nach den Angaben von 558 Elektroerwärmungen in Baschkirien waren 64,7 % effektiv, dabei wurde für jede leistungsfähige Bearbeitung 336 t Erdöl zusätzlich gefördert.

In Sachalinneftj betrug nach den Angaben von 670 Operationen die mittlere Effektivität 63 t Erdöl zusätzlich für eine Bearbeitung.

Die thermische Bearbeitung der Bohrlochstoßzone wird nicht nur für die Intensivierung des Zuflusses in Förderbohrungen, sondern auch für Druckbohrungen erfolgreich verwendet. Die thermische Bearbeitung ist für die Erschließung der Druckbhrlöcher mit schneidenden Reihen nach ihrer Erdöluntersuchung besonders wichtig. Besonders wenn die Schichttemperaturen niedrig und der Inhalt der Paraffine und Asphaltteerstoffe im Erdöl groß sind.

Literatur

1. Von http://de.wikipedia.org/wiki/Richtbohren.
2. www.geo.de Ölförderung: High Tech in der Tiefsee.
3. http://northsea-guide.com/arten.htm Bohrinseln in der Nordsee.

GEOSTEERING APPLICATION IN DRILLING OF HORIZONTAL WELLS. EXAMPLE OF PURNEFTEGAZ

O.B. Khamitov
Scientific advisor professor R.A. Valiullin
Bashkir state university, Ufa, Russia

First horizontal wells were drilled at the beginning of XX century. Due to the difficulty with drilling equipment and absence of theoretical basis horizontal wells were not drilled up to seventies of XX. Horizontal well drilling technologies developed very rapidly for the last forty years. The main reasons are: significant development of reserves in thick beds and impossibility of residual reserves development by vertical wells.

Horizontal wells are widely used. They are applied for the development of complicated reservoirs (fig. 1) (fields with several thin layers; fluvial and deltaic deposits; faulted reservoirs). Offshore deposits are developed only by horizontal wells. In this case drilling rigs are set up along the shore or in the islands and horizontal wells are drilled with high deviation up to 10 000 meters. Drilling of horizontal wells is more profitable. A horizontal well penetrates the most

of the reservoir in comparison with a vertical well. Therefore the flow rate of a horizontal well is from two to ten times higher than a vertical well flow rate.

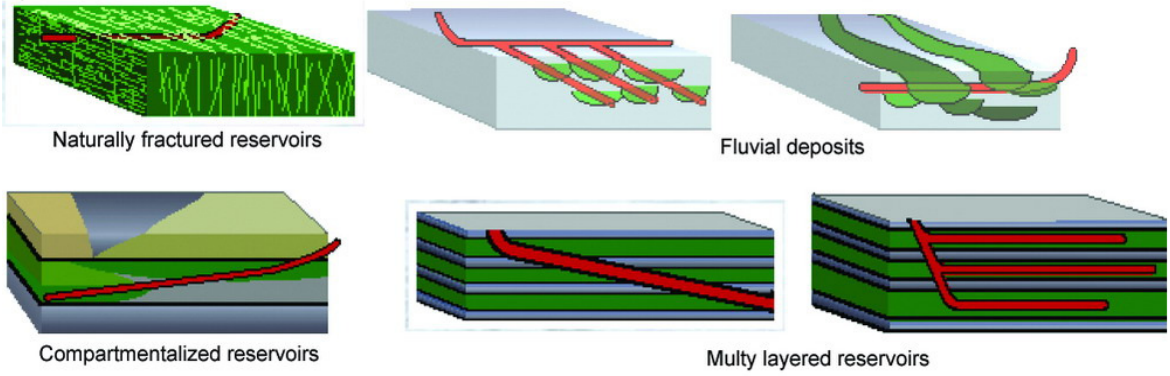


Fig.1 Reservoir types

Geosteering or geological control of a well trajectory is vitally important for a horizontal well penetrates net thickness of the reservoir. The maximum number of sand bodies should be used in field development. Geosteering may be defined as real time inspection and correction of horizontal well path during the drilling. Data acquisition and well path control are realized through logging devices and telemetry system. These units are included in bottomhole assembly and are located behind the downhole motor with bit.

Logging and telemetry data is transmitted to the surface and received by a computer. There are two types of data applied in geosteering: LWD and MWD. MWD data (measuring while drilling) consists of trajectory parameters (inclination and azimuth), drill-string borehole pressure, drill pipe vibration, drill column weight and turning moment. LWD (logging while drilling) data depending on logging devices build into bottomhole assembly may change. Usually LWD data contains induction resistivity, azimutal laterolog resistivity with high resolution, azimutal density, thermal neutron detection, velocity, seismic while drilling and nuclear magnetic resonance. Seismic while drilling allows to locate seismic horizons in depth. LWD and MWD data enables us to understand the reservoir geometry and properties while drilling in real time.

Geosteering process begins at the stage of a horizontal well project designing. First of all, an engineer and a geologist select the part of the oil field with significant reserves and plan the location of a horizontal well. Then the geologist makes the geological model. Flow model is built by the engineer on the basis of the geomodel. After that geosteering group or design group develops the drilling plan, selects the essential LWD devises and methods of log interpretation. Geosteering specialist constructs synthetic log diagrams for the subsequent process of geosteering. He builds the 2D synthetic models of the reservoir. These are gamma ray, resistivity, neutron and acoustic models (fig. 2). Prior work is considered to be completed on this stage.

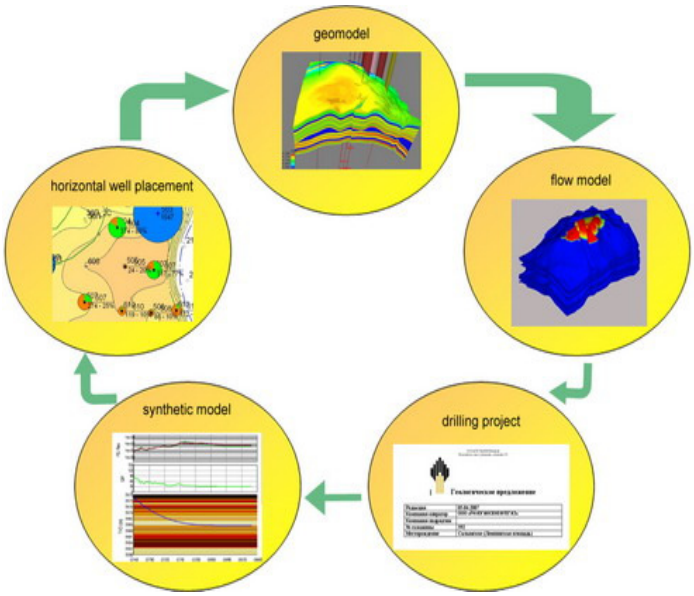


Fig.2 Geosteering preparation process

The next stage is drilling. A boring contractor begins to drill the horizontal well according to the project. During drilling a geosteering group corrects the synthetic 2D models, geological and flow models by analysis of LWD and MWD data in real time (fig. 3).

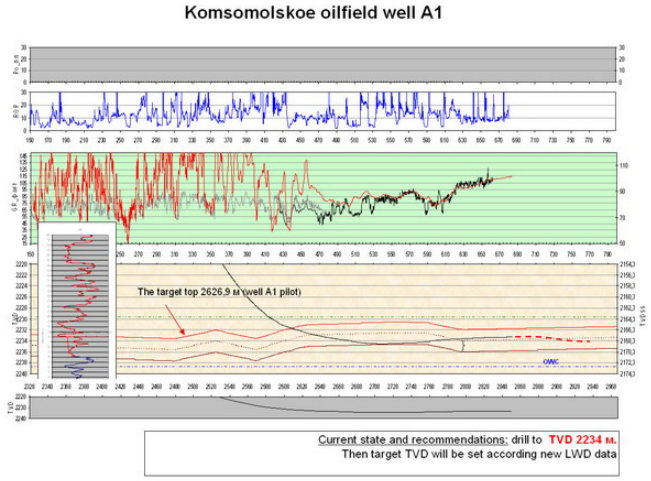


Fig.3 Example of geosteering process

If geological conditions will be different from initial geomodel conditions and initial well trajectory shifts to the non reservoir, geosteering engineer optimize the well trajectory as required. Thus well path optimization is realized (fig. 4). After the drilling final logging is carried out, geologic and flow models are updated. Engineer of design group corrects and prints well operation parameters (starting flow rates, cumulative production and behavior of flow rates by time). The final step is horizontal well completion. After well start the monitoring of a horizontal well is important during all period of production.

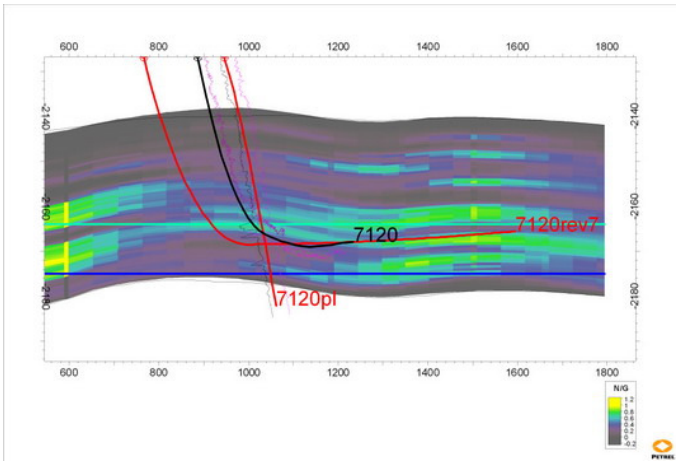


Fig.4 Well path optimization

Geosteering process needs for special equipment in the bottomhole assembly. These logging tools set up in immediate proximity the bit. They allow us to record LWD data real time. Generally a bottom hole assembly consists of: drilling bit, downhole motor, resistivity logging tool, inclination system and the nuclear logging tool (fig. 5). LWD data may be transmitted to the surface using different communication link (hydraulic, electromagnetic, wire line). The hydraulic link is the most commonly used all over the world. LWD data is recorded in binary format. Then the binary code is transformed into pressure changes in drilling mud at the bottomhole by special transmitter. Pressure changes extend throughout mud to the surface. Wellhead sensor registers these pressure pulses and transforms them into electric binary code back. After that binary code is received by computer and a geosteering engineer can work with LWD data real time.

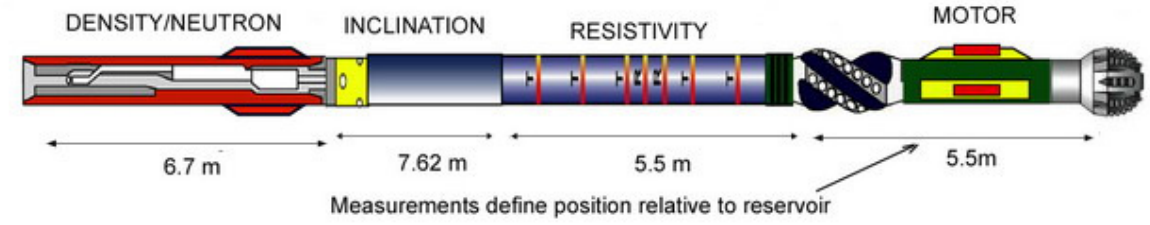


Fig.5 Bottomhole assembly

Geosteering is applied last 10 years only. Drilling with geosteering is more expensive as compared with usual «geometrical» drilling of horizontal wells. This technology requires the special bottomhole assembly, complicated logging tools, system of data transmission from bottomhole to the surface and the communication link between the rigs and the geosteering centers. Moreover good specialists who understand geosteering process are rare all over the world. Nevertheless geosteering application results in 85 – 95 percent net pay of well length. Oil flow rate increases in 2 or more times. On the over hand geosteering application allows to include the compartmentalized zones of the reservoir and increases the recovery factor. Additional oil production gives the oil companies considerable profits.

SPECIFIC CONDITIONS OF LNG TRANSPORTATION

M.S. Kostikov, V.S. Chumakov
Scientific advisors associate professor A.V. Pankratov, associate professor R.N. Abramova, associate professor L.M. Bolsunovskaya
Tomsk polytechnic university, Tomsk, Russia

LNG is the liquid form of the natural gas people use in their homes for cooking and heating.

LNG is also currently being used as an alternative transportation fuel in public transit and in vehicle fleets such as those operated by many local natural gas utilities companies for maintenance and emergencies.

What is LNG?

- LNG is natural gas that has been liquefied by being cooled to approximately -160°C (-260°F);
- LNG 1/600 volume of Natural Gas, making it practical to transport by ship;
- Typically ~ 95% methane (CH_4) with small amounts of ethane, propane, butane and nitrogen;
- Colorless, odorless, non-toxic, non-carcinogenic and in liquid form has ~45% density of water;
- Can be stored and transported in insulated tanks at standard atmospheric pressure.

When vaporized, it burns only in concentrations of 5% to 15% when mixed with air. Neither LNG, nor its vapor, can explode in an unconfined environment.

The reduction in volume makes it much more cost-efficient to transport over long distances. Where moving natural gas by pipelines is not possible, it can be transported by specially designed cryogenic sea vessels.

LNG Value Chain

The LNG «value» chain consists of four segments:

Exploration and Production activity ranges from the development of ideas about where natural gas resources might occur, to the mobilization of financial capital to support drilling and field development, to ultimate production;

Liquefaction. The liquefaction process entails cooling the clean feed gas by using refrigerants. By liquefying the gas, its volume is reduced in 600 times;

Transportation. LNG transported from the point of liquefaction to the final destination;

And receiving, storage and regasification perform at the final destination.

Shipping

Shipping is a transportation of LNG by special ships on water.

LNG tankers are double-hulled ships specially designed and insulated to prevent leakage or rupture in an accident. The LNG is stored in a special containment system within the inner hull where it is kept at atmospheric pressure and cryogenic temperature -160^{o}C (-260F).

Two types of cargo containment systems have evolved as modern standards. There are:

1. The spherical (Moss) design; (The first design of LNG Vessels. Historically most of the LNG ships used spherical (Moss) tanks. Moss-type ships are easily identifiable as LNG ships because the top half of the tanks are visible above deck).



Fig.1 Kvaerner-Moss Spherical Tank

2. However, the trend is toward membrane design. They have 2 modifications:

GTT No 96 Membrane Containment System

GTT Mark III Membrane Containment System



Fig.2 GTT Mark III Membrane Containment System

The typical LNG carrier can transport about 125,000 – 138,000 cubic meters of LNG, which will provide about 2.6 – 2.8 billion standard cubic feet of natural gas. The typical carrier measures some 900 feet in length, about 140 feet in width and 36 feet in water draft and costs about $160 million to build. This ship size is similar to that of an aircraft carrier but significantly smaller than that of a Very Large Crude Carrier used to transport crude oil. LNG tankers are generally less polluting than other shipping vessels because they burn natural gas in addition to fuel oil for propulsion.

In 2002 quantity of Moss-type ships constitute 47% of all LNG Vessels and the rest ships were membrane design.

But to 2010 a quantity Moss-type ships will constitute only 13% of all LNG tankers.

Safety and Risks of LNG Transportation

- LNG shipping industry has an excellent safety record
- No shipboard fatalities over the life of the industry associated with cargo
- No major losses of cargo and only one minor LNG on-board fire
- Two groundings resulting in major hull breaches without cargo loss
- Since 1974 there have been on average ~75 LNG carriers in operation
- Over 45,000 LNG voyages covering more than 60 million miles during the history of the
- industry
- LNG shipping is viewed as a lower risk vs. crude oil
- Liability focus is on fire and damage vs. pollution.

Pipeline transportation of LNG

LNG Pipelines are needed to transport LNG from the vessel to the storage tanks and from the storage tanks to the natural gas exporting pipeline. It is a very important part of a technologic process.

Pipe Configuration

There are 2 typical pipe constructions:

- Pipe in Pipe:

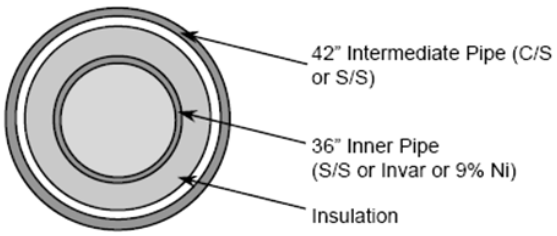


Fig.3 Pipe in Pipe Constraction

- Pipe in pipe in Pipe:

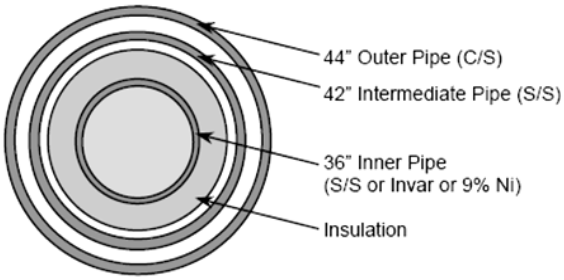


Fig.4 Pipe in Pipe in Pipe Construction

A typical Pipe in Pipe subsea LNG pipeline system consist of the following components:

- Outer pipe made from carbon steel or stainless steel;
- Inner pipe made from stainless steel or 9% Ni alloy;
- Izoflex Insulation.

Pipe in pipe in Pipe configurations have be proposed by some of the suppliers where there is a need for secondary containment and concerns about the long term integrity of stainless steel in seawater have lead to the use of an extra outer pipe of carbon steel.

Sometimes inner pipe is made from 36% Ni alloy.

Pipeline Material Data

There is a table which characterizes pipeline materials by the following parameters:

Table 1

Pipeline Material Data

Parameter	9% Ni-Steel Pipe	Stainless Steel (304L) Pipe	36% Ni-Steel Pipe
Steel Density (kg/m3)	7860	8000	8120
Coefficient of Thermal Expansion (K-1)	9.5 x 10-6	16.6 x 10-6	1.5 x 10-6
Thermal Conductivity (W/m.K)	28.5	15.0	10.5
Young's Modulus (GPa)	186	200	148
SMYS (MPa)	515	203	210
SMTS (MPa)	690	514	420

Where:

SMYS – Stability margin of yield strength;

SMTS – Stability margin of tensile strength.

Advantages of pipeline transportation

- Increase volume of transported gas;
- Decrease transportation costs;
- Decrease the environmental and visible impact.

Conclusions

In conclusion it can be said that:

- LNG transportation is an easy and profitable way of transportation gas on a big ranges or overseas;
- LNG transportation is a safety and environmental friendly industry;
- LNG transportation is a perspective and technically advanced business.

MATHEMATIC MODELING OF HEAD HYDRODYNAMIC FIELD EXCITED BY GEOTECHNICAL SYSTEMS

A.A. Lukin

Scientific advisor professor M.M. Nemirovich-Danchenko

Tomsk polytechnic university, Tomsk, Russia

The aim of research - numerical definition of wave characteristics in a head field and substantiate borders of hydrodynamic influence of geotechnical systems (GTS). However the research touches two problems. The first - studying wave processes and the phenomena in water-head systems. The second - a substantiation of new physical criteria and estimation methods of hydrodynamic influence on bowels of a big class GTS (groundwater intake, ranges of pumping, gas-and-oil producing industry, water storage, hydroelectric power station, etc.).

Two tasks are solved: 1) computer modeling of harmonious low-frequency excitation of a head hydrodynamic field from a single well; 2) modeling of a natural head field in real interrupt commercial injection operation liquid radioactive waste of the Siberian Chemical Complex.

In the first task the head hydrodynamic system is harmoniously excited by absolute well. Initial hydro-geological conditions are constant in the planned experiment. Variable conditions of experiment accept the period and amplitude of harmonious excitation of a pressure head field. Program HydroGeo have cannot set fluctuation of the charge in a well on harmonious function. Therefore the conditions have been executed in regular intervals step change of the flow rate. The modeled diagram of flow rate Q=f(t) is shown on Fig.1a. There are three durations of the periods in the experiment - 1, 24 and 360 day. Also there are three amplitude values in harmonious fluctuation of the flow rate. In the course of the experiment these values differed according to the mathematical order - 9.6, 96, and 960 m^3/day.

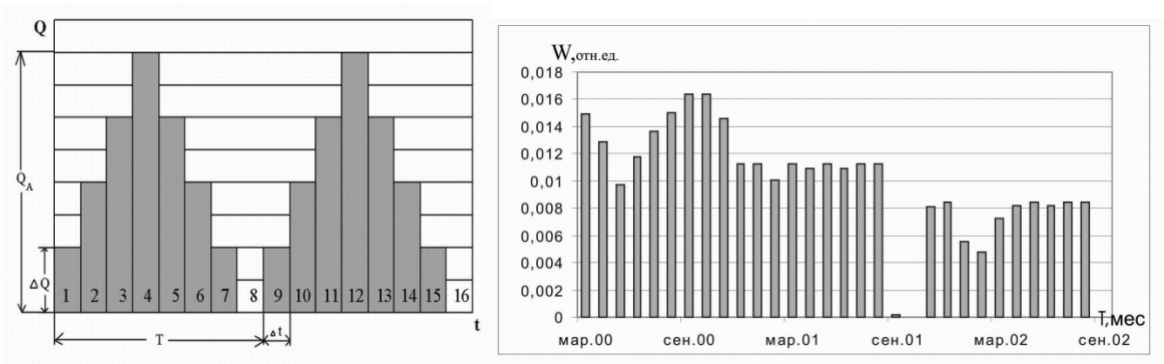


Fig.1 Diagram of head field excitation in time: a - flow rate (Q) for conditions of an experimental task; - volumes (W) injection of waste in Technological Horizon II through well H-16 (explanatories in the text)

In the second task the head field of two technological aquifer was modeled in industrial injection mode liquid waste of Chemical Complex. Fig. 1 illustrates the typical example of injection in the input wells H-16, which describes dynamics of average monthly volumes injection in relative units. Apparently, nowadays industrial injection is a non-uniformly faltering mode. The modeled hydro-geological section of Technological Horizons II and III is brought in the work [6]. Modeling is executed separately in a mode injection of each input well and separately in a technological mode of group injection in Technological Horizons II and III.

Results of modeling. Results of modeling of both tasks have been presented by functional graphics of three kinds: H=f(r), H=f(t) and A=f(r). As an example let us see graphic of A=f(r) shown on fig.2 from the multiple received graphic. On this graph the border of hydrodynamic influence of separate well is defined or wells united in GTS. Fig.2 illustrates the curves of peak attenuation «running waves» for the subtasks 3, 6, 9. For these subtasks mounts of flow rate are constant - QA = 960, ΔQ = 240 m^3/day. Periods (T) and duration of time phases Δt is various: T_3 = 1 ($Δt_3$=0.125), T_6=24 (Δt6=3), T_9=360 (Δt9=45) days (fig.1a). Fig.2b shows two curves A=f (r), received after modeling of industrial injection waste in input well H-16. For making this schedule was used ΔH=A=Hmax-Hmin on the first and second halfwaves of industrial injection which are shown in schedules H=f(t) (fig.1б).

Schedules in fig.2a show the important phenomenon - «cutting of frequencies» known in the physics of waves [7]. It is expressed that at equal amplitude of excitation from some value of frequency peak characteristics of attenuation waves become relatives independent of frequency of excitation.

Received curves A=f (r) (fig.2) are used for delimitation of hydrodynamic influence of non-uniformly working wells GTS. Delimitation can be executed in graphic and settlement ways.

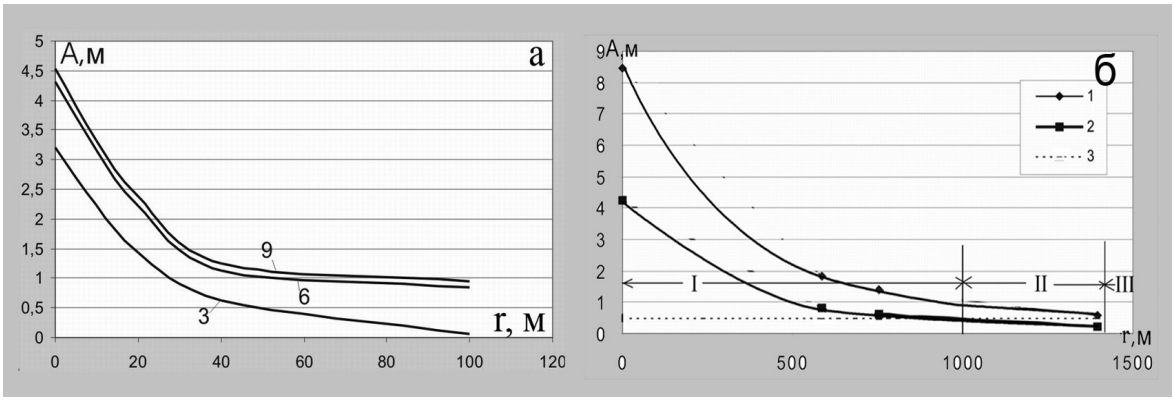


Fig.2 Schedules A=f(r): a - for conditions of experimental subtasks (explanatories in the text); b - for conditions industrial injection liquid waste: 1 - curve of wave attenuation at maximum level injection; 2 - curve of wave attenuation at minimum level injection; 3 - medium level of natural fluctuations ΔH; 4 - borders of zones of monitoring: I - near, II - average, III - distant (explanatories in the text)

At a graphic way it is necessary to be set by limiting amplitude below which influence of a source is insignificant. Through ordinate of limiting amplitude it is spent direct, parallel axes r. The point crossing of a straight line and curve A=f(r) is the end of radius of influence. This way is shown on fig.2b. Here limiting for Technological Horizon II is 0,5 m which corresponds to mid-annual levels of underground waters fluctuations in natural conditions. Fig.2b also shows the graphic way of substantiation functional zones of hydrodynamic monitoring GTS. For settlement way substantiation borders of hydrodynamic influence, it is necessary to know one addition wave characteristic - length of a "running" wave (λ). It is determined by modeling. Further calculations are reduced to definition of decrement of attenuation, ϑ [9, 10], numbers of waves (n), where the amplitude reaches the limit (A_n), and the corresponding radius of influence (r):

$$\vartheta = \ln \frac{A_i}{A_{i+1}} \quad (1), \qquad n = \ln \frac{A_o}{A_n} / \vartheta \quad (2), \qquad r = n\lambda \quad (3),$$

where A_i and A_{i+1} - values of two consecutive amplitudes (or identical phases) each subsequent wave (i=0,1,2, …, n). A_0 - amplitude in a source of excitation.

For example show the results of calculations of borders of peak attenuation of excited «running» waves in a head field for conditions of the nine subtasks (the curve of attenuation 9 is shown on fig.2a). Modeling of nine subtasks entering into scheduled experiment, and calculations showed, that the length of a «running» wave equals 80 m for all conditions of initial frequencies and amplitudes of excitation. Values of amplitudes in well (A_0) at the distance of 80 m (A_1) equal 4.54 and 1 m accordingly. In formula (1) decrement of attenuation ϑ = 1.51. And if limits of boundary amplitudes are A_n: 0.5-0.05-0.005 m, we receive boundary radiuses: 117-239-361 m, using dependences (2) and (3). That is mean that if amplitude of excitation will be 4.54 m with the one year period (in the set hydrodynamic system) the amplitude decreases up to 5 mm on distance of 361 m from a source of excitation of a head field.

References

1. Башмаков В.И., Боревский Л.В. Вартанян Г.С. и др. Исследование водоносных горизонтов методом колебаний // Водные ресурсы, 1986. – Т.13. – С. 234 – 239.
2. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. – М.: Недра, 1973. – 248 с.
3. Букаты М.Б. Разработка программного обеспечения для решения гидрогеологических задач // Известия ТПУ, 2002. – Т. 305.– Вып.6. – С. 346 – 365.
4. Бураков М.М. К определению фильтрационных параметров водоносных пластов по результатам прослеживания свободных и вынужденных колебаний уровней подземных вод // Изв. вузов. Геология и разведка, 1999. – №6. – С. 97 – 108.
5. Вольницкая Е.П., Вольницкая Э.М., Лурье М.В., Прилепский В.П. Определение гидрогеологических параметром водопроводящих коллекторов методом импульсного воздействия на пласт // Изв. вузов. Геология и разведка, 1999. – №5. – С. 83 – 88.
6. Зубков А.А., Макарова О.В., Данилов В.В. и др. Техногенные геохимические процессы в песчаных пластах-коллекторах при захоронении жидких радиоактивных отходов // Геоэкология, 2002. – №2. – С. 133 – 144.
7. Крауфорд К. Волны. Берклиевский курс физики. Том III. Перевод с англ. // Под. ред. А.И. Шальникова и А.О. Вайсенберга. – Изд. 2-е. испр. – М.: Наука, 1976. – 528 с.
8. Огильви Н.А. Физические и геологические поля в гидрогеологии. – М.: Наука, 1974. – 160 с.
9. Стрелков С.П. Введение в теорию колебаний. – М.: Наука, 1964. – 437 с.
10. Физический энциклопедический словарь / Гл. ред. А.М. Прохоров. – М.: Бол. Рос. Энциклопедия, 1995. – 928 с.
11. Форхгеймер Ф. Гидравлика. – М.–Л.: ОНТИ, 1935. – 616 с.

FACTOR ANALYSIS OF GAS CONTROL DISBALANCE

J.N. Pichugina
Scientific advisor associate professor I.A. Matveenko
Tomsk polytechnic university, Tomsk, Russia

Gas is a basic energy source for domestic and industrial needs in Western and Eastern Europe, and countries of the Commonwealth of Independent States, Minor Asia, and Near East. Complicated system of gass-pamping stations and trunk pipeline have been built for gas transportation over long distances. Gas flow in branched-pipes system is a commodity for gas production enterprises, gas-transport companies, wholesale dealers, gas-distributing stations and ultimate consumers.

Such complicated and branched gas equipment between the gas field and the consumer should have transparent, multilevel control system. System includes the following primary functions:

- gas volume measurement to deal with business partners;
- in-process regulations (gas parameters, gas losses, contingencies);
- optimization of process and saving of gas consumption.

This system becomes more and more actual in terms of price increase, market and gas equipment development.

The main purpose of gas accounting system development is a uniform system of measurements of all distribution and consumption levels, that high reliability as a result of gas volume calculation for business accounting.

Uniform system of measurements should be used for:

1. Development of technological control and loss enhancement;
2. Making and application the flexible tariff policy, which leads to saving of gas consumption.

Streamlined system of gas measurement and gas accounting of all levels is a principal factor for gas energy measurement and gas energy control, as a basic parameter for business accounting.

«Factor analysis. Summary and Guidelines for control optimization»

«Gas assessment error»

Let us consider the influence of measurement error factor of gas assessment and reduction to the standard conditions of gas volume.

Gas volume measured by the gas-counter, should be reduced to the standard conditions:

$$V_c = V\frac{PT_cZ_c}{P_cT},$$

where, V – gas volume measured by the gas-counter, P – absolute pressure in the pipeline, Z_c – compressibility factor under the standard conditions, T_c – gas temperature under the standard conditions, P_c – absolute pressure under the standard conditions.

Recommendation:

The influence of measurement error on the disbalance defined by the relative counter error is decreased by the device of high accuracy.

Turbine and rotational gas counters of leading producer, such as Schlumberger, Elster, Dresser have very small systematic error, therefore at calibration of these flowmeter the error curve lies in the range of 0,5%.

Requirement for accuracy of the device, first of all, is to be determined by the gas flow. The more the gas flow passing through control device, the higher should be the degree of accuracy.

«Temperature effect on measurement fault»

Measurement error of gas volume depends greatly on the temperature; gas volume changes by approximately 1%, at temperature changes by 3°C (degree):

$$\delta V_c \approx -0{,}34\cdot\delta T,$$

where, δV_c – relative calculation error of the gas volume under the standard conditions; δT – absolute error of gas temperature measurement in operating condition (°K).

In different season gas temperature in pipeline changes in the wide range (-20°C to +40°C) depending on pipeline position and lack of measurement of gas temperature, and hence, correction of gas volume can result in large errors in calculations of gas volume in the standard conditions.

Recommendation:

To decrease the measurement error in the standard conditions, depending on the gas temperature it is necessary to measure gas temperature in the gas counter zone with error not more than 0,5-1°C, in real time. It is desirable to correct the gas temperature scale. One should correct the temperature if gas flow passing through the gas counter is more than 10 m^3/h and gas temperature fluctuation is higher than 5°C.

The most accurate way of controlling temperature influence is electronic corrector in temperature or pressure, temperature and gas-deviation factor.

For the gas-counter installed indoors, the requirement of correction in temperature is not strict.

«Gas pressure effect of measurement fault »

Gas pressure changes gas density or gas volume directly proportionality, therefore, the relative error of gas calculation in the standard conditions depends on relative error in gas-pressure measurement directly proportionally:

$$\delta V_c \approx k_p\delta_p,$$

where, δV_c – relative error of gas volume calculation in the standard conditions; δ_p – relative error of gas pressure measurement in operating condition; k_p – coefficient of proportionality.

Gas in net of gas-distributing station passes several reduction stages. The higher the gas pressure measured, the more essential influence of error pressure measurement on unbalance number.

Measurement and registration of pressure is necessary for measurement of gas volume when supplied from gas-main pipeline to the net of gas-distribution station, as well as at all gas control units in the sectors of high and average pressure of gas distribution stations (from 12 bar to 0,05 bar). In this case the advisable range of error is to be within the range of 0,2-0,5%.

In every control system functioning in the nets of high and average pressure we recommend to fit PTZ (pressure, temperature, compressibility factor) corrector.

Like any device a pressure meter device with springing element loses its properties in the course of time, which increases in pressure measurement error. Therefore, pressure meter should be chosen thoroughly. It must have constant parameters for a long time.

As international practice shows, it is inefficient to correct pressure in the low pressure nets for the following reasons:

- gas pressure variation in the low pressure net are in the range of 15 Mbar, that results in gas volume error 1,5%.
- in the formula of gas reduction to the standard conditions the absolute pressure is used. As the atmosphere pressure changes in the range compared to the fluctuation in pressure, therefore, gas is reduced to the standard conditions only by gas fluctuation in net without taking into account the compared fluctuation of atmosphere pressure is incorrect.

The problem is easily solved by introduction of a single factor to readigns of low pressure meter (e.g. 1,03-1,05), which takes into account reduced volume in standard conditions.

Recommendation:

Control systems (flowmeter-counters) of high and average pressure nets are recommended to supply with PTC-correction.

Control systems of low pressure net with expanse of more than 10 m^3/h are recommended to supply with T-correction.

Gas-meters are recommended to install inside the house, which decreases the temperature error component.

«Error of measurement results analysis»

When absolute error of measurement results analysis as well as automatic recorder are present it is in the range from 1 to 5%, which is essential at large volume of consumption.

To decrease the error we should always use electronic devices for reading a processing data.

«Limited dynamic range»

Unbalance number can reach 30% as a result of a limited dynamic range of control system. This is significant number at large volume of consumption.

Recommendation for decreasing the bottom of the measurement dynamic range.

Let us consider three methods:

Intensive study of gas-operating devices will allow us to determine the real maximum gas flows through accounting system and choose device by Q_{max} correctly.

Control system should be installed with the maximum dynamic range.

For example, turbine gas counters of leading firms may gauged in the range of 1:30 and rotational gas-counters – in the range of 1:50.

In flow changes within the range are more than 1:100 or more, and then it is recommended to install more than two devices with different overlapping dynamic range. In this case, this or that pipeline is switched on depending change in consumption.

For low pressure net it is recommended to install membrane gas counter with dynamic range 1:150. This counter has shown itself all over the world as a reliable and a simple-in-use device.

3. End-to-end control system.

Following this principle, control system should be organized in such a way that if flow through the unit is less than Q_{min}, the measurement will be by the devices of lower level.

«Investments and profit»

- The first stage: this stage is the most expensive and time consuming. In this stage the system is provided with modern control devices. The expense includes cost for devices, cost for installation of adaptation gas net for control system implementation. Compensation period of investment is 6-8 years.
- The second stage includes creation of automatic accounting system at the gas-distribution level. This stage requires less expense. Profit consists in considerable decrease in losses by means of on-line control, reduction of service expenses, improvements in payment. Compensation period of investment is 4..5 years.
- The third and the fourth stages are designed into integration of the local systems in a united government system, optimization of transport, distribution and gas consumption processes by means of development and improvement in government standards. Compensation period of investment is 3 years.

The further disbalance modeling and forecasting in control system is possible in case of development of the united gas control system. The basic principle of its formation is centralization of information about gas consumption volume from every gas-distribution station and their automatic processing.

References

1. ISO 5167 «State system for ensuring the uniformity of measurements».
2. Kozicki A.I. System of gas measurement, 2004.
3. Shornikov E.A. Flowmeters and gas-meters, gas control, 2002.

ANTHROPOGENIC UNDERFLOODING AS A RATIONAL RESTORATION PLANNING FACTOR OF TOMSK ARCHITECTURE MONUMENTS

V.D. Pokrovskiy
Scientific advisor associate professor R.N. Abramova, professor E.M. Dutova
Tomsk polytechnic university, Tomsk, Russia

Tomsk as an ancient student, cultural and industrial center of Siberia has many monuments and buildings of stone and wooden architecture. One of the most significant items in the town planning policy is the restoration and conservation of these monuments and buildings. Like many other cities and towns in the world, Tomsk is confronted by one and the same geological problem – anthropogenic underflooding. Anthropogenic underflooding is the rise of shallow groundwater levels provoked by the town's activities under the influence of natural and anthropogenic factors, including territorial geological structure and drainage system, underground water intensity and its poor water flow and evaporation. The objective of the following research paper is to estimate the threat rate and degree of this process on Tomsk architecture monuments and buildings and find the optimal solution to this problem with minimum financial expenditure. All data was based on previous research materials, as well as, the application of modern GIS technology. The following materials were available – paper copy maps, showing water-bearing horizon borders, groundwater levels, geological cross-section types and water consumption rate. GIS systems: MapInfo and ArcView made it possible to transfer the paper-copy maps into electronic ones, and create an electronic base of Tomsk architecture monuments and buildings as a geographical coordinate system with the help of GPS satellite system. Original paper-copy maps were scanned and transformed into raster picture format and, then, processed in CorelDraw program. To position separate raster sections interactive transparence was applied. Color registration was in format *.bmp.

Obtained raster was then used in GSI MapInfo as a base for map element details. The geo-hydrogeological information is depicted as line groups (isolines of groundwater level, perched water, undergroundwater depth) and closed polygons (territorial contours of perched water development with different filtration cross-section types, and areas with different water consumption intensity).

All architecture monuments and buildings were depicted as electronic points, and additional information of these objects were included on an attributive table with a reference picture files, which can be visualized through «hot connection».

Developed inform-search system program makes it possible to find all necessary information about the hydrogeological conditions in any location of Tomsk, especially in the locations of architecture monuments and buildings. This program showed the possible and most significant locations of anthropogenic underflooding, such as Belovja Lake, Moskovski Tract, Bogoyavlenski Cathedral, and several TSU buildings.

PARAFFIN FORMATIONS IN PIPELINE TRANSPORTATION

R.V. Savitskiy
Scientific advisor associate professor R.N. Abramova
Tomsk polytechnic university, Tomsk, Russia

In oil transportation the following major factors complicate this process:

- Paraffin deposition;
- Corrosion;
- Salt deposition.

Paraffin deposition is a very important and widespread problem. Paraffin deposition is also called «a scourge of oilmen», as these depositions are seen in the well, in oil and gas equipment, in pipeline and reservoir. This problem is actual all over the world, not only in Russia. These problems are concerned with the formation of viscous substance dark-colored (paraffin) covering the internal pipeline surface.

Paraffin deposition deposited on the pipeline walls are the mixture of heavy paraffin hydrocarbons structure $C_{17}H_{36} – C_{36}H_{74}$ and hybrid hydrocarbons alkane-naphthene.

The structure of paraffin deposition depends on the oil composition and thermodynamic conditions under which depositons are formed. Depending on thermodynamic conditions the paraffin composition is various. They differ according to pyrobitumen, resin and heavy hydrocarbon contents.

Paraffin depositions are characterized by the following composion:

- Paraffin and hybrid (10-75%);
- Asphaltene (2-5 %);
- Resin (11-30%);
- Connected oil (up to 60%);
- Mechanical impurities (1-5%).

Paraffin fusion temperature is 45-54^{o}C. Paraffin boiling temperature not more than 550^{o}C.

Necessary conditions of depositions formation are:

- Presence of high-molecular hydrocarbon paraffin chains in oil;
- Temperature decrease of oil flow to values at which allocation of their oil of those conditions when heavy paraffin phase is formed;
- Paraffin deposition with pipeline surface resulting in full washout of the depositions by oil flow.

Mechanism of deposition formation on a pipeline surface is discrepant. According to V.P. Tronov (1970) paraffin crystals formed in oil volume are not an indivisible part of paraffin deposition formation. Other researchers consider, that depositions are formed due to molecule movement and paraffin micro crystals are perpendicular to the oil flow movement.

According to modern theories the formation mechanism and paraffin depositions is especially important to the transportation of particle along the surface.

Basic consequences of paraffin lose:

- Hydraulic resistance increase, decreasing the pipeline capacity;
- Rheological oil properties changes;
- Paraffin micro crystals, crystallizing on border line water-oil phases, stabilize water-oil emulsion.

There are about 20 basic methods of paraffin deposition control. A variety of existing methods sindicate of precise classification and correct understanding about the reasons paraffin lose in oil and the mechanism of paraffin deposition formation on a pipeline surface. At present, the given problem is actual.

First of all, all methods of paraffin deposition control pipelines are subdivided into:

- The methods concerning prevention of paraffin deposition;
- The methods concerning direct elimination of paraffin deposition.

Methods of paraffin deposition control can be divided into chemical, technological, vibrating, with the application of constant magnets, mechanical, microbiological and thermal.

Chemical method is directed to the removal of paraffin accumulations by means of organic solvents and water solutions with various compositions of surface-active substances. Chemical method consist in the preliminary destruction or dissolution with subsequent removal. The following solutions are used:

- Organic solvents with high dissolvable ability;
- Water solutions of surface-active substances.

Effective way of liquidation of paraffin accumulation is solvents the volume are of which defined by the quantity of paraffin, it's composition and solubility.

Prevention of paraffin accumulation is carried out by chemical substances (reagents) of various compositions.

Compositions of surface-active substances influence the nature of pipeline surface and dispersed paraffin accumulations, that are on pipe surface, created by hydratable film.

Technological method consist in fettling of pipe internal surface (coatings glass, enamel, epoxide resin, polythene). Coatings cause weak adhesiveness with pipe surface. Fettling allows not only to eliminate paraffin accumulations, but also corrosion.

Vibrating methods allow to create ultrasonic fluctuations in the field of paraffin accumulations influencing paraffin crystals, which cause micro movement that interferes with paraffin accumulation on pipe walls.

Application of constant magnets is based on the activation of a liquid flow and the formation of temporary domains (magnetic molecular size) on heavy hydrocarbons surface of oil (paraffins), and also on a salt crystal surface, sand and rust are always present in oil. The above-mentioned method which is connected with the advent of high-energy magnets on the basis of rare-earth materials is of interest today.

Microbiological method of the accumulation prevention and removal is based on mechanical destruction by crystal skeleton microbes from paraffin in accumulation (biodegradation) and formation of such microbes products possessing properties of surface-active substances. It promotes destruction of accumulation and their washout.

Thermal methods are based on the ability of paraffin fuse at temperatures above 50^{o}C and to flow down heated surfaces. For creation of such temperatures a special source of heat is placed in the zone of accumulation.

Mechanical methods assume removal of already formed paraffin accumulation on the pipeline surface. The whole scale of pigs various designs have been developed.

In practice, various combination of above-mentioned methods are used. Thus the greatest technological and economic benefit as a result of essential process increase and complete removal of paraffin accumulation. Nowadays the most effective prevention methods of paraffin accumulations are vibrating method and method with the application of constant magnets, for removal of accumulation the most progressive are mechanical methods.

References

1. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними / В.П. Тронов. – М., 1970. – 216 с.
2. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции: Учебное пособие / Н.А. Сваровская. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – 268 с.
3. http://www.ppsa-online.com/about-pigs.php.

WATER USE LEGAL CONTROL DURING THE MINING (SOVIET OILFIELD)

A.M. Shajhutdinova
Scientific advisors associate professor V.V. Yankovsky, lecturer N.V. Suchoruckova
Tomsk polytechnic university, Tomsk, Russia

Resources of Earth interior and hydrocarbon raw stock resources in particular, are basis of Russian Federation economy and Tomsk region in particular. In Russia extraction of hydrocarbon raw stock is regulated by National Law «About the Earth's interior» [1].

The Soviet oilfield is one of the first-rate oilfields of the Western-Siberian province, was opened in 1962, industrial exploitation of the oilfield was begun in 1966.

The Soviet oilfield area is 696,2 km^2. The oilfield territory is located on the right-bank part of river Ob valley, within Obsko-Vahsky floodplain and adjoining areas of the first terrace above the flood plain. There are the river Ob with its channels Solovjovo, Svetlaya, Staritsa, Nikulkina, Kanushka and the river Vakh with its inflow Savkinsky River and channels Pucorvakh, Pasol with their inflows and channels flow on the oilfield territory. The river Ob and the river Vakh are used for needs of power engineering, water supply of numerous settlements and industrial enterprises; and as transport arteries for navigation.

Climate of area is acutely continental, with long winter of strong frost, short warm summer, and short autumn and spring, late spring and early autumn frosts, sharp temperature fluctuations during year and even a day. The analyzed area is located in subzone of an average taiga. Foliage and coniferous forests, sphagnum bogs and inundation meadow cover the oilfield territory. The territory fauna is impoverished because of high degree of anthropogenic load. Rare and endangered species and ways of migration of animals are absent here. The rivers of the oilfield are water bodies of highest category, first and second categories and industrial fishery and fishery of local population for personal needs is widespread.

There are no natural reserves, patrimonial grounds, cultural and historical monuments, health-centers. Also there are rare species of plants and animals recorded in the Red book, and their natural habitats are absent. However, the oilfield is notable for grounds of the valuable forests that have economic value as field grounds.

Industrial activity of a petroleum industry is accompanied by considerable negative influence on surrounding environment. Both oil resources and resources of local building materials, water, wood, and ground resources are involved in sphere of industrial influence on oilfield development. Therefore, some of them are withdrawn irrevocably (oil, gas), others are redistributed (surface waters are pumped into underground aquifers), and the rest have lost their value (ground pollution, cutting down of woods, migration of biocoenosis).

Mechanical and technological factors of petroleum exploration and production have a negative influence on the environment.

Mechanical influence is connected with a complex of excavations which are carried out during building of roads and pipelines, drilling and well construction. These works should be done under item 61 of Russian Federation Water Code according to the requirements of the legislation in the field of the environmental protection [2].

Pipeline building results in considerable damage of the environment: surface deformation and micro relief destruction, water logging of territories and ponding lakes, full or partial removal of a vegetative cover and peat. The affected zone of these infringements reaches 500 m, and consequently water logging causes a change of existing natural territorial complexes, for example, paludal forest is replaced by a marsh.

Potential contaminants of environment and water bodies, in particular, are drilling wastes (drilling fluids and grouting mortars, drilling sewage and drilling sludge), products of well tests (oil, gases, saline waters), fuels and lubricants, residential waters, solid domestic wastes, storm sewage from the polluted territories. Thus water management for mineral exploration and mining operations is implemented according to the Water Code and the Earth interior legislation.

Airtightness of bottom and walls of slurry traps gets broken as a result of low-quality works and inobservance of production engineering. So leakage of toxic pollutants from drilling wastes in ground waters is occurred and in a consequence this pollutants together with ground waters gets to the rivers and lakes.

Soils, ground waters and water bodies are contaminated due to emergency oil spills during well tests, pipelines breaking and also due to unorganized raw sewage disposal.

Spillage both of fuels and lubricants and waste oils not only pollute the environment, but also lead to forest fires, which destroy all living things.

Penetration of saline waters and petroleum products in ground waters occur as a result of their overflow through the annular space in case of poor-quality cementation and due to leakage of casing string.

Degradation of natural biogeocenosis take place, spawning areas and nesting sites on the floodplain during snowmelt flood are perished, pipelines break habitual ways of migration of animals as a result of pollution of the environment by hydrocarbons and other various toxins. Life in rivers and lakes is changing, the fauna and flora is becoming scanty.

In northern conditions processes of physical, chemical and microbiological degradation of oil hydrocarbons are not so evident; consequently it makes the polluted territories as a source of the further distribution of pollution on other catchment areas and reservoirs for a long time.

Taking in consideration what was mentioned above placement of oil field facility during the construction of surface facilities should be put into effect on the assumption of a condition of the minimum destruction of environment. Moreover, it shouldn't be located in the places of animals' reproduction, nesting sites, spawning areas, and also breeding area of rare and endangered species of the plants recorded in the Red Book.

In addition, water protection zones and coastal protective strips are established to minimize influence on the environment and, in particular, on water bodies of oilfield territory under item 65 of the Water Code.

The purpose of a water protection zone (WPZ) is not only prevention from pollution, clogging, siltation of water bodies and their desiccation, but also protection of water biological resources and others fauna and flora environment objects.

The minimum width of water protection zones for the basic rivers of the oilfield is 500 m according to their extent from a source, for small watercourses 10 km long is 50 m.

The maximum width of water protection zones for the rivers Ob and Vakh is defined by their floodplain width, including steep slops of native banks in WPZ, and also gullies, that directly fall into a river bottomland.

Coastal protective strips (CSP) with extra limits of nature management are assigned in the boundaries of water protection zones on the territories directly abutting with water body.

Primary function of a coastal protective strip is conservation of existing channel operation and type of channel process of kill, chemistry of its waters and their sanitary state in the low-flow period. CPS is to ensure protection of coast from failure and mechanical damage, conservation of existing conditions of drainage and vital functions of coastal tracts and phytocenosis, and also exception of contact of a low-flow stream with chemically active substances and materials.

The minimum width of a coastal protective strip of the rivers Ob and Vakh and all channels in their floodplain, which are places of spawning and feeding areas, is accepted not less than 100 m. the Maximum width of the CPS of rivers includes completely spits and beaches.

Observance of special conditions on the territory of WPZ is a component of nature-conservative measures according to improvement of hydrological, hydrochemical, hydrobiological, sanitary and ecological conditions of water bodies.

Moreover, for maintenance of water bodies in corresponding ecological condition ecological stimulation resources conservation, rehabilitation and water protection are used. Ecological stimulation resources conservation provides for adjudgement tax and others remissions, extension of lax credits for implementation of corresponding works and also the prevention and liquidation of harmful influence of waters.

From the foregoing seems reasonable to conclude.

The environmental problem at the territory of Soviet oilfield exists due to oilfield development conducted since 1966 and, besides, objects of oil-field construction are constructed with out nature-conservative requirements, and the oilfield territory is in stage of intensive exploitation [3].

Legal control is to decide above mentioned environmental problems. Functions of legal control in the field of interaction of society and nature are shown in the legislative definition of nature objects, which are subject to protection and use, in the definition of the rights and duties of nature users and in authorization-based arrangements of using its resources.

In addition, legal control is applied to a number of others oilfields in Tomsk region. Therefore, it is possible to say, that the problem exists on the territory of the whole region.

References

1. National Law «About the Earth's interior» of Russian Federation.
2. Water Code of Russian Federation.
3. National Law «About environmental protection» of Russian Federation.

APPLICATION OF F-RADIOGRAPHY METHOD FOR HUMAN BLOOD ANALYSIS

S.P. Shtylyova
Scientific advisors associate professor N.V. Baranovskaya, associate professor I.A. Matveenko
Tomsk polytechnic university, Tomsk, Russia

Nearly all chemical elements in the Earth crust can enter man's organisms, influence their vital activity. They find their ways with water, food, air and then are actively carried along the tissues and organs of a man. Blood is their basic transporter, hence, element composition of blood is the main indicator of environmental state. The study of this factor is a very urgent problem for the modern technogeneous world.

Every region is characterized by complex of industrial enterprises which form local areas of contamination, technogeneous biochemical provinces, the size of which can be clearly defined. (Rihvanov, 1997, Baranovscay,2003). Microelement blood composition of a man in such territories has its own specific character. As chemical elements play an essential role in biochemical, physiological and other functions of living organism, it is the knowledge of regional peculiarities that allows to work out standards for a concrete territory.

Blood is often used as a regulated biosubstrate in investigations of environmental protection problems. It is typical for human blood to have a relative stability in composition, which results from homeostatic mechanisms as well as, to a definite extent, from conditions of people life. Different pathologies in human organism are due to some abnormalities, which in its turn serves as an indicator of environmental changes. The study of changes in blood composition is important from the standpoint of applied medicine to diagnose and prognose diseases. It is widely applied to indicate the environmental condition and to form the regional standarts which are important for having the idea about microelement composition of the whole human.

The purpose of scientific work is to determine distribution and concentration of uranium in human blood by f-radiography method.

The term «radiography» literally means from Latin «radiation record». F-radiography method is based on registration of heavy metal fragments from stimulated fission (U and Th). It allows for revealing the spatial distribution of radioactive elements and their distribution of local and general concentrations separately with high accuracy and sensitivity. Lavsan film tight against the surface of studied object is detector. The trace of neutron influence during irradiation are recorded on this film.

Among the methods presenting information on substance composition of the object under investigation there are nucleus-physical ones.

The essence of radiography can be described in short:

1. Irradiation of substance with charged particles or ions
2. Fixing the trace – track by the method of chemical etch when revealing the latent image in photoemulsion
3. Calculation of tracks (tracks density in substance) i.e. determination of concentrations and spatial distribution of different elements.

The blood for analysis has been selected from the vein in amount of 3-5 ml with sterile syringe by medical staff. In the laboratory the blood was dried in Petri dish at 50-60 ^{0} C up to the dry state. Then the blood was pounded in agate mortar. Pounded blood was poured on to the slide, covered with lavsan film and sent to Training nuclear reactor of Tomsk Polytechnic University. At the same time the standard was irradiated with definite contents of uranium. After irradiation lavsan was etched with alkaline solution. Calculation of tracks was performed under the microscope at *10 magnification.

The analysed material was the prepared sample (ethed lavsan film) of Hudayberdinsk village inhabitants blood in Chelyabinsk area. The sample was presented as a micrisection where 2 samples of blood (#1 and 2) and the standard are placed.

Calculation of the element composition is made by the formula: $C_b = C_s * p_b / p_s$, where C_b and C_s are the element contents in blood and standard per metre; p_b and p_s are the density of tracks over blood and standard.

Substituting the data in this formula we get: contents of the uranium in sample 1 is 0.19 gramm per the point and in sample 2 is 0.13 gram per the point.

The method of f – radiography has shown that uranium is distributed irregularly. According to the neuron – activation analysis the contents of uranium is below the level of determination in investigated sample, so f-radiography makes possible to define the contents of radioactive element in blood more accurately than by other methods.

ANALYSIS OF DIFFERENT DRILL BITS IN USE (KLUCHEVSKOE OILFIELD)

R.V. Stolyarov
Scientific advisors professor V.D. Evseev, associate professor A.S. Klimentyeva
Tomsk polytechnic university, Tomsk, Russia

The choice of a drill bit is very important for planning the oil and gas well drilling. On the one hand the cost of a drill bit is not a significant share in total well cost (about 1 – 3%), on the other hand drill bit determines the rate of penetration and bit run speed. Eventually these parameters determine amount of well cost.

Oil and gas wells drilling technology either in Russia or in the world has changed a lot in the past ten years. Ten years ago almost all drilling companies used roller cone bits only, but now 95 % of drill footage is formed by polycrystalline diamond compact (PDC) bits. It was invented by American company Baker Hughes in the middle of seventies. Nowadays such bits are produced by several companies, including Russian one «Burintech».

Application area of PDC bits is soft- and medium-hard rocks (such as sandstone, shale and clay – typical rocks in Western Siberia) at long distances. In this case the rate of penetration of PDC bit is very high, especially in medium-hard rocks. However roller cone bits also have serious advantages. Firstly we can not use PDC bit for drilling out cement, so we have to drill with roller cone bit. Secondly roller cone bits cost less than PDC ones and consequently economically efficient for short runs. Thirdly they are used in some directional drilling applications and it is prevailing method of drilling in West Siberian region.

From the point of view of technology PDC bits have a number of useful properties. First of all it is high penetration rate in medium-hard rocks, about 30 meters per hour and about 100 meters per hour in soft-hard rocks. But the most important characteristics of PDC bits is total footage which is very high. These data are represented in Tables 1 and 2.

Table 1

Rate of penetration at different intervals

Bit name	Average penetration rate, m/h	Interval, m
393,7С-ЦГВУ- R-37	120	0 – 50
295,3МС-ЗГВУ- R-206	60	50 – 700
215,9МЗ-ГВУ- R-155	20	700 – 1500
	8	1500 – 2500
БИТ2 295,3 М4	60	50 – 700
БИТ2 215,9 МС	30	700 – 1500
	23	1500 – 2500

Table 2

Total bit footage for PDC bit used for drilling at Klychevskoe oilfield

Bit name	Total bit footage	Wear rate
БИТ2 295,3 М4	10782	Average
БИТ2 215,9 МС	7134	Average
БИТ2 215,9 МС	3013	Final
БИТ2 215,9 МС	4908	Elementary
БИТ2 215,9 М516	3580	Elementary

A lot of wells in Western Siberia are deviating and have their profile. So it is necessary to use special equipment for drilling at each interval and do round-trip when interval is drilled. These intervals are often short and less commonly long. The wells at Klychevskoe oilfield have 4-interval profile (see figure). It includes vertical interval (0 – 100 m), interval of increased inclination angle (100 – 253 m), interval of constant inclination angle (253 – 2703 m) and interval of decreased inclination angle (2703 – 2768 m). In accordance with hole construction (see figure) there are six intervals. For each one it is necessary to decide which type of bit to use.

Table 3

Cost per meter

Bit name	Interval, m	Cost per meter, roubles/m
295,3МС-ЗГВУ- R-206	50 - 100	2311
БИТ2 295,3 М4		1963
295,3МС-ЗГВУ- R-206	100 – 253	1449
БИТ2 295,3 М4		1278
295,3МС-ЗГВУ- R-206	253 – 743	1761
БИТ2 295,3 М4		1321
215,9МЗ-ГВУ- R-155 215,9МЗ-ГАУ- R-233	743 – 2703	6002
БИТ2 215,9 МС		1948
215,9МЗ-ГАУ- R-233	2703 – 2768	17311
БИТ2 215,9 М516		13860

A very good criterion which objectively characterizes the use of bits is cost per meter for different ones. Term «cost per meter» is defined by five variables: drill rig rate, bit cost, time of drilling, round-trip operations and secondary operations. Table 3 represents the results of calculation.

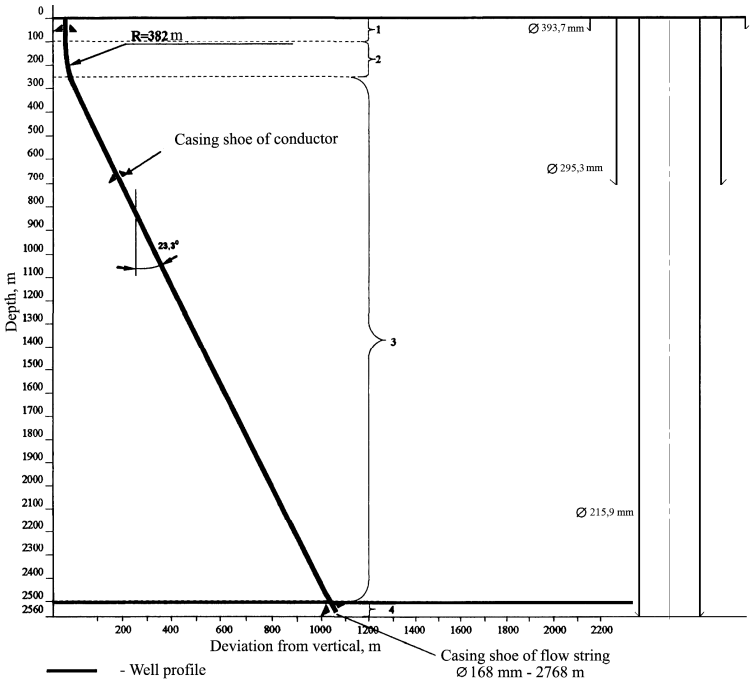


Fig. Average profile and construction of wells at Klychevskoe oilfield

Drilling experience at Klychevskoe oilfield and the given calculation results show that PDC bits (produced by Russian company "Burintech") are the most effective bits for each examined interval mentioned above because they have the lowest cost per meter. The reason for that is a good combination of high penetration rate, total bit footage and acceptable cost. A bit wear also results in no need to do round-trip, because the footage of PDC bit is longer than interval length. It makes the examined cone bit useless. But on the other hand roller cone bits should be used for drilling out cement in the first run from ankle boot to the end of bit's bearing. In addition to this cone bit is realty necessary in directional drilling when there is a need to correct well's profile.

References

1. Евсеев В.Д. Физика разрушения горных пород при бурении нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – 151 с.
2. Рязанов В.И. Направленное бурение нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие. – Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2007. – 118 с.

TAILING-IN: HOW TO REDUCE DAMAGE TO THE CRITICAL AREA OF FORMATION

A.S. Tereshin
Scientific advisors senior teacher L.N. Nechaeva, associate professor A.S. Klimentyeva
Tomsk polytechnic university, Tomsk, Russia

Tailing-in is one of the most important stages in the cycle of well construction, because the future well production and the profit from it depends on tailing-in quality.

We have to do the following things to reduce the damage to the critical area of formation:

- to drill the range at one headway;
- to drill without any problems and accidents;
- to provide maximum penetration speed of drilling;
- to prepare drilling mud which would not contaminate the formation.

Maximum penetration speed is provided by correctly selected characteristics of drilling modes such as drilling mud flow-in, rock destruction tool weight and its rotating frequency.

Drilling mud circulation during the process of well drilling has to provide an effective cuttings transportation to the wellhead and bottom hole cleaning from the cuttings to prevent subsequent particles breakage. The value of drilling mud flow-in is chosen on the basis of its functions and preventing different drilling problems. The drilling mud flow-in value should be as low as possible because drilling mud should not penetrate deep inside the productive strata. That is why it is recommended to use rotary drilling system or drilling with spiral downhole motor during tailing-in.

Increase of rock destruction tool weight allows to increase penetration speed. Such dependence works while the bottom hole is clearing itself completely. Cuttings stop to break off and lift from bottom hole. Rock destruction tool weight reaches the definite value. Slime pulp forms and penetration speed stops to increase. The necessary value of bit weight also depends on the characteristics of rock destruction tool.

Penetration speed is directly proportional to rotation frequency of rock destruction tools. Penetration speed grows up to a certain value. After that the penetration rate decreases because the duration of tool and rock contact

decreases. In fact an optimal rotation frequency of rock destruction tools is selected on this fact. In some cases bit rotation frequency is also limited by the basic characteristics.

We should also follow the drilling experience in definite geological conditions when we choose the drilling technique.

Possibility of production zone contamination also depends on several characteristics of the drilling mud such as filtration level, size of solid phase particles, amount of solid phase particles, density.

Filtration level is amount of drilling mud filtrate which overflows to the production zone in a period of time. Filtration has negative effect only. That is why filtration to the critical area of formation should be minimal. Water blockade of production zone decreases relative oil permeability. In addition polymer adsorption from mud filtrate on the rock particles creates extra resistance. In any case mud filtrate and strata fluid should have similar composition to prevent physicochemical interaction.

Solid phase amount and size should be enough for the effective production zone insulation not to let drilling mud penetrate the strata. In this case the size of particles is approximately one third of pore size. An ideal filtration crust is about 1.5-2 mm.

Drilling mud density should provide the repression to the strata in accordance with safety rules in oil and gas industry. But it is better to tail in with reduced pressure when strata pressure is higher than bottomhole one. It may:

- save or enhance the reservoir properties of production strata;
- reduce the damage to the critical area of formation;
- improve the well production;
- raise oil recovery factor;
- reduce well completion costs;
- increase penetration speed.

Other drilling mud properties are selected for definite geological conditions.

There are many kinds of drilling mud in oil and gas well drilling. Many types of drilling mud were invented special for tailing-in. Hydrocarbon drilling mud is the best for tailing-in. Its advantages are:

- practically no damage to oil permeability in the critical area of formation;
- oil recovery increases;
- penetration speed increases;
- well completion time reduces;
- practically no freezes-in and tightening;
- mud can be reused;
- mud properties do not change at high temperature;
- recovery of better core is provided.

Disadvantages are high toxicity and necessity of utilization.

References

1. Brodsky Y.I. Hydrocarbon Drilling Mud // Specialized Journal “Drilling & Oil”. – Moscow, 2006. – №7. – P. 24 – 78.
2. Vacula A.M. Tailing-in with Application of Reduced Pressure Drilling Technology // Specialized Journal “Drilling & Oil”. – Moscow, 2006. – №4. – P. 19 – 83.
3. Gluhov S.E. Horizontal Wells Drilling with Reduced Pressure Tailing-in // Specialized Journal “Drilling & Oil”. – Moscow, 2005. – №7. – P. 43 – 86.
4. Strizhnev K.N. Mud Filtrate Influence on Horizontal Wells // Specialized Journal “Drilling & Oil”. – Moscow, 2006. – №3. – P. 15 – 90.

USE OF SYNTHETIC-BASED MUDS IN MANAGING OIL FIELD WASTES

Y.K. Titova
Scientific advisor associate professor N.A. Chulkov
Tomsk polytechnic university, Tomsk, Russia

In September 2002 more than 100 world leaders along with thousands of delegates from Governments, civil society and also business leaders met at the World Summit on Sustainable Development (WSSD) in Johannesburg to agree on actions towards sustainable development. It was stated that the achievement of the economic growth should go hand in hand with the improvement of the quality of life, on one side, and balanced politics, on the other, that are aimed to prevent extreme exploiting of nature’s resources, thus, thwarting their ability for renewal [5]. Oil and gas industry was named one of the forefront industries where dramatic changes in terms of environment protection and resource managing should take place if the concept of sustainable development is to be realized at all.

Such a situation is not to be wondered at because each year, these industries generate millions of barrels of wastes that need to be properly managed. Oil field wastes are generated through well drilling and through the process of producing oil and gas. The drilling process generates two types of wastes – drilling fluids and drill cuttings.

Drilling fluids influence the drilling technology and are used to aid the drilling process. Drilling muds are formulated to minimize problems associated with geological formations, well chemistry, depth, and other factors. A major challenge facing mud engineers is to stabilize and control mud properties to optimize drilling performance as cost-effectively as possible [3].

Drilling fluids serve several important purposes: carrying cuttings to the surface for disposal, cooling and cleaning the drill bit, maintaining pressure balance between geological formations and the borehole, lubricating the bit and drill string, reducing friction in the borehole, sealing permeable formations, and stabilizing the borehole.

The fact that the drilling muds have lubricating materials in their composition makes the environmental hazard all the more acute. These lubricating substances usually have a hydrocarbon base. They are added into the drilling fluids either from the very beginning as a part of the original formulations or in the process of drilling when the operational need emerges. In both cases, the discharges of spent drilling muds and cuttings coated by these muds contain considerable amounts of relatively stable and toxic hydrocarbon compounds [2].

Furthermore, as a result of many technological operations and procedures, drilling muds and cuttings are saturated with hundreds of very different substances and compounds. It is their discharges into the sea that pose one of the main ecological threats during offshore oil production. It's been estimated that the volume of drilling wastes usually ranges from 1,000 to 5,000 m^3 for each well.

In particular, many countries express concern regarding biocides, which are used to suppress microflora in the drilling and other circulating fluids. The list of such compounds includes over one hundred names. The most widespread biocides used in the oil and gas production practice include sodium salts of hypochlorite, formalin releasers, and glutaraldehyde as well as biguanidine and quaternary ammonium, and a number of other compounds. Some biocides are highly toxic. Drilling discharges also contain many heavy metals (mercury, lead, cadmium, zinc, chromium, copper, and others) that come from components of both drilling fluids and drilling cuttings.

For many years, most oil field wastes were disposed of at a significant cost. However, over the past decade, the industry has developed many processes and technologies to minimize the generation of wastes and to more safely and economically dispose of the waste that is generated. Most companies follow a three-tiered waste management approach. In the first tier, processes are modified, technologies are adapted, or products are substituted so that less waste is generated. When feasible, waste minimization can often save money for operators and results in greater protection of the environment. For those wastes that remain following waste minimization, operators next move to the second tier, in which wastes are reused or recycled [1].

Identifying and supporting new technological waste management approaches has been a long-time goal of the U.S. Department of Energy (DOE). For the past seven years, Argonne National Laboratory has helped DOE to evaluate the feasibility and effectiveness of innovative oil field technologies. One of them is the use of synthetic-based muds, which falls into the waste minimization tier [4].

Historically, the drilling industry used primarily water-based muds (WBMS) (water is the continuous phase forming the main components) for offshore drilling. Even now most onshore and offshore wells are drilled with water-based muds. The reason to this lies on the surface: WBMS are inexpensive, and the mud and cuttings from wells drilled with WBMS can be discharged from offshore platforms as long as they meet current effluent limitations guidelines (ELGs) discharge standards and other permit limits. WBMS do not present environmental problems for organisms living in the water column or widespread problems for organisms living on the sea floor.

However, for difficult drilling situations, such as wells drilled in reactive shales, deep wells, and horizontal and extended reach wells, WBMS do not offer consistently good drilling performance. Until recently, the industry has relied on traditional oil based muds (OBMS), using diesel and mineral oil, for these more difficult drilling situations. OBMS perform well, but they are harmful to the environment when discharged to the sea. Consequently, any discharge of OBMS or their cuttings was prohibited.

Over the past decade, the drilling industry has developed a new family of fluids using various synthetic organic chemicals as the base fluid. These materials are known as synthetic-based muds (SBMS). In general, SBMS share the desirable drilling properties of OBMS but are free of polynuclear aromatic hydrocarbons, have lower toxicity, faster biodegradability, and lower bioaccumulation potential.

In SBMS, the synthetic liquid forms the continuous phase, while brine serves as the dispersed phase. During drilling operations, the solids in the mud system and the formations are exposed primarily to the synthetic liquid rather than to the aqueous phase, thus preventing swelling and degradation of borehole walls. As is the case for OBMS, most of the drill cuttings are less likely to disperse into the mud when SBMS are used. The system does not need large dilution volumes to control solids, and the volume of spent mud and cuttings is reduced. Several SBM systems currently used can be classified according to the molecular structure of their synthetic base fluids:

- Esters can be synthesized from fatty acids and alcohols. In one manufacturer's product, the fatty acid component of the ester-based material used for SBMS is derived from vegetable oils. The key to the performance characteristics is the proper selection of the hydrocarbon chain length on either side of the ester functional group. These side groups are selected to minimize fluid viscosity, maximize hydrolytic stability, and minimize toxicity.
- Ethers include a range of materials usually synthesized from alcohols. Hydrocarbon groups of ethers are selected to optimize drilling properties and minimize toxicity.
- Polyalphaolefins for drilling are manufactured by the catalytic polymerization of linear alpha-olefins, such as 1-octene or 1-decene. Control over chemical structure and thus physical properties is possible by adjustment of the reaction parameters in the polymerization process and selection of starting alpha-olefins.
- Olefin isomers are manufactured by selective isomerization of normal alpha-olefins. Modifications to the base chemical structure are chosen to minimize kinematic viscosity, yet retain environmental acceptability in acute toxicity and biodegradability tests.
- Other types of base compounds are likely to be developed in the future because use of SBMS is relatively new and continues to evolve.

For these reasons, SBM cuttings are less likely than OBM cuttings to cause adverse sea floor impacts. Having a wide range of chemical properties and drilling performance, this product has been identified this substitution approach as an excellent example of pollution prevention that can be accomplished by the oil and gas industry.

For one thing, SBMS drill a cleaner hole than WBMS, with less sloughing, and generate a lower volume of drill cuttings. SBMS are recycled to the extent possible, while WBMS are discharged to the sea. For another, several

categories of SBMS, distinguished by the base fluid material used, are commonly available today. The base fluids include linear alpha-olefins, poly-alpha-olefins, internal olefins, fatty acid esters, and a host of others.

The industry has been eager to use SBMS, for example in the Gulf of Mexico, where drilling has moved into deep water and hauling of OBM cuttings to shore is difficult and costly. Moreover, according to the recent study undertaken by the Argonne National Laboratory to evaluate the advantages and disadvantages of the three different types of muds, SBMS offer both significant cost savings for the industry and significant pollution prevention opportunities.

In one example discussed in the study, five wells were drilled with WBMS and three wells were drilled with SBMS in the same field. The SBMS consistently outperformed the WBMS - they drilled at a rate (both feet per day and days to completion) almost three times faster and drilling costs were only about 45% as much.

This is mainly due to the following facts. Firstly, although the purchase costs of SBMs generally are several times higher than the costs of OBMS and WBMS, the cost disadvantage is overcome if cuttings from wells drilled with SBMs can be discharged on-site, saving transportation and disposal costs.

Secondly, SBMS have reduced well completion times compared with WBMS. Similar to OBMS, the SBMS have achieved significant cost savings over WBMS in problem wells because they improve performance (feet drilled per hour) and reduce downtime for common problems such as stuck drill pipe. Use of WBMS is more cost-effective in drilling many shallow wells, and WBMS will continue to be used in those instances.

Furthermore, SBMS are well-suited to the high-angle, directional, horizontal, and extended-reach wells that are common in the multiwell platform sites in the North Sea, the Gulf of Mexico, and elsewhere. The use of SBMS in the demanding conditions of the North Sea has been facilitated by British, Dutch, and Norwegian regulatory authorities, who have permitted the discharge of SBM cuttings in some instances.

Yet more importantly, the environment benefited from the use of SBMS as well, because of the following. Firstly, the total volume of used muds and cuttings discharged to the ocean was much lower because SBMS drill a much cleaner hole, resulting in less slumping of the walls and fewer cuttings. But when WBMS are used, the volume of cuttings is generally higher because the walls of the hole slump and cave in. And secondly, WBMS are discharged to the ocean, while SBMS are recycled.

In conclusion, SBMS resolve many of the environmental problems while producing good drilling performance. If the cuttings are discharged, use of SBMS eliminates the use of expensive onshore disposal facilities, at the same time exhibiting low toxicity and being recycled, thus reducing the volume of waste discharged. It is sad to say that in Russia the launch of this breakthrough technology has not yet been introduced on a full-scale on the grounds of comparably high costs of SBMS and the fact that SBMS are not a uniform product.

References

1. Veil, J.A. New Technologies for Managing Oil Field Wastes, 2002.
2. Patin S. Waste Discharges during Oil and Gas Activity, 2000.
3. Burke C.J., Veil J.A. Potential Environmental Benefits from Regulatory Consideration of Synthetic Drilling Muds, 1995.
4. DOE. Environmental Benefits of Advanced Oil and Gas Production Technology, 1999.
5. Titova Yu. Sustainability indicators. – Tomsk: TPU, 2007.

STUDY OF SUBSTANTIAL AND ELEMENTAL COMPOSITION OF DRINKING WATER SCALE IN ZURYANSKY REGION OF TOMSK OBLAST

A.V. Velsh
Scientific advisors associate professor N.V. Baranovskaya, associate professor I.A. Matveenko
Tomsk polytechnic university, Tomsk, Russia

Zuryansky region is situated in south-east of Tomsk oblast and its territory occupies 4 thousand square kilometers. It consists of 25 populated areas and its population is 16 thousand and 6 people.

Mineral resources of region include:

- brown coal (Yaiskoe deposit);
- high-fusing clay (Usmanskoe and Arushevskoe deposits);
- kaoline and amber (Usmanskoe deposit);
- brick raw material (Zuryanskoe deposit);
- building sand (deposit “Old oilbase”) [6].

Underground waters used for drinking by the population include components, resulted from natural geochemical anomalies and influence immediately the human health. Therefore, studing of substantial water composition and content of the elements in it is a topical problem. The scale is the result of settling of limy deposit on the inner surface of heating devices which is found in unboiled water and makes it hard.

The aim of this work is to define the substantial and elemental composition of drinking water scale which has been selected in 3 populated areas of Zuryansky region:

1. The village Zuryanskoe, where drinking water is taken from water mines of 200 m deep.
2. The village Semenovka, where drinking water is taken from the water pump of 12 m deep.
3. The village Gagarino where there is a central water supply.

To investigate the composition of scale we have carried out 3 kinds of analyses: X-Ray Crystal Analysis, Laser Local Analysis and Instrumental Neutron Activation Analysis (INAA).

X-Ray Crystal Analysis relates to qualitative analyses and is used for research of atomic structure of a substance to diagnose minerals. The X-Rays diagnostic equipment of substance structure is called DRON-3M [2].

Laser Local Analysis includes the study of atomic radiation spectrum. To carry out qualitative Laser Local Analysis, the Laser Microanalyzer LMA-10 is used, in which laser pulse radiation is applied for excitement of the element spectra [1, 4].

X-Ray Crystal Analysis and Laser Local Analysis as well as preparation of scale samples have been made in the laboratory of the Geoecology and Geochemistry Department of Tomsk Polytechnic University.

Instrumental Neutron Activation Analysis consists in defining qualitative and quantitative composition of a substance on the basis of atomic nuclei activation and study of radionuclides formed. Major advantages of Instrumental analysis are high accuracy, speed of procedure, high sensibility, possibility to define the row of admixtures simultaneously, and nondestruction of samples [3, 5]. Analysis is made in the laboratory of the Geoecology and Geochemistry Department on the base of research nuclear reactor of Tomsk Polytechnic University.

The results of X-Ray Crystal Analysis show that calcite mineral is a basic component of substantial composition of scale from 3 populated areas of Zuryansky region of Tomsk oblast.

According to the data obtained by Laser Local Analysis we stated the elemental composition of samples, from which one can see that the basic component of scale from Zuryanskoe and Semenovka villages is calcium, while for samples from Gagarino village the basic component of scale is iron.

The data of Instrumental Neutron Activation Analysis showed that high concentrations of the definite elements are typical for each area.

Geochemical specific character of the villages is adequately depicted by the geochemical rows built by the coefficients of concentration relative to a noosphere Clarke. They are as follows:

Zuryanskoe: $\mathbf{Ag_{20} - Au_{11,5} - Hg_{3,9} - Sb_{1,6}}$

Semenovka: $\mathbf{Ag_{248} - Zn_{67,7} - Au_{40,6} - Sb_{14} - Ca_{12,8} - Co_{12,5} - As_{4,5} - U_{4,2} - Hg_{2,8} - Sr_{1,7}}$

Gagarino: $\mathbf{Au_{43,5} - Ca_{42,6} - Sr_{7,9} - Ba_{4,7} - Ag_4 - Zn_{1,2}}$

Specific features of geochemical rows account for the following character of element concentration in scale:

1. According to the data of analysis in Zuryanskoe and Semenovka villages the Au-Ag-Sb association is revealed at the beginning of the geochemical rows. This defines specific features of the region.

2. Elevated concentrations of uranium are registered in Semenovka village.

3. Village Semenovka is considered to be the most intensive place from the point of view of the elements increasing the noosphere Clarke (10 elements exceed the noosphere Clarke here).

So, we have stated the radioactive element uranium to be present in the elemental composition of scale from Semenovka village. In our opinion it is caused by immediate vicinity of Yaiskoe deposit of brown coal. The well from which water was taken is likely to have been drilled to the horizons containing high concentration of uranium. According to the data, sample of scale from Semenovka village contains the widest spectrum of elements, which is also one of the evidences for vicinity to Yaiskoe deposit of brown coals containing uranium. The previous investigations in this area have shown that all groundwaters of the given region used for drinking contain high concentration of uranium [7].

Thus, the data obtained allow us to find out that the scale composition is influenced by the natural sources of groundwater contamination to a greater extent. In our case such is Yaiskoe deposit of brown coals located on the right bank of the river Yaya, causing the contamination of ground horizon by uranium in Semenovka. It is also likely to be influenced by percolated surface polluted waters, because the groundwater level is not deep and slightly isolated here. We attribute the presence of uranium in low quantity and high concentrations of Ca, Sr and Ba in composition of scale from Gagarino village to the natural anomaly, because in the vicinity of these areas there are not possible sources of groundwater contamination. It can be explained by the composition of country rocks washed by the groundwater. Anthropogenic influence should be excluded here because groundwater horizon is isolated.

The scale is known to do harm not only to a tea-pot but also human health. To prevent our organisms from the scale one should use special filters or to settle the water. In general, for rural areas it is recommended to use central water supply or to drill wells of drinking water in the zones far from possible sources of groundwater contamination of both anthropogenic (for example dumps or wastes tips and other kinds of waste storage) and natural origin.

So, in the course of research it was stated that drinking water scale along with soils, children's hair and human blood is an appropriate subject for area indication and it can reveal both anthropogenic and natural groundwater contamination.

References

1. Бабченко Г.А. Проведение качественного спектрального анализа на ЛМА-10 с использованием МАЭС: Методическое руководство по выполнению лабораторной работы. – Томск: Изд-во ТПУ, 2005. – 25 с.
2. Бабченко Г.А., Барановский В.С. Методические материалы для работы на ДРОН – 3Мм. – Томск: Изд-во ТПУ, 2005. – 14 с.
3. Бакулева Е.С. Эколого-геохимическая оценка Зырянского района Томской Области по результатам исследований накипи и почв // Проблемы геологии и освоения недр: Труды IX международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. – Томск, 2005. – С. 579 – 581.
4. Лазерный спектральный микроанализ: Методическое руководство по работе на ЛМА-10 с использованием МАЭС. – Томск: Изд-во ТПУ, 2003. – 52 с.
5. Олейник Е.С., Прокопьева Ю.С., Деева М.Г. Эколого-геохимическая оценка Зырянского района Томской Области по данным литогеохимической съемки // Проблемы геологии и освоения недр: Труды IX международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. – Томск, 2005. – С. 636 – 637.
6. Ресурсно-экологический атлас Томской области. – Томск: Печатная мануфактура, 2004. – 28 с.
7. Рихванов Л.П. Общие и региональные проблемы радиоэкологии. – Томск: Изд-во ТПУ, 1997. – 384 с.

СОДЕРЖАНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ……..... 5

ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ

Язиков Е.Г. К 100-летию выпуска первого горного инженера в Сибири: прошлое, настоящее, будущее…….. 16
Домаренко В.А. История создания горногеологической службы в Сибири. Истоки……..... 20
Иванова Г.М. Традиции и достижения в подготовке высокопрофессиональных специалистов в Институте геологии и нефтегазового дела ТПУ (к 100-летию выпуска первого горного инженера в Сибири)…….. 24

Секция 1. ПАЛЕОНТОЛОГИЯ, СТРАТИГРАФИЯ И РЕГИОНАЛЬНАЯ ГЕОЛОГИЯ

Иваненко В.В. К 145-летию академика В.А. Обручева – основателя Горного отделения ТТИ (ТПУ)…… 32
Дребушевская А.А. К 125-летию первого академика Сибири М.А. Усова – выпускника первого выпуска горных инженеров ТТИ (ТПУ)…… 33
Абдуллаева З.А. Природные геологические явления в Кузбассе…….. 34
Алексеева О.В. Особенности корреляции позднедокембрийских отложений на основе микрофоссилий (юго-западное Прибайкалье, Оленекское поднятие, Северная Монголия)…… 36
Бланкова Ю.А. Структурные и стратиграфические особенности и характеристика золота россыпей реки Правый Догалдын…….. 37
Васильев Д.А. Тектонические структуры Мангазейского рудного узла (Западное Верхоянье, Восточная Якутия)….. 39
Гноева А.В. Диноцисты рода muderongia из нижнемеловых отложений северных районов Сибири: морфология, систематика и стратиграфическое значение…… 41
Горина О.В. Вендская система России…….. 42
Жданова А.И. Связь магнитных характеристик четвертичных отложений Новосибирского Приобья с условиями осадконакопления (разрез Верх-Тула)…… 44
Канакова К.И. Структурная характеристика и восстановление истории тектонического развития южной части Пудинского куполовидного мезоподнятия…… 46
Клещенков А.В. Ландшафтный подход к изучению современных движений земной коры на юге России…… 48
Клюева С.К. Об уникальных барзассиях Кузбасса…….. 50
Кудряшова Л.К., Сунгурова О.Г. Использование результатов фациального анализа для оценки нефтегазоносности нижнекембрийских отложений Берямбинской площади (скважина №1, Восточная Сибирь)…… 52
Куксгаузен Д.Ю., Максимов И.В. Арыштаевский грабен – новый структурный элемент северной Хакасии…… 53
Матушкин Н.Ю. Геологическое строение зоны сочленения Предивинского и Ангаро-Канского террейнов Енисейского кряжа…… 56
Мельник К.С. Ругозы и палеогеография Алтае-Саянской области в таштыпское время…….. 58
Останкова Ю.Г. Литолого-геохимические особенности нижнекембрийских отложений Берямбинской площади (скважина 2, Восточная Сибирь)…… 60
Палкин А.В. Некоторые черты геологического строения и региональный прогноз условий накопления юрских отложений на территории Уватского района Тюменской области…… 62
Процко Н.В. Inaria – прикрепительные органы поздневендских организмов Оленекского поднятия Сибирской платформы…… 64
Рукович А.В. Позднепалеозойская - мезозойская история развития Вилюйской синеклизы…… 66
Савельева П.Ю. Формирование рельефа долины реки Чуя в четвертичном периоде (среднее и нижнее течение)…… 67
Хоменко М.О. Геолого-геоморфологическое строение Южно-Чуйского хребта (Горный Алтай)…… 69
Хонинов Ч.В. Проблема генезиса Самаровского чугаса: очерк геологической изученности…… 70
Чиркин К.А., Щеглова С.Н. Верхнечетвертичные субаэральные отложения Сибири, их стратиграфическое значение (на примере разреза Куртак)…….. 72
Шелухина О.И. Связь неотектоники с историей формирования четвертичных отложений и рельефа Чуйской котловины…… 74
Шепелева Я.П. Фациальный анализ нижнеюрской абонской осадочно-вулканогенной серии Кобюминской системы складок (Якутия)…….. 76
Ялов А.Е. Брахиоподы пограничных девонско-каменноугольных отложений Колывань-Томской складчатой зоны… 78
Янкович А.С. Из истории томского железа…… 80

Секция 2. МИНЕРАЛОГИЯ, ГЕОХИМИЯ И ПЕТРОГРАФИЯ

Кучеренко И.В. Формационная типизация изверженных пород на основе исследования соотношений производных петрорудногенетических процессов……..... 84
Андрющенко С. В., Алексеева О.В. Раннемеловые ассоциации фонотефритов и нефелиновых сиенитов Джидинского сектора Западно-Забайкальской рифтовой области…… 86
Ванчи П.Н., Хубанов В.Б., Шадаев М.Г. Особенности состава продуктов плавления гранитов в щелочно-основной магме (на примере ксенолитов в эссексит-камптонитовой Гусиноозерской дайке, Забайкалье)……..... 88
Васюкова Е.А. Взаимодействие между породами контрастного состава на примере синплутонических даек и даек комбинированного состава (Западный Сангилен, юго-восточная Тува)…….. 89

СОДЕРЖАНИЕ

Верниковская И.В., Матушкин Н.Ю. Щелочные сиениты и ассоциирующие с ними породы Порожинского массива: геология, петрография и геохимия…… 91
Выдрич Д.Е. О памятнике М.А. Усову (к 125-летию академика М.А. Усова)…… 93
Габайдулина Е.Т. Импульсная катодолюминесценция бразильского топаза…… 95
Дмитриева А.С. Флюидные включения в парагенных минералах из миароловых пегматитов Малханского месторождения турмалина (Центральное Забайкалье)…… 97
Игнатушина И.Н. Минералого-геохимические особенности колумбитов-танталитов из редкометальных гранитов Хангилайского рудного узла…….... 99
Избродин И.А. Минералогия метаморфизованных высокоглиноземистых пород на примере Кяхтинского и Ичетуйского месторождений (юго-западное Забайкалье, Россия)…… 100
Ильенок С.С. Литохимические особенности золы углей Аскизского месторождения Минусинского бассейна…… 102
Капарулина Е.С. Типохимизм монацитов-ксенотимов из редкометальных гранитов Орловского массива…….. 104
Коркошко А.В. Особенности терригенно-минеральной ассоциации киммерийских титан-циркониевых россыпей Таманского полуострова…… 104
Кудрявцев А.В. Возбуждение люминесценции импульсным электронным пучком в природных топазах различного генезиса…… 106
Курганская Е.В. Геохимия базальтов Катунского аккреционного комплекса Горного Алтая…….. 109
Лапковский А.А. Петрология и рудоносность интрузивного массива Джалтул (северо-запад Сибирской платформы)…….. 111
Ласточкин Е.И. Особенности метаморфических изменений минерального состава в карбонатитах проявлений «Веселое» и «Пограничное» (Северное Забайкалье)……... 112
Максимова И.А. Углеродная изотопная корреляция неопротерозойских карбонатных отложений чехла Тувино-Монгольского микроконтинента (Хубсугульская и Боксонская серии)……..…… 113
Малышева Н.А. Характер распределения W в редкометальных гранитах Хангилайского рудного узла в Восточном Забайкалье…… 115
Мартыненко И.В. Особенности коры выветривания Ольховско-Чибижекского района……..... 116
Минина О.М. Особенности золотосульфидной минерализации южного фланга Кировского месторождения (Верхнее Приамурье)…….. 117
Моргунова А.А. Реликты высокобарных ассоциаций в протерозойских габбро-норитах острова «Безымянный» (Беломорский подвижный пояс)……..... 119
Олейник Е.С. Особенности химического состава пород серпентинитовых массивов Валерьяновской островной дуги…… 121
Палкина А.С. Характеристика условий седиментогенеза терригенных отложений валанжинского яруса на территории Пур-Тазовского междуречья…… 123
Рампилов М.О. Особенности минерального состава альбититов и альбитизированных гранитов Западного Забайкалья……..... 125
Селин О.П., Ерубаев К.Б. Термоэлектрические свойства пиритов из нефтеносных отложений Томской области…… 127
Снегирев О.В. Особенности минералов-индикаторов кимберлита (пиропа и пикроильменита) из аллювиальных отложений бассейна р. Тюнг и р. Ханя…… 131
Солоненко А.П., Бельская Л.В. Генезис зубных камней (дентолитов) в условиях эксперимента…….. 132
Урманцева Л.Н. Особенности состава метавулканических ассоциаций Иркутного блока (Шарыжалгайский выступ фундамента Сибирского кратона)…….. 134
Холькина М.С., Фролов С.С. Ориентировка кварцевых зерен в песчаниках пласта $Ю_1^2$ Игольско-Талового месторождения (Томская область)…… 136
Хохлова М.В. Особенности состава углеводородов (УВ) и металлопорфиринов рассеянного органического вещества (РОВ) разреза юры Красноленинского свода…… 138
Цыро Н.А. Шунгит на ювелирном и потребительском рынке России……..… 140
Черданцева Д.А. Чароиты в экспозициях минералогического музея Томского политехнического университета…….. 142
Черкасова Т.Ю. Петрология расслоенных мафит-ультрамафитовых интрузий Нижнедербинского комплекса (северо-запад Восточного Саяна)……..... 144
Шуклина Е.В., Баданина Е.В., Волкова Е.В. Типохимизм слюд гранитов-рапакиви Салминского массива (Северное Приладожье)……..…… 145
Юричев А.Н. Петрология Верхне-Кунгусского ультрамафит-мафитового массива (северо-запад Восточного Саяна)…… 147
Юричев А.Н. Петрография пород Талажинского мафит-ультрамафитового расслоенного массива (Восточный Саян)……..… 148

Секция 3. МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ. МЕТОДИКА ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ МПИ

Мазуров А.К. Условия формирования крупных штокверковых месторождений вольфрама и молибдена в Центральном Казахстане…… 151
Алина Е.М. Минеральная зональность и петрографическая характеристика редкометаллной пегматитовой жилы «Юрьевской» Ташелгинского рудного района (Кемеровская область)……..… 155
Бабкин Д.И. Эволюция флюидного режима в процессе формирования грейзеновых месторождений (на примере Калгутинского месторождения)……..….. 157

Бурцева М.В. Посткарбонатитовые гидротермальные процессы Аршанского редкоземельного месторождения…..... 159
Герасимчук О.Л. К методике поисков и оценки золоторудных объектов (на примере Елено-Таврикульского узла, Енисейский кряж)…… 161
Глотов А.В. Геология Ивановского рудопроявления и влияние приразломных изменений на локализацию золота (Енисейский кряж)…….. 162
Джураев И.И. О морфологии золоторудных тел рудопроявления «Широтное» Кызылтурукского рудного поля (Чакылкалянские горы, Западный Узбекистан)…… 164
Дмитриев Г.А., Дмитриева Е.В., Васильев Н.Ф. Особенности локализации золотого оруденения в пределах Гаревского золоторудного узла (Енисейский кряж)…… 164
Журавлева А.А. К геохимии пород Удерейского рудного узла (Енисейский кряж)…….. 166
Кернякевич П.С. Проблемы минерально-сырьевой базы в современной России…….. 167
Кузнецов А.О. Влияние истории тектонического развития на формирование Герасимовского и Западно-Останинского месторождений……... 169
Мельников А.В. Платиноносность золоторудных месторождений в черносланцевых толщах Верхнего Приамурья России: проблемы и перспективы……..... 171
Минина О.М. Самородно-сульфидная акцессорная минерализация Джалиндинского гранитоидного массива (Верхнее Приамурье)…….. 172
Мудрак Н.А. О геолого-геохимических особенностях Кыджимитского рудного узла (Бурятия)…… 174
Овакимян С.Э. Структурный контроль и размещение медно-молибденового и золото-сульфидного оруденения центральной части мегринского плутона (Южная Армения)…… 175
Одинецкий П.А. О геохимической зональности Сухаринского золоторудного поля (Горная Шория)…… 176
Плотникова А.В. Геохимические критерии прогноза золотого оруденения в Сухаринском рудном поле (Горная Шория)…….. 178
Приходченко А.В. Прогнозная оценка зон скопления метана на поле шахты им. А.Ф. Засядько..... 180
Сарапулова А.Е. Сравнение методик фракционирования тяжелых металлов, содержащихся в хвостах обогащения молибденитовых и сульфидно-гюбнеритовых руд……..... 182
Скляренко Г.Ю. Полтавские титан-циркониевые россыпи южного склона Воронежской антеклизы…… 184
Тимкин Т.В. Классификация метасоматитов Майско-Лебедского рудного поля (Горная Шория)……..… 185
Тимкина А.Л. Изменение термобарических параметров при формировании золоторудного месторождения Мурунтау (Западный Узбекистан)…… 187
Трикоз О.С. Зональность геохимических ореолов Батуринского рудопроявления золота (Томская область)…… 189
Цыбина О.И. Литолого-петрографические особенности отложений девонского возраста Семеновского рудного поля (Юго-восточная часть Змеиногорского рудного района, Алтайский край)……..... 191
Чернев Е.М. Обнаружение урана гидрогенного типа юго-восточной части Западно-Сибирского региона на основе профильных геохимических исследований……..... 193

Секция 4. ГИДРОГЕОЛОГИЯ И ИНЖЕНЕРНАЯ ГЕОЛОГИЯ

Шварцев С.Л. XXI век: новые горизонты гидрогеологии…… 196
Абдрашитова Р.Н. Некоторые вопросы специфики формирования состава подземных вод в условиях криолитозоны севера Западной Сибири…… 198
Бугаев В.Г. Природные углеводородные газогидраты: состав, особенности распространения и возможности использования……..… 200
Винокурова А.А. Классификация минеральных вод республики Алтай……..…….. 202
Гирфанова А.Р. Все ли родники - источники здоровья?..... 204
Дмитриева Е.Е. Классификация грунтов участка строительства развлекательного центра в г. Томске……..….... 205
Домрочева Е.В. Геохимия подземных вод Талдинского и Нарыкско–Осташкинского участков (Кузбасс)……..…… 207
Изотов Р.И. Моделирование уплотнения грунтов в основании сооружения с использованием ПК Plaxis 3D Foundation……..…….... 209
Колубаева Ю.В. Химический состав подземных вод северной части Колывань-Томской складчатой зоны……..…..... 211
Лоханова Ю.Ю. Особенности формирования химического состава подземных вод бассейна среднего течения р. Катунь……..… 214
Лукьянов А.Е. Определение ориентировки водоносных тектонических структур в скальных породах Петропавловского рудного поля……..….. 216
Правдина Д.А. Подземные воды г. Самары……..….. 218
Скнарина Н.А. Оценка эколого-геологических условий территории правого берега Нижнего Дона в связи с развитием оползневых процессов…….. 219
Тактуева Л.М. Факторы инженерно-геологических условий месторождений твердых полезных ископаемых (на примере месторождения «Петропавловское»)……..… 221
Унарокова И.Р. Геохимические особенности конденсационных вод газоконденсатных месторождений……..…… 223
Чабаева М.А. Подземные воды территории Мухановского нефтяного месторождения……..….. 225
Чугурова А.А. Равновесие подземных вод с юрскими нефтегазоносными отложениями Харампурского мегавала.… 226

Секция 5. ГИДРОГЕОХИМИЯ И ГИДРОГЕОЭКОЛОГИЯ

Шварцев С.Л. Сибирская гидрогеологическая школа (к 100-летию выпуска первого горного инженера в Сибири)… 229

Артюшин А.Р. Характеристика химического состава подземных вод зоны замедленного водообмена Талдинского угольного месторождения (Южный Кузбасс)…… 233
Бадрунов В.И., Нечитайло О.Н. К гидрогеоэкологическому районированию южной части Уральской гидрогеологической складчатой области…….. 235
Балобаненко А.А. Особенности миграции урана в различных типах природных вод…… 237
Бизяев Н.А. Насыщенность природных вод Липовского месторождения по отношению к некоторым алюмосиликатным минералам…… 240
Бизяев Н.А., Ялышева А.И. К гидрогеохимическому мониторингу подземных и карьерных вод Липовской геотехногенной системы…… 242
Власкина Л.Д. Особенности поведения мышьяка в подземных водах…… 243
Воробьев В.А. Геоэкологические особенности районов атомных электростанций…… 245
Воронина Т.В., Носова Л.А. Физико-химические процессы в системе «вода – порода» в зоне влияния горно-обогатительных комбинатов…… 247
Головачева К.А. Анализ качества подземных вод бассейна среднего течения реки Катунь…….. 249
Дамбинова А.П. Оценка влияния аварий на нефтепроводе на состояние речных вод (на примере р. Васюган)…..…… 250
Девятерикова Т.А. Воздействие «Бачатского угольного разреза» на поверхностные воды (Кемеровская область)…. 252
Заморовская Л.В. Моделирование физико-химических процессов геомиграции на Академическом месторождении подземных вод…….. 254
Иванова И.С. Нефтеокисляющие микроорганизмы р. Томи на участке городской территории…… 256
Камнева О.А. Водный сток р. Вах и его многолетние изменения…… 258
Корнеева Т.В. Геохимическая характеристика процесса взаимодействия техногенных дренажных потоков с природными водами…… 259
Кузьмина Н.Д. Изучение процесса травертинообразования на юге Томской области…… 261
Курбатова А.А. Химический состав воды оз. «Малое Песчаное» Колпашевского района…… 263
Лукьянова С.Ю., Вдовина А.С., Лемзякова Е.Н. Пути использования сточных карьерных вод……... 265
Майкова Т.В. Улучшение качества питьевой воды с. Каргасок Томской области…… 266
Мельникова Т.Ф., Априенко С.М. Состав и свойства сточных карьерных вод Кузбасса…… 269
Никитенков А.Н. Использование ГИС-технологий для оценки морфометрических параметров водосборов на примере северной части Кузнецкого Алатау…… 270
Олейник В.А, Кузеванов К.К. Изучение влияния подземных вод на состав геохимической среды болотных ландшафтов…… 272
Петровская Я.Е. Поверхностный сток в составе водного баланса участка угольного разреза «Бачатский»…… 273
Покровский В.Д. Организация структуры информационного массива архитектурных памятников…… 275
Салихова А.А., Ханафеева А.Р. Основные гидрогеоэкологические проблемы на площади Ромашкинского нефтяного месторождения и оптимальные пути их разрешения…… 277
Сыроватко Ю.С. Загрязнение нефтепродуктами подземных вод четвертичных отложений республики Хакасия…… 278
Таппырова Н.И. Гистерезис капиллярной конденсации в пористых средах…….. 280
Токаренко О.Г. Степень насыщенности подземных вод относительно карбонатных минералов на примере минеральных вод Кузбасса…… 282
Трифонов Н.С. Геохимические последствия захоронения подтоварных рассолов на Куюмбинском месторождении.. 285
Хусанов А.С. Гидротермальные и нефтяные попутные воды – сырье для получения йода и брома…… 288
Чепрасова А.С. Сезонная динамика уровней подземных вод долины реки Туапсе…… 289
Шабанина Н.И. Химический состав и качество питьевых вод сельских поселений юго-восточной части Томского района Томкой области…… 291

Секция 6. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

В.И. Исаев Нефтегеологическое моделирование при прогнозировании и поисках. Некоторые новые предложения и новые методы…… 293
Баранова Ю.М., Тонкова Н.В. Электромагнитные свойства каменных углей Донецкого бассейна…… 298
Гафуров Д.О., Антоненко А.А. Методика комплексной интерпретации атрибутов сейсмического волнового поля обучаемыми нейронными сетями на примере месторождений Байкитской НГО…… 299
Заведий Т.Ю. Изучение геотермического разреза в Томском районе…… 300
Калинин А.Ю. Построение сейсмогеологической модели и прогноз нефтегазоносности келловей-волжских отложений Лавровского наклонного мезовала…… 302
Каташов Е.В., Голофаст В.Е. Разработка и создание программных средств экспресс-обработки данных сейсморазведки, полученных методом преломленных волн…… 304
Коваль Я.Н., Федоришин С.Д. Оценка влияния плотности и химического состава глинистых минералов на результаты нейтронного каротажа при изучении неогеновых отложений Карпатской нефтегазоносной провинции…. 305
Кондратьев И.С. Петрофизика региональных покрышек и продуктивность пластов: сравнительный анализ…… 307
Курашов И.А. Моделирование сейсмических отражающих границ сериями дифрагирующих объектов…… 309
Литвинова О.Г. Очаги генерации нефти в баженовской свите Верхнеляминского вала (центральная часть Западно-Сибирской плиты)…… 311
Мартюгин С.А. Модель помех потенциального поля……..…….. 313
Молчанова К.С. Картирование крутопадающих рудных тел по аномальному полю методом заряда на примере рудопроявления на Приполярном Урале…….. 314

Мордвинцев Д.О. Новые данные о разрывных нарушениях доюрских образований в северо-западной части Бухарской ступени (по геофизическим данным)…….. 316
Мусагалиев А.А. Анализ тектонического развития Усть-Тымской мегавпадины и прилегающих территорий…… 317
Попов С.А. Очаги генерации нефти в Шеркалинской свите Верхнеляминского вала (центральная часть Западно-Сибирской плиты)…… 319
Серов В.В. Возможности сейсморазведки при прогнозе коллекторов в нижнеюрских отложениях Томской области.. 321
Соколов С.В. Природа геофизических аномалий золоторудного месторождения «Чертово корыто» (байкало-Патомское нагорье)…….. 324
Стрелкова Н.С., Шишкин Р.А. Применение методики нормализации данных индукционного каротажа и ВИКИЗ для выделения обводненных интервалов на примере одного из месторождений Тюменской области……. 326
Худякова А.С. Литолого-геофизические отличия низкоомных коллекторов (на примере нефтяных месторождений Каймысовского свода)…….. 328
Чашков А.В. Применение электрического и акустического каротажа для прогнозирования флюидоупорных свойств глинистых покрышек…… 330

Секция 7. ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Запивалов Н.П. Морская нефть – новая веха человечества…….. 333
Бадардинов Р.Б. Геофлюидодинамическое обоснование типизации осадочных бассейнов…….. 339
Булгаков М.В. Структурная характеристика и этапы формирования Крапивинского куполовидного поднятия…… 341
Валеева Р.Д. Литологическая и фациальная характеристика продуктивного пласта $БВ_8^{1А}$ Курраганского нефтяного месторождения Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна…… 343
Васильева Е.П., Мещерякова Е.Л., Онучин С.В. Обоснование перспектив нефтегазоносности нижне-среднеюрских отложений зоны сочленения северного склона Парабельского мегавала и Усть-Тымской впадины….. 344
Вафин Р.Ф., Валеева Р.Д. Природные битумы пермских отложений Республики Татарстан – источник альтернативного углеводородного сырья (на примере глинисто-песчаной толщи шешминской свиты Больше-Каменского месторождения)…….. 345
Витвицкая Т.И., Сорокоумова И.Е. Влияние размеров пустотно-порового пространства на коллекторские свойства пород пласта $Ю_1^4$ скважины 26 Средне-Нюрольского месторождения…… 347
Воронцов И.П., Кривощеков С.Н Оценка перспектив нефтегазоносности нижнепермских отложений на территории Колво-Вишерского междуречья по результатам проведенных геолого-разведочных работ на Валайской и Патраковской площадях…….. 348
Гафурова А.В. Вещественный состав и структурные особенности Бобриковских продуктивных отложений Пионерского нефтяного месторождения…….. 350
Глотов А.В. Фациальные условия формирования отложений межугольной и надугольной толщ Верхневасюганской подсвиты (на примере Игольско-Талового нефтяного месторождения)…… 352
Губаева Ф.Р. Особенности геологического строения сложно построенных коллекторов одного из битуминозных резервуаров верхнеказанских отложений Мелекесской впадины…….. 354
Ельцов И.С. Особенности развития юго-восточной части Западно-Сибирского осадочного бассейна в ранне-среднеюрское время в связи с возможной нефтегазоносностью…… 356
Жильцова А.А., Оликов Д.В., Шамонина Г.А. О нефтегазоносности Западно-Сибирской плиты с позиций мобилизма…… 358
Жильцова А.А., Ярков Д.М. Прогнозирование залежей в Когалымском районе нефтедобычи по аномалиям ароматических углеводородов в приповерхностных отложениях…….. 360
Журилин А.С. Гидродинамические условия залежей Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения….. 362
Захаров С.Б. Применение гидрогеохимических критериев для целей локального прогноза нефтегазоносности…… 363
Здерка Т.В., Куровец С.С. Литогенетическая трещиноватость олигоценовых пород-коллекторов Предкарпатского прогиба и ее влияние на характер нефтенасыщения и распределение запасов углеводородов…….. 365
Иванова И.К. Нормальные алкилбензолы в нефтях юго-западной Якутии…… 367
Климова Е.Н. Нефтегазоносность шельфа и геополитическое влияние России в Арктике…….. 369
Кожевых И.А. Строение и перспективы нефтегазоносности формаций кембрия и докембрия южной части Иркутского амфитеатра…….. 370
Кривощеков С.Н. О связи генерационного потенциала нефтематеринских толщ с плотностью нефтеносности (на примере территории Пермского края)…… 372
Кротова М.М., Вараксина И.В. Литологическая характеристика терригенных коллекторов венда юга Сибирской платформы…… 374
Кудряшова Л.К. История изучения вопроса происхождения нефти…… 376
Кусмарцев Е.В. Современная структура осадочного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы в субмеридиональном сечении (по результатам интерпретации региональных сейсмических профилей №104 и №110)…… 378
Луговая Е.А. Цеолиты терригенных коллекторов Западной Сибири и их влияние на петрофизические параметры пород…… 379
Масленников М.А. Нефтеносность Батского резервуара в Приобском нефтегазовом районе и применение статистических методов при подсчете запасов нефти в неоднородных коллекторах горизонта $Ю_2$ на примере Эргинского месторождения…… 381
Мещерякова Е.Л., Жилина Т.В. Литолого-фациальные условия формирования верхнеюрских отложений на Южно-Табаганской площади юго-восточной части Нюрольской впадины…….. 382
Молчанова Н.Н. Анализ и классификация методов повышения нефтеотдачи пластов…… 384

Мушникова Н.И., Титова О.А. Модель геологического строения и нефтегазоносность берриас-нижнеаптских отложений севера полуострова Ямал…… 385
Новомлинова Е.В. Изучение условий формирования продуктивного пласта $Б_9$ куломзинской свиты на примере Приграничного нефтяного месторождения…….. 387
Носов М.А. Особенности разработки залежей нефти, территориально совмещенных с Верхнекамским месторождением калийно-магниевых солей (на примере Сибирского месторождения)…… 389
Петров М.М. Обобщение и анализ технологических условий вскрытия и освоения карбонатных коллекторов Осинского горизонта Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения…….. 391
Петров М.М. Прогноз приоритетных территорий для поисков залежей углеводородов в Осинском горизонте…… 393
Плисов С.Ф. Строение и обстановки формирования нефтегазоносного горизонта $Ю_1$ Верхнетарского месторождения (Западная Сибирь)……..…….. 395
Погорельская С.В., Попружук А.П. Нефтегазоносность фундамента юга России…… 397
Попова А.А. Особенности формирования горизонта $Ю_1$ на Западно-Останинском месторождении…… 399
Процко А.Н. Геологическое строение проницаемых комплексов юры и перспективы нефтегазоносности западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба…… 400
Романов М.И. Закономерности распространения продуктивных горизонтов терригенного комплекса венда в зоне сочленения Камовского свода и Присаяно-Енисейской синеклизы…….. 402
Сивцев А.И. Нетрадиционные перспективы нефтегазоносности Якутского поднятия Сибирской платформы…….. 403
Сивцев А.И. Глубинная модель строения Кемпендяйской впадины…… 405
Скутин Ю.А., Титов Ю.В., Ефимович М.О. Рассмотрение пикноклина на разных уровнях образования геологических тел…… 407
Титов Д.Ю. Современная структура нижней части осадочного чехла и история тектонического развития Непско-Ботуобинской антеклизы в венд-раннекембрийское время…… 409
Торговых И.А. Критерии прогноза нефтегазоносности доюрского комплекса пород южной части Ажарминского мегавала (юго-восточная часть Западно-Сибирской плиты)…….. 410
Третьякова К.С. Васюганская свита – перспективная нефтегазоносная толща верхней юры на территории Юганского Приобья Западной Сибири…… 412
Тумашов И.В. Седиментационные факторы формирования коллекторских свойств рифей-палезойских отложений параметрической скважины Восток-3 (юго-восток Западно-Сибирской плиты)……..... 414
Фомин М.А. Тектоника нижнего структурного яруса мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Енисей-Хатангского регионального прогиба…… 416
Хохлова М.В. Особенности состава углеводородов (УВ) и металлопорфиринов нефтей Красноленинского свода и прилегающих районов…… 418
Шагеев М.М. Особенности стратиграфических исследований при выполнении комплекса геолого-технологических исследований скважин на нефть и газ (на примере скважины № 87 Юрубченской площади)……..… 420

Секция 8. РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Пешков В.Е. Проницаемость нефтегазовых пластов от г. Томска до моря Карского…… 422
Бакланов А.А. Аппаратура и методика интенсификации режима работы нефтегазовых скважин и месторождений в поздней стадии разработки с применением технологии скважинного упругого резонансного воздействия…… 423
Бейлинсон А.Р. Эффективность применения технологии зарезки боковых стволов на бездействующих скважинах… 427
Васяк А.В. Технико-экономическая оценка процесса превращения прямогонных бензинов газового конденсата Мыльджинского месторождения на цеолитных нанокомпозитных катализаторах в высокооктановые бензины…… 429
Витюгин В.А. Проблема подготовки топливного газа…… 430
Груздов Д.В., Пятков Е.С. Моделирование распределения тепловой энергии при электротепловой обработке призабойной зоны скважины…….. 432
Елистратов А.А., Афанасьев А.В. Разработка технологии комплексного воздействия на призабойную зону скважин…… 434
Елистратов А.А., Афанасьев А.В. Физико-химические методы предотвращения нежелательных последствий, вызванных отложением парафина…… 436
Иванова И.К. Проблема образования асфальтосмолопарафиновых отложений нефтей юго-западной Якутии…….. 438
Исламова Л.А., Гимаев Р.Р. Пути прогнозирования процессов образования аутигенных минералов в добывающих скважинах на примере Спорышевского нефтяного месторождения Западной Сибири…… 439
Камалетдинов И.С. Уточнение и оптимизация выработки трудноизвлекаемых запасов нефти Тульского горизонта Зюзеевского месторождения республики Татарстан…… 441
Копылова К.Н., Трегубкин Р.А. Технико-экономическая оценка конверсии попутных нефтяных газов на цеолитных нанокомпозитных катализаторах…… 443
Корочкин В.В., Хафизов Р.Р. Получение оперативной информации о технологических параметрах нефтедобывающих скважин…… 445
Костромин Н.Ю., **Сергеев П.В**. Метод идентификации для комбинированных гидродинамических исследований скважин по кривой восстановления давления с учетом дополнительной информации…… 447
Лихтарев А.В., Уткина К.Е., Клюкин А.Г. Гидравлический разрыв пласта в условиях риска увеличения обводненности…….. 449
Мардашов Д.В. Применение обратных эмульсий в технологиях глушения и стимуляции нефтяных скважин…….. 454
Матвеев С.А. Контроль геофизическими методами за разработкой нефтяного Первомайского месторождения Томской области…….. 456

Матвеев С.А., Сидоренко В.В. Технология одновременно-раздельной эксплуатации нескольких эксплуатационных объектов…….. 458
Медведев А.С., Омаров Э.М. Превращение прямогонных бензинов газового конденсата Мыльджинского месторождения на цеолитных нанокомпозитных катализаторах в высокооктановые бензины……. 462
Медведев А.С., Юргина Ю.С. Исследование физико-химических свойств высококремнеземных цеолитов и конверсии легкого углеводородного сырья в высокооктановые бензины……. 464
Мифтахов И.И. Установившееся течение воды через капилляры переменного сечения…… 465
Мусинов П.Г. Анализ современных технологий интенсификации газоотдачи угольных пластов…… 467
Нагорнов В.С., Измоков В.А., Чабаева М.А. Физико-химические исследования по подбору композиций на основе хлористого кальция для глушения скважин……. 468
Нафикова Л.А. О некоторых причинах простоев скважин на Еты-Пуровском месторождении…….. 470
Нафикова Л.А. Повышение эффективности освоения недр Средне-Хулымского месторождения на примере пластов АС10 и АС9-3…… 472
Поливахо А.С. Построение карты проводимости по результатам гидродинамических исследований скважин с учетом промысловых геофизических исследований…… 473
Поплыгин В.В., Поздеев Л.Л. Оценка эффективности применения технологий повышения нефтеотдачи пласта и производительности добывающих скважин при разработке залежи с высоковязкой нефтью…… 475
Пустовой В.В. Применение вихревой трубы как элемента системы утилизации попутного нефтяного газа…….. 478
Рублев А.И. Опыт внедрения технологии одновременно-раздельной разработки нескольких эксплуатационных объектов на месторождениях Западной Сибири…….. 480
Сабитов Р.Р., Фоминых О.В. Перспективы разработки залежи $ПК_1$ Северо–Комсомольского месторождения…… 482
Савичева И.А. О современном состоянии системы поддержания пластового давления (ППД) на залежи нефти пласта БС11 Муравленковского месторождения……. 483
Савичева И.А. Анализ действующего фонда скважин по показателям дебитов нефти и обводненности продукции на объекте 1БС10 Муравленковского месторождения……. 485
Сайфуллин Р.Х. Холмистое месторождение нефти (Западно-Сибирский нефтегазовый бассейн): выявление гидродинамических особенностей методом гидропрослушивания…… 487
Трегубкин Р.А., Сушко Е.К. Исследование процесса конверсии попутных нефтяных газов на цеолитсодержащих нанокомпозитных катализаторах…… 488
Трегубкин Р.А., Караченцев В.В. Совместная конверсия попутных нефтяных газов и метанола на цеолитных нанокомпозитных катализаторах…… 490
Турбаков М.С., Илюшин П.Ю. Оценка эффективности водогазового воздействия при разработке залежи высоковязкой нефти…… 491
Устинов А.А. Новые технологии для увеличения производительности скважин на нефтяных месторождениях ООО «Лукойл–Пермь»…….. 494
Федорова А.Ф., Портнягин А.С. Экспериментальное определение нефтевытесняющих свойств растворов полимеров в условиях аномально низких пластовых температур…….. 497
Фоминых О.В., Сабитов Р.Р. Метод выявления зон интенсивного дренирования в сложнопостроенных залежах….. 499
Холин Я.И., Ерофеева Е.В. Технико-экономические показатели процесса получения цеолитных катализаторов, модифицированных наноразмерными частицами металлов…… 500
Чабаева М.А., Нагорнов В.С., Измоков В.А. Исследование процессов отложения неорганических солей и подбор ингибиторов для борьбы с этим явлением…… 502
Шевелева Л.В. Анализ восстановления бездействующих скважин на месторождениях Западной Сибири с юрскими коллекторами методом зарезки боковых стволов…… 503
Языков А.В. Исследование теплообмена между погружным электродвигателем и песчано-жидкостной смесью…….. 505

Секция 9. БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Дашковский Г.А. Исследование седиментационной устойчивости буровых промывочных жидкостей с pH менее 7…….. 508
Епихин А. В. Исследование влияния промывочной жидкости на импульсные электрические токи, возникающие при бурении скважин…… 509
Нартов Г.В., Тагиров Ф.А. Комплексная технология качественного крепления скважин с применением расширяющего тампонажного материала и облегченного тампонажного раствора на основе АСПМ…… 512
Нартов Г.В., Тагиров Ф.А. Исследование свойств бурового раствора для бурения горизонтально-направленных скважин…… 514
Столяров Р.В. Анализ использования долот различного типа на примере Ключевского месторождения (Томская область)…… 515
Столяров Р.В., Ковалев А.В. Разработка гидромониторного долота эжекционного типа…… 518
Терешин А.С. Корреляция реологических свойств буровых растворов…… 520
Чернышов С.Е., Крапивина Т.Н. Разработка и совершенствование технологии строительства дополнительных стволов из ранее пробуренных скважин…… 524

Секция 10. ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Рябчиков С.Я. Роль кафедры бурения скважин Томского политехнического университета в обеспечении Томской области специалистами по бурению скважин…… 526

Бондарчук И.Б. Расчет и конструирование гидрокавитационных устройств для гидродинамического разрушения горных пород…… 527
Горшенин Н.Е., Бондарчук И.Б. Особенности расчета и конструирования эжекторных устройств для снарядов скважинной гидродобычи полезных ископаемых…… 529
Игнатов А.А. Определение эффективности разрушения горных пород методом отрыва…… 531
Камышацкий А.Ф. Регулирование технологических свойств промывочных жидкостей…… 532
Камышацкий А.Ф., Змиевский А.С. Эффективная технология освоения гидрогеологических скважин…… 534
Котов А.В., Бондарчук И.Б. Разработка экспериментального стенда для проведения исследований влияния гидродинамической кавитации на эффективность разрушения горных пород при бурении и эксплуатации геотехнологических скважин…… 536
Пащенко А.А. Построение профиля отрываемого элемента при разрушении отрывом…… 537
Пушмин П.С., Наделяев А.А., Фадеева Л.С. Совершенствование технологии забуривания дополнительных стволов скважин в твердых горных породах отклонителями непрерывного действия…… 539
Тимофеев Н.Г. О возможности применения ударно-механического способа проходки шурфов в условиях многолетней мерзлоты…… 541
Шимко С.А. Выявление резервов повышения производительности труда при бурении скважин на уголь в ОАО «Белон-геология»…… 542

Секция 11. НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Крец В.Г. Стратегия обеспечения корпоративной пожарной безопасности на нефтяных и газовых месторождениях в XXI веке…… 544
Аслямов А.Р. Конструктивный и прочностной расчет трехфазного массообменного аппарата…… 545
Бесчасова П.А. Перспективы применения проппантов при гидроразрыве пласта…… 547
Брюханов Б.Д. Улучшение прочностных характеристик лопаток газовых турбин…… 548
Васильев А.А. Газлифтный способ эксплуатации нефтедобывающих скважин…… 550
Кокорин А.В. Анализ эффективности и соответствия противотурбулентных присадок заявленным производителями характеристикам…… 553
Кокорин А.В. Повышение надежности сварных конструкций трубопроводов на основе применения импульсных источников питания…… 554
Мельникова Е.Е. Забойный теплопарогенератор для электротермического воздействия на продуктивный пласт высоковязкой нефти…… 555
Пашкова А.С. Критерии адаптации при выборе технологических решений в нефтегазовом производстве…… 556
Пашкова А.С., Шадрина А.В. Функциональная модель бурильной машины…… 558
Попов А.В. Оценка и обеспечение основных параметров эксплуатационной надежности внутрипромыслового нефтепровода Средне-Васюганского нефтяного месторождения…… 559
Рудченко А.В. Опыт эксплуатации скважин УЭЦН с вентильными двигателями…… 561
Федин Д.В. Структурная схема машин, применяемых при сооружении трубопроводов…… 563
Федин Д.В. Гидравлические и пневматические силовые установки строительных машин…… 564
Халиуллин А.А. Повышение эффективности соляно-кислотных обработок скважин применением струйного насоса НС-118…… 565

Секция 12. МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ И ГАЗА

Хижняков В.И. Перспективы повышения надежности эксплуатации магистральных и технологических трубопроводов для транспорта нефти и газа в XXI веке…… 568
Альгинов Р.А. О некоторых подходах к численному решению нестационарных задач динамики вязкого газа…… 569
Альгинов Р.А. Статистические модели второго порядка в исследовании сложных сдвиговых течений в трубопроводных системах…… 570
Аммосова О.А. Устранение аварий полимерных трубопроводов в условиях низких температур атмосферного воздуха…… 572
Золтан А.Б., Сабадаш Н.С. Математическое моделирование интенсивных нестационарных процессов трения и теплообмена в камерах газотурбинных систем импульсного действия…… 574
Байкин С.С. Методы повышения эксплуатационной надежности насосных агрегатов…… 576
Валишев И.Р. Системы обнаружения несанкционированных врезок…… 578
Васильев А.А., Ислямов И.Ш. ГИС в трубопроводном транспорте…… 579
Васильева М.А. Диагностика технического состояния подшипников скольжения оборудования транспорта нефти и газа…… 581
Вертинская О.В., Лебедева А.В. Современные тенденции в развитии камер сгорания газотурбинных установок…… 583
Гуцалюк Е.К., Кулеш А.С. Использование теплообменных аппаратов в системе регенерации газовых турбин…… 585
Дзарданов О.И. Прокладка трубопроводов при подводном переходе методом быстроразъемного соединения…… 586
Истигечев А.С., Чухарев М.Ю. Перспективы развития газотранспортной системы в Братском районе Иркутской области…… 588
Казимирова Д.В., Богданов А.В. Современные технологии применения нефтесборного оборудования при ликвидации аварийных разливов нефти…… 590

Ким В.Ю. Исследование гидродинамики и теплообмена на участках трубопровода с переменными теплофизическими свойствами стенки…….. 592
Козлова Т.В. Опора трубопровода, прокладываемого в сейсмически опасных районах…… 594
Козырева А.С. Анализ возможных ситуационных моделей возникновения дефектов на нефтепроводе и методика расчета раскрытия кромок нефтепровода при аварии…….. 596
Кондратенко А.С. Комбинированный способ очистки трубы от грунтового керна…… 597
Карнеев К.В. Сооружение трубопроводов в сейсмоопасных районах…….. 599
Кривошеин Д.А. Контроль и диагностика сварных соединений объектов магистральных трубопроводов…… 601
Матвеев М.В. Комплекс мероприятий по сокращению экологически вредных выбросов при эксплуатации газоперекачивающих агрегатов магистральных трубопроводов…… 604
Нгуен Хоай Чунг Транспорт нефти морских месторождений совместного предприятия «Вьетсовпетро»…… 605
Омельянюк М.В. Повышение экономичности и надежности эксплуатации газоперекачивающих агрегатов…… 607
Подавалов И.Ю. Анализ распределения повреждений газопровода по периметру…… 609
Саввинова М.Е. Разработка гибкого композиционного материала с эффектом саморегулирования температуры нагрева для электроподогрева трубопроводов в условиях Крайнего Севера…… 611
Стародубцева К.А. Проектирование системы пожаротушения для вертикального стального резервуара с плавающей крышей объемом 20000 м^3…….. 613

Секция 13. ГОРНОЕ ДЕЛО

Лукьянов В.Г. Направление развития горного дела в третьем тысячелетии…… 616
Авраамов В.С. Создание новых горизонтов на карьерах с обильным водопритоком при помощи гидравлического экскаватора типа «обратная лопата»…….. 616
Бегляков В.Ю., Сапожкова А.В. Обоснование выбора исполнительного органа щитового проходческого агрегата (геохода) для проведения аварийно-спасательных выработок…… 618
Бобыльский А.С., Резник А.В. Гидромеханизированный способ разработки Бакчарского железорудного месторождения…….. 619
Естаев Н.Б. Применение перегружателя ПСК-1 при скоростной проходке выработки…….. 622
Закусов А.С., Казанцев А.А., Варгамыдин В.С. Выбор размеров элементов термомеханических соединений трубопроводов и технологическая оснастка для использования втулок…… 625
Инкин А.В. Обоснование параметров формирования и управления углеводородными зонами в породах кровли при подземной газификации углей (ПГУ)…… 627
Казанцев А.А. Буровой станок с гидроимпульсной системой подачи инструмента…… 629
Павлов В.А. Обоснование возможности применения давления развития трещин гидроразрыва при оценке напряженного состояния проницаемых горных пород…… 631
Половинко А.В., Холодняков Д.Г. Влияние эксцентриситета залежи на минимальные текущие объемы вскрыши… 632
Русский Е.Ю. Анализ динамики и прочности основных узлов осевого вентилятора ВО-36К…… 634
Саруев А.Л., Закусов А.С., Варгамыдин В.С. Технологии соединения трубопроводов втулками из материалов с памятью формы…… 636
Саруев А.Л, Казанцев А.А., Колодин А.П. Анализ динамических процессов и напряжений при вращательно-ударном нагружении соединений буровых штанг…… 638
Саруев А.Л., Пашкова А.С., Казанцев А.А. Методика оценки технико-экономической эффективности машин для бурения подземных скважин…… 640
Селезнев А.Е. Формирование компьютерной модели горных пород на основе данных геостатистических расчетов и нейронных сетей…… 642
Тимофеев В.Ю. Обоснование требований к трансмиссии геохода…… 645
Толубец Д.В. Опыт построения литолого-прочностных карт и оценки прочностных свойств угленосных пород по данным стандартных каротажных измерений…… 646
Тюленев М.А. Повышение эффективности работы искусственных фильтрующих массивов из отходов горного производства…… 648
Шенгерей Е.Б. Транспортировка отходов в подземные выработки…….. 650
Штефан А.С. Обоснование комбинированной технологии разработки вкрапленных руд Норильского региона…… 652
Чернорай А.М. Выделение типов разрывных нарушений в зависимости от времени и кинематики их формирования, их влияния на основные геологические параметры угленосной толщи Западного Донбасса…….. 654
Якубовский М.М. Метод расчета рациональных размеров складов попутных полезных ископаемых…… 656
Янкайте А.В. Применение метода ориентированного гидроразрыва для оценки напряженного состояния массива горных пород…… 658

Секция 14. ГЕОЭКОЛОГИЯ

Рихванов Л.П., Барановская Н.В., Игнатова Т.Н. Геохимия живого вещества в свете учения академика В.И. Вернадского…… 659
Асылбекова Г.Е. Содержание Zn, Cd, Pb, Cu в листьях березы повислой (Betula pendula Roth) на территории г. Павлодар…… 670
Ахтямова Г.Г. Особенности гранулометрического состава речных отложений бассейна реки Пахра в зонах техногенного воздействия…… 671
Бельская Л.В. Экологические аспекты патогенного минералообразования в ротовой полости человека…… 673

Вельш А.В. Исследование минерального и элементного состава солевых отложений (накипи) питьевых вод Зырянского района Томской области…… 675
Восель Ю.С. Распределение естественных радионуклидов (U, Th, K^{40}) в озерных экосистемах Байкальского экорегиона …… 676
Галочкина Е.А. Характер накопления некоторых элементов в щитовидной железе жителей Томской области…… 678
Глязнецова Ю.С., Лифшиц С.Х. Геохимическая характеристика хлороформных экстрактов почв для идентификации нефтезагрязнения…… 680
Грищук Д.С. Богучанское водохранилище: геология и геоэкология…… 682
Дамдинова Т.Ч. Металлы в крови жителей Томской области…… 684
Евтеева И.А. Исследование минерального и элементного состава солевых отложений (накипи) питьевых вод Асиновского и Тегульдетского районов Томской области…… 685
Жорняк Л.В. Радиогеохимическая характеристика почвогрунтов г. Томска…… 685
Игнатова Т.Н. Элементный состав тканей человека – жителя Томского района…… 687
Кабанник В.Г. Теоретическая оценка возможного влияния сорбции двухвалентных тяжелых металлов кальцитом в дренажных ручьях хвостохранилища…… 688
Козлов Д.Г. Горно-экологические проблемы Курской магнитной аномалии…… 690
Кокунина Ю.С. Опыт рекультивации нефтезагрязненных земель ОАО «ТНК-Нижневартовск» методом торфования…… 693
Корогод Н.П. Химические элементы в волосах детей г. Павлодар…… 695
Кузнецова А.В. Экологические аспекты влияния антропогенного загрязнения окружающей среды на оценку недвижимости г. Волгограда…… 696
Литвиненко А.В., Ковырева Э.Г. Об актуальности исследования загрязнения почв города Марганца тяжелыми металлами…… 698
Литусова Е.А. Индикаторные свойства элементного состава надземной части растения Альфредия поникшая (Alfredia Cernua (L.) Class)…… 699
Лукьянова Ю.А., Табанюхин С.В. Угледобывающая промышленность города Прокопьевска, ее влияние на окружающую среду и здоровье населения…… 701
Монголина Т.А. Геохимическая характеристика солевых отложений (накипи) питьевых вод Томской области…… 703
Нахтигалова Д.П. Влияние опасных метеорологических явлений на предприятия топливно-энергетического комплекса Томской области…… 705
Петрова Т.А. Техногенное воздействие объектов нефтегазового комплекса на окружающую природную среду…… 707
Седых С.А., Чепурина Л.Л. Оценка современного экологического состояния окружающей среды в районах проектирования магистрального конденсатопровода «Ковыкта – БАМ»…… 709
Соколов И.В., Абдулатипов Ж.Ю. Использование природоохранных методов при формировании техногенных месторождений на объектах цветной металлургии…… 711
Сокторов Б.Р. Содержание элементов в природных средах и организме человека в районе расположения ПО «Маяк» 713
Таловская А.В. Минералого-геохимическая оценка твердофазных выпадений в снеговом покрове г. Томска…… 714
Теровская Т.С. Геоэкологические последствия разработки месторождения урана методом подземного выщелачивания…… 717
Терпак Э.М. Районирование территории Томской области по результатам комплексной оценки накопления брома в окружающей среде и организме человека…… 719
Токаренко О.Г., Игнатова Т.Н., Галочкина Е.А. Ноосферный выбор цивилизации: от техносферы к ноосфере и устойчивому развитию на основе учения В.И. Вернадского…… 721
Усманова Т.В. Эколого-экономическая оценка техногенных месторождений…… 724
Филимоненко Е.А. Мониторинг минерально-вещественного состава пылеаэрозольных выпадений снегового покрова территории г. Томска…… 726
Чугуевский А.В., Кропачева М.Ю. Роль растительности в перераспределении ^{137}Cs в аллювиальных отложениях реки Енисей…… 728
Шайхиев И.Р. Геоэкологические исследования в районе Бакчарского железорудного месторождения…… 729
Швецова Д.В. Элементный состав волос детей Зырянского района Томской области…… 733
Штылева С.П. Применение метода f – радиографии при изучении крови человека…… 736

Секция 15. ИНЖЕНЕРНАЯ ЗАЩИТА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Сечин А.И. Направления обеспечения безопасности шахтных технологических процессов в третьем тысячелетии… 737
Аксенова А. А. О разработке мер по стимулированию снижения сжигания ПНГ на территории Томской области…… 739
Волков А.А. Исследование способа виброизмельчения фторангидрита…… 741
Гужова К.Ю. Современные методы очистки производственных стоков, содержащих нефтепродукты…… 742
Гузеева Т.Н. Исследование процесса очистки газов в трубчатом электрофильтре…… 745
Задорожная Т.А. Влияние некоторых факторов на концентрационные пределы распространения пламени в газовых системах…… 747
Зыкова Н.С., Шарепо А.М. Разработка способов утилизации отходов карбидного производства ацетилена…… 752
Каратаев И.А. Каркасно-монолитные строения из промышленных отходов…… 754
Коваленко К.А. Использование природного сорбента для удаления мышьяка из водных сред…… 756
Кожевникова М.В. Рациональный подход к рекультивации нефтезагрязненных участков на территории Западной Сибири…… 758

Кокорина Н.Г. Усовершенствованное устройство для измельчения твердых и твердообразных отходов нефтедобывающей промышленности…… 760
Пашкевич М.А., Корельский Д.С. Изоляция техногенных массивов горно-добывающих и горно-перерабатывающих предприятий…… 761
Куликова М.А. Оценка воздействия горнодобывающего предприятия на почвенно-растительный покров…….. 763
Лаптев Д.А. Разработка безопасного метода гранулирования мелкодисперсных материалов…….. 765
Хоанг Минь Дык Способы очистки поверхностных вод от нефтяных загрязнений…….. 766
Моисеева К.А. Оценка воздействия хранилищ нефтесодержащих отходов ООО «Кинеф» на водные объекты…… 768
Некрасова К.В., Разва А.С., Зыков Е.Г. Влияние связности пыли на устойчивость работы газоочистных циклонов 770
Никулин А.Н. Брикетирование ленточным конвейерным прессом мелкодисперсных твердых горючих материалов.. 773
Петрова Т.А. Техногенное воздействие объектов нефтегазового комплекса на окружающую природную среду…….. 775
Петухова О.В. Проблема содержания генетически модифицированных организмов в продуктах питания…… 777
Силицкая Е.С. Обеспыливание газов инерционными аппаратами…….. 778
Сирина Н.А. Исследование и разработка методов получения целевого продукта из твердых отходов водоочистки…….. 780
Смакотин Н.Г. Разработка установки подготовки атмосферного воздуха для обеспечения экологической безопасности технологических помещений…….. 782
Смирнов Ю.Д. Комплексный способ управления пылегазовым режимом горных выработок угольных шахт…… 784
Туманова И.В., Годымчук А.Ю. Новые тенденции в процессах очистки питьевой воды с использованием природных минералов…… 786
Ха Тхи Ле Эколого-геологическая характеристика территории городов Томска и Хо Ши Миня…… 790
Узденбаев Ж.Ж., Узденбаева Ж.К. Теоретические основы хемосорбционной технологии очистки промышленных сточных вод полиметаллических обогатительных фабрик…… 792
Шелестов А.А., Филатов А.Ю. Совершенствование системы мониторинга качества атмосферного воздуха в г. Томске…… 794
Шаимова А.М. Разработка природно-промышленной системы «Полигон»…… 797
Шепелева А.В. Экологические аспекты кабельного производства (на примере эмальпроизводства ЗАО «Сибкабель»)…… 799
Цыганкова Т.С. Расчет ущерба, наносимого твердыми отходами фтороводородного производства СХК бассейну реки Оби…… 801

Секция 16. КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ

Верещагин В.И., Казьмина О.В. Использование природного минерального сырья для получения пеностеклокристаллических материалов…….. 804
Алферова А.И., Решетова А.А. Пути и способы повышения прочности алюмосиликатных керамических пропантов на основе каолинов…… 806
Будагова Е.И., Углова Т.А. Характеристика золотосодержащих руд Андреевского рудопроявления и возможность применения биотехнологических способов их переработки…….. 808
Глызина Т.С. Определение висмута в рудах Синюхинского золоторудного месторождения…… 809
Горбатенко В.В., Погребенкова В.В. Исследование процессов муллитообразования в смеси каолинита и гидродифторида аммония…… 810
Горчаков Э.В., Михайлова З.С. Отделение благородных металлов друг от друга…… 812
Егорова Е.С. Влияние золошлаковой добавки на свойства и состав керамической шихты…… 814
Лисеенко Н.В. Исследование влияния минерализаторов на синтез керамических пигментов с использованием талька…… 816
Мешков А.В. Диабаз как альтернативное сырье в производстве пеностекла…….. 818
Михалева Т.В., Ревва И.Б. Нетрадиционное природное сырье в технологии керамического кирпича…….. 820
Могилевская Н.В. Влияние кремнезема на спекание мягкого фарфора…….. 822
Мухортова А.В. Получение теплоизоляционных материалов на основе природного аморфного кремнеземсодержащего сырья…… 824
Неберекутина Е.А. Влияние условий твердения на свойства смешанного магнезиального вяжущего…….. 826
Николаева О.О. Получение стеклокристаллического материала на основе полевошпатового сырья с применением матрицы планирования…… 828
Пастухов В.Ф., Черных К.В. Исследование процесса восстановления Бакчарской руды торфом Васюганского месторождения…… 830
Подоликов Я.К. Способ изготовления железнодорожных железобетонных шпал из отходов горнометаллургического производства…….... 831
Поплетнева Ю.В. Цеолиты – перспективное сырье для получения теплоизоляционных материалов…… 833
Решетова А.А. Критерии оценки пригодности каолинового сырья для получения алюмосиликатных пропантов……. 835
Сенник Н.А., Шляева Н.П. Фазовые изменения при нагревании природного и техногенного высококремнеземистого сырья…… 838
Трофимов А.Б. Комплексное использование окисленных углей Итатского месторождения Канско-Ачинского Бассейна…… 840
Чистяков А.А. Технология использования шлаков металлургических производств в качестве техногенного сырья… 841
Шелудченко С.С. Перспективы комплексного освоения углей Адун-Чулунского месторождения…… 843

Секция 17. ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ И ГОРНОЕ ПРАВО

Романюк В.Б. Экспертиза технико-экономических предложений участников конкурса на получение права пользования недрами в современных условиях..... 846
Антошкина А.В. Оценка показателей финансовой и экономической эффективности инвестиций в энергетике..... 848
Александров А.Н. Инвесторская сметная стоимость строительства в Сибири..... 850
Александров А.Н. Экономическая оценка эффективности открытых разработок полезных ископаемых..... 853
Бородин А.Ю. Стимулирование инновационного предпринимательства на основе модернизации экологического налогообложения..... 855
Гаврикова Н.А. Прогнозирование развития газовой промышленности в сложных природно-климатических условиях Ямала..... 857
Галайко Я.А. Анализ долгосрочных прогнозов мирового потребления, добычи нефти и цены на нефть..... 859
Годовищенко М.С. Стратегический проект модернизации российской экономики и ее минерально-сырьевой базы - «Тихоокеанская Россия»..... 861
Джумабекова М.М. Проблема формирования экономических отношений в области недропользования..... 862
Джумабекова М.М. Отдельные проблемы комплексного освоения горнорудного производства в республике Казахстан, возможные пути их решения..... 864
Ефимова О.В. Новые общемировые парадигмы развития нефтегазового комплекса России..... 866
Зеленова Е.С. Привлечение финансовых средств в ОАО «Газпром»..... 867
Зеленова Е.С., Жарова Т.Ю. Инновационная стратегия развития ОАО «Газпром»..... 869
Зенкина З.В. Экономические приоритеты источников городского водоснабжения..... 871
Карев А.В. Сочетание конкурсной, аукционной и заявительной форм получения права доступа к недрам..... 873
Коваленко Л.В. Анализ ресурсосберегающих факторов в логистических цепях..... 874
Козлова О.И., Намм М.Л. Участие малых и средних компаний в освоении нефтегазовых ресурсов..... 876
Колпакова М.Н. Правовой статус водоохранных зон реки Томи в пределах Томской области..... 878
Любятинская М.П. Экономическое стимулирование в сфере природопользования..... 880
Мирошкина А.С. Природоохранные аспекты при добыче углеводородного сырья и нормативно-правовая база защиты поверхностных и подземных водных объектов..... 882
Намм М.Л. Новые общероссийские парадигмы развития нефтегазового комплекса..... 884
Олейник Л.В. Повышение эффективности использования минерального сырья в АО «Соколовско-Сарбайское горно-производственное объединение»..... 885
Рыжих А.С. Природно-техногенные условия водопользования на реки Томь и особенности их правового регулирования..... 887
Холин Я.А. Экономическая оценка перспектив использования попутного нефтяного газа..... 889
Чермошенцева Е.В. Инвестиционный потенциал в производственной деятельности..... 891
Шушканова С.А. Экономико-правовые сценарии водопользования как механизм государственного управления водными ресурсами..... 893

Секция 18. GEOLOGY AND PETROLEUM ENGINEERING (ENGLISH, GERMAN)

Altabaew R.R., Bobrikowa I.W. Löslichkeit von stickstoffhaltigen gasen in erdölen westsibiriens..... 896
Akhmetzyanov R.S., Ibrahimov A.M. Petroleum, its formation, migration, effective petroleum source rocks of the world and how organic remains helped to us..... 898
Bubnova E.S. The estimation of probable carbonate salt and internal corrosion in oil-gas reservoir «Sobolino» deposits..... 900
Dashkovskiy G.A. Flocculation coagulation unit application results & waste managemtent analysis..... 903
Furina V.N. Chromium and zinc of the human blood, a Tomsk oblast's inhabitant..... 904
Galochkina E.A. The character of accumulating elements in thyroid gland of Tomsk region inhabitants..... 905
Golopapa S.N. Interpretation of iron ore deposit magnetic field in Ural..... 906
Gruzdov D.V., Pjatkov E.S. Modellierung der Wärmeenergieverteilung bei der elektrothermischen Bearbeitung der Bohrlochstoßzone..... 909
Khamitov O.B. Geosteering application in drilling of horizontal wells. Example of Purneftegaz..... 910
Kostikov M.S., Chumakov V.S. Specific conditions of LNG transportation..... 913
Lukin A.A. Mathematic modeling of head hydrodynamic field excited by geotechnical systems..... 915
Pichugina J.N. Factor analysis of gas control disbalance..... 917
Pokrovskiy V.D. Anthropogenic underflooding as a rational restoration planning factor of tomsk architecture monuments... 919
Savitskiy R.V. Paraffin formations in pipeline transportation..... 920
Shajhutdinova A.M. Water use legal control during the mining (Soviet oilfield)..... 921
Shtylyova S.P. Application of f-radiography method for human blood analysis..... 923
Stolyarov R.V. Analysis of different drill bits in use (Kluchevskoe oilfield)..... 923
Tereshin A.S. Tailing-in: how to reduce damage to the critical area of formation..... 925
Titova Y.K. Use of synthetic-based muds in managing oil field wastes..... 926
Velsh A.V. Study of substantial and elemental composition of drinking water scale in Zuryansky region of Tomsk oblast..... 928

Научное издание

Проблемы геологии и освоения недр
Труды XII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова
студентов и молодых ученых

Издательство ТПУ
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30
Тел./факс (3822) 563535, 564557
e-mail: publish@tpu.ru

Подписано к печати 4.09.2008. Формат 60x84/8. Бумага «Классика».
Печать RISO. Усл.печ.л. 109,57. Уч.-изд.л. 99,10.
Заказ 940. Тираж 220 экз.

Томский политехнический университет
Система менеджмента качества
Томского политехнического университета сертифицирована
NATIONAL QUALITY ASSURANCE по стандарту ISO 9001:2000

ИЗДАТЕЛЬСТВО ТПУ. 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.