МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИНСТИТУТ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ

СТУДЕНЧЕСКИЙ ЧАПТЕР МЕЖДУНАРОДНОГО ОБЩЕСТВА
ИНЖЕНЕРОВ-НЕФТЯНИКОВ, г. ТОМСК

ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ И ОСВОЕНИЯ НЕДР

Том II

Труды XVII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 150-летию со дня рождения академика В. А. Обручева и 130-летию академика М. А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы

Издательство
Томского политехнического университета
2013

УДК 504(063)
ББК 20.1л0
П78

П78 **Проблемы геологии и освоения недр**: Труды XVII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 150-летию со дня рождения академика В. А. Обручева и 130-летию академика М. А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы. Том II; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. – 920 с.

ISBN 978-5-98298-569-9

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, геоинформационных систем в геологии, космогеологических исследований, разработки нефтяных и газовых месторождений, переработки углеводородного и минерального сырья, нефтегазопромыслового оборудования, бурения нефтяных и газовых скважин, техники и технологии разведки и добычи, транспорта и хранения нефти и газа, горного дела, технологии и техники разведки месторождений полезных ископаемых, геоэкологии, гидрогеоэкологии, охраны и инженерной защиты окружающей среды, комплексного использования минерального сырья, землеустройства, экономики минерального сырья и горного права.

Публикация сборника трудов XVII Международного научного симпозиума осуществляется при информационной поддержке Министерства образования и науки РФ (Роснаука) и при поддержке Российского фонда фундаментальных исследований РФ.

УДК 504(063)
ББК 20.1л0

Главный редактор – А. Ю. Дмитриев, проректор-директор.
Ответственный редактор – 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. Недоливко, доцент, к.г-м.н
Секция 5 – Ю.В. Колмаков, доцент, к.г.-м.н.
Секция 6 – В.К. Попов, профессор, д.г-м.н.
Секция 7 – С.Л. Шварцев, профессор, д.г.-м.н.
Секция 8 – А.А. Поцелуев, профессор, д.г.-м.н.
Секция 9 – О.А. Пасько, профессор, д.с-х.н.
Секция 10 – А.Т. Росляк, профессор, д.т.н.
Секция 11 (подсекция 1) – В.И. Ерофеев, профессор, д.ф-м.н.
Секция 11 (подсекция 2) – Э. Д. Иванчина, профессор, д.т.н.
Секция 11 (подсекция 3) – В.В. Коробочкин, профессор, д.т.н.
Секция 12 – В.Д. Евсеев, профессор, д.т.н.
Секция 13 – С.Я. Рябчиков, профессор, д.т.н.
Секция 14 – В.Г. Лукьянов, профессор, д.т.н.
Секция 15 – В.Г. Крец, доцент, к.т.н.
Секция 16 – А.В. Рудаченко, доцент, к.т.н.
Секция 17 – С.Н. Харламов, профессор, д.ф-м.н.
Секция 18 – Л.П. Рихванов, профессор, д.г-м.н.
Секция 19 – В.И. Верещагин, профессор, д.х.н.
Секция 20 – Г.Ю. Боярко, профессор, д.э.н.
Секция 21 – Л.М. Болсуновская, доцент, к.фил.н.
Технический редактор – А.В. Епихин, ассистент

ISBN 978-5-98298-569-9
© ГОУ ВПО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет», 2013
© Оформление. Издательство Национального исследовательского Томского политехнического университета, 2013

MINISTRY OF EDUCATION AND SCIENCE OF THE RUSSIAN FEDERATION
NATIONAL RESEARCH TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY
INSTITUTE OF NATURAL RESOURCES

SPE TOMSK STUDENT CHAPTER

PROBLEMS OF GEOLOGY AND SUBSURFACE DEVELOPMENT

Tom II

Proceedings of the 17th International Scientific Symposium of students, Postgraduates and young Scientists devoted to the 150th Anniversary of Academician V.A. Obruchev and 130th Anniversary of Academician M.A. Usov, Founders of Siberian Mining School

Tomsk Polytechnic University Publishing House
2013

UDC 504(063)
BBC 20.1л0
P78

P78 **Problems of Geology and Subsurface Development**: Proceedings of the 17th International Scientific Symposium of students, Postgraduates and young Scientists devoted to the 150th Anniversary of Academician V.A. Obruchev and 130th Anniversary of Academician M.A. Usov, Founders of Siberian Mining School. Tom II; Tomsk Polytechnic University. – Tomsk: Tomsk Polytechnic University Publishing House, 2013. – 920 p.

ISBN 978-5-98298-569-9

Problems of paleontology, stratigraphy, tectonics, historical and regional geology, mineralogy, geochemistry, petrology, lithology, mineral products, hydrogeology, hydrogeochemistry, engineering geology, geophysics, oil geology, hydrocarbon and minerals refining, 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, land management, mineral economics and mining law were discussed.

Proceedings of the 16th International Scientific Symposium were published under the information support of Russian Agency of Education (Rosnauka) and under the support of Russian Foundation for Basic Research.

UDC 504(063)
BBC 20.1л0

Editor-in-chief – A.Yu. Dmitriev, vice-rector, director
Executive editor – G.M. Ivanova, Associate Professor
Panels' executive editors:
Panel 1 – B.D. Vasiliev, Associate Professor, Ph D (in Mintralogy)
Panel 2 – I.V. Kucherenko, Professor, Dsc (in Mintralogy)
Panel 3 – A.K. Mazurov, Professor, Dsc (in Mintralogy)
Panel 4 – N.M. Nedolivko, Associate Professor, Ph D (in Mintralogy)
Panel 5 – Yu.V. Kolmacov, Associate Professor, Ph D (in Mintralogy)
Panel 6 – V.K. Popov, Professor, Dsc (in Mintralogy)
Panel 7 – S.L. Shvartzev, Professor, Dsc (in Mintralogy)
Panel 8 – A.A. Potseluev, Professor, Dsc (in Mintralogy)
Panel 9 – O.A. Pasko, Professor, Dsc (in Mintralogy)
Panel 10 – A.T. Roslyak, Professor, Dsc (in Mintralogy)
Panel 11 (1) – V.I. Yerofeyev, Professor, Dsc (in Mintralogy)
Panel 11 (2) – E.D. Ivanchina, Professor, Dsc (in Mintralogy)
Panel 11 (3) – V.V. Korobochkin, Professor, Dsc (in Mintralogy)
Panel 12 – V.D. Yevseyev, Professor, Dsc (in Mintralogy)
Panel 13 – S.Y. Ryabchikov, Professor, Dsc (in Mintralogy)
Panel 14 – V.G. Lukyanov, Professor, Dsc (in Mintralogy)
Panel 15 – V.G. Krets, Associate Professor, Dsc (in Mintralogy)
Panel 16 – A.V. Rudachenko, Associate Professor, Ph D (in Mintralogy)
Panel 17 – S.N. Kharlamov, Professor, Dsc (in Mintralogy)
Panel 18 – L.P. Rikhvanov, Professor, Dsc (in Mintralogy)
Panel 19 – V.I. Vereshagin, Professor, Dsc (in Mintralogy)
Panel 20 – G.Yu. Boyarko, Professor, Dsc (in Mintralogy)
Panel 21 – L.M. Bolsunovskaya, Associate Professor, Ph D (in Mintralogy)
Technical editor – A.V. Epikhin, Assistent

ISBN 978-5-98298-569-9

© State Educational Institution of Higher Professional Training «National Research Tomsk Polytechnic University», 2013
© Design. National Research Tomsk Polytechnic University Publishing House, 2013

ПРЕДИСЛОВИЕ

1 – 6 апреля 2013 г. в Национальном исследовательском Томском политехническом университете (ТПУ) на базе Института природных ресурсов (ИПР) состоялся Семнадцатый Международный научный симпозиум имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр», посвященный 150-летию со дня рождения академика В. А. Обручева и 130-летию академика М. А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы.

Организация и проведение Семнадцатого Международного научного симпозиума «Проблемы геологии и освоения недр» осуществлялась при информационной поддержке Министерства образования и науки РФ (Роснаука), Фонда фундаментальных исследований и была поручена Институту природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета (ИПР ТПУ) как признание заслуг ИПР ТПУ, старейшего высшего технического учебного заведения, в подготовке геологических кадров и высоких достижений в научных исследованиях. Институт природных ресурсов в 2013 г. отметил свое 112-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.

ИПР (горное отделение ТТИ) является родоначальником геологического образования и геологической науки в азиатской части России. Созданная В.А. Обручевым и М. А. Усовым 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, ИГНД, ИПР) – 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 региона; профессор М.К. Коровин, первым указавшей на перспективы нефтегазоносности Западной Сибири и многие другие. Из почти 35 тысяч выпускников института (факультета) более 450 стали первооткрывателями месторождений полезных ископаемых, 1-Лауреатом Нобелевской премии, 50 – Лауреатами Ленинской и Государственной премий, более 250 – докторами и более 1600 кандидатами наук. Из стен ИПР вышло 15 академиков и членов-корреспондентов Академии Наук СССР (РАН), 5 Героев Социалистического Труда.

Сегодня Институт природных ресурсов ТПУ представляет собой крупный учебный (около 4500 студентов) и научный центр в области геологии, поисков, разведки и разработки разнообразных полезных ископаемых, в том числе геологии углеводородного сырья и его переработки, нефтегазодобычи, транспортировки и хранения нефти и газа. Он включает в себя 16 кафедр; аналитический центр; два Инновационных научно-образовательных Центра («Трубопроводный транспорт нефти и газа» и «Урановая геология»), 11 научно-производственных Центров и Инновационных научно-образовательных Центров, 24 научные лаборатории; 3 музея: минералогический, палеонтологический, кабинет-музей академиков В.А. Обручева и М.А. Усова. В ИПР работают более 433 преподавателей, среди которых 5 – академики РАН, 28 академиков и членов-корреспондентов общественных академий, 81 доктор и 204 кандидата наук. Институт ведет подготовку кандидатов и докторов наук по 33 специальностям.

С момента основания в ИПР (ГРФ, НГФ, ИГНД) 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 Семнадцатого Международного симпозиума было заслушано и рассмотрено, с учетом стендовых, 1300 докладов 1400 авторов, среди которых 410 иногородних, среди них – 102 зарубежных участника.

Заявки для участия в симпозиуме подали **1400 студентов и молодых ученых** России, ближнего и дальнего зарубежья, которые **представили 1300 докладов,** из которых **410** доклада заявили **иногородние участники. Это представители дальнего зарубежья - 36 участников из 18 ВУЗов, научных и производственных организаций 16 городов. Страны СНГ** представили **64 участника** из **32 ВУЗов, научных и производственных организаций 21 города. Россия была представлена 310 иногородними участниками из 80 ВУЗов, научных и производственных организаций, 49 городов. С докладами на английском и немецком языках** выступило **100 человек.**

Во время работы симпозиума на заседаниях 21 секции и Круглого стола из **1300 представленных** докладов было **заслушано 990** докладов. **Стендовых докладов** было рассмотрено – **260**. Активное участие в работе симпозиума приняли **иногородние участники**, которые выступили со **150 докладами.**

Статус участников симпозиума, **из представивших 1300 докладов**, следующий: **студентов – 832, аспирантов – 280, научных сотрудников – 92, инженеров – 60, молодых преподавателей – 28, школьников - 8.**

По отраслевой принадлежности участники были представлены следующим образом: из **ВУЗов-1175**, **из РАН-42**, **НАН-10**, **из отраслевых НИИ -40**, из **производственных организаций – 25**, **из школ – 8**.

Из 990 заслушанных **докладов доклады студентов и магистрантов** составили-**760**, **доклады аспирантов и молодых ученых – 222** и 8 **школьников. Заседания симпозиума** по 21 секции в течении 4-х дней **посетило 2050** человек.

Дальнее зарубежье было представлено 36 докладами из 9 стран: Германии, Франции, Китая, Великобритании, Италии, Польши, Эквадора, Вьетнама и Монголии.

Ближнее зарубежье (страны СНГ) представили 64 доклада из 8 стран: из Национальных Академий наук и вузов Украины, Белоруссии, Казахстана, Латвии, Азербайджана, Армении, Узбекистана, Киргизии.

В день открытия XVIII Международного симпозиума для участников симпозиума в актовом зале ТПУ были организованы три интересные выставки: 1. «К 150-летию со дня рождения академика В. А. Обручева и 130-летию академика М. А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы»; 2. «Научные достижения выдающихся ученых ИПР ТПУ (1901-2013 г.)-юбиляров: В. И. Вернадского, Н. Н. Урванцева, П. А. Удодова, М. К. Коровина, Д. С. Микова, О. Д. Алимова, Ю. А. Кузнецова, В. М., Витюгина»; 3. Научные достижения студентов и молодых ученых ИПР ТПУ в области геологии и современных технологий в освоении недр Земли (1901-2013 г.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), Таджикистана (г. Душанбе), Азербайджана (г. Баку), Казахстана (г. Алмата, г. Семипалатинск, г. Караганда, г. Павлодар), Белоруссии (г. Минск, г. Гомель), Армении (г. Ереван, г. Гюмри), Украины (г.г. Киев, Одесса, Ивано-Франковск, Днепропетровск, Донецк и др.), Киргизии (г. Бишкек), Молдовы (г. Кишинев). 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.

Участниками симпозиума представлены доклады из следующих университетов, академических и отраслевых институтов и производственных организаций: Российского государственного геологоразведочного университета им. Серго-Орджоникидзе (г. Москва), Института проблем нефти и газа Российской академии наук (г. Москва), Московского государственного университета им. М. В. Ломоносова, Российского университета дружбы народов (г. Москва), Института геохимии и аналитической химии Российской академии наук (г. Москва), Всероссийского научно - исследовательского института природных газов и газовых технологий (г. Москва), ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (г. Москва), Российского государственного университета нефти и газа им. И. М. Губкина (г. Москва), Института экспериментальной минералогии Российской академии наук (г. Москва), Нефтяной компании «Шлюмберже Лоджелко» ИпК (г. Москва), Национального минерально-сырьевого университета «Горный» (г. Санкт-Петербург), Санкт Петербургского государственного лесотехнического университета им. С. М. Кирова, Санкт-Петербургского государственного университета, Сайгонского государственного университета: (г. Сайгон, Вьетнам), Института технологической химии Технологического университета (г. Дрезден, Германия), Кембриджского университета (г. Кембридж, Великобритания), Университета Шеффилда (г. Шеффилд, Великобритания), Национального университета (г. Рим, Италия), ООО «Биттер-Фельд» (г. Фрайберг, Германия), Китайского геологического университета (г. Ухань), Университета Вроцлава (г. Вроцлав, Польша), Университета г. Манхейма (г. Манхейм, Германия), Национального университета (г. Ханой, Вьетнам), Национального университета Монголии (г. Улан-Батор, Монголия), Университета Париж-II (г. Париж, Франция), Университета Париж-11 (г. Орсей, Франция), Университета Хановера (г. Хановер, Германия), Чешского технического университета (г. Прага, Чехия), Дортмундского технического университета (г. Дортмунд, Германия), Департамента природных ресурсов (г. Ханой, Вьетнам), Научно-исследовательского института геологии Днепропетровского национального университета им. Олеся Гончара (г. Днепропетровск, Украина), Гомельского государственного университета им. Франциско Скорины (г. Гомель, Белоруссия), Научно-исследовательского института минеральных ресурсов (г. Ташкент, Узбекистан), Таджикистанского национального университета (г. Душанбе, Таджикистан), Национального университета им. Мирзо Улугбека (г. Такшкент, Узбекистан), Института геологических наук им. К. И. Сатпаева (г. Алматы, Казахтан), Восточно-Казахстанского государственного технического университета им. Д. Серикбаева (г. Усть-Каменогорск, Казахстан), Ташкентского государственного Технического университета им. Абу Райхона Бируни (г. Ташкент, Узбекистан), Ивано-Франковского национального технического университета нефти и газа (г. Ивано-Франковск, Украина), Азербайджанской государственной нефтяной академии (г. Баку, Азербайджан), Белорусского научно-исследовательского и проектного института нефти «Бел НИПИ нефть» (г. Гомель, Белоруссия), Каспийского общественного университета (г. Алматы, Казахстан), Карагандинского государственного технического университета, (г. Караганда, Казахстан), Таразского государственного университета им. М. Х. Дулати (г. Тараз, Казахстан), Одесского национального университета им. И. И. Мечникова (г. Одесса, Украина), Латвийского центра окружающей среды, геологии и метеорологии (г. Рига, Латвия), Института ноосферы Национального Центра космических исследований и технологий (г. Алматы, Казахстан), Латвийского сельскохозяйственного университета (г. Елгава, Латвия), Национального аграрного университета Армении (г. Ереван, Армения). Белорусской государственной сельскохозяйственной академии (г. Горки, Белоруссия), Государственного комитета Республики Узбекистан по геологии и минеральным ресурсам (г. Ташкент, Узбекистан), ООО «МАТЕК» (г. Киев, Украина), Кыргизского государственного технического

университета им. Раззакова (г. Бишкек, Кыргызстан), Донецкого национального Технического университета (г. Донецк, Украина), Казахского агротехнического университета им. Сайфуллина (г. Астана, Казахстан), Национального университета Узбекистана им. Мирзо Улутка (г. Ташкент, Узбекистан), Института геологии и геофизики Национальной Академии Наук Узбекистана (г. Ташкент, Узбекистан), Института геохимии и геофизики Национальной академии наук Белоруссии (г. Минск, Белоруссия), Института геологических наук Национальной Академии Наук Республики Армении (г. Ереван, Армения), Института геотехнической механики Национальной Академии Наук Украины (г. Киев, Украина), Руднинского индустриального института (г. Рудный, Казахстан), Павлодарского государственного педагогического университета (г. Павлодар, Казахстан), Ангарской государственной технической академии (г. Ангарск), Армавирского механико-технологического института (филиала Кубанского государственного технологического университета) (г. Армавир), Байкальского института природопользования СО РАН (г. Улан-Удэ), Белгородского государственного национального исследовательского университета (г. Белгород), Волгоградского государственного архитектурно-строительного университета, (г. Волгоград), Воронежского государственного университета (г. Воронеж), Дальневосточного геологического института ДВО РАН (г. Владивосток), Дальневосточного федерального университета (г. Владивосток), Забайкальского государственного университета, (г. Чита), Института водных и экологических проблем СО РАН (г. Барнаул), Института геологии и геохимии им. Академика А.Н. Заварицкого УрО РАН (г. Екатеринбург), Института геологии нефти и газа СО РАН (г. Новосибирск), Института геологии Уфимского научного центра РАН (г. Уфа), Северо-Кавказского государственного технического университета (г. Владикавказ), Астраханского научно-исследовательского и проектного института нефти и газа (г. Астрахань), Института геохимии им. А.П. Виноградова СО РАН (г. Иркутск), Института горного дела ДВО РАН (г. Хабаровск), Тихоокеанского океанологического института им. В. И. Ильичева ДВО РАН (г. Владивосток), Института горного дела Сибирского отделения Российской Академии наук (г. Новосибирск), Института комплексного анализа региональных проблем ДВО РАН (г. Биробиджан), Института мерзлотоведения им П.И. Мельникова Сибирского отделения Российской академии наук (г Якутск), Института минералогии УрО РАН (г. Миасс), Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН (г. Новосибирск), Института органической и физической химии им. А.Е. Арбузова Казанского научного центра (г. Казань), Института проблем нефти и газа СО РАН (г. Якутск), Иркутского государственного технического университета (г. Иркутск), Казанского (Приволжского) Федеральный университета (г. Казань), Казанского государственного энергетического университета (г. Казань), Кемеровского государственного университета (г. Кемерово), ООО Красноярск НИПИнефть (г. Красноярск), Магнитогорского государственного технического университета им. Г.И. Носова (г. Магнитогорск), Научно-исследовательского геологоразведочного предприятия «АЛРОСА» (г. Мирный), Научно-производственного центра «Недра» (г. Ярославль), Национального исследовательского Иркутского государственного технического университета (г.Иркутск), Национального минерально-сырьевого университета «Горный» (г. Санкт-Петербург), Новокузнецкого филиала Кемеровского государственного университета (г. Новокузнецк), Новосибирского национального исследовательского государственного университета (г.Новосибирск), Новочеркасской государственной мелиоративной академии (г. Новочеркасск), Пермского государственного технического университета (г. Пермь), Пермского национального исследовательского политехнического университета (г. Пермь), Самарского государственного технического университета (г. Самара), Сахалинского государственного университета (г. Южно-Сахалинск), Северо-Восточного федерального университета им. М.К. Аммосова (г. Якутск), Северо-Кавказского горно-металлургического института (государственного технологического университета) (г. Владикавказ), Сибирского государственного индустриального университета (г. Новокузнецк), Сибирского федерального университета (г. Красноярск), Института вулканологии ДВО РАН (г. Петропавловск-Камчатский), Института Земной коры СО РАН (г. Иркутск), Института морской геологии и геофизики ДВО РАН (г. Южно-Сахалинск), Сыктывкарского государственного университета (г. Сыктывкар), Тюменского государственного нефтегазового университета (г. Тюмень), Уральского государственного горного университета (г. Екатеринбург), Уфимского государственного нефтяного технического университета (г. Уфа), Ухтинского государственного технического университета, (г. Ухта, Республика Коми), ФГУП «ЦНИИгеолнеруд» (г. Казань), Филиала ОАО «ТНК-ВР Менеджмент» (г. Тюмень), Филиала Тюменского государственного нефтегазового университета (г. Нефтеюганск), Центрального научно-исследовательского института геологии нерудных полезных ископаемых (г. Казань), Югорского государственного университета (г.Ханты-Мансийск), Южно-Российского государственного технического университета (г. Новочеркасск), Южного научного центра РАН (г. Ростов-на-Дону), Южного федерального университета (г. Ростов-на-Дону), Юргинского технологического института-филиала Томского политехнического университета (г. Юрга), ОАО «Боровичского комбината огнеупоров» (г. Боровичи), Омского государственного технического университета (г. Омск), Амурского комплексного научно-исследовательского института ДВО РАН (г. Благовещенск), Нефтеюганского нефтегазового института (г. Нефтеюганск), Института Водных и экологических проблем СО РАН (г. Барнаул), ООО «ГеоКомпани» (г. Новосибирск), ООО «Геопрогноз» г. (Санкт-Петербург), ООО «ЗУМК- Инжиниринг», (г.Пермь), ООО «РН-КрасноярсНИПИнефть», (г.Красноярск), ЗАО «Промуглепроект», (г. Новокузнецк), ЗАО «Волгоград НИПИнефть», (г. Волгоград), Национальный исследовательский Томский политехнический университет (г. Томск), ООО «ЭкоТех» (г. Томск), ОАО «ТомскНИПИнефть» ВНК (г. Томск), Томский государственный архитектурно-строительный университет (г. Томск), Национальный исследовательский Томский государственный университет (г. Томск), Институт химии нефти СО РАН (г. Томск), Томский университет управления и радиотехники (г.Томск), ГНУК Сибирский научно-исследовательский институт сельского хозяйства и торфа (г. Томск).

Работа симпозиума шла в течение четырех дней одновременно по 21 секции и «Круглому столу». 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 разведки полезных ископаемых, разработки и добычи, в том числе углеводородного сырья, включая космогеологические исследования и геоинформационные системы в геологии, а также по экологическим проблемам и комплексному использованию минерального сырья, по землеустройству, природоресурсному праву и экономике 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, разработки нефтяных и газовых месторождений и переработки углеводородного и минерального сырья, геоинформационных систем в геологии, космогеологических исследований, нефтегазопромыслового оборудования, технике и технологии разведки месторождений твердых полезных ископаемых, добычи, транспорта и хранения нефти и газа, бурения скважин, горного дела, геоэкологии, гидрогеоэкологии, охраны и инженерной защиты окружающей среды, комплексного использования минерального сырья, землеустройства, горного и природоресурсного права, а также проблемы экономики минерально-сырьевых комплексов России и стран СНГ. Для участников, делавших доклады на английском и немецком языках, работала специальная секция.

XVII Международный симпозиум традиционно открыл проректор-директор Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета А.Ю. Дмитриев. Перед участниками симпозиума на открытии каждой секции выступили ведущие ученые, профессора, которые осветили проблемы и перспективы развития науки в XXI веке по каждому из 21-го 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 и экспериментальных исследований и имеют и важное прикладное значение, и при дальнейшей научной разработке многие из них могут быть представлены в виде диссертаций на соискание ученых степеней, конструкторских разработок. 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 XVII Международном симпозиуме студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр» – 2013 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/ как наземными, так и скважинными методами. В ряде работ молодых ученых были использованы также новейшие математические методы (МКЭ) для моделирования электромагнитных полей в обсаженных скважинах, атомно-эмисионная спектрометрия с индуктивно связной плазменный, метод лазерного микроанализа и т.п. Интерес представляет доклад Л. С. Окс, ведущего научного сотрудника ООО «НК Роснефть» (г. Краснодар): «Применение комплексной интерпретации данных ГИС для определения литологической характеристики сложнопостроенных карбонатных коллекторов на примере одного из месторождений Тимано-Печорской провинции». В докладе представлены новые результаты геофизических исследований скважин в карбонатном разрезе и методика их интерпретации, позволяющая извлечь максимум информации. Интересен также доклад студента Института природных ресурсов ТПУ А. О. Расторгуевой: «Моделирование геологического разреза Герасимовского нефтеконденсатного месторождения по результатам геофизических исследований скважин», в котором автор представляет новые данные по петрофизике Герасимовского нефтеконденсатного месторождения, позволяющие совместно с данными ГИС составлять физико-геологические модели месторождений. Теоретический и практический интерес представляют и многие другие доклады.

При минералогических, петрографических, литологических и металлогенических 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, атомно-эмиссионная спектрометрия с индуктивно-связанной плазмой, инструментальный нейронно-активационный анализ, метод лазерного микроанализа, 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, методов физико-химического моделирования с использованием программного продукта «HydroGeo», сканирующие электронные микроскопы, микроанализаторы, методы изучения кристаллохимии минералов и хромофоров элементов в минералах с помощью метода адсорбционной оптической спектроскопии, ИК-спектроскопии, рентгенофлуоресцентный анализ, методы изучения минерального состава отдельных отходов с целью прогноза возможности их использования в целях переработки на извлечение минералов платиновой группы, метод криометрии для изучения солевого состава растворов газово-жидких включений, Ar-метод для определения абсолютного возраста отложений и метод электронного парамагнитного резонанса для оценки структурной упорядоченности минералов, микротермометрический метод с использованием микрокриотермостолика THMSG-600 (Linkam) для исследований флюидных включений, метод натяжного сплайна в программном пакете ArcGis, геомикробиологические методы с дистанционными, структурно-геоморфологическими, структурно-гидрогеологичискими методами, показана возможность использования инфракрасных спектров топаза для прогнозных целей, трехмерное моделирование, методы многомерной статистики, дешифрование космо – и аэрофотоснимков и др. При геохимических исследованиях широко применялись уникальные возможности исследовательского ядерного реактора Томского политехнического университета. В представленных докладах отражены новые методики оценки экологического состояния территорий и отражена возможность применения биогеохимии для оценки уровня техногенного загрязнения. Представлены новые данные по содержанию и закономерностям распределения химических элементов в базальтоидах, по которым была расшифрована геохимическая специализация и обстановки формирования пород, что позволяет применять эти данные при прогнозировании и поисках месторождений полезных ископаемых. В другой части докладов приведены технологии компьютерного моделирования месторождений урана и рудных тел. Впервые была предложена методика разделения существенно радиевых и существенно урановых ореолов внутри одного рудного тела. Все вышеизложенное позволяет грамотно разрабатывать рекомендации по постановке поисково-прогнозных работ и рационально использовать природные ресурсы. Авторами разработаны новые методики оценки перспективных рудных полей на обнаружение месторождений урана, золота, железа, а также кварцевого сырья. В представленных докладах получены новые данные относительно минералогии уранового месторождений «Инкай», проведено фациальное расчленение Бакчарского железорудного месторождения. Авторами даны новые данные по химическому составу гранатов, биотитов, турмалинов из гранитов и пегматитов, перспективных на промышленную редкометальную минерализацию. В части докладов освещены термобарогеохимические условия образования месторождений. В другой части докладов приведены способы дегазации метана в угольных шахтах, что снижает возможность риска аварийных ситуаций в шахтах Кузбасса. Все вышеизложенное позволяет грамотно разрабатывать рекомендации по природоохранным мероприятиям и рационально использовать природные ресурсы. Достоверность всех полученных результатов подтверждается значительным количеством проанализированных проб с применением современных методов анализа.

Большой интерес вызвал доклад А.И Ялышевой, научного сотрудника Института геологии и геохимии им. Академика А.Н. Заварицкого УрО РАН (г. Екатеринбург): «Постседиментационные (хемогенные) микротекстуры кластогенного кварца рифейских песчаников Башкирского мегантиклинория (Южный Урал)». В докладе представлены новые уникальные результаты исследования микротекстур кластогенного кварца архейских пород фундамента с помощью современного метода анализа (электронная микроскопия). Показано, что различные виды постседиментационных микротекстур кластогенного кварца из рифейских песчаников Башкирского мегантиклинория в основном представлены различными видами элементов растворения под давлением, коррозии зерен и новообразованиями из аморфного и криптокристаллического кремнезема. В большинстве случаев «седиментационный сигнал» в виде элементов микроморфологии зерен не сохранился или достаточно искажен процессами эпигенеза. В целом, для целей установления особенностей постседиментационных трансформаций песчаников наблюдаемые микротекстуры выполняют важную роль. Интерес также представляет доклад Т.А. Чикишевой, магистранта Иркутского государственного университета: «Минералогический анализ рыхлых отложений при поисках коренных источников платиноидов на массиве Кондер». В докладе представлены результаты минералогического анализа шлихов из россыпей массива Кондер. Показано, что минералогический анализ позволяет выделить как интенсивно окатанную платин размерностью от 1…2 до -0,1 мм, так и весьма близкую по морфологии, цвету и выделениям платине из коренного залегания. Это свидетельствует о том, что в россыпи кольца платиноиды присутствуют из близко расположенных коренных источников. Минералогический анализ позволяет установить крупность исследуемых зерен, что необходимо учитывать при поисках и разработке дальнейшей схемы обогащения, а также определить содержания шлиховой платины в объеме породы. Научную новизну несет научная работа А. А. Мячина, студента Национального исследовательского государственного университета: «Оценка состава и процессов образования руд Зареченского месторождения методами многомерной прикладной статистики». В докладе представлены данные многомерных статистических методов, которые решают проблему разграничения типов руд любых месторождений, что является необходимым для технологических схем обогащения и переработки руды в целом. Интересен доклад М.

А. Рудмина, аспиранта Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, на тему: «Фациальные особенности рудовмещающих горизонтов Бакчарского железорудного месторождения». В докладе представлены результаты детального фациального анализа в масштабе месторождения при помощи интерпретации стратиграфических колонок в комплексе с макро- и микроскопическим исследованием. Научную новизну и немалый интерес несут и многие другие доклады на 2 и 3 секциях по данным направлениям.

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 исследования вод, применено более совершенное оборудование для исследований геологической среды (применение MP3-плеера в качестве устройства регистрации и хранения необходимой информации), использован квалиметрический метод при оценке климато-курортологического потенциала и факторов инженерно-геологических исследований, проведено моделирование уплотнения грунтов в основании сооружения с использованием новейших программных продуктов, использование метода многофакторного корреляционного анализа для прогноза оседания земной поверхности, изучены вопросы экспериментальной микробиологии, использованы новейшие программные продукты для решения задач моделирования (Abagus, Plaxis, комплекс геофизических программ для решения вопросов гидрогеологии), квалиметрический метод и его применение для оценки факторов инженерно-геологических условий, ротационная динамика как природный фактор формирования гидродинамического режима понтического водоносного горизонта, метод лазерного микроанализа, потенциометрия, атомно – эмиссионная спектрометрия с индуктивно связанной плазмой, атомно-адсорбционный анализ, инструментальный нейтронно-активационный анализ и др. Научную и практическую значимость, в частности, представляет доклад Е.С. Сидкиной, аспиранта Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Химический состав подземных вод и рассолов западной части Тунгусского артезианского бассейна».

Научную и практическую значимость представляет, в частности, доклад З.В. Чернышовой, аспиранта Национального исследовательского Иркутского государственного технического университета: «Ведущая роль рифтогенеза в формировании структурно-гидрогеологических условий Байкальского региона». В докладе охарактеризованы выполняемые исследования, которые продолжают развитие представлений о главной роли рифтогенеза и сопровождающих его процессов в формировании структурно-гидрогеологических условий Байкальского региона. Это, прежде всего, ярко выражено в специфике геологических структур (разломы, впадины, горное обрамление), где происходит подъем эндогенных флюидов, генерация рифтогенных вод и их смешение с атмосферными, насыщение микрокомпонентами и газами различного генезиса и, как следствие, формирование природных вод с широким спектром химического состава и температурного режима. При этом обращает внимание устойчивая во времени пресноводность как в целом гидросферы Байкальского региона, так и жемчужины планеты – озера Байкал. Интересен также доклад С.А. Лагуновой, студента Забайкальского государственного университета (г. Чита): «Мерзлотно-гидрогеологические условия Хиагдинского месторождения урана (Республика Бурятия)». Анализ геоэкологических условий Хиагдинского месторождения урана указывает на необходимость организации объектного мониторинга подземных вод. Добыча урана методом подземного выщелачивания сопровождается накоплением загрязняющих веществ в продуктивном горизонте. В подземной гидросфере загрязняющие вещества мигрируют с подземными водами и могут попадать в водоносные горизонты, используемые для водоснабжения. Снижение экологического риска делает актуальной задачу контроля распространения загрязняющих веществ в подземных водах. Мониторинг подземных вод проводится с целью наблюдений за гидрогеологическими, гидрохимическими и иными показателями состояния подземных вод, выявления негативных процессов, оценки и прогнозирования их изменения, предотвращения их вредных последствий и определения эффективности мероприятий, направленных на рациональное использование и охрану подземных вод. Интерес вызвал также доклад В. В. Малыгиной, М. Г. Камбалиной (Институт природных ресурсов ТПУ): «Распространенность кремния в природных водах Томского района». Доклад отличался проведением собственных экспериментов в лабораторных условиях с целью выявления форм нахождения кремния в природных водах в зависимости от среды исследуемых вод. Содержание кремния в образцах природных вод определяли методом атомно-абсорбционной спектрометрии (ААС) [1]. Данную методику определения концентрации кремния разработали сотрудники ПНИЛ гидрогеохимии НОЦ «Вода» ТПУ. Предложенная методика позволяет определять все формы кремния, т.е. общий кремний, это достигается благодаря высоким значениям температур (порядка 3000°С) на стадиях (пиролиз и атомизация) процесса измерения. Для определения формы нахождения кремния использовался метод мембранного разделения, основанный на разделении частиц по размеру. В коллоидной форме находится не более 10 % кремния. Подавляющая форма кремния находится в истинно растворенной форме, о чем свидетельствует сопоставление содержания кремния после диализа с валовым содержанием. Практическую значимость имеет доклад Хэ Чунью (Институт природных ресурсов ТПУ): «Химический состав подземных вод бассейна Датун провинции Шанси (Китай)». Автором обсуждалась весьма актуальная проблема, связанная с наличием в природных водах изучаемой провинции высоких концентраций мышьяка, значительно ухудшающего здоровье населения. Установлено, что по химическому типу воды преимущественно сульфатно-хлоридно-гидрокарбонатные магниевые-натриевые. В рассматриваемых водах отмечаются высокие концентрации мышьяка, что отражает специфику рассматриваемого региона. Повышенное содержание мышьяка в подземных водах является весьма серьезной проблемой для населения, использующего эту воды в питьевых целях. В этих районах необходимо

проводить детальное исследование распределения мышьяка и выявление очагов загрязнения. Интересны и другие доклады по данному направлению.

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.), в том числе новейшее программное обеспечение CENEX, W-Seis, GeoSeism, SURFER и GridMaster, позволяющие реконструировать тектоническое строение малоизученных территорий, также использовались космоснимки при прогнозировании ловушек нефти структурного типа. При изучении химического состава нефти и органического вещества нефтематеринских пород использованы хроматография и хромато-масс-спектрометрия, атомно-адсорбционный анализ, газовая хроматография, рентгеноструктурный анализ, электронная микроскопия, люминесцентная микроскопия, ртутная порометрия и др. 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, в том числе Арктического шельфа (Баренцева моря, Карского моря и моря Лаптевых) и глубокопогруженных горизонтов Западной Сибири. В данном направлении интерес представляет доклад Г. А. Алексашовой, аспиранта Института проблем нефти и газа РАН (г. Новосибирск):«Особенности литологического строения Чайкинского поднятия, приуроченного к юго-восточному склону Непско-Ботуобинской антеклизы». В докладе представлены новые результаты исследования геологического строения, литологических особенностей и локализация зон вендского и рифейского нефтегазонакопления на Чайкинском поднятии. Интересен также доклад В.И. Речинской, магистранта Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Мощность палеозойских образований Западно-Сибирской геосинеклизы как основной критерий оценки перспектив возникновения месторождений нефти и газа трещинно-метасоматического типа». В докладе представлены новые данные о строении зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений, выделены зоны метасоматической проработки и трещинообразования, выделен новый тип коллекторов трещинно-метасоматического типа в пределах Западно-Сибирской геосиниклизы. Научную и практическую новизну несет доклад В. А. Колесова, аспиранта и студента А. С. Крикотина (Сибирский федеральный университет, г. Красноярск): «Расчет коэффициента водонасыщенности и индекса смачиваемости пород с использованием данных ртутной порометрии». Интерес слушателей вызвал доклад аспиранта Ивано – Франковского Национального технического университета нефти и газа (Украина) В. С. Бондарчука «Перспективы поисков и разведки газа из нетрадиционных коллекторов нижнего мела Западно – Украинского битумно – нефтегазоносного региона». Интересен также доклад С. Н. Попова, к.г.-м.н., старшего научного сотрудника Институт проблем нефти и газа РАН (г. Москва): «Геохимические и геомеханические эффекты, возникающие при взаимодействии пластовых и нагнетаемых вод с трещиноватыми карбонатными коллекторами ». В данном научном направлении было много актуальных интересных и практически значимых сообщений.

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, методы электронно-парамагнитного резонанса (ЭПР), нейтронно-активационный анализ, метод люминесцентной микроскопии для изучения органического вещества, анализ аэрофотоснимков и космоснимков. В палеонтологических исследованиях было показано применение универсального принципа симметрии Пьера-Кюри для характеристики форм и условий обитания отряда фузулинид и т.д. 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 и т.д. В частности, интерес представляет одна из лучших работ – работа инженера А. А. Горбатова «Уточнение обстановок седиментации для корреляции разрезов скважин (на примере группы пластов АС юго-западной части Сургутского свода)» (ОАО «Томск НИПИ нефть»). В докладе дана собственная оригинальная и разрабатываемая в настоящее время методика выделения субобстановок формирования терригенных осадков в ключе нового их понимания и более детального расчленения. Данный подход позволяет по новому заняться решением проблем стратификации нефтегазоносных «немых» толщ в районах Западной Сибири. Интересен также доклад Д. Г. Маликова, аспиранта Томского государственного университета: «Экосистемный анализ позднеплейстоценовой тереофауны комплекса месторождений у с. Новоселово (Красноярского края)». Интерес вызвал также доклад студента Томского государственного университета А. А. Журавлевой, Е. М. Семенова «Распределение структурно – вещественных комплексов пород при столкновении и скучивании тектонических плит (на примере Магистрально – Николаевского траверса

Татарского антиклинория Енисейского кряжа)». О первых находках автором пластовых строматитов STRATIFERA SP в карбонатно – терригеновых отложениях каруярвинской свиты полуострова «Средний» (северное побережье Кольского полуострова), доложил Ю. В. Михайленко (Ухтинский государственный технический университет). Интересны и многие другие доклады.

В секции «Космогеологические исследования. Методы, результаты перспективы» представлены доклады актуально ориентированные на решения научных и практических проблем в области геологии, геохимии, рационального природопользования, охраны и защиты окружающей среды с использованием современных методов анализа данных дистанционного зондирования Земли. В представленных докладах отражены разработанные, собственно самими авторами, новые методы оценки экологического состояния территорий, динамических режимов горных массивов соляных рудников, методов прогноза рудных полезных ископаемых и поисков месторождений нефти и газа.

Авторы для решения задач в процессе исследования использовали современные методы: статистический анализ напряженного состояния горных массивов, линеаментный анализ, методы улучшения, классификации и предискретизации растворовых изображений. Из представленных докладов интересен доклад А.Ю. Симоновой, инженера технического отдела ООО «ЗУМК-Инжиниринг» (г. Пермь): «Взаимосвязь газодинамических явлений в калийных рудниках с космогеологическими факторами», в котором представлены данные и четко прослежена взаимосвязь газодинамических явлений с космогеологическими факторами. Интерес представляют также исследования Д.Н. Буретековой, инженера Института ноосферы Национального Центра космических исследований и технологий Казахстана (г. Алматы): «Использование данных дистанционного зондирования Земли для поисков месторождений углеводородов». Интересен также доклад Д.А. Черданцевой, студента ИПР Томского политехнического университета: «Космогеологические структуры Казанской площади (юго-восток Нюгольской впадины)». В докладе Н.Ф. Столбовой, доцента ИПР ТПУ, С.Н. Аксенова, студента Института природных ресурсов Томского политехнического университета: «Ванкорский метеорит и его загадка» описан найденный авторами метеорит в керне осадочных пород на глубине 1001 м, на границе верхнего и нижнего отделов меловой системы, с возрастом отложений 97 млн. лет назад. Изучение минералогического состава, а также элементов-примесей подтвердило его неземное происхождение. Установлено, что он относится к подклассу углистых хондритов и что происхождение его связано с кометами или поясом астероидов.

В ряде докладов студентов на данной секции представлена история рождения и развития космонавтики, в том числе показана роль русских и советских ученых, а также рассказано о вкладе ученых Томского политехнического университета в развитии космонавтики, космической техники, в изучении и освоении космоса. Интересно рассказано о роли космических исследований в разных научных направлениях, в том числе о значимости сегодня их в геологии.

В секции «Землеустройство. Наука и практика» доклады выполнены студентами и молодыми учеными на высоком современном уровне. Актуальность их состоит в решении научных и практических проблем в области землеустройства, геодезии, картографии, геоэкологии, рационального использования и охраны земельных ресурсов. Представленные доклады имеют несомненную научную новизну. Они отражают результаты оценки состояния земельных ресурсов на основе изучения природных сред и предложены рекомендации по природоохранным мероприятиям. Значительная часть докладов посвящена проведению землеустроительных работ в пределах урбанизированных территорий, в районах добычи полезных ископаемых, при создании особых экономических зон развития туризма. Часть докладов посвящена становлению земельно-имущественных отношений и их значению при ведении землеустроительных работ. Достоверность полученных результатов основана на использовании информации, представленной государственными структурами и на применении современных методов анализа. В 2013 г. работу секции открыл пленарный доклад профессора Латвийского сельскохозяйственного университета В.З. Башмане (Латвия), которая освятила ситуацию в землеустройстве в странах Балтии. Пленарный доклад профессора Института природных ресурсов ТПУ О.А. Пасько охарактеризовал историю и перспективы развития землеустройства в России. Практически все доклады участников вызвали активное обсуждение. Выступающим задавали не менее десятка вопросов и предложений, что позволяло с разных сторон обсудить проблему и увидеть перспективы исследований. Один из наиболее интересных докладов по данному направлению является доклад А.В. Алферовой, студента Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Тенденции изменения земель сельскохозяйственного назначения в Томской области». Интересны также доклады Д.Д. Федотовой, Л.В. Бабинович, студентов Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Проект развития территории с особым режимом использования»; М.С. Гороховой студента Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Эффективность информационного обеспечения кадастра особо охраняемых территорий», доклад Е.Д. Авдеевой, магистранта Омского государственного аграрного университета: «Анализ инвестиционной деятельности по организации использования земельных участков в условиях рыночной экономики», а также доклад Н.С. Бобровича, студента Белорусской сельскохозяйственной академии (Беларусь): «Опыт государственного регулирования рынка земли в Республике Беларусь» и доклад Б.В. Летягиной, студента Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Новые подходы к мониторингу особо охраняемых территорий». Интересны и многие другие доклады на данной секции.

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, GeoQuest, Petrel, Temp Test, MS Office, Pipl-Sim; 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. Использован оригинальный способ и технические устройства высокообводных скважин, оригинальный метод фотонной корреляционной спектроскопии в исследовании дисперсных систем, применен вибрационной метод для измерения свойств нефтяных систем в области водонефтяного контакта, метод спектрометрического импульсного нейтронного гамма-каротажа, волоконно-оптического геотехнического мониторинга и др. 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, также использованы современные информационные технологии, вычислительные алгоритмы, математические модели и программные средства для трехмерного гидродинамического моделирования разработки нефтяных месторождений (Eclipse 100t, GeoQuest, Petrel, Tempes). Кроме того, участниками симпозиума предложена механистическая модель лифта скважины при моделировании совместной разработки газовой шапки и оторочки высоковязкой нефти; оригинальная методика определения стратегии разработки нефтяных месторождений Западной Сибири интегрированная с анализом рисков и неопределенностей; оригинальные экспериментальные исследования процессов вытеснения нефти различными композициями из реальных образцов керна. 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 пластов и производительности скважин путем создания радиальных каналов методом глубокой гидроперфорации горных пород в сочетании с кислотным гидроразрывом пластов; 2) проблемы адаптации гидродинамических моделей к реальным характеристикам конкретных залежей и месторождений; 3) новые технологии и технические решения по совершенствованию скважинной добычи нефти (зарезка боковых стволов, управляемое бурение горизонтальных скважин, совместная разработка двух объектов и др.; 4) проблемы повышения успешности и прогнозирования эффективности проведения гидроразрыва пласта; 5) вопросы конверсии попутных нефтяных газов в высокооктановые бензины на цеолитных нанокомпозитных катализаторах; 6) влияние ультрафиолетового облучения цеолитных нанокомпозитных катализаторов на выход и селективность образования жидких углеводородов. В одном из лучших докладов Горшкова А.М., аспиранта ИПР ТПУ отмечается, что в зависимости от состава и внешних условий нефть можно рассматривать как дисперсную систему или молекулярный раствор. Термодинамический анализ фазообразования в дисперсных системах показывает, что изменение размеров ассоциатов под действием различных факторов оказывает влияние на физико-химические свойства дисперсных систем. Таким образом, появляется новая независимая переменная – дисперсность, которая обратно пропорциональна размеру частиц, изменение которой характеризует важнейшие свойства коллоидно-дисперсных систем. Прямые измерения размеров ассоциатов в ультрамикрогетерогенных и микрогетерогенных системах практически отсутствуют. Использование для этого методов обычной оптической спектроскопии затруднено из-за низкого разрешения приборов. Для разрешения этой проблемы предложено использовать метод спектроскопии оптического смешения – метод фотонной корреляционной спектроскопии. Цель работы – разработка методики определения размеров частиц в модельных дисперсных системах (золь гидрата окиси железа и золь серы) на приборе PhotoCor Complex, с дальнейшим определением размеров ассоциатов асфальтенов в нефти. Участниками симпозиума предложена новая методика подготовки проб осадочных пород с использованием процесса седиментации, волоконно-оптическая система геотехнического мониторинга, метод спектрометрического импульсного, нейтронного, гамма-каротажа и др. В представленных докладах отражены разработанные собственно самими авторами новые модели интерпретации данных

гидродинамических исследований скважин, новые экспериментальные методики проведения лабораторных исследований фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов и новые методики расчетов для подбора оборудования для эксплуатации скважин. Все вышеизложенное позволяет вырабатывать рекомендации по созданию оптимальных систем разработки нефтяных и газовых месторождений и мероприятия по предупреждению осложнений при эксплуатации скважин. Одним из интересных докладов является доклад П.С. Дозморова, аспиранта Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Методика обработки данных косвенных измерений гранулометрического состава осадочных горных пород». В работе используется один из подходов применения метода Розина – Раммлера – Беннета путем преобразования получаемой информации в аппаратной части с целью создания алгоритма для машинной обработки данных о гранулометрическом составе горных пород. Среди студенческих работ наиболее интересными является доклад М.С. Большакова, студента Национального исследовательского Томского политехнического университета доклад на тему: «О явлении теплового удара в установке электроцентробежного насоса». В докладе представлен детальный анализ влияния солеотложений на тепловое состояние погружного электродвигателя (ПЭД) в составе установки электроцентробежного насоса при эксплуатации в скважине и сделаны попытки устранения дефектов в скважине с целью безаварийной работы. Интересны и многие другие доклады по данному направлению.

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 расчета прочности изделий методом конечных элементов «Ansys», 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. Студенты ТПУ спроектировали и создали лабораторную установку с компьютеризированным измерительным комплексом. Студентами кафедры бурения ИПР ТПУ подготовлен и продемонстрирован лабораторный стенд для проверки и отработки нового способа бурения – гидро-мониторо-абразивного с применением гидромониторного долота эжекторного типа. Ими разработаны также уникальные методики и лабораторные установки и стенды, например, установка, позволяющая оценивать влияние различных технологических жидкостей, используемых для бурения и крепления скважин, на проницаемость пласта в условиях, соответствующих условиям залегания продуктивных пластов нефтегазовых скважин и уникальный стенд для гидроабразивного бурения с циркуляцией в призабойной зоне абразивного порошка рэлита. 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. В ряде докладов излагался ход проектирования и изготовления лабораторных установок для научных исследований в области бурения скважин. Некоторые разработки молодых ученых заслуживают патент или свидетельства на полезную модель.

Большой интерес вызвал доклад аспиранта Национального исследовательского Томского политехнического университета А.В. Епихина. Его доклад посвящен оценки влияния расхода промывочной жидкости на релаксационные токи, генерируемые при разрушении горных пород бурением. В работе основываясь на результатах исследования электризации твердых тел при их механическом нагружении, он изучил возможность извлечения полезного сигнала, который генерирует на забое скважины при механическом разрушении горных пород, и , интерпретируя его, можно получить информацию о разрушении пород, работе породоразрушающего инструмента, влияние на эффективность разрушения используемой промывочной жидкостью. Весьма интересный доклад, посвящённый тампонажным растворам для горизонтальных скважин в условиях аномальных пластовых давлениях, представили студенты Российского государственного геологоразведочного университета имени Серго Орджоникидзе Т.А. Чумакова и Ю.Ю. Иванов. В докладе предложена методика расчета параметров тампонажных растворов с обоснованием целесообразного применения ее при выборе состава и свойств тампонажных растворов при бурении, вскрытии, освоении углеводородных коллекторов. Доклад, посвященной теме – облегченные тампонажные растворы на основе вермикулита – представил студент Национального исследовательского Томского политехнического университета В.М. Горбенко. В результате исследования автором разработан тампонажный раствор, обладающий значительно меньшей усадкой цементного камня в сравнении с ПЦТ-1-G и РТМ-75, подобран оптимальный состав облегченного тампонажного раствора на основе вермикулита. Инженеры А.Н. Балацкий и А.П. Шленчак (ОАО «ТомскНИПИнефть) представили интересный доклад о том, что впервые для месторождения Западной Сибири в лаборатории физики пласта ОАА «ТомскНИПИнефть» были представлены исследования влияния буровых растворов на коллекторские свойства пласта, которые показали весьма негативное влияние, связанное с

кольматацией керна, набуханием глинистой составляющей образцов в результате взаимодействия с водой. Развернутые доклады, посвященные особенностям техники и технологиям современного морского бурения, а также проблемам и методам их решения при сооружении скважин на шельфовой зоне представил студент Национального исследовательского Томского политехнического университета Д.И. Новосельцев, в которых он проанализировал технологические процессы, связанные с сооружением скважин в шельфовой зоне. Выделяется также доклад магистранта Национального исследовательского Томского политехнического университета П.П. Павлова, в котором были изложены результаты подобранного состава коррозионностойкого тампонажного материала для низких и нормальных температур с целью перекрытия магниевых соляных залежей на основе тампонажного портландцемента ПЦТ 1-50 и добавок техногенного происхождения. Интересен доклад Б.В. Григорьева, аспиранта Северо-Восточного федерального университета имени М.К. Аммосова (г. Якутск): О совершенствовании алмазной коронки для бурения с продувкой сжатым воздухом в условиях месторождений Якутии». Работа выполнена на высоком методическом уровне. Идея работы основана на хорошем анализе ранее выполненных работ по данному направлению, большом объеме экспериментальных исследований, проведенных автором, и опытных проверок в производственных условиях.

Доклады участников симпозиума по данному научному направлению выполнены на высоком современном уровне. Актуальность работ заключается в решении научных и практических проблем в области бурения скважин, применение новых технологий и рецептур тампонажных растворов, промывочных жидкостей. Достоверность всех полученных результатов подтверждается экспериментально с применением современных методов испытания в лаборатории буровых растворов кафедры. Научную и практическую значимость имеют доклады и других участников секции.

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. Доклады выполнены на высоком уровне. Актуальность состоит в решении современных научных и практических проблем в области нефтепромыслового оборудования. Представленные доклады имеют несомненную научную новизну (более половины). Например, в работе Донг Ван Хоанг, студента Института международного образования и языковой коммуникации Национального исследовательского Томского политехнического университета, рассматриваются новые конструкции приводов отечественного производства, для шаровых кранов магистральных газопроводов. Приводятся сравнительные характеристики различных типов приводов, подробно рассматриваются их достоинства и недостатки. В работе Я.Е. Шефер, студентки Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, рассматриваются современные технические средства ликвидации аварийных разливов нефти на акваториях при механическом сборе. Приведен подробный анализ эффективности методов сбора нефти и нефтепродуктов, а также способы локализации и ликвидации разливов нефти. Указаны параметры, учитываемые при выборе оборудования используемого для ликвидации последствий аварий. В докладе А.Н. Чехлова, студента Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, приведены методы и материалы для повышения коррозионной стойкости обсадных и насосно-компрессорных труб. Подробно рассмотрены причины и существующие методы борьбы с коррозией. Интересны и многие другие доклады.

По направлению «Современные технологии и техника нефтегазопроводов и нефтегазохранилищ» 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, микроструктурный анализ, потенциометрия, 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, удалось смоделировать напряженно-деформационное состояние монтажных швов вертикального стального резервуара (РВС) в программном комплексе ANSY® Workbench Simklation, рассмотрена возможность применения машин Стирлинга для предотвращения потерь легких фракций углеводородов от испарения при хранении нефти и нефтепродуктов в резервуарах. В представленных докладах отражены разработанные авторами

методики для оценки состояния объектов магистральных трубопроводов и рекомендации по их применению. Так, в работе А.В. Ермолаевой, студентки Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, обоснована необходимость внедрения и разработки программного приложения для паспортизации узлов измерений расхода газа. В результате предложена необходимость связать две базы данных «Инфотех» и «УОРО МИКС» и разработать программные приложения для построения структурной и аксонометрической схем. В работе А.А. Околот, Р.Р. Якупова, студентов Самарского государственного технического университета, предлагается конструкция фундамента резервуара повышенной надежности, основными положительными особенностями которого являются: повышение устойчивости резервуара и снижение неравномерных осадок за счет улучшения деформационных характеристик грунта и особой конструкции днища. В работе Я.Ю. Евдокимовой, студентки Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, проведен расчет осадки торфяного основания для нефтепроводов большого диаметра. Благодаря полученным результатам, появилась возможность точного расчета осадки основания под нагрузкой. Научные и практическое значение имеют и другие доклады данной секции.

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. Молодыми учеными проводились исследования, такие как изучение напряженно-деформированного состояния массива горных пород и управления мобильными (самоходными) машинами, опыт внедрения развитых систем автоматизации техники (дистанционное программирование процессов, бортовые телекамеры, системы технического зрения и автономной навигации, элементы искусственного интеллекта, объединение автоматизированных машин информационной сетью). В ходе автоматизации оборудования для горного дела широко используются сегодня элементы микроэлектроники. И это отражено в докладах молодых исследователей. Доклады выполнены на высоком современном уровне. Актуальность состоит в решении научных и практических проблем в области горного дела и разработке твердых полезных ископаемых. Представленные доклады имеют несомненную научную новизну. Доложены результаты теоретических и практических основ 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. Расширены результаты и углублены исследования в области техники, технологии и организации проведения горно-разведочных выработок в Сибири. Часть докладов посвящена анализу и изучению оборудования для переработки торфяного сырья, определению прочностных и деформационных свойств соляных пород, исследованию работы рабочих колес крупных шахтных осевых вентиляторов. Достоверность полученных результатов подтверждается значительным количеством экспериментальных исследований с применением современных методов анализа. В частности, интерес представляет доклад А.О. Шигина, доцента Сибирского Федерального университета: «Сравнительный анализ эффективности работы станков шарошечного бурения». В докладе представлены целесообразность применения зарубежных буровых станков с дизельным приводом и отечественных, при бурении пород разных категорий. Проведен анализ более эффективного применения отечественных буровых станков адаптивного вращательно-подающего механизма, что позволило вывести отечественные станки на более высокие позиции на российском и мировом рынке. Интересен также доклад Д.Ю. Седнева, аспиранта Пермского национального исследовательского политехнического университета: «Регулирование теплопроизводительности калориферных установок с целью исключения возможности возникновения «воздушных пробок» в воздухоподающих стволах». В докладе представлены способы снижения естественной тяги, действующей между воздухоподающим стволом на участке от устья до точки пересечения с калориферным каналом и калориферной установкой. Подобный способ расположения калориферной установки не требует строительства калориферного канала, в результате чего исключается возможность возникновения тепловой депрессии, действующей между воздухоподающим стволом на участке от устья до точки пересечения с калориферным каналом, и калориферной установкой. Проведен анализ теплопроизводительности калориферных установок, который позволяет управлять тепловыми депрессиями между стволами шахт (рудников), а с установкой теплообменников в стенах надшахтного здания, сводится к минимуму вероятность возникновения «воздушной пробки» в одном из воздухоподающих стволов горного предприятия. Из студенческих докладов интерес вызывает доклад С.А. Асонова, студента Пермского национального исследовательского политехнического университета: «Состояние приводов исполнительных органов комбайнов «Урал-20Р». В докладе представлены исследования значений и характера нагрузок на приводы и трансмиссии исполнительных органов комбайнов «Урал» с целью определения возможности оценки технического состояния их элементов, проведенное сотрудниками кафедры горных и нефтепромысловых машин

Пермского национального исследовательского политехнического университета совместно со специалистами ООО «Региональный канатный центр» (г. Пермь). Автором приведен анализ контроля технического состояния комбайна посредством анализа записей токов, напряжений и активных мощностей приводов, который в отличие от других способов диагностики информативен, просто реализуем, позволяет осуществлять контроль на работающей в установившемся режиме добычной машине. Непрерывная запись активных мощностей приводов обеспечивает реализацию рациональных режимов работы, прогнозирование ресурса комбайна и позволяет минимизировать количество внезапных отказов, снизить число простоев добычных машин вследствие аварийных ремонтов. Интересны и многие другие доклады по данному научному направлению.

На секции «Моделирование процессов при транспортировке нефти и газа» доклады выполнены на высоком современном уровне. Актуальность их заключается в решении научных и практических проблем в области гидрогазодинамики, тепломассопереноса во внутренних системах (трубах и каналах), экспериментальных и теоретических методов исследования гомогенных и гетерогенных потоков, реологии вязких сред и теплофизики. В 2013 г. работу секции открыл пленарными докладами д. ф.-м. н., профессор Института природных ресурсов Томского политехнического университета С.Н. Харламов и представители Великобритании: профессор С. Маклорум (Университет Шеффилда) и профессор М. Кирейтсоу (Кембриджский университет): «Оптимальное управление аэро- и гидродинамическими процессами отрыва, присоединения вихрей, сепарации и фильтрации смесей в элементах промышленных систем: альтернативные методы». Профессор Харламов С. Н., открывая секцию, подробно осветил современные информационные технологии и ресурсоэффективные модели в решении задач энергосбережения и транспорта вязких сред: историю, достижения и перспективы. В представленных докладах участников отражены разработанные собственно самими авторами новые методики комплексного физико-математического, компьютерного моделирования процессов переноса импульса, тепла и массы в гомогенных и гетерогенных средах в условиях наличия и отсутствия действия внешних сил (закрутка, магнитных полей, сил тяжести и т.д.), экспериментального исследования движений сложных сред в трубопроводах. Получены новые данные по гидродинамической и тепловой структуре смесей в условиях пространственной и тепловой деформации углеводородных сред. В некоторых докладах представлены новые данные по содержанию и закономерностям распределения интегральных параметров (сопротивления и тепломассопереноса) в инертных и химически реагирующих потоках жидкостей, анализу структуры движения фаз. В другой части докладов приведены новые схемы расчета и эффективные алгоритмы расчета пристеночных анизотропных потоков. Приведены подходы к математическому моделированию процесса транспорта высоковязких неньютоновских жидкостей, что особенно актуально в свете эксплуатации новых месторождений высоковязких нефтей с уникальными реологическими свойствами, а также месторождений в районах Крайнего Севера. Все вышеизложенное позволяет эффективно моделировать и изучать динамику процессов транспорта углеводородного сырья, а также закладывать основные положения при проектировании оборудования по подготовке нефти и газа к транспортировке. Достоверность всех полученных результатов подтверждается использованием современных методов математического моделирования, а также высоким качеством используемых программных продуктов. Показаны результаты апробации редко используемых в практике прикладных расчетов модели турбулентности. Все вышеизложенное опирается на многочисленные сравнения с экспериментальными авторскими данными распределений гидродинамических и теплодиффузионных характеристик. Предлагаются критериальные зависимости для расчета потерь на трение и тепломассообмен при сложном движении смесей в трубопроводах. В процессе исследований молодыми учеными были использованы новейшие методы и методики такие как: моделирование течений смесей в рамках подходов – RANS, LES и Hybrid models, visualization, LDV Systems, photo-video technics; численное моделирование мелкомасштабных процессов в рамках низкорейнольдсовых течений и с неньютоновской реологией. В процессе исследования авторами использованы современные сведения по комплексному физико-математическому моделированию процессов переноса импульса, тепла и массы в реологически сложных системах, основанных на привлечении феноменологической и статистической теорий турбулентности, данных бесконтактных средств регистрации изменений пульсационных полей скорости, температуры и концентрации как в гомогенных, так и в гетерогенных средах. В численных исследованиях сложных процессов течения и тепломассообмена в трубопроводах выделяются эффективные и быстродействующие алгоритмы со сквозным расчетом характеристик течения непосредственно со стенки, включая ламинарный подслой и буферную зону. Прогноз аварийных ситуаций функционирования трубопроводов и оптимизация режимов их работы, как правило, выполнены по многопараметрическим моделям турбулентности, опирающихся на полные дифференциальные уравнения Лоя компонент для полного тензора напряжений Рейнольдса, удельных скалярных потоков тепла и массы. Все методики оригинальны и до настоящего времени редко используются в практике прикладных расчетов гидродинамики и тепломассообмена из-за слабой апробированности на технических системах. Представленные исследования могут служить материалом, подтверждающим большие потенциальные возможности используемых моделей и методов в расчетах сложных сопряженных процессов в природе и технике. Одной их наиболее интересных работ является доклад В.В. Зайковского, аспиранта Института природных ресурсов Томского политехнического университета: «Численное моделирование процессов электромагнитного разделения водонефтяных эмульсий». В докладе представлены новые уникальные результаты численного моделирования поля скорости водонефтяной эмульсии при совместном действии электромагнитных полей различных частот. Из студенческих работ интересен доклад А.В. Малоземова, магистранта Института природных ресурсов Томского политехнического университета: «Численное моделирование гидродинамики двухфазного потока в трубах». В докладе представлены уникальные данные по моделированию гидродинамики в многофазных средах. Впервые систематизированы данные по гидродинамике в жидкостно-жидкостных реологически сложных потоках.

Предсказаны динамика и эволюция процессов переноса импульса, массы во внутренних потоках при устойчивых и переходных режимах течения. Также интересен доклад А.С. Горбунова, Е.С. Бармаевой, О.А. Корнеевой, студентов Самарского государственного технологического университета: «Краевая задача математического моделирования процессов трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов». В докладе в рамках физико-математического моделирования процессов трубопроводного транспорта детально исследованы механизмы возникновения аварийных ситуаций на объектах ТЭК. Высказаны предположения к прогнозу катастроф и оптимизации режимов функционирования систем и узлов, обеспечивающих управление транспортом природного сырья. Научную новизну несут доклады аспиранта Института природных ресурсов Томского политехнического университета Р.Е. Терещенко: «Расчет гидравлических сопротивлений при транспорте высоковязких неньютоновских жидкостей по трубопроводам» и доклад аспиранта Института природных ресурсов Томского политехнического университета С.А. Павлова: «Закономерности гидродинамики в жидкостно-жидкостных потоках в трубах». Интересны, особенно в теоретическом плане, многие другие доклады по данному направлению.

В направлении «Переработка углеводородного сырья» молодыми учеными использовались следующие новые методы: современные физико-химические методы исследования металлических и наноструктурированных цеолитных катализаторов: ИК-Фурье спектроскопия, рентгенофазовый анализ с помощью дифрактометра Shimadzu XRD-6000, дифференциальный термоанализ на приборе синхронного термического анализа NETZSCH STA 409 (Германия), электронно-микроскопические исследования на растровом электронном микроскопе VEGAII LMU (Чехия) с системой рентгеновского энергодисперсионного микроанализа, интегрированного с VEGAII LMU, Oxford INGA Energy 350; кислотные и каталитические свойства интерметаллидов и наноструктурированных цеолитных катализаторов изучены на специальных автоматизированных установках: термодесорбционная и проточные автоматизированные каталитические установки с различным объемом реакторов; современные методы исследования физико-химических свойств нефтеполимерных смол, а также новейшие методы термогравиметрии, рентгеноструктурного анализа, БЭТ, спектроскопии ЯМР 13С, метод ГХ-МС, спектроскопии ЯМР 13С, 1Н, ИК, метод математического моделирования, применение интеллектуальных программных комплексов, газовой хромаграфии, метод термодесорбции и др. Лучшие доклады содержат результаты теоретических и экспериментальных исследований эффективности применения новых методов и технологий: 1) утилизация и глубокая химическая переработка попутных нефтяных газов (ПНГ) на наноструктурированных модифицированных цеолитсодержащих катализаторах в жидкие углеводороды и «сухой газ»; 2) углекислотная конверсия природного газа в синтез-газ на интерметаллидах никеля и алюминия; 3) переработка прямогонных бензиновых фракций газовых конденсатов и нефти на наноструктурированных модифицированных цеолитных катализаторах в высокооктановые бензины марок «Евро–4 и 5»; 4) получение различных модифицированных нефтеполимерных смол с улучшенными характеристиками из жидких продуктов пиролиза; 5) моделирование процессов промысловой подготовки нефти, газа и газового конденсата и заводской переработки углеводородного сырья (обессоливание, обезвоживание, каплеобразование, сепарация, ректификация, каталитический риформинг, изомеризация, дегидрирование, гидрирование, алкилирование); 6) освещены вопросы совершенствования процессов переработки тяжелой смолы пиролиза в ценные химические продукты, а также получения 2-этилгексановой кислоты, как основного компонента при производстве металлокомплексных катализаторов и других веществ. 7) представлены результаты модернизации нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств с применением технологических моделирующих систем; 8) показана актуальность повышения ресурсоэффективности переработки различных видов углеводородного сырья в продукты с высокой добавленной стоимостью – высокооктановые моторные топлива и добавки к ним, полуфабрикаты синтетических моющих средств – линейные алкилбензолы, тяжелая смола пиролиза – сырье для производства саж и технического углерода, 2-этилгексановой кислоты для производства сиккативов, растворителей, оловоорганических соединений, в процессе получения солей металлов, служащих катализаторами в производстве пластификаторов. Результаты исследований позволяют объективно оценивать современный уровень развития нефтегазопромысловой отрасли, а также нефтепереработки и нефтехимии. Доклады выполнены на высоком научном современном уровне. Актуальность их заключается в решении научных и практических проблем в области цеолитного катализа и его применения в нефте - и газохимии, рационального природопользования, особенно легкого углеводородного сырья: природного и попутных нефтяных газов и газовых конденсатов, эффективного использования побочных продуктов пиролиза для синтеза нефтеполимерных смол. В представленных докладах рассмотрены результаты исследований по физико-химическим свойствам различных модифицированных микропористых цеолитных катализаторов типа ZSM-5, а также процессов переработки легкого углеводородного сырья: природного и попутного нефтяного газов, газовых конденсатов в низшие олефины, ароматические углеводороды и высокооктановые бензины, что имеет не только научное, но и большое прикладное значение, особенно для нефте- и газодобывающих регионов для решения экологических проблем, охраны окружающей среды и их комплексного развития. Впервые проведены исследования по превращению прямогонных бензинов и попутных нефтяных газов C_3-C_4 на цеолитных катализаторах, модифицированных гетерополисоединениями Mo и W. Показано, что введение гетерополисоединений Mo и W приводит к повышению выхода высокооктановых бензинов из газового конденсата и ароматических углеводородов из газообразных насыщенных углеводородов. Рассмотрены технико-экономические показатели этих новых процессов и показана перспективность их практического применения. Другая часть докладов была посвящена новым способам и процессам использования жидких продуктов термического пиролиза углеводородных фракций и получению на их основе новых эффективных нефтеполимерных смол. Показано, что модификация ароматических нефтеполимерных смол комплексом

электрогенерированных окислителей позволяет значительно улучшить физико-механические характеристики модифицированных нефтеполимерных смол. В ряде докладов приведены новые альтернативные способы переработки различных видов сырья: биоспиртов, биомасел и других в углеводороды, синтетические моторные топлива и другие ценные продукты (Институт технической химии Технического университета г. Дрезден, Германия). В некоторых докладах представлены новые данные по исследованию состава тяжелых фракций нефти, по превращению высокомолекулярных компонентов природного битума (Институт химии нефти СО РАН, г. Томск), а также по созданию новых эффективных пленкообразующих материалов на основе нефтеполимерных смол (Институт природных ресурсов Томского политехнического университета). Все вышеизложенное позволяет более квалифицированно разрабатывать рекомендации по рациональному использованию природных углеводородных ресурсов. Достоверность всех полученных результатов подтверждается большим количеством полученного экспериментального материала с использованием новейших физико-химических методов анализа. Одним из лучших докладов по данному направлению является доклад В.В. Хасанова и Е.Н. Колобовой, аспирантов Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Конверсия легких углеводородов C_2-C_4 попутных нефтяных газов в арены на цеолитсодержащих катализаторах», В докладе представлены новые результаты исследования процесса переработки попутных нефтяных газов в жидкие углеводороды на новых эффективных модифицированных наноструктурированных цеолитных катализаторах, изученных с помощью современных методов анализа цеолитных катализаторов (рентгенофазовый анализ, ИК-спектроскопия, электронная микроскопия и адсорбционные и каталитические методы). Из других докладов лучшим является доклад А.М. Хомяковой, аспиранта Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, и А.М. Карповой, студентки Национального исследовательского Томского государственного университета: «Каталитические и физико-химические свойства цеолитных катализаторов, модифицированных ГПС вольфрамового ряда, для процесса конверсии прямогонных бензиновых фракций газового конденсата в высокооктановые бензины». В докладе представлены результаты исследований новых эффективных модифицированных наноструктурированных цеолитных катализаторов и процесса получения высокооктановых бензинов класса «Евро- 4, 5 и 6» из прямогонных бензинов газового конденсата. Также к лучшим докладам можно отнести доклад С.В. Киселевой, студента Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Исследование влияния различных параметров на эффективность процесса дегидрирования парафинов с использованием компьютерной моделирующей системы». В докладе представлены новые исследования и результаты по влиянию состава перерабатываемого сырья, скорости подачи воды, а также жесткости технологических параметров (высокая температура, низкое давление) на эффективность процесса дегидрирования парафинов с использованием компьютерной моделирующей системы. Интерес вызвал и доклад Н.С. Белинской, аспиранта Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Роль метода математического моделирования в повышении эффективности нефтехимических процессов». В докладе представлена необходимость использования метода математического моделирования, учитывающего физико-химические закономерности протекания процесса для повышения эффективности нефтехимических процессов. В данном научном направлении много и других интересных докладов. В представленных докладах освещены вопросы совершенствования процессов подготовки и переработки углеводородного сырья с целью получения высооктановых компонентов моторных топлив, а также представлены результаты модернизации нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств с применением технологических моделирующих систем. Показана актуальность повышения ресурсоэффективности производства на стадии подготовки сырья для переработки путем анализа состава и свойств нефтей Западной Сибири. Результаты исследований позволяют объективно оценивать современный уровень развития нефтегазопромысловых отраслей, а также нефтепереработки и нефтехимии.

По направлению «Современные технологии подготовки, освоения и переработки минерального сырья» доклады выполнены на высоком научном современном уровне. Актуальность заключается в решении научных и практических проблем в области переработки минерального сырья, рационального природопользования, охраны и защиты окружающей среды, технологии переработки минерального сырья. В представленных докладах отражены современные направления обогащения полиметаллических руд, технологии комплексного освоения и переработки отходов золоторудных объектов, получены новые данные по созданию водостойких магнезиальных материалов на основе диопсидового и серпентинитового сырья, показаны возможности увеличения поглотительной способности глин и активации бентонитов ионами натрия, исследованы возможности использования карбонатных марганцевых руд в металлургической промышленности и для получения катализаторов глубокой конверсии природного газа. Представлены новые результаты в области нетрадиционных методов получения оксидов металлов с использованием электрохимического синтеза на переменном токе, модифицирование свойств и эксплуатационных характеристик геля гидроксида алюминия, аналитического контроля ионного состава растворов промышленных предприятий, использующих природные рассолы. Разработаны методы получения сорбентов на основе отходов обезжелезивания воды, используемых для очистки и регенерации отработанных масел. В представленных докладах отражены современные направления технологий комплексной переработки золы углей Кузбасса. Достоверность полученных результатов подтверждается большим количеством проведенных экспериментов, использованием современных методов физико-химического анализа. В процессе исследований молодыми участниками использовались новейшие методы и методики: рентгенофазовый анализ, рентгеноструктурный анализ, атомно-абсорбционный анализ, потенциометрия, кондуктометрия, электронная микроскопия, определение удельной поверхности по методу БЭТ, химический

анализ и др. В частности, практическую значимость имеет доклад С.Н. Харитоненко, магистранта Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Исследование возможности получения комплексного удобрения на основе золы уноса от сжигания древесины». Расширение практики использования биомассы для производства энергии привело к увеличению запасов твердых отходов (золы), которые требуют комплексного использования. Золы содержат значительное количество растительных питательных вещества, что позволяет рассматривать их в качестве перспективного удобрения. Основная фракция золы представляет собой пыль (размер частиц менее 0,1 мм), требующую компактирования. Предложенное в работе гранулирование золы методом окатывания на тарельчатом грануляторе позволяет снизить уровень образования пыли в процессе переработки и внесения, а также уменьшить выщелачивание питательных веществ из золы, что делает ее близкой по составу к почве и снижает возможное активное кислотно-щелочное воздействие на растения. В практике это возможно широко использовать в угольных районах Кузбасса. Интересен также доклад Нгуен Мань Хиеу, магистранта Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Очистка воды от солей временной жесткости гидродинамическим способом с применением аммиачного раствора», а также доклад Ю.А. Колбасюк, магистранта Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Получение магнезиальных вяжущих веществ на основе цеолитовых пород» и доклад Нгуен Тхи Нгок Ань: «Разработка ресурсосберегающей технологии получения диоксида кремния из растительного сырья». Интересны и многие другие доклады по данному научному направлению.

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, атомно-абсорбционный анализ, атомно-эмиссионная спектрометрия, метод лазерного микроанализа, потенциометрия, инверсионная вольтамперометрия, электронная микроскопия и энергодисперсионный анализ, дилатометрия, рентгенофлуоресцентный анализ, инфракрасная спектроскопия, дифференциально-термический анализ и др. Доклады секции выполнены на высоком научном современном уровне. Актуальность заключается в решении научных и практических проблем в области комплексного использования минерального сырья. В представленных докладах отражены разработанные собственно самими авторами и их научными руководителями технологии рационального использования сырьевой базы России, а также представлены технологии переработки техногенных отходов с целью замены ими природного сырья. В представленных докладах отражены разработанные собственно самими авторами новые способы и технологии использования минерального сырья и техногенных отходов для производства кислотоупорных керамических изделий, теплоизоляционных материалов для гражданского и промышленного строительства, алюмосиликатные пропанты для нефтегазодобывающей отрасли, пигменты и бетоны с широким спектром свойств. Широко рассмотрены вопросы утилизации зол ТЭС, а также доменных шлаков, шлаков чёрной металлургии и другие отходы промышленности, что позволяет конструктивно решать экологические проблемы. Особое внимание уделено проблемам ресурсоэффективности. В связи с особенностью географического расположения и суровыми климатическими условиями Россия вынуждена расходовать огромные энергетические ресурсы на отопление зданий и сооружений различного назначения. Кроме того, эта проблема связана с невысоким качеством и ограниченным ассортиментом материалов, используемых при тепловой изоляции теплогенерирующих установок, тепловых магистралей и объектов теплоснабжения. Примером практически значимой технологии является разработка получения пеностекла на основе алюмосиликатного сырья. Проведенные исследования подтверждают целесообразность использования всего известного многообразия различных техногенных отходов с алюмосиликатной основой в качестве исходного сырья для варки стекла, на основе которого можно получать пеностекло при более низких энергозатратах. Молодыми участниками 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. Предложенные авторами разработки имеют большое практическое значение и позволяют с использованием минерального и техногенного сырья Сибирского и Уральского регионов расширить номенклатуру изделий. Так, интерес представляет научная работа А.Б. Абишевой, магистранта Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Химическая стойкость гранулированного пеностеклокристаллического материала и его поведение в цементной матрице». В докладе представлены исследования по использованию золошлаковых отходов в технологии теплоизоляционных изделий, а также использование гранулированного материала на основе данных отходов в качестве заполнителей для получения лёгких бетонов. Показано, что при использовании пеноматериалов на основе золошлаковых отходов снижается расход заполнителя и увеличивается химическая устойчивость бетонов. Интересен доклад И.В. Шевякова, студента Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Золосиликатные конструкционные материалы» и доклад А.В. Токаревой, студента Института физики высоких технологий Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Особенности использования сухарного огнеупорного глинистого сырья в технологии высокопрочной алюмосиликатной керамики». Интересны и многие другие доклады на данной секции.

На секции «Геоэкология, охрана и защита окружающей среды» актуальность докладов, выполненных на высоком научном современном уровне, не вызывает сомнений и заключается в решении научных и практических проблем в области геоэкологии, геохимии, биогеохимии, рационального природопользования, охраны и защиты окружающей среды. В представленных докладах отражены разработанные собственно самими авторами новые методики оценки экологического состояния этих территорий, что восполняет пробелы в решении существующей

проблемы объективной и полной оценки уровня загрязнения урбанизированных, горнодобывающих и нефтегазодобывающих территорий. Получены новые данные по содержанию тяжёлых металлов в пылеаэрозолях г. Томска и районов Томской области. В некоторых докладах представлены новые данные по содержанию и закономерностям распределения химических элементов в зольном остатке организма человека и свиньи домашней, проживающих в различных ландшафтно-геохимических и техногенно-трансформированных условиях природной среды, что может быть использовано при медико-биологических исследованиях в целях прогнозирования заболеваемости и оздоровления населения. В другой части докладов приведены новые способы снижения техногенного воздействия на объекты окружающей природной среды. Показаны результаты апробации накипи как индикатора качества питьевых вод и взаимосвязи элементного состава солевых отложений и питьевых вод, из которых формируются отложения. Также представлены доклады по активно развивающемуся направлению – «зелёной химии»: на примере процессов эпоксидирования показаны возможные пути реализации принципов «зелёной химии». Активно рассматриваются вопросы элементного и минерального состава углей различных территорий с целью их эколого-геохимической оценки. Всё вышеизложенное позволяет грамотно разрабатывать рекомендации по природоохранным мероприятиям и рационально использовать природные ресурсы. В процессе исследования геоэкологических проблем и охраны и защиты 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, потенциометрия, электронная микроскопия, атомная адсорбция, эмиссионная спектроскопия с индуктивно связанной плазмой и др. В работе молодых участников симпозиума 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 области геоэкологии, радиоэкологии, геохимии, биогеохимии, рационального природопользования, охраны и защиты окружающей среды, 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. Молодыми учеными 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. Вся тематика научных экологических докладов на секции проходила по четырем направлениям: 1) общие геоэкологические проблемы территорий; 2) общие экологические проблемы и биотехнологии; 3) эколого-геохимические проблемы; 4) радиоэкология; 5) охрана и инженерная защита окружающей среды. В представленных докладах отражены результаты собственных исследований авторов по комплексной оценке воздействия на окружающую среду и оценке экологических рисков, что восполняет пробел в решении существующей проблемы объективной и полной оценки уровня загрязнения урбанизированных, горнодобывающих и нефтегазодобывающих территорий. Получены новые данные по содержанию редких, редкоземельных и радиоактивных элементов в пылеаэрозольных выпадениях на территории г. Усть-Каменегорска (Республика Казахстан) и районе Томской области. В некоторых докладах представлены новые данные, отражающие геохимические особенности почв урбанизированных территорий и зоны расположения полигона ТБО. Часть докладов посвящена изучению содержания и особенностей распределения химических элементов в органах и тканях человека, проживающего в различных ландшафтно-геохимических и техногенно-трансформированных условиях природной среды, произведена оценка регионального уровня содержания элементов в волосах по предварительному количеству проб, предложены региональные нормативы по элементному составу волос в Томской области. Был представлен доклад в рамках нового научного направления «медицинская геология», в котором была доказана экологическая обусловленность заболевания саркоидозом в Томской области, что, несомненно, имеет важное значение при лечении этого заболевания. Все вышеизложенное позволяет грамотно разрабатывать рекомендации по природоохранным мероприятиям и рационально использовать природные ресурсы. Достоверность всех полученных результатов подтверждается значимым количеством проанализированных проб с применением современных методов анализа.

Научный и практический интерес по данному направлению представляет доклад В.В. Рыбникова, студента Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Экологические аспекты каталитических процессов с участием олефинов (на примере эпоксидирования алкенов)». В докладе представлены новые данные по оптимизации одного из важнейших процессов основного органического синтеза (эпоксидирования олефинов) с целью уменьшения вредных выбросов в атмосферу и повышения экологической эффективности процесса в целом. Показано, что разработанный процесс удовлетворяет и принципам «зелёной химии». Кроме того, интересны такие доклады, как

доклад Т.Г. Макаревича, студента ИПР Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Разработка композитного наноабсорбента для очистки окружающей среды от радиоактивного загрязнения»; доклад А.М. Ведменского, специалиста Тюменского государственного нефтегазового университета: «Технология очистки водоёмов от загрязнения нефтью при помощи магнитной жидкости»; доклад Е.А. Филимоненко, аспиранта Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Геохимия тяжёлых металлов в пылеаэрозолях районов Томской области»; доклад Т.Е. Монич, студента Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Воздействие полигона глубинного захоронения жидких радиоактивных отходов ОАО «Сибирский химический комбинат» на наземную гидросферу». Интерес представляют также и многие другие доклады.

На секции «Экономика минерального и углеводородного сырья. Горное право» доклады выполнены на высоком научном современном уровне. Актуальность исследований состоит в решении научных и практических проблем в области экономики минерального сырья, экономики нефтегазовой отрасли и горного права. Представленные доклады имеют несомненную научную новизну. Результаты исследований молодых ученых показали возможность использования энергетической рентабельности для оценки эффективности работы энергоемких отраслей ТЭК; экономическое обоснование оптимизации фонда скважин с методикой оценки работы фонда бездействующих скважин, позволяющих эффективно управлять проблемным фондом скважин; новые идеи организации технико-внедренческих зон для России, практику использования метропольрегионов в Германии. В представленных докладах был проведен экономический анализ истощения углеводородных ресурсов Томской области, обоснован критерий сравнения энергоресурсов – энергетическая рентабельность, представлена перспективная методика их оценки с применением этого критерия, выделены инновационные аспекты альтернативных энергоресурсов и дана оценка их экономической эффективности, рассмотрены проблемы мультикультурных факторов в нефтедобывающей отрасли и проблемы утилизации попутного нефтяного газа, исследованы особенности применения CVP-анализа деятельности нефтегазовой компании. В некоторых докладах представлены данные по оценке наличия сырьевой базы углеводородов на территории Томской области и Западно-Сибирской нефтяной провинции, масштаб их освоения. Озвучены проблемы организации производственной деятельности: дана управленческая оценка организации производства через аутсорсинг, оптимизации капитала промышленных компаний. Среди представленных докладов наибольший интерес и значимость в современных экономических условиях представляют работы, посвящённые проблемам: повышения ресурсоэффективности отрасли и энергоэффективности экономики России в целом; изучения экономического опыта других государств и развития сотрудничества России в нефтегазовой сфере; совершенствования законодательной базы рационального природопользования и налогообложения недропользователей; поиска и применения нетрадиционных энергоресурсов; повышения эффективности управления финансовой и производственной деятельностью отечественных и зарубежных предприятий-недропользователей.

Научная новизна и оригинальность новых идей в значительной степени представлены в работах магистрантов и молодых учёных, посвящённых: консолидации финансовой отчётности; количественным методам расчёта аварийных ситуаций и страховых взносов на магистральных трубопроводах; реструктуризации рынка редкоземельных элементов; применения мотивационных факторов функционирования кластеров в экономике; оптимизации структуры капитала; расчёта платежей за негативное воздействие на окружающую среду; методики оценки инвесторов в нефтегазовой отрасли и др. В процессе исследований докладчиками были использованы:

- *методы исследований*: формально-логические методы, в т.ч. методы классификации и обобщения, индуктивный и дедуктивный методы, конструирование понятий и аргументация; общенаучные методы, в т.ч. наблюдения, экспериментирования, измерения и сравнения, анализа и синтеза; а также специфические методы, в т.ч. исследования первичных документов, проведения модельного эксперимента, социологических исследований и анкетирования и др.

- *методики исследований*: количественного анализа рисков; экономической оценки инвестиций; финансового анализа; экологического мониторинга; технологического аудита; консолидации финансовой отчётности; рейтинговой оценки; оптимизации структуры капитала; расчёта платежей за загрязнение окружающей среды и др.

Интересным докладом в данном направлении является доклад К.Н. Третьякова, ассистента Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Правовые аспекты дополнительных услуг оказываемых предприятиями нефтегазового комплекса: теоретический взгляд». В докладе представлены критерии разграничения основных и дополнительных услуг, оказываемых предприятиями НГК. Интересен также доклад Фам Минь Кыонг, магистранта Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Экономическое развитие и сотрудничество России и Вьетнама в нефтегазовой сфере», в котором представлены фактические данные об объёмах нефтедобычи во Вьетнаме, прогнозные данные о перспективах развития нефтегазовой отрасли Вьетнама и его сотрудничества с Россией; обозначены основные проблемы и трудности развития такого сотрудничества, а также направления их преодоления; проведён анализ работы совместного российско-вьетнамского предприятия ОАО «Вьетсовпетро», дана экономическая оценка его роли в развитии нефтегазовой отрасли. Интерес представляют и многие другие доклады данного направления.

Главными рабочими языками на симпозиуме были русский, английский и немецкий. Поскольку часть докладов участниками делалась на английском и немецком языках, то для них работала специальная секция –

«Геология и нефтегазовое дело» с двумя подсекциями, на которой было представлено 62 доклада 72 авторов. 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 англоязычной литературы и литературы на немецком языке. Помимо российских участников с докладами выступили представители зарубежья – из Индонезии, Вьетнама, Германии, Англии. В составе конкурсной комиссии секции присутствовали специалисты, свободно владеющие английским и немецким языками. Они отметили, что лучшие доклады содержат результаты теоретических и экспериментальных исследований эффективности применения новых методов и технологий, разработанных пакетов программного обеспечения и технологий, необходимость которых определяется спецификой объектов или стадий процессов, подвергающихся анализу. В докладах по геоэкологии, геохимии, биогеохимии рационального природопользования, охраны и защиты окружающей среды отражены авторские методики оценки экологического состояния этих территорий, что восполняет проблемы в решении существующей проблемы объективной и полной оценки уровня загрязнения урбанизированных, горнодобывающих и нефтегазодобывающих территорий. Получены новые данные по содержанию ртути в пылеаэрозолях и почвах, талой воды гг. Томска и Асино. В некоторых докладах представлены новые данные по содержанию и закономерностям распределения химических элементов в органах и тканях человека, проживающих в различных ландшафтно-геохимических и техногенно-трансформированных условиях природной среды России и Франции, что может быть использовано при медико-биологических исследованиях в цели прогнозирования заболеваемости и оздоровления населения. В другой части докладов приведены новые способы снижения техногенного воздействия на объекты окружающей природной среды. В докладах по тематике землеустройства рассматривается проблема кадастрового закрепления различных ресурсов и земельных полос, восстановления качества земельных угодий, дан анализ правовой обеспеченности природоохранных мероприятий и рационального использования природных ресурсов. Достоверность всех полученных результатов подтверждается значимым количеством проанализированных проб с применением современных методов анализа. В сфере нефтепромысловых технологий представлены проекты эффективного сбора технологий повышения нефтеотдачи пласта, а также выработки месторождений особых типов, находящихся на разных этапах разработки Предложен корреляционный анализ продуктивности нефтегазоносного комплекса по геофизическим данным. Для предупреждения кавернообразования, разрушение устьевой зоны, осыпей и обвалов при бурении скважин в условиях многолетней мерзлоты, разработаны требования для буровых промывочных растворов, единовременное соблюдение которых позволит избежать возникновения круга проблем, определяемых суровым климатом и широким распространением многолетней мерзлоты. Представлены разработки в сфере трубопроводного транспорта, позволяющие повысить надежность конструкций, представлен сравнительный анализ спецификаций по сооружениям подобного типа в России и Канаде. Некоторые доклады носят фундаментальный характер, являются результатом кропотливой работы с образцами пород и окаменелостей, исследования данных, значимых для палеонтологии.

Из наиболее интересных докладов отмечен доклад М.А. Белякиной, студента Национального исследовательского Томского политехнического университета, «Biogeochemical features of human organism ash residue of Novosibirsk residents», в котором представлены результаты научных исследований, посвященных вопросам накопления радиоактивных, редких, редкоземельных, благородных элементов и тяжелых металлов в человеческих тканях, выявлены специфика элементного состава и основные зависимости от факторов экологической загрязненности г. Новосибирска. Показано, что биогеохимические особенности пепла останков человеческих тканей служат хорошим индикатором геоэкологического состояния территории, подвергшейся антропотехническому воздействию. Интерес вызвал также доклад А.М. Горшкова, аспиранта Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Effect of magnetic and ultrasound fields on process of petroleum asphaltenes aggregation in model system», в котором представлено вычисление энергий диссоциации молекул углеводородов при моделировании процесса компаундирования товарных бензинов и выявление зависимости октановых чисел от энергии диссоциации при воздействии магнитных и ультразвуковых полей. Исследование зависимости октановых чисел от энергии диссоциации позволило создать автору более точную, учитывающую явление детонации, математическую модель расчета октановых чисел для процесса компаундирования товарных бензинов. В ходе данного исследования были рассчитаны энтальпии молекул атомов углеводородов, из которых состоит товарный бензин, при стандартных условиях. По результатам исследования установлено, что чем легче разрывается молекула, тем меньше октановое число. Следовательно, углеводороды, имеющие наименьшее значение энергии диссоциации, обладают наименьшей детонационной стойкостью. Интересны и другие доклады.

Кроме того, в рамках симпозиума был проведен «Круглый стол» по теме: «Молодёжь. Наука. Образование. Проблемы. Перспективы». Проблемы, поднятые на «Круглом столе», актуальны для развития и будущего России, поэтому они вызвали большой интерес у преподавательского состава, научных сотрудников и аспирантов. Открыл его и вел заместитель проректора ТПУ, профессор Е.Г. Язиков. Представленные доклады были выполнены на высоком научно-методическом уровне и доложены специалистами, имеющими большой опыт научной и учебно-методической деятельности. Большой интерес вызвали почти все прочитанные доклады, часть из которых опубликована. В частности, несет большую и интересную информацию доклад Е.И. Коротковой, профессора, заместителя проректора-директора Института природных ресурсов ТПУ: «Современное состояние научных исследований в вузах России». Интересен доклад и поднятые в нем проблемы заместителя проректора Томского политехнического университета, профессора Е.Г. Язикова: «Современные

требования зарубежных и российских компаний к трудоустройству выпускника вуза». Профессор, д. г-м. н., заведующий кафедрой ОГЗ Института природных ресурсов ТПУ А.А. Поцелуев осветил современные проблемы в науке, образовании и производстве в связи с развитием геологии в России сегодня. О некоторых нерешенных проблемах получения высшего образования в России иностранными гражданами рассказал доцент ТПУ К.Н. Третьяков. О направлении развития лучших традиций вуза в подготовке высококлассных специалистов в современных условиях, отразив и достоинства и недостатки современности рассказала доцент Томского политехнического университета Г.М. Иванова. Участники «Круглого стола» осветили очень большой круг вопросов, отразив и проблемы языкового образования на современном этапе развития высшей инженерно-технической школы. В докладе профессора, заведующего кафедрой бурения скважин ИПР ТПУ В.Д. Евсеева были подняты проблемы инженерно-технического образования при переходе на обучения на магистерские программы. Специалисты рассказали о проблемах преподавания в современных условиях по фундаментальным геологическим наукам, о громадной роли научных школ в подготовке научных высококлассных специалистов, о большой значимости профориентационной работы со школьниками, о роли информационной системы рейтингования студентов в вузе, об организации работы студентов в программной среде MOODLE, о тенденциях развития воспитательной работы со студенческой молодежью в современном вузе и т. д. и т. п. Равнодушных выступающих и слушателей не было, дискуссии велись оживлено и заинтересовано. Предложения, выработанные на «Круглом столе» было решено довести до руководства.

В процессе работы симпозиума на секциях использовались современные технические средства демонстрации научных работ: мультимедийный проектор, компьютерный проектор, ноутбук, графопроектор, программа для презентаций «Powerpoint», оверхед, проектор «Полилюкс», демонстрационное средство «Лектор 2000», видеопроекторы, диапроекторы, проектор Nec 595VT, оптические преобразователи в режиме Power Point, интерактивная доска Hitachi, видео-стена 3-D визуализации, плазменный экран, 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 Национального исследовательского 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 минералогический и палеонтологический музеи Томского политехнического университета, 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, в современное автоматизированное кернохранилище с лабораторно-аналитическим Центром, в Научно-исследовательский ядерный реактор ТПУ. Гости симпозиума познакомились с учебными корпусами и лабораториями ИПР ТПУ, с двумя Инновационными научно-образовательными Центрами ИПР («Трубопроводный транспорт нефти и газа» и «Урановая геология»), с Международной научно-образовательной лабораторией «Нефтегазовая гидродинамика и теплообмен», оснащенными новейшим современным оборудованием на уровне мировых стандартов. Для гостей был показан фильм об истории, традициях и научных достижениях ИПР ТПУ.

В рамках XVII Международного симпозиума им. М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр» был проведен конкурс федеральных инновационных исследовательских грантов «У.М.Н.И.К» для лучших научных работ. В итоге было отобрано 50 лучших научных разработок, которые представлены на следующие, более высокие туры конкурса. Кроме того, по итогам конкурсных комиссий симпозиума были отобраны лучшие научные работы, рекомендованные для печати в журналах ВАК «Известия 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 П.С. Чубик), руководству Института природных ресурсов ТПУ (проректор-директор ИПР ТПУ, А.Ю. Дмитриев), финансовая поддержка которых способствовала проведению симпозиума и публикации данного сборника.

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

ПОСВЯЩАЕТСЯ 150-ЛЕТИЮ СО ДНЯ РОЖДЕНИЯ АКАДЕМИКА В. А. ОБРУЧЕВА И 130-ЛЕТИЮ АКАДЕМИКА М. А. УСОВА, ОСНОВАТЕЛЕЙ СИБИРСКОЙ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ШКОЛЫ

ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ

ТПУ: ОТ ЛУЧШИХ ПРАКТИК В СТРАНЕ К ЛУЧШИМ УНИВЕРСИТЕТАМ В МИРЕ

П. С. Чубик, профессор, ректор ТПУ

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Указом Президента Российской Федерации от 7 мая 2012 г. № 599 «О мерах по реализации государственной политики в области образования и науки» Правительству Российской Федерации, в частности, поручается обеспечить:

Петр Савельевич Чубик

- разработку и утверждение до конца октября 2012 г. плана мероприятий по развитию ведущих университетов, предусматривающих повышение их конкурентоспособности среди ведущих мировых научно-образовательных центров.
- Вхождение к 2020 году не менее пяти российских университетов в первую сотню ведущих мировых университетов согласно мировому рейтингу университетов.
- Во исполнение этого Указа Президента Правительство Российской Федерации утвердило:
- Распоряжением от 22 ноября 2012 г. № 2148р – государственную программу Российской Федерации «Развитие образования» на 2013-2020 годы. Прогнозируемый объем финансового обеспечения программы за счет средств федерального бюджета составит около 4 триллионов рублей. При этом ежегодные затраты бюджета возрастут с 446 миллиардов рублей в 2013 г. до 631 миллиарда в 2020. Консолидированный бюджет образования на период до 2015 г. планируется в сумме около 8 триллионов рублей, а прогноз на 2016 и 2020 г. – свыше 20 триллионов. На поддержку программ развития ведущих университетов предполагается направить 54,4 млрд. руб.
- Распоряжением от 29 октября 2012 г. № 2006-р - план мероприятий по развитию ведущих университетов, предусматривающих повышение их конкурентоспособности среди ведущих мировых научно-образовательных центров.

Таким образом, ставится вопрос о подготовке глобально конкуренто-способных специалистов (далее для краткости – элитных), создающих и внедряющих уникальные технологии и продукты. Подготовка таких специалистов невозможна без проведения передовых (прорывных) научных исследований и является необходимым условием функционирования современного университета.

1. Тренды

В настоящее время в сфере высшего профессионального образования наблюдаются следующие тренды.

Мировые тренды:

- ***глобализация*** рынков интеллектуального труда и, как следствие, растущая конкуренция университетов в борьбе за рынки научных и образовательных услуг и признание компетенций выпускников;
- ***прагматизация*** университетов, ориентация их на запросы экономики и общества: согласование с работодателями результатов обучения, оценка качества образования со стороны независимых центров, сертификация профессиональной квалификации выпускников; корпоративный заказ на подготовку специалистов, в том числе команд специалистов, приоритезация научных исследований в соответствии с потребностями рынка и др.;
- ***цифровизация*** образования: использование открытых (национальных и мировой) информационно-образовательных сред (ОИОС), симуляторы и виртуальное обучение, персонализация образовательных траекторий, образование в течение всей жизни и др.

Российские тренды:

- формирование кластера ведущих университетов (МГУ, СПбГУ, федеральные и национальные исследовательские университеты);
- усиление взаимодействия университетов с реальным сектором экономики и наукой:
- резкое возрастание конкурентных преимуществ столичных (Москва, Санкт-Петербург) вузов вследствие стирания для абитуриентов территориальных барьеров в результате введения ЕГЭ.

Перечисленные выше тренды определяют основные вызовы, стоящие перед отечественной системой высшего профессионального образования (ВПО):

- вступление России в ВТО и нарастающее давление глобальной конкуренции за рынки и квалифицированных специалистов;
- слабая востребованность интеллектуального продукта деятельности вузов (элитные специалисты,

инновационные научные разработки) со стороны реального сектора экономики;
- массовизация высшего профессионального образования и, как следствие, высокая дисперсия качества школьной подготовки поступающих в вузы;
- низкий конкурс на технические направления и специальности.

Ответами на них со стороны государства и университетов должны стать:

- обеспечение признания российского образования на мировом уровне и, прежде всего, путем подготовки элитных специалистов;
- финансовая и организационная поддержка фундаментальных научных исследований по приоритетным направлениям развития (ПНР) Российской Федерации;
- генерация новых прорывных знаний и технологий, включая образовательные;
- переход от «образования на всю жизнь» к «образованию в течение всей жизни»;
- поддержка и развитие междисциплинарности, интеграции с РАН и другими государственными академиями, реальным сектором экономики;
- развитие государственно-частного партнерства: производственные стажировки преподавателей, производственные практики студентов, участие работодателей в образовательном процессе, заказы предприятиями новых образовательных программ, корпоративные кафедры и лаборатории, постоянный мониторинг требований работодателей к компетенциям выпускников, корпоративные «распределения» и др.;
- продвижение лидеров отечественного образования в группу университетов мирового уровня.

2. Программа развития ТПУ

Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), с момента своего учреждения в 1896 г. Императором Николаем II как Томского технологического института практических инженеров и по сей день, является кузницей инженерных кадров и одним из лидеров отечественного инженерного образования. Вместе со страной вуз пережил две волны индустриализации: «имперскую» и «советскую». И не просто пережил – он был генератором новых кадров и знаний, приводивших в движение механизм многоотраслевой экономики Сибири и в немалой степени - всей страны. Сегодня, несмотря на свой солидный возраст, университет формирует и воплощает в жизнь современную стратегию развития высшей инженерной школы, основанную на интернационализации и интеграции исследований, образования и практики, и подготовке инженерной элиты.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Вклад вуза в развитие науки, образования и промышленности отмечен орденами Трудового Красного Знамени (1940) и Октябрьской революции (1971). В 1997 г. Указом Президента Российской Федерации ТПУ включен в Государственный свод особо ценных объектов культурного наследия народов Российской Федерации. В 2009 г. в результате победы в конкурсе Томскому политехническому установлена категория «Национальный исследовательский университет».

В 2013 г. ТПУ вошел в число 15 ведущих российских вузов-победителей конкурса на получение господдержки на продвижение в число лучших университетов мира.

Начиная с 1991 г., ТПУ строит свою деятельность в соответствии с комплексными программами развития на среднесрочную перспективу. В ответ на задачи по новой индустриализации страны и развитию образования, поставленные Президентом и Правительством Российской Федерации, разработан проект программы развития ТПУ на 2013-2020 гг. как ведущего исследовательского университета.

Глобальная цель Программы:

Развитие ТПУ как исследовательского университета мирового уровня и центра подготовки инженерной элиты, успешно позиционирующегося в мировых рейтингах.

Система целей Программы:

1. Исследования мирового уровня; 2. Высокое качество предоставляемых образовательных услуг при подготовке специалистов, в том числе инженерной элиты для высокотехнологичного сектора экономики; 3. Социальная ответственность перед обществом; 4. Обеспечение университета необходимыми ресурсами; 5. продвижение в top - 100 мировых рейтингов университетов.

3. Лучшие практики ТПУ

3.1. Научная и инновационная деятельность

Разработка и успешная реализация глобально конкурентоспособных образовательных программ невозможна без проведения научных исследований, в том числе с активным участием обучающихся.

ТПУ является одним из ведущих научно-образовательных центров страны. Реализация программы его развития как национального исследовательского университета (НИУ) за период 2009-2012 гг. позволила практически удвоить количество магистрантов и аспирантов, общее число защит диссертаций, публикационную активность научно-педагогических работников (НПР), объем научных исследований.

Сегодня результаты научной деятельности университета характеризуются следующими показателями:

ежечасно:

1 публикация

ежедневно:

2 статьи в зарубежных изданиях; 6 млн. руб. привлеченных внебюджетных средств

еженедельно:

1 соглашение о стратегическом партнерстве; 3 патента на изобретения; 2-3 кандидатские диссертации; 10 учебных пособий; участие в 6 международных и 1 зарубежной конференциях

ежемесячно:

3 докторские диссертации; 6 научно-технических мероприятий

Приоритетные направления развития университета:

- рациональное природопользование и глубокая переработка природных ресурсов;
- традиционная и атомная энергетика, альтернативные технологии производства энергии;
- нанотехнологии и пучково-плазменные технологии создания материалов с заданными свойствами;
- интеллектуальные информационно-телекоммуникационные системы мониторинга и управления;
- неразрушающий контроль и диагностика в производственной и социальной сферах
- все они совпадают с приоритетными направлениями развития науки, технологий и техники Российской Федерации.

За последние 10 лет в ТПУ четыре ведущие научные школы получили государственную поддержку по грантам Президента Российской Федерации, это:

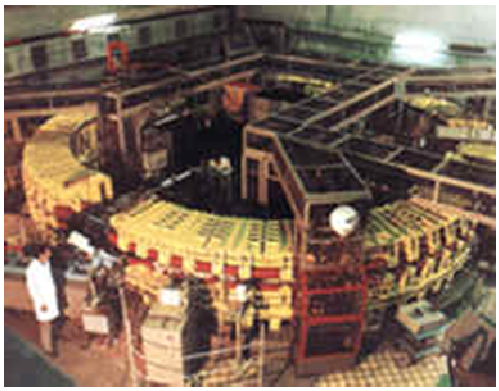
- «Геоинформатика и геоинформационные технологии»;
- «Геология и геохимия благородных металлов»;
- «Сибирская гидрохимическая школа»;
- «Физическая мезомеханика наноструктурных поверхностных слоев и наноструктурных покрытий в экстремальных условиях нагружения».

Последняя из них, возглавляемая академиком РАН Паниным В.Е., вошла в число ведущих научных школ России в 2011 г.

В университете действует инновационно-технологический центр «Радуга», включающий в себя проектно-конструкторский институт с опытным производством, студенческий технологический бизнес-инкубатор (СБТИ), центр трансфера технологий, отдел правовой охраны результатов интеллектуальной деятельности, лабораторию технологического прогнозирования.

В инновационном поясе университета более 70 малых инновационных предприятий (МИП), 38 из которых созданы по 217–ФЗ (университет входит в состав их учредителей на уровне блокирующего пакета). К работе МИП активно привлекаются магистранты, аспиранты и докторанты ТПУ. В систему молодежного инновационного предпринимательства вовлечено более 300 студентов и молодых ученых, а с учетом различных городских программ по работе со школьниками, занятия с которыми проводятся на базе СТБИ, – более 500 человек.

Исследовательский ядерный реактор ТПУ



Крупнейший электронный синхротрон, созданный в ТПУ

Развитие существующих и формирование новых научных школ невозможно без участия ведущих ученых. Сегодня в ТПУ работают 22 действительных члена и член-корреспондента РАН и РАМН. В 2010 г. в результате побед в конкурсе в рамках Постановления Правительства № 220 в ТПУ созданы и успешно развиваются Международные научно-образовательные лаборатории: неразрушающего контроля (научный

руководитель Ханс Михаель Крёнинг, Германия) и водородной энергетики (научный руководитель Торстейн Инги Сигфуссон, Исландия).

В 2012 г. сотрудниками и студентами ТПУ получено более 20 престижных российских и международных наград, в том числе студентами: 2 медали РАН, 21 награда на международных конкурсах и олимпиадах, 285 дипломов российских конкурсов. Лауреатами международных, российских и региональных олимпиад стали 45 студентов, лауреатами Премии Томской области в сфере образования, науки, культуры и здравоохранения – 7.

Сотрудники ТПУ профессор Гений Кузнецов (научный руководитель), старший преподаватель Ольга Высокоморная, ассистент Дмитрий Глушков, доцент Аркадий Захаревич и профессор Павел Стрижак номинированы на премию Правительства Российской Федерации 2012 года в области науки и техники для молодых ученых.

3.2. Центр компетенций

С целью дальнейшего формирования научно-образовательной среды мирового уровня и роста репутационного капитала ТПУ в России и за рубежом планируется в 2013 г. на базе научно-образовательных институтов создать сетевую структуру - Центр компетенций «Ресурсоэффективные технологии». Создаваемый Центр позволит интегрировать потенциал всех научно-образовательных институтов и использовать междисциплинарный подход в научных исследованиях и подготовке специалистов по прорывным направлениям.

Задачи Центра:

- повышение конкурентоспособности университета на мировом и национальном рынке интеллектуального труда путем подготовки элитных специалистов и создания уникальных образовательных программ;
- обеспечение лидирующих позиций университета в области ресурсоэффективных технологий в энергетике, природопользовании, инженерной медицине и технологической безопасности.

Деятельность Центра будет осуществляться в рамках 4 кластеров: «Интеллектуальная энергия», «Инженерная медицина», «Безопасная среда обитания», «Ресурсы Земли», объединяющих приоритетные направления развития ТПУ. Общим ядром всех кластеров служат современные информационные технологии.

3.3. Образовательные стандарты

В 2010 г. в ТПУ введены в действие «Стандарты и руководства по обеспечению качества основных образовательных программ подготовки бакалавров, магистров и специалистов по приоритетным направлениям развития Национального исследовательского Томского политехнического университета». Стандарт основных образовательных программ (ООП) ТПУ развивает и дополняет требования Федеральных государственных образовательных стандартов (ФГОС) требованиями международных сертифицирующих и регистрирующих организаций (Engineers Mobility Forum, APEC Engineer Register, European Federation of National Engineering Associations) к компетенциям профессиональных инженеров, критериями международной аккредитации инженерных программ (Washington Accord, EURopean ACcredited Engineer) и интегрирующими их критериями общественно-профессиональной аккредитации образовательных программ в области техники и технологий Ассоциации инженерного образования России (АИОР).

При этом в Стандарте ООП ТПУ издания 2012 г. (третья редакция) используется современная концепция CDIO (Conceive, Design, Implement, Operate) подготовки бакалавров в области техники и технологий к комплексной инженерной деятельности, разработанная в 2004 г. в Массачусетском технологическом институте (MIT). В настоящее время данная концепция реализуется в более, чем в 80 университетах мира. ТПУ присоединился к ней первым из российских вузов. Концепция CDIO позволяет выработать комплексный подход к подготовке специалистов, способных вести инженерную деятельность на всех этапах жизненного цикла технической и технологической продукции. Планируемые результаты обучения по большинству образовательных программ ТПУ согласованы с работодателями.

Зал 3D визуализации в Международном Инновационно – научно - образовательном центре профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела ИПР ТПУ – совместный проект Heriott-Watt с Эдинбургским университетом (Великобритания). Защита магистерских диссертаций.

3.4. Система элитного технического образования

В ТПУ с 2004 г. действует система Элитного технического образования (ЭТО). Система ЭТО основана на углубленном изучении наиболее способными студентами естественнонаучных и математических дисциплин с последующей комплексной подготовкой к исследовательской, проектной и инновационной инженерной деятельности с привлечением лучших научно-образовательных ресурсов ТПУ и зарубежных университетов-партнеров. Программа ЭТО имеет много общего с программой Gordon-MIT Engineering Leadership Program MIT – мирового лидера инженерного образования, открытой в 2006 г.

Для дальнейшего развития системы ЭТО и сохранения высокого качества подготовки специалистов в условиях высокой дисперсии уровня школьной подготовки зачисляемых на 1 курс разработана и с 2012 г.

внедряется в практику ТПУ личностно-ориентированная образовательная среда (ЛООС). ЛООС позволяет обучающимся сформировать индивидуальные учебные планы в рамках образовательных траекторий, максимально соответствующих качеству их начальной подготовки и способностям к освоению вузовских программ.

Практически 50 % выпускников системы ЭТО продолжают свое обучение в аспирантуре университетов России, Франции, Великобритании и др. Прошедшие через систему ЭТО выпускники магистратуры трудоустраиваются на должности руководителей отделов и направлений в крупнейшие компании страны и мира.

3.5. Программы уровня «Двойной диплом» («Double Degree»)

Добиться статуса университета мирового уровня без международных программ подготовки специалистов невозможно.

В ТПУ на сегодняшний день действует 13 программ, позволяющих за два года обучения получить два диплома магистра: один диплом – ТПУ, другой диплом – зарубежного вуза-партнера. ТПУ реализует магистерские «Double Degree» программы с университетами Германии, Франции, Великобритании, Чешской Республики и Казахстана.

Кроме этого, уже более 10 лет ТПУ совместно с Цзилинским университетом (ЦУ) КНР реализует бакалаврские «Double Degree» программы «2 + 2», обеспечивающие их участникам получение двух дипломов (ТПУ и ЦУ) после первых двух лет обучения в ЦУ и последующих двух лет обучения в ТПУ. В последние годы участниками бакалаврских «Double Degree» программ стали и студенты Шеньянского политехнического университета КНР.

В настоящее время в бакалавриате, специалитете и магистратуре ТПУ обучается 2553 иностранных студента, в том числе 388 – из дальнего зарубежья.

3.6. Сотрудничество с РАН

ТПУ тесно сотрудничает с академическими институтами Российской академии наук (РАН). Достаточно сказать, что вице-президент РАН, академик Месяц Г.А. является Президентом Совета попечителей ТПУ; заместитель Председателя Президиума Сибирского отделения РАН (СО РАН), член-корреспондент РАН Псахье С.Г. – членом Ученого Совета университета и заведующим кафедрой, Председатель Президиума Томского научного центра (ТНЦ), член-корреспондент СО РАН Ратахин Н.А. – заведующим кафедрой ТПУ.

ТПУ с СО РАН и ТНЦ СО РАН связывают договоры о стратегическом партнерстве и многолетний положительный опыт многостороннего сотрудничества. На базе ТПУ созданы и работают 4 совместные с ТНЦ СО РАН кафедры, 17 научно-образовательных центров и лабораторий, в том числе 3 – международные, центр коллективного пользования. На базе совместных кафедр и лабораторий ведется подготовка специалистов – исследователей для работы в академических институтах РАН.

3.7. Стратегическое партнерство с промышленностью

Одним из важнейших направлений деятельности университета является стратегическое партнерство с реальным сектором экономики. В настоящее время в активе ТПУ 189 соглашений и договоров о стратегическом партнерстве и сотрудничестве с промышленными предприятиями.

Многие магистерские программы подготовки элитных специалистов для высокотехнологичных отраслей промышленности реализуются на базе научно-образовательных центров, создаваемых ТПУ совместно с крупнейшими компаниями страны: ОАО «Газпром», ГК «Росатом», ФКА «Роскосмос», ГК «Ростехнологии», ОАО «Сибур Холдинг», ЗАО «Р-Фарм», филиал ОАО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Сибири», Юргинский машиностроительный завод и др. Проект подготовки магистров для ЗАО «Р-Фарм» по программе «Инжиниринг в биотехнологической и фармацевтической отрасли» утвержден Наблюдательным советом Агентства стратегических инициатив (АСИ), председателем которого является Президент Российской Федерации В.В. Путин. Наблюдательный совет АСИ рекомендовал Минобрнауки России рассмотреть вопрос о присвоении ТПУ статуса федеральной инновационной площадки. Совместно с ОАО «Сибур Холдинг» в ТПУ создана Международная лаборатория термореактивных полимеров под руководством зарубежного специалиста Дирка Верваке (Бельгия) и открыта целевая подготовка магистров по программе «Химическая технология высокомолекулярных соединений» в интересах ООО «НИОСТ» – R&D Центра ОАО «Сибур Холдинг».

На базе ТПУ создается Центр подготовки кадров и прикладных исследований ГК «Росатом». Университет в интересах корпорации будет готовить элитных специалистов для научно-исследовательской и инновационной деятельности в таких областях, как радиационные технологии, обращение с отработанным ядерным топливом; проектирование, эксплуатация ядерных энергетических установок, в том числе нового поколения в рамках реализации проекта «Прорыв»; создание новых материалов ядерной техники и др. Целевая подготовка и переподготовка специалистов будет вестись не только для ГК «Росатом», но и ее зарубежных партнеров. В последнем случае речь идет о магистерских программах на английском языке. Уже дан старт одной из них – «Управление ядерной энергетической установкой», слушателями которой являются граждане Вьетнама.

В ноябре 2012 г. ТПУ посетил Председатель Правления ОАО «Газпром» Алексей Миллер. Одним из главных итогов его визита стало решение о создании в Томске образовательно-отраслевого кластера по подготовке рабочих и специалистов среднего звена, а также инженерных кадров на основе предприятий ОАО «Газпром» и научно-образовательного комплекса Томской области. Участники проекта: Администрация Томской области, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томский техникум информационных технологий (ТТИТ), ОАО «Газпром» – ООО «Газпром трансгаз Томск».

Задачи проекта:

- Разработка глубоко интегрированных программ ВПО, СПО и профессионального обучения, соответствующих национальным и международным стандартам технического образования.
- Разработка траекторий непрерывного технического образования с ускоренным освоением программ СПО и ВПО.
- Модернизация материально-технической и учебно-методической базы участников консорциума (ТПУ, ТТИТ, Учебного центра ООО «Газпром трансгаз Томск»).
- Лицензирование и международная аккредитация образовательных программ ВПО, СПО и профессионального обучения, реализуемых участниками консорциума.
- Целевая подготовка, переподготовка и повышение квалификации инженерно-технических и рабочих кадров для предприятий ОАО Газпром», других организаций Томской области, Сибири и Дальнего Востока.
- Международная сертификация техников и инженеров (APEC Engineer Register, EMF, ETMF).

3.8. Профессиональная переподготовка и повышение квалификации

В реализации концепции «образование в течение всей жизни» важнейшая роль отводится профессиональной переподготовке и повышению квалификации. Постоянное расширение спектра и совершенствование качества программ дополнительного профессионального образования является одним из главных направлений деятельности университета. В настоящее время в ТПУ реализуются свыше 250 программ повышения квалификации и более 30 программ профессиональной переподготовки. Постоянными заказчиками дополнительных образовательных услуг являются более 500 предприятий и организаций, среди которых ОАО «Газпром Трансгаз Томск», ОАО «ТНК-ВР», ОАО «Роснефть», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Газпром нефть», ОАО «СУЭК», ОАО «Мечел», ОАО «Полюс», ОАО «Полиметалл», ОАО «Кузнецкие ферросплавы», ОАО «ЗСМК», ФГУП «Урангео», АО «Ульбинский металлургический завод», ОАО «Томскнефть» ВНК, ОАО «Сибирский химический комбинат», ОАО «Горно-химический комбинат», АК «Алроса» и многие другие.

В 2012 г. университет вошел в число победителей первого этапа «Президентской программы повышения квалификации инженерных кадров России на 2012-2014 годы», получив право на реализацию четырех образовательных программ: «Инженерно-геологические изыскания», «Современные методы подготовки воды для энергетики», «Интегрированные информационно-управляющие системы на базе современных программных сред и контролеров» и «Измерения, контроль и автоматизация в сфере поставки электрической энергии потребителю».

Профессиональная переподготовка и повышение квалификации осуществляются также в рамках участия ТПУ в 12 программах инновационного развития госкорпораций, в шести из которых университет является опорным вузом: ОАО «Газпром», ГК «Росатом», ОАО «Информационные спутниковые системы им. академика М.Ф. Решетнева», ФГУП «НПО «Микро-ген», ОАО «Системный оператор ЕЭС», ОАО «РАО Энергетические системы Востока», и в рамках 22 технологических платформ, участником которых является ТПУ, из 30, организованных в Российской Федерации. Ежегодно в ТПУ проходят профессиональную переподготовку и повышение квалификации свыше 2000 слушателей из сторонних организаций.

3.9. Система трудоустройства выпускников ТПУ

Отдел организации практик и трудоустройства ТПУ координирует взаимодействие научно-образовательных институтов университета с предприятиями, учреждениями, организациями, органами государственной власти и местного самоуправления. Постоянно осуществляется мониторинг рынка труда в разрезе направлений и специальностей университета. Для выпускников создан банк вакансий на профильных предприятиях. Для установления обратной связи с выпускниками создана база данных Ассоциации выпускников ТПУ. В последние годы все это вместе взятое обеспечивает университету востребованность выпускников на уровне 150-170 % и распределение 90-93 % из них по заявкам предприятий, учреждений и организаций.

3.10. Ассоциация выпускников и Фонд целевого капитала ТПУ

Активную роль в трудоустройстве выпускников, дальнейшем сопровождении их карьеры и росте репутационного капитала университета играет созданная в 1992 г. Ассоциация выпускников ТПУ.

Ассоциация имеет более 40 филиалов во всех регионах страны. Центр «Томский политехник» в Москве объединяет около 500 питомцев ТПУ. Филиал в г. Железногорске, представляющий два предприятия: ОАО «Информационные спутниковые системы им. академика М.Ф. Решетнева» и Горно-химический комбинат, насчитывает около 400 выпускников университета. Созданы филиалы в Китае, Вьетнаме, Казахстане, Узбекистане. Ассоциация выпускников является соучредителем Фонда целевого капитала ТПУ, созданного для получения дополнительных ресурсов на развитие университета. ТПУ одним из первых в Российской Федерации создал Фонд целевого капитала – эндаумент-фонд. Основной целью Фонда является формирование и использование дохода от целевого капитала как долговременного устойчивого дополнительного источника развития ТПУ.

Вклад в Фонд целевого капитала ТПУ – это вклад в развитие высшего инженерного образования России. Первым свой вклад в эндаумент ТПУ сделал Президент Российской Федерации (2010) Дмитрий Медведев.

3.11. Общественно-профессиональная аккредитация образовательных программ

Общественно-профессиональная аккредитация - это гарантия качества подготовки специалистов по конкретной образовательной программе в конкретном вузе.

В настоящее время международные критерии качества инженерных программ глобально определяются Вашингтонским соглашением (Washington Accord), в Европе – Европейской сетью. Ассоциация инженерного образования России, чей управляющий состав представлен экспертами ТПУ, стала полноправным членом одной из авторитетнейших международных аккредитационных организаций – Вашингтонского соглашения (Washington Accord), в Европе – Европейской сетью по аккредитации инженерного образования (ENAEE). В нашей стране наибольший опыт общественно-профессиональной аккредитации образовательных программ в области техники и технологий с ориентацией на международные критерии качества накоплен Ассоциацией инженерного образования России (АИОР). АИОР – член Washington Accord и ENAEE. На сегодняшний день международную аккредитацию имеют 24 образовательные программы ТПУ. К 2020 г. общественно-профессиональную аккредитацию в соответствии с критериями и процедурами Washington Accord и ENAEE должны пройти 50 % программ университета.

3.12. Сертификация и регистрация профессиональных инженеров

Сертификация и регистрация профессиональных инженеров – это, по сути, общественное признание конкретного инженера как профессионала. Основным назначением процедуры сертификации и регистрации является оценка уровня компетенций практикующего инженера, имеющего, как правило, пяти или семилетний опыт работы по специальности. И если этот уровень соответствует установленным стандартам системы регистрации, процедура регламентирует регистрацию специалиста.

Статус международных систем сертификации и регистрации имеют Европейская федерация инженерных организаций (FEANI) – в Европе. Регистр инженеров АТЭС (APEC Engineer Register) – в Азиатско-Тихоокеанском регионе, Engineers Mobility Forum (EMF) – в мире. Россию в FEANI представляет Российский Союз научных и инженерных общественных организаций (РосСНИО), а в APEC Engineer Register – АИОР, которая получила приглашение в 2013 г. присоединиться и к EMF. В 2010 г. в ТПУ при поддержке АИОР и РосС-НИО создан Центр международной сертификации технического образования и инженерной профессии. В 2010 г. из 42 претендентов было сертифицировано на соответствие требованиям APEC Engineer Register 30 профессиональных инженеров. В 2011 г. успешно прошли испытания на соответствие народным требованиям 32 претендента. Из этого общего числа сертифицированных инженеров 35 являются выпускниками ТПУ.

3.13. Кадровый резерв

Программа «Кадровый резерв» действует в ТПУ с 2002 г. Ежегодно на конкурсной основе в кадровый резерв зачисляются 70 молодых сотрудников университета, способных в возрасте до 30 лет защитить кандидатскую диссертацию, и 40 молодых кандидатов наук, способных в возрасте до 40 лет защитить докторскую диссертацию. Кроме этого, в 2010 г. сформирована и группа управленческого резерва, в состав которой также на конкурсной основе зачислено 12 молодых сотрудников, потенциально способных в ближайшей перспективе занять в университете ключевые управленческие должности. С целью дальнейшего стимулирования профессионального роста молодых сотрудников с 2012 года в состав кадрового резерва включены все научно-педагогические работники в возрасте до 30 лет, которым установлена фиксированная надбавка в размере 5 тысяч рублей в месяц. С 2013 г. им планируется установить дифференцированные надбавки в зависимости от достигнутой в 2012 г. результативности деятельности.

Благодаря программе «Кадровый резерв», ТПУ успешно решает задачу воспроизводства научно-педагогических кадров. Общее число защит кандидатских и докторских диссертаций сотрудниками университета постоянно растет: 140 – в 2010 году, 152 – в 2011 году, 169 – в 2012 году.

4. Основы программы развития ТПУ как ведущего исследовательского университета

4.1 Структура программы

Программа построена на принципах системы сбалансированных показателей и имеет матричную структуру, включающую в себя 6 основных направлений развития и 7 блоков задач. Одной из основных задач является улучшение позиций университета в мировых рейтингах с учетом, в первую очередь, критериев агентства QS (Quacquarelli Symonds). Форсированное продвижение по иерархии QS позволит ТПУ закрепиться и в других академических рейтингах: Times Higher Education (THE), SCImago, Webometrics.

Основные направления развития:

академическая репутация, оценка работодателей, цитируемость публикаций, соотношение числа преподавателей и студентов, численность иностранных студентов, численность иностранных преподавателей

Каждое направление реализуется в рамках 7 блоков основных задач университета:

подготовка высококвалифицированных специалистов, научная и инновационная деятельность, развитие кадрового потенциала, совершенствование системы управления, инфраструктура и кампус, позиционирование, социальное развитие

4.2. Ключевые индикаторы выполнения программы

В числителе приведены данные, достигнутые в 2012 году, а в знаменателе – планируемые на 2020 год для вхождения ТПУ в top – 100 мировых рейтингов университетов:

консолидированный бюджет, млрд. руб. – 5,345 / более 11; объем НИОКР, млрд. руб. – 1,415 / не менее 5; число статей, опубликованных в рецензируемых журналах, в расчете на одного НПР – 1,1 / 7; число статей в соавторстве с зарубежными учеными – 83 / 1000; доля НПР, имеющих индекс Хирша более 10, % – 0,1 / 5; число англоязычных журналов ТПУ, включенных в базу Scopus, – 0 / 2; количество аспирантов – 812 / 2000; эффективность аспирантуры, % – 52,3 / 80; доля преподавателей, имеющих опыт работы в университетах,

входящих в top-500 мировых рейтингов, % – 0 / 10; доля иностранных преподавателей, % – 0 / 10; доля иностранных студентов из дальнего зарубежья, % – 2,56 / 10; доля магистрантов, обучающихся по 25 (в 2012 г. – 13 программ) совместным магистерским Double Degree программам с ведущими зарубежными университетами, % – 3,8 / 10; доля международно-аккредитованных образовательных программ, % – 12 / 50; количество инженеров – выпускников ТПУ, сертифицированных по международным стандартам, – 35 / 300.

6. Результаты выполнения программы

В результате выполнения Программы развития как ведущего исследовательского университета ТПУ в 2020 г. становится:

- признанным исследовательским университетом мирового уровня;
- ведущим мировым центром подготовки инженерной элиты;
- обладает достаточными для дальнейшего развития финансовыми, материальными, кадровыми и информационными ресурсами;
- входит в top - 100 мировых рейтингов университетов.

ИНСТИТУТ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ – СОВРЕМЕННЫЙ ИНСТИТУТ С ВЕКОВЫМИ ТРАДИЦИЯМИ

А.Ю. Дмитриев, проректор-директор ИПР

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Андрей Юрьевич Дмитриев

Институт природных ресурсов – это передовой научно-образовательный центр, история которого имеет вековую традицию. Основан он на базе старейших отделений Томского технологического института имени императора Николая II (ныне Томский политехнический университет) – горного и химического, имеющих богатейшие традиции и сильные научные школы.

2013 год юбилейный, знаменательный для нашего Института и для всего Ведущего исследовательского Томского политехнического университета. Мы отмечаем 150 лет основателю сибирской горно - геологической школы Владимиру Афанасьевичу Обручеву. Будучи в своё время единственной от Урала до Тихого океана, Томская школа и теперь – одна из ведущих в стране. Первый выпуск горных инженеров в ТПУ состоялся еще в 1908 году. С тех пор он постоянно готовит специалистов для нефтегазодобывающей и химической отраслей, неизменно сохраняя преемственность поколений. Вторая важная дата этого года – 130-летие одного из первых выпускников горного отделения, ученика В. А. - Обручева Михаила Антоновича Усова. Это легендарная личность. Первый в Сибири академик АН СССР, долго возглавлял геологоразведочный факультет Томского политехнического института, работал заведующим кафедрой, продолжая и развивая традиции своего учителя. Другой юбиляр - 120-летие еще одного нашего выдающегося выпускника - Николая Николаевича Урванцева, первооткрывателя Норильского рудного региона, давшего базу для экономического и промышленного развития Якутии и севера Восточной Сибири. Еще один выдающийся выпускник и педагог нашего института, тоже юбиляр – 130 летие со дня рождения – это профессор, лауреат Государственной и Сталинской премии М. К. Коровин, основоположник научного обоснования нефтегазоносности Западной Сибири. Еще в 40-годы, доказавший нефтегазоносность Сибири и первый начавший здесь разведку углеводородного сырья. В этом году мы отмечаем также юбилей еще одного выдающегося выпускника, ученого и педагога нашего Института – 110 – летие профессора П. А. Удодова – основателя Сибирской гидрогеохимической школы. В 2013 г. исполняется 110-летие со дня рождения еще одного профессора. Заслуженного деятеля науки, профессора Д. С. Микова, основателя Сибирской геофизической школы и создателя в Институте природных ресурсов (ИГНД, ГРФ) кафедры геофизики. И, наконец, в этом же году мы отмечаем 110-летие со дня рождения академика, профессора, выдающегося ученого и педагога нашего Института Ю. А. Кузнецова, создателя учения о магматических формациях, исследователя геологии и металлогении магматических формаций Сибири, а также 90-летие академика, Лауреата государственной премии О. Д.

Институт природных ресурсов (20 корпус ТПУ)

Горно-геологический корпус (1 корпус ТПУ)

Алимова, основателя Сибирской научной школы горного машиностроения на базе ГРФ (сейчас ИПР) ТПУ, автора успешного космического эксперимента по бурению скважин на Луне, забору и доставке первого лунного грунта на Землю.

Сегодня в институте действуют научные школы, широко известные в России и за рубежом. Это Сибирская гидрогеохимическая школа (сегодня возглавляет ее профессор С.Л. Шварцев, Лауреат Государственной Премии СССР – ученик П. А. Удодова), Школа геологии и геохимии благородных металлов (профессор А.Ф.Коробейников), Сибирская научная школа в области геофизических методов поисков и разведки месторождений полезных ископаемых (руководитель - профессор Л.Я. Ерофеев – ученик Д. С. Микова), Сибирская радиогеохимическая школа (профессор Л.П. Рихванов) и др. Из 35 тысяч выпускников Сибирской горно-геологической и химической школ более 450 стали первооткрывателями месторождений полезных ископаемых, 1 - лауреатом Нобелевской премии, более 50 – Лауреатами Ленинской и Государственной премий, 15 – академиками и членами-корреспондентами АН СССР (РАН), более 250 – докторами и более 1600 – кандидатами наук. За прошедшую вековую историю появились новые направления подготовки молодых специалистов. Институт (факультет) дал жизнь другим институтам, учебным и научным. Научно-педагогический потенциал, заложенный основоположниками отделений и развитый их последователями, всегда позволяли гибко реагировать на запросы времени.

Нашим современным студентам есть на кого равняться, и они чтят заслуги предыдущих поколений политехников, стремясь оставить и свое имя в славной истории вуза. Сегодня для их успешного старта в карьере в Институте природных ресурсов созданы все условия. Не случайно, он считается одним из ведущих в стране образовательных учреждений, которые готовят не только специалистов для нефтегазовой отрасли, но и всех других направлений минерально-сырьевого комплекса. Наш институт – это более 4,5 тысяч студентов по всем формам обучения, 15 кафедр, 11 научных центров, 24 лаборатории, 4 отдела, 3 музея. Он имеет колоссальную научную базу. Здесь работают 28 академиков и членов-корреспондентов, 81доктор и 204 кандидата наук. В Институте проводятся фундаментальные и прикладные исследования по всестороннему изучению и освоению недр Земли, а также рациональному использованию природных ресурсов, в том числе по программам международного, государственного, отраслевого и регионального значения.

Профессор С. Н. Харламов ведет занятие со студентами в Международной научно-образовательной лаборатории «Нефтегазовая гидродинамика и теплообмен» ИПР ТПУ

В институте традиционно широко осуществляется интеграция с академической наукой, являющаяся неотъемлемой частью подготовки высоко-квалифицированных специалистов и направленная, прежде всего, на повышение уровня образовательного процесса.

Институт успешно осуществляет многоуровневую систему подготовки, в том числе подготовку бакалавров (восемь направлений), магистров (18 программ) и дипломированных специалистов (2 специальности на очной форме обучения и 2 – на заочной); готовит кандидатов наук по 25 специальностям и докторов наук по восьми специальностям. Работают пять диссертационных советов, которые принимают к защите кандидатские и докторские диссертации по 14 специальностям.

В Институте природных ресурсов ведётся подготовка магистров по трем программам уровня Double Degree:

- «Геолого-геофизические проблемы освоения месторождений нефти и газа» (Hariot-Watt University, Великобритания);
- «Экологические проблемы окружающей среды» (Paris-Sud 11 University, Франция).
- «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» (Hariot-Watt University, Великобритания).

Диплом ТПУ и диплом зарубежного вуза-партнера открывает перед нашими магистрами большие перспективы. Но и не только российские студенты заинтересованы в этих программах. В этом году мы выпустили пять французских магистров, приехавших к нам из Университета Париж-11. Это хороший старт, уверен, за ними последуют и другие желающие.

В институте созданы передовые лаборатории и уникальные инновационные центры для научных исследований и опережающей подготовки специалистов мирового уровня по наиболее актуальным проблемам минерально-сырьевого комплекса. Это Центр урановой геологии, Центр опережающей подготовки специалистов трубопроводного транспорта нефти и газа, Центр подготовки и переподготовки специалистов нефтегазового дела, Научно-инновационный центр космогеологических исследований «Космогеология» и другие.

Традицией Института природных ресурсов является тесная взаимосвязь науки и учебного процесса. Это позволяет готовить в ИПР на протяжении всех лет высококлассных творческих специалистов, которые широко востребованы и сегодня на производстве и в научных организациях, как в России, так и за рубежом. Достаточно сказать, что 7 студентов ИПР за научные работы награждены Медалями А Н СССР и Российской академии Наук. С 2004 г. по настоящее время 6 студентов ИПР выиграли звания «Лучший выпускник мира» по своей специальности. 30 студентов удостоены звания «Лучший выпускник России», 412 студентов в последние 40 лет награждены за научною работу Дипломами Минвуза СССР, а позднее РФ. Все это подтверждает высочайший уровень подготовки выпускников в ИПР.

Минералогический музей ИПР ТПУ

Выбирая Институт природных ресурсов, наши студенты знают, что тем самым они гарантируют себе успешное будущее. Перспективы перед ними открываются огромные, нужно только старательно учиться. Что и говорить, свыше 90 процентов выпускников Института трудоустраиваются по распределению. И спрос на этих специалистов в настоящее время превышает предложение. В среднем на каждого выпускника приходится по 3-4 заявки от предприятий, на некоторых специальностях число заявок достигает 15!

Лаборатория промывочных и тампонажных растворов ИПР ТПУ

Институт постоянно развивается. Совершенствуются учебные программы, приглашаются иностранные специалисты, разрабатываются новые программы повышения квалификации, открываются новые научно-исследовательские лаборатории. Только молодежных научных объединений в ИПР насчитывается до 14 в зависимости от научных направлений ИПР. Существенно обновилась материально-техническая база, приобретено множество нового современного и уникального оборудования.

Большую роль в развитии института и университета играет поддержка партнеров. Так Томский политехнический университет стал опорным вузом в программе инновационного развития ОАО «Газпром» и одним из шести ведущих вузов программы инновационного развития ОАО «АК «Транснефть». Также нашими стратегическими партнёрами являются ОАО «Газпром трансгаз Томск», ОАО «Газпром нефть», ОАО «НК «Роснефть», ОАО «Алроса», ЗАО «СИБУР Холдинг», зарубежные компании TNK-BP, Shell, Sclumberger, Nord Imperial и т.д.

Ведущие российские компании помогают нам не только в оснащении аудиторий и лабораторий, но и в грантовой поддержке лучших студентов и преподавателей, в стипендиях студентам, практике и трудоустройстве. К примеру, мы готовим к открытию новый научно-образовательный Центр «ХИМТЕК», созданный совместно с ЗАО «СИБУР», в прошлом году открыли Центр фармацевтической и биотехнологической промышленности в сотрудничестве с ЗАО «Р-Фарм», в этом году совместно с ОАО «Газпром» мы запустили уникальный виртуальный обучающий программный комплекс «Виртуальный промысел». Все это гарантирует выпускникам ИПР перспективу интересной работы, достойной зарплаты и карьерного роста, если они будут хорошо трудиться, и зарекомендуют себя грамотными, ответственными специалистами. Именно в тесном сотрудничестве с ведущими российскими компаниями мы можем подготовить высококлассных профессионалов.

Используя многолетние многоплановые традиции, опыт и невероятный потенциал Институт природных ресурсов за очень короткий срок стал одним из самых успешных и перспективных научно-образовательных структур Ведущего исследовательского Томского политехнического университета. Впереди у нас большие перспективы и немало планов по развитию института, а значит мы сможем написать еще немало достойных страниц в летописи института.

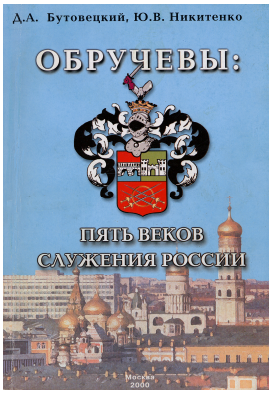


Рис. 2

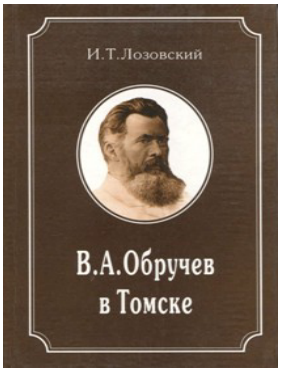


Рис. 3

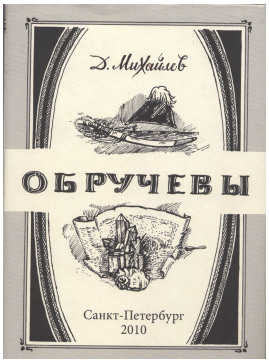


Рис. 4

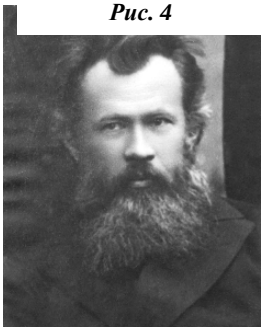


Рис. 1.
В.А. Обручев.1910 г.

К 150-ЛЕТИЮ АКАДЕМИКА В.А. ОБРУЧЕВА

Б.Д. Васильев, доцент
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Уважаемые коллеги! Открывающийся 2 апреля 2013 года в Национальном исследовательском Томском политехническом университете XVII Международный симпозиум студентов, аспирантов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр» посвящён 150-летию со дня рождения академика АН СССР, лауреата Ленинской и Сталинских премий, Почётного президента Географического общества СССР, основателя горно-геологического образования в Сибири и Сибирской геологической школы, всемирно известного путешественника, исследователя Азии, горного инженера Владимира Афанасьевича Обручева (рис. 1).

Жизнь и творческий путь академика В.А. Обручева широко освещались в печати, однако в последние 20 лет появились новые публикации (рис. 2, 3, 4, 5), существенно дополняющие характеристику «рыцаря факта», нашего Учителя [1, 2, 3, 4].

Родился В.А. Обручев 10 октября 1863 года в семье потомственного военного. Его отец, Афанасий Александрович (1835-1881) участник Крымской войны, командовал позже полком и принадлежал к древнему дворянскому роду Обручевых, многочисленные представители которого на протяжении пяти столетий достойно служили Отечеству по военному ведомству.

Мать В.А. Обручева, Полина Карловна Гертнер, до замужества служила гувернанткой в доме Обручевых. Позже занималась воспитанием собственных детей, обучила их немецкому и французскому языкам, привила им аккуратность и добросовестность, определивших «обручевский стиль» в работе.

В 1881 г. Владимир Афанасьевич окончил Виленское реальное училище по химическому отделению и успешно выдержал вступительные экзамены в два петербургских института: Технологический и Горный. Обучаясь в Горном институте, В.А. Обручев увлекся литературной деятельностью и в 1884 г. намеревался даже оставить институт. С геологией Владимир Афанасьевич соприкоснулся только после третьего курса, приняв участие летом 1884 г. в геологической экскурсии вдоль реки Волхов под руководством профессора И.В. Мушкетова, чем и определился выбор его дальнейшего жизненного пути: он решил стать геологом и путешественником. Наставниками В.А. Обручева были крупнейшие авторитеты в геологии, профессора А.П. Карпинский, И.И. Лагузен, Г.Д. Романовский, но главным учителем был профессор Иван Васильевич Мушкетов, по рекомендации которого В.А. Обручев сделал свои первые переводы научных статей с немецкого и французского и опубликовал их в «Горном журнале» (1886). По рекомендациям И.В. Мушкетова выпускник Петербургского Горного института В.А. Обручев стал «аспирантом» Закаспийской железной дороги (1886), первым штатным геологом Восточной Сибири (1888), единственным геологом Центрально-Азиатской экспедиции Г.Н. Потанина (1892), профессором и основателем Горного отделения первого в Сибири Томского Технологического института (1901).

В 1886–1888 годах В.А. Обручев проводил геологические исследования вдоль строившейся Закаспийской железной дороги, результаты которых отмечены Серебряной (1887) и Малой золотой (1890) медалями Русского географического общества (РГО).

В 1888–1892 годах В.А. Обручев – первый штатный геолог Иркутского горного управления – исследует Прибайкалье и Олекминско-Витимский золотоносный район, начинает составление «Истории геологического исследования Сибири».

В 1892–1894 годах Владимир Афанасьевич участвует в экспедиции Г.Н. Потанина в Монголию, Центральную Азию, Северный Китай, итоги которой отмечены премией Н.М. Пржевальского РГО (1894), премией им. П.А. Чихачева Парижской академии наук (1898), Константиновской золотой медалью РГО (1901).

В 1895–1898 годах В.А. Обручев в качестве начальника Забайкальской горной партии проводит геологические исследования в Селенгинской Даурии вдоль строящейся Сибирской железной дороги. Итоговый труд «Орографический и геологический очерк Юго-Западного Забайкалья» отмечен премией им. Г.П. Гельмерсена Российской академии наук (1918).

В 1899 году Владимир Афанасьевич был командирован в Германию, Швейцарию и Австрию для изучения геологического строения этих стран, участвовал в VII Международном географический конгрессе в Берлине, а в 1900 году – в VIII Международном геологическом конгрессе в Париже.

В начале 1901 года директор Томского технологического института Е.Л. Зубащев (по рекомендации профессора И.В. Мушкетова) пригласил горного инженера В.А. Обручева возглавить кафедру геологии и открывающееся Горное отделение ТТИ. С 1 июля 1901 года В.А. Обручев назначается исправляющим должность ординарного профессора по кафедре геологии, а с 9 октября избирается деканом Горного отделения ТТИ. Читать лекции профессор Обручев начал лишь с осени 1903 года и, таким образом, в первые два года пребывания в институте был полностью занят организационной и научной работой. Он одновременно является членом Совета института (до 10.03.1912), деканом двух отделений (Химического - по октябрь 1903г. и Горного – по январь 1909 г.), членом хозяйственного комитета (по январь 1909),членом комитета по студенческим делам (по январь 1909 г.), членом Высочайше учрежденного Строительного комитета по возведению зданий ТТИ (по 1906 г.), председателем Библиотечной комиссии (1901-1903 и 1909-1911 годы), исправляющим должность ординарного профессора по кафедре геологии (по 10.03.1912 г), заведующим Геологическим кабинетом (по 10.03.1912 г.), председателем профессорского дисциплинарного суда (с 1.09.1909 по 1 06 1910 г.), редактором «Известий ТТИ» (с 1.06.1909 по 10.03.1912 г.), эпизодически исполняет обязанности директора института (с 12.02 по 10.05 1906 и с 1.07 по 23.08.1910 г.), а в период с 28.07.1907 по 1.09.1908 г. заведует и Минералогическим кабинетом.

С присущими ему основательностью и методичностью В.А. Обручев включается в организационно-методическую и педагогическую работу: разрабатывает «Положение об отделениях ТТИ», «Правила заведования библиотекой ТТИ, приобретения книг и пользования ими», составляет подробную записку-задание на проектирование Горного корпуса, «исследует грунт посредством бурения под существующими и предполагаемыми к постройке зданиями института», курирует строительство Горного корпуса и жилого флигеля (1902–1906 г.г.), подбирает кадры для открывающихся кафедр горно-геологического цикла. Ядро Горного отделения в этот период составляют профессора Обручев В.А., Зайцев А.М., Тове Л.Л., Янишевский М.Э., Доборжинский С.Ю., Соболевский П.К., лаборанты (ассистенты) Рязанов В.Д., Емельянов А.В., Гудков П.П., Казанский П.А. Уже с 1901–1902 годов интенсивно ведется формирование Горного музея, Геологического, Палеонтологического, Минералогического кабинетов. С 1903 г. - кабинета Горного искусства, а с 1907 г. - Геологического музея. Приобретаются, заказываются (частично за рубежом) приборы, коллекции, снаряжение, книги, пособия, мебель.

Заведуя Геологическим кабинетом, В.А. Обручев тщательно вел инвентарную книгу, листы которой были пронумерованы и скреплены большой печатью красного сургуча. В ней с 1901 по 1912 годы он собственноручно сделал более 2600 записей,

что позволяет проследить, как создавался и оборудовался Геологический кабинет, кто был причастен к пополнению его коллекций, к изготовлению пособий и мебели.

Формируя учебные планы Горного отделения в 1901/02 годах, Обручев уже тогда проявил себя как серьезный методист высшей школы. Признанием этого является его участие в сентябре-декабре 1902 года «в трудах Высочайше учрежденной Комиссии по пересмотру уставов высших учебных заведений Министерства Народного Просвещения» в качестве представителя ТТИ. С осени 1906 года институт перешел на предметную систему обучения. В.А. Обручев разработал новый учебный план Горного отделения, определил последовательность изучения дисциплин, порядок сдачи экзаменов и выполнения практических работ, построил «График предметной системы Горного отделения» (сетевой график!), помещенный в приложениях к отчету ТТИ за 1906 год.

Педагогическую деятельность В.А. Обручев начал с чтения лекций по физической геологии студентам III курса Горного отделения в 1903/04 учебном году. С осени 1904 года он читает лекции по петрографии и в 1905 году издает «Курс петрографии. Лекции, читанные студентам института». Кроме того, Обручев читает курсы «Полезные ископаемые» (с 1903/04 года) и «Практическая геология» (с 1904/05 уч. года), руководит учебной геологической практикой в окрестностях г. Красноярска (1908 г) и дипломными работами. Непосредственно под руководством профессора Обручева в период его работы в ТТИ 19 студентов выполнили дипломные работы, причем трое из них - М.А. Усов, Н.С. Пени и А.И. Козлов - стали стипендиатами (аспирантами) Горного отделения ТТИ. Таков личный вклад В.А. Обручева в подготовку горных инженеров и профессуры в стенах ТТИ. Всего же в обручевский период ТТИ было подготовлено 119 горных инженеров, заложивших начало сибирской горно-геологической школы.

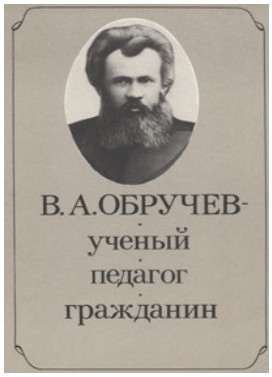


Рис. 5

В 1905, 1906 и 1909 годах В.А. Обручев «по поручению и на средства ТТИ» совершил три научных экспедиции для геологического изучения горных хребтов и пустынь Пограничной Джунгарии (Западный Китай). В этих экспедициях участвовали сыновья Обручева (Владимир и Сергей) и М.А. Усов (студент 4 курса в 1906 г., профессорский стипендиат – в 1909 г). Для науки был открыт «Эоловый город», описаны месторождения золота, угля и асфальта. Предварительные отчеты об экспедициях были опубликованы в «Известиях ТТИ» в 1907, 1908 и 1910 годах. Трехтомный научный отчет (1700 страниц) был составлен В.А.

Рис. 6

Обручевым и М.А. Усовым. Последним была выполнена по материалам экспедиции дипломная работа «Граниты Джаира» (1908) и магистерская диссертация (1911).

В Томский период деятельности В.А.. Обручев [2, 4] продолжал обработку материалов ранее проведенных научных экспедиций и публиковал их результаты, проводил экспертизу золотых рудников в Горном Алтае, Кузнецком Алатау и начал публиковать «Геологический обзор золотоносных районов Сибири» (1909-1911).

После студенческих волнений в ТТИ в 1911г. и последовавшей за этим министерской ревизии В.А. Обручев был уволен в отставку с 10 марта 1912 года. Последнюю лекцию он читал в ТТИ 15 марта 1912 года. Сразу же после февральской революции Совет ТТИ в заседании от 30 марта 1917 года решил принять меры к возвращению в институт лиц преподавательского персонала, уволенных ранее из института по политическим мотивам. В.А. Обручеву была направлена телеграмма с приветствием и запросом о желании возвратиться в Томск. По состоянию здоровья Владимир Афанасьевич возвратиться не мог и тогда Совет ТТИ в заседании от 5 мая 1917г. по предложению профессоров П.П. Гудкова, А.В. Лаврского и М.А. Усова избирает «почетным членом Института Владимира Афанасьевича Обручева, как известного путешественника и геолога, оказавшего большие услуги делу геологического изучения Сибири и сопредельных с нею стран Азии и проведшего большую и ценную работу по постановке преподавания геологических наук на Горном отделении Института».

В 1912-1918 годах В.А. Обручев занимается научной работой в Москве, публикует материалы, проводит экспертизу золотых рудников в Кузнецком Алатау и Забайкалье (1912), изучает новейшую тектонику и древнее оледенение Алтая (1914), проводит экспертизу медного рудника на Кавказе (1915), изучает минеральные источники в Крыму (1916-1917), разведует месторождение цементного сырья в Донбассе (1918).

В 1918 году Харьковский университет присвоил В.А. Обручеву ученое звание доктора геологических наук без защиты диссертации. С 1919 по 1929 год профессор В.А. Обручев снова на педагогической работе: в Таврическом университете (1919-1921) и Московской горной академии (1921-1929). В этот период им издаются учебники по физической геологии, рудным месторождениям и полевой геологии.

В 1921 году В.А. Обручев избирается членом-корреспондентом Российской Академии наук. В 1926 году в Берлине издается «Geologie von Sibirien», за которую В.А. Обручеву присуждается Ленинская премия (1926).

В 1929 году В.А. Обручев избирается академиком АН СССР и переходит на работу в Академию наук.

В 1929-1933 годах он – директор Геологического института АН СССР, в 1930–1939 г.г. – председатель Комиссии (Комитета) по изучению вечной мерзлоты при АН СССР, в 1939–1956г.г. – директор Института мерзлотоведения им. академика В.А. Обручева АН СССР, в 1942–1946г.г. состоял академиком-секретарем Отделения геолого-географических наук АН СССР, в 1946–1953г.г. – член Президиума АН СССР. В 1937 году он возглавлял советскую делегацию на XVII сессии Международного Геологического конгресса (Москва).

В 1941 году В.А. Обручеву присуждена Сталинская премия I степени за трехтомную монографию «Геология Сибири», изданную в 1935–38 годах, а в 1950 году – Сталинская премия I степени за многотомную монографию "История геологического исследования Сибири", опубликованную в 1931-1949 годах. В.А. Обручев – Герой Социалистического Труда (1945), награжден орденом Трудового Красного Знамени (1938), пятью орденами Ленина (1943, 1945, 1948, 1953, 1953), Золотой медалью им. А.П. Карпинского АН СССР за работы в области геологических наук (1947).

В 1939 году Президиум АН СССР учредил премию им. В.А. Обручева за лучшие работы по геологии Сибири. Именем Обручева названы научные учреждения, вулканы, ледники, горы и горные хребты, минералы и окаменелости.

Энциклопедист в области геологии и географии, В.А. Обручев внес существенный вклад в изучение пяти крупных научных проблем: 1 – происхождение лесса, 2 – древнее оледенение Сибири и Центральной Азии, 3 – тектоника вообще и Сибири в частности, 4 – геология месторождений золота, 5 – древнее темя Азии. Страстный популяризатор геолого-географических знаний, автор научно-фантастических и приключенческих романов «Земля Санникова», «Плутония», «Золотоискатели в пустыне», «В дебрях Центральной Азии».

В. А. Обручеву по праву принадлежит почетное звание основоположника геологии Сибири, основателя Сибирской горно-геологической школы. Бюст его установлен в актовом зале ТПУ, а на здании I корпуса ТПУ – мемориальная доска. Именем Обручева названа улица в г. Томске и научно-техническая библиотека ТПУ. В 2010 году в Аллее Геологов у 1 корпуса ТПУ открыт памятник В.А. Обручеву (Рис. 6).

В.А. Обручев постоянно поддерживал связь с Томском, с Политехническим институтом, пересылал в НТБ ТПИ оттиски своих работ, интересовался работами томичей. Поддерживают связи с ТПУ и потомки В.А. Обручева. В 1970 году в «Обручевском нашествии на Томск» участвовали Дмитрий Владимирович Обручев (младший сын) и Наталья Владимировна Обручева (внучка), которая позже принимала участие и в торжествах в

связи со столетием горно-геологического образования в Сибири (2001 г.), столетием первого выпуска горных инженеров (2008 г.), открытием памятника В.А. Обручеву в Аллее Геологов у Горного корпуса ТПУ (см. рис. 6). Она – гость нашего Симпозиума (2013 г.).

Завершая краткий очерк жизни и деятельности академика В.А. Обручева и учитывая молодежный состав нашего Симпозиума, хочу обратить ваше внимание на отношение академика В.А. Обручева к молодежи, особенно ярко проявившееся в последнее десятилетие его жизни, когда в различных изданиях публикуются его обращения к молодежи («Советы юным геологам», 1947 г.; «Юным разведчикам недр», 1955 г.; «Моим молодым друзьям», 1955 г. и др.). Наиболее значимыми являются: обращение к студентам геологического факультета МГУ [5] и письмо к советской молодежи в связи с открытием XII съезда ВЛКСМ [6], которые многократно тиражировались до 1964 года.

Предлагаю вашему вниманию некоторые извлечения из обращений В.А. Обручева к молодежи (в редакции В.А. Обручева!), сделанные им 60 лет тому назад в возрасте 90 лет. Рекомендую всем сидящим в этом зале примерить его советы и наставления на – себя и оценить их актуальность в настоящее время. Итак, … слушаем обращение В.А. Обручева к молодежи, к вам.

… «***Молодые друзья***!

…В день 90-летия моей жизни, посвященной геолого-географическому изучению нашей Родины, я призываю молодежь, принятую в учреждения высшей школы, к самому глубокому, в полную меру своих молодых сил, изучению избранной специальности.

Будьте достойными *тех величественных задач, которые даст вам родная страна, когда вы выйдете из стен университета или института. Глубоко, всесторонне осваивая свою область, не ограничивайтесь ее рамками, старайтесь постоянно овладевать всей суммой знаний, накопленных человечеством, в том числе и в соседних, смежных с вашей специальностью науках.*

Будьте упорными в учебе*, не останавливайтесь перед трудностями, если преодоление их потребует, быть может, напряжения всех ваших умственных и физических сил.* ***Помните, что труд геолога почетен и благороден в нашей стране****, потому что направлен он на пользу трудящихся, на пользу всего народа. Овладев вершинами знаний, талантливые сыны народа входят у нас в науку, как ее полноправные хозяева.*

Молодые друзья!

Вы только начинаете свое путешествие в мастерство, в творчество, в науку, в жизнь. И мне, старику, который прошел много верст по неисследованным землям, много искал в дебрях науки, хочется дать вам, начинающим путешественникам, ***несколько напутственных советов****.*

Любите трудиться*. Самое большое наслаждение и удовлетворение приносит человеку труд. Добывайте право сказать: я делаю нужное дело, моей работы ждут, я приношу пользу.*

Не отрекайтесь от мечты! *Я разумею юношеские мечтания об открытиях, о творчестве.*

Дерзайте! *Беритесь за большие дела, если вы беретесь всерьез. Способности, как и мускулы, растут при тренировке. Большие открытия не всякому по плечу, но кто не решается пробовать, наверняка ничего не откроет. Вы должны далеко уйти от своих дедов и прадедов.*

Не скрывайте своих намерений, не держите замыслы в секрете*. Это не скромность, а наоборот – гордость, ложный стыд и жадность старателя-собственника, хранящего для себя золотую жилу. Если ваше предложение на самом деле золотое, вы не сможете разрабатывать его в одиночку, если вы обманулись – зачем вам тратить время, вам сразу укажут ошибку.*

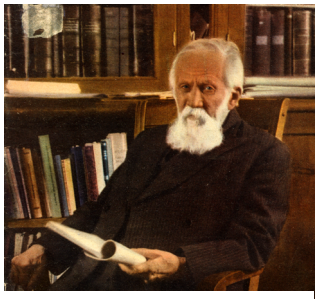


Рис. 7. В.А.Обручев, 1953 г.

Не прячьте ревниво каждую мысль*: все равно, если вы будете долго прятать ее, другие додумаются до той же идеи...*

Меня часто упрекали, что я тороплюсь, публикуя наблюдения. Но я не жалел об этом ни разу. Иные находки я не смог осмотреть как следует сам, за меня довели работу другие. Так, в пустыне Гоби я нашел зуб носорога, а, идя по моим следам, большие экспедиции обнаружили целые кладбища вымерших животных. Иногда мои статьи встречали возражения, я выслушивал их, возвращался к теме, искал новые факты, расширял ее. Таким образом, не только советы друзей, но и возражения моих научных противников помогали мне совершенствовать работу.

Будьте принципиальны*.* ***Нам нужна истина, и только истина****. Не старайтесь угодить приятелям, примирить своих учителей, никого не обидеть. На этом пути вы найдете, может быть, спокойствие и даже благополучие, но пользы не принесете никакой.* ***Не бойтесь авторитетов****. И если среди вас есть будущие геологи, которые не согласятся с академиком Обручевым (хотелось бы, конечно, чтобы таких было немного!), – смело выступайте против него, если у вас есть данные, опровергающие его выводы.*

Но не рассчитывайте на легкую победу*, на открытие с налета, на осенившую вас идею. Все, что лежало под руками, давно уже подобрано и проверено, то, что легко приходит в голову, давно пришло в голову и обсуждалось.* ***Только на новых фактах, на новых наблюдениях можно строить новые достижения. Факты – это кирпичи, из которых слагается человеческий опыт, это ваше оружие в творчестве. Неустанно ищите факты, собирайте их в природе и в книгах****, читайте хорошие учебники от доски до доски и, кроме того, книги, не входящие в программу. Изучайте свою специальность досконально, но не жалейте времени и на чужую. Геолог, прекрасно знающий геологию, – ценный человек, а знающий, кроме того, географию, химию и другие науки – возможный изобретатель.*

Получив диплом, вы начнете самостоятельную научную жизнь. ***И должен, по дружбе, предупредить вас: на первых порах вам будет трудно.*** *До сих пор вы учились, ваши учителя вели вас за руку по широкой и гладкой асфальтовой дороге. За 15 лет в школе и в вузе вы прошли путь, который человечество проходило за несколько тысячелетий. Но затем асфальтовая магистраль обрывается… Вам придется ощупью пробираться по нехоженым тропинкам. В темных дебрях неведомого вы должны будете находить путь своими силами. На первых порах вам захочется делать открытия с той же легкостью, с какой вы узнавали о них на лекциях. Но теперь вам придется набраться терпения, снизойти до ежедневной черной работы наблюдателя фактов.* ***Будьте терпеливы, настойчивы, доводите дело до конца! Не падайте духом при неудачах! Неудачи неизбежны у исследователя, ищущего свою дорогу.***

Будьте настойчивы, упорны, но не упрямы*.* ***Не цепляйтесь за свои выводы****. Помните, что на свете есть много умных людей, которые могут заметить у вас ошибки, и если они правы, не стесняйтесь согласиться с ними.*

Наука требует принципиальности. Ищите правду, и только правду. *Не припутывайте к доводам науки посторонние соображения – соображения самолюбия, выгоды, приятельских отношений, преклонения перед авторитетами.*

И вот наступит день, когда вы представите свою находку на суд ученых. Это будет торжественный, волнующий, богатый день вашей жизни. Желаю вам, чтобы он был радостным. К сожалению, не у всех и не всегда это бывает так. Дело в том, что ***в науке, как и в жизни, новое появляется рядом со старым, новое должно вытеснить старое, победить его****. А открытия не валятся с неба, как метеориты, скорее, открытие можно сравнить с деревом, которое вырастает из тоненькой былинки. И вот является такая былинка – стебелек и пара листочков. А вокруг лес старых представлений – кряжистые дубы, и пусть они прогнили насквозь, их кроны кое-где еще заслоняют свет. Они не хотят падать, и росток с первых же дней жизни начинает борьбу.*

Иной раз случается – в истории это бывало неоднократно, – что новое терпит на первых порах поражение. Пусть это не пугает вас: такие поражения – временны. ***Правильная идея не может погибнуть****. Более того, в борьбе она набирается сил, очищается от недостатков.*

Я хочу верить, что в своей новаторской работе вы встретите меньше препятствий, чем встречали мы в старое время. ***Но, чтобы двинуть науку вперед, вам обязательно придется преодолеть инерцию, и прежде всего инерцию собственного незнания, собственных привычных представлений****. Вам предстоит трудная борьба, заранее готовьте к этой борьбе оружие,* ***мощное оружие ученого – умение видеть и собирать факты без всякой предвзятости****.* ***Учитесь наблюдать жизнь и природу. Основа науки – подлинные, точные и проверенные наблюдения****. «Пусть воображение не преобладает у вас над обнажением (геологическим)», – как говорил академик Наливкин.*

Ваши собственные наблюдения будут основным вашим оружием в научных поединках*. Но, конечно, ограничиваться своими наблюдениями нельзя.* ***Мир слишком велик. Своими глазами вы увидите ничтожно малую долю. Поэтому ищите факты в книгах. Собирайте их ежедневно****.* ***Ищите факты в старых рукописях, в современной иностранной литературе****, старайтесь для этого изучить чужие языки, чтобы науки разных стран были в поле вашего зрения. Старайтесь познакомиться со смежными и далекими науками, потому что в них вы найдете много фактов. История знает немало случаев, когда крупные открытия делали люди, перешедшие из одной науки в другую, собравшие двойной запас фактов.*

Итак, за ваше творчество, мои молодые друзья, за ваши коллективные успехи, коллективные достижения!

Счастливого пути вам, путешественники в третье тысячелетие!».

Таково завещание нашего мудрого Учителя.

Литература

1. Бутовецкий Д.А., Никитенко Ю.В. Обручевы: пять веков служения России. – М.: Изд-во Российского университета дружбы народов, 1999. – 199 с.
2. Лозовский И.Т. В.А. Обручев в Томске. – Томск: Изд-во НТЛ, 2000. – 180 с.
3. Михайлов Д.А. Обручевы. /Геологи России: школы, династии, имена. – Спб.: Изд-во Института геологии и геохронологии докембрия РАН, 2010. – 340 с.
4. В.А. Обручев – ученый, педагог, гражданин: сб. науч. тр. – Новосибирск: ВО «Наука», Сибирская издательская фирма, 1992. – 142 с.
5. Обручев В.А. Овладевайте геологическими знаниями. //Вокруг света. – М., 1953. - № 10. - С. 2–3.
6. Обручев В.А. Счастливого пути вам, путешественники в третье тысячелетие! //Знание-сила. – М., 1954. - № 3. – С. 1–2.

К 130-ЛЕТИЮ ПЕРВОГО АКАДЕМИКА СИБИРИ М.А. УСОВА – ПЕРВОГО ВЫПУСКНИКА ГОРНЫХ ИНЖЕНЕРОВ ТОМСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА (УНИВЕРСИТЕТА), ОСНОВАТЕЛЯ СИБИРСКОЙ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ШКОЛЫ

М.В. Шалдыбин, доцент

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Усов Михаил Антонович (1883-1939). Выдающийся геолог, действительный член АН СССР (1939).

М.А. Усов родился 8 (по старому стилю 20) февраля 1883 года в г. Качинске Томской губернии (ныне г. Куйбышев Новосибирской обл.). Его родители происходили из крестьян Владимирской губернии. Отец – Усов Антон Иванович, с ранних лет был отправлен в Сибирь и всю свою жизнь служил приказчиком разных торговых фирм. Мать – Усова Анна Григорьевна, домохозяйка. Михаил был первым ребенком в семье, и у него было еще восемь братьев и сестер.

В 1901 г. М.А. Усов окончил Омскую гимназию. Вот некоторые выдержки из характеристики, выданной с пометкой «секретно» директором гимназии в которой он учился: «Семнадцати лет, сын мещанина, из семьи небогатой. Выдающиеся способности, любовь к усидчивости и труду, отличное поведение ставили Усова всегда выше всех его товарищей. Ясность мысли, отчетливость понимания и выражения были всегда отличительными качествами Усова. В нравственном отношении Усов отличался редкой чистотой и благородством. Усова всегда любили товарищи, даже в тех случаях, когда он шел в разрез с общим настроением класса. Усов будет прекрасный студент, отличный товарищ и редких качеств человек». Уже эта скупая немногословная характеристика подчеркивает юное дарование, которым явился М.А. Усов в город Томск, куда приехал после окончания гимназии и поступил на горное отделение Томского технологического института (ТТИ). Уже студентом он обратил на себя внимание преподавателей своими способностями и по окончании института в 1908 г. со званием горного инженера был оставлен профессорским стипендиатом (или как принято называть сейчас - аспирантом) при кафедре общей геологии, которой руководил в то время профессор В.А. Обручев.

Рис.1. Михаил Антонович Усов в студенческие годы

Во время обучения М.А. Усов совершает две полевых экспедиции под руководством своего учителя академика, но тогда еще профессора В.А. Обручева в Пограничную Джунгарию (1905-1906, 1909), результатом которых впоследствии будет написанная им диссертационная работа. В 1911 году М.А. Усов был командирован в Санкт-Петербург, где под руководством профессора Ф.Ю. Левинсона-Лессинга работал в области применения законов физико-химии к петрографии. Позднее он работал некоторое время в Киевском университете под руководством профессора Н.И. Андрусова, где сдал магистерские экзамены (1912).

В 1912-1913 гг. М.А. Усов – преподаватель палеонтологии и исторической геологии горного факультета Томского технологического института. В 1913 г. он защищает диссертацию на тему «Описание горных пород пограничной Джунгарии» в Харьковском университете, и получает ученую степень магистра минералогии и геогнозии. После защиты магистерской диссертации М.А. Усов был избран на должность профессора кафедры прикладной геологии Екатеринославского горного института. Защита магистерской диссертации была проведена

Рис. 2. Разведочная партия на месторождении Темиртау. Тельбесский железорудный район, 1926. М.А. Усов стоит в центре.

вне стен ТТИ, поскольку молодой тогда еще развивавшийся технологический институт (университет) не имел права присуждать магистерские степени по геологии. Однако достаточно быстро М.А. Усов вернулся в Томск и практически всю свою жизнь работал в этом городе в ТТИ (ТПУ). После защиты он был утвержден в должности экстраординарного профессора кафедры геологии и палеонтологии Томского технологического института, а в 1916 году стал ординарным профессором этой же кафедры.

В 1921 г. М.А. Усов перешел на кафедру общей геологии, петрологии и прикладной геологии ТТИ, а с 1930 г. после выделения из нее специальных кафедр петрографии и месторождений полезных ископаемых до 1938 г. заведовал кафедрой и кабинетом общей геологии Сибирского геологоразведочного института (в советские годы геологоразведочный факультет ТПИ, ныне Институт природных ресурсов ТПУ). Параллельно с основной работой в ТТИ он также преподавал геологию на Сибирских высших женских курсах в Томске (1912-1917) и на физико-математическом факультете Томского государственного университета (1917-1928).

Всего педагогической деятельности в Томске М.А. Усов посвятил 26 лет своей жизни. Ученый был блестящим лектором и педагогом, большое внимание уделял подготовке лекционных курсов и учебников. Не ограничиваясь составлением плана или конспекта, М.А. Усов писал полностью все содержимое лекций, в которых не только раскрывал предмет, но также ставил новые проблемы и пути их исследований с включением самых современных данных по геологии, многие из которых были получены им самим непосредственно из собственных научных работ. В результате такой углубленной работы над каждым курсом, практически за два-три года М.А. Усов создавал учебник, и таких учебников было написано семь по разным курсам. Например, после двухлетнего чтения курса палеонтологии и исторической геологии он опубликовал оригинальный учебник по исторической геологии (1914). Как позднее выразился выдающийся исследователь недр Казахстана академик К.И. Сатпаев: «Почти по всем отраслям геологической науки М.А. Усов написал научные и учебные труды». Эти факты позволяет нам говорить о том, что М.А. Усов был блестящим энциклопедистом геологии, что неоднократно подчеркивали его современники и признают его потомки.

В Томском технологическом, позднее индустриальном и политехническом, институте М.А. Усов вел большую учебно-методическую и административную работу. В 1916 г. он секретарь Совета института, в 1917-1922 гг. – декан Горного факультета, в 1920-1926 гг. – член правления и проректор института по учебной и научной работе.

Становление нового советского государства в начале XX века поставило проблему развития территории Западной Сибири, так как это был практически новый неизведанный край. Развитие геологии и поисков полезных ископаемых привело к тому, что в начале века на территории нынешнего Кузбасса были открыты месторождения железа, а также новые месторождения угля. Важнейшей народнохозяйственной задачей стало создание минерально-сырьевой базы для проектирования в Сибири металлургического завода. Главным идеологом, научным проводником и организатором этого решения стал М.А. Усов. Еще ранее на востоке страны была создана и организована работа отечественной геологической службы. Он принимал деятельное участие в учреждении в Сибири отделения Геологического комитета, 10 лет был директором (председателем) Сибирского (Западно-Сибирского) отделения Геологического комитета (1920-1930).

Рис. 3. М.А. Усов. Действительный член АН СССР. 1939 г.

В 1921-1930 гг. М.А. Усов – главный консультант трестов Сибуголь, Кузбасстрест и Шахтстрой, в 1926-1930 гг. – старший геолог Тельбессбюро. Главный организатор поисково разведочных работ в Западной Сибири – М.А. Усов. Так, к поискам и разведке железных руд для Кузнецкого металлургического завода (1929-1931) им были привлечены десятки студентов, выполнявших обязанности прорабов, геологов и начальников партий.

После 1917 года М.А. Усов практически беспрерывно и постоянно занимался железорудной тематикой и исследованием Кузнецкого угольного бассейна, вплоть до 1928 г. Он выполнял экспертизу Новосудженских копей (1917); изучал восточную границу Анжеро-Судженского угленосного района; произвел экспертизу Судженских копей (1918); изучал Анжерское месторождение; провел разведочные работы на Щербиновском участке (1919); занимался исследованиями Кемеровского и Ленинского районов (1922); составил геологический разрез по реке Томи от устья реки Бельсу до г. Томска (1923); проводил исследования в Киселевском, Прокопьевском и Ленинском районах.

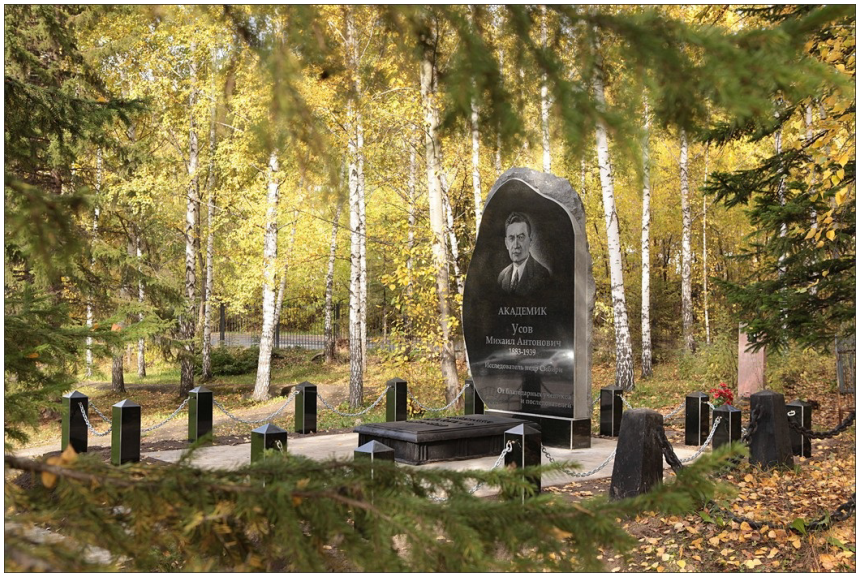


Рис. 4. Надгробный камень, установленный на могиле М.А. Усова в 2012 году на Южном кладбище (г. Томск)

Особое внимание М.А. Усов уделял поискам и разведке месторождений железных руд и другого минерального сырья, необходимого для проектировавшегося в то время Кузнецкого металлургического завода. Он организовал и возглавил в Горной Шории поисковые и разведочные работы, в результате которых были открыты новые месторождения; сам детально исследовал Тельбесское месторождение, считавшееся тогда крупнейшим в Сибири. В 1934 году им была написана работа «К методике поисков железных руд в горных районах края», которая послужила основным руководством при проведении поисковых работ на железорудное сырье.

В последующее время ученый сам геологические партии не возглавлял, но вплоть до 1937 г. осуществлял научное руководство всеми геологическими работами Сибирского отделения Геологического комитета, реорганизованного в Западно-Сибирский геологоразведочный трест и управление. Все основные геологические работы в Сибири и в северной части Казахстана в 1919-1938 гг. проектировались и выполнялись под непосредственным руководством М.А. Усова. Почти все отчеты и издания Сибирского отделения Геологического комитета и Западно-Сибирского геологоразведочного треста и управления этих лет редактировались им. Недаром, академик В.А.Обручев назвал эти годы в истории изучения Западно-Сибирского края «Усовским периодом».

Отмечая его как выдающегося организатора геологоразведочных работ нельзя не отметить его другое призвание - ученого. Круг научных интересов М.А. Усова необычайно широк. В списке его печатных трудов, охватывающих почти все отрасли геологических знаний, насчитывается 140 работ. Они посвящены теоретическим проблемам геологии, петрографии, петрологии, учению о рудных месторождениях, геологии каустобиолитов, рудной геологии, исторической геологии, тектонике, стратиграфии. Широко известна его «Пульсационная теория развития Земли», которая была представлена мирового сообществу геологов на XVII Международном геологическом конгрессе (1937).

Многие работы М.А. Усова посвящены изучению и освоению Кузнецкого каменноугольного бассейна, статьи и монографии по общей тектонике. Особенно важными были работы, посвященные весьма сложному вопросу - тектонике важнейших промышленных районов Кузнецкого бассейна, что позднее оказало неоценимую услугу при вскрытии и разработке угольных пластов. Применение маркшейдерских планов, разрезов и крупномасштабных геологических карт позволило М.А. Усову создать стройную общую классификацию форм дизъюнктивных нарушений, которая была применена для изучения угленосных отложений Кузбассе и других угленосных бассейнов.

Знаковым также по праву считаются петрографические и петрогенетические работы М.А. Усова, посвященные описанию отдельных магматических комплексов Сибири. М.А. Усов разработал идею расчленения магматических пород на фации и фазы. Учение М.А. Усова о фациях магматических пород тесно связано с его теорией образования эманационных рудных месторождений, под которыми он понимал рудные образования, созданные всеми горячими растворами.

Рис. 5. Памятник М.А. Усову у здания геологоразведочного факультета Томского политехнического университета

Основные идеи М.А. Усова по региональной геологии отразились в работе «Фазы и циклы тектогенеза Западно-Сибирского края» (1936). Чередование восходящих и нисходящих движений земной коры приводит к разделению осадочных образований на геологические тела, несущие только им свойственные особенности в литолого-петрографическом составе и комплексе полезных ископаемых. Исходя из общих задач развития геологической науки, М.А. Усов в последние годы своей жизни уделял много внимания разработке общетеоретических проблем геологии. Основным итогом его работ в данной области была «геотектоническая теория саморазвития Земли», главные положения которой опубликованы в его капитальной монографии по фазам и циклам тектогенеза Западной Сибири.

В 1932 г. М.А. Усов был избран членом-корреспондентом АН СССР. В 1934 г. М.А. Усову была присвоена ученая степень доктора геолого-минералогических наук без защиты диссертации. В 1938 г. ученый переехал в Москву, где был назначен директором Всесоюзного (ныне Всероссийского) научно-исследовательского института минерального сырья (ВИМС). На этом посту он оставался до избрания в действительные члены АН СССР (1939).

Педагогическая, научно-исследовательская и организаторская деятельность М.А. Усова сочеталась с большой общественной работой. Он был бессменным депутатом Томского горсовета, членом пленума Западно-Сибирского крайисполкома и Новосибирского облисполкома.

Еще при жизни ученого, когда отмечалось 25-летие его научно-педагогической деятельности, улица Буткеевская г. Томска была переименована в «улицу профессора М.А. Усова».

Умер Михаил Антонович Усов 26 июля 1939 г. на курорте Белокуриха на Алтае.

После смерти М.А. Усова у здания геологоразведочного факультета Томского политехнического института (ныне университета) был установлен бюст ученого. В 2012 году на Южном кладбище г. Томска был установлен надгробный камень.

С е к ц и я 11

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ ОСВОЕНИЯ И ПЕРЕРАБОТКИ МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Подсекция 1.

ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ И ГАЗА

ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ И НЕФТЕХИМИЧЕСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ РОССИИ

В.И. Ерофеев, профессор, Заслуженный деятель науки РФ
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время сильное влияние на состояние и развитие нефтяного комплекса России оказывает проблема воспроизводства запасов нефти, объемов ее экспорта и переработки. Необходимо отметить, что в последние годы крупнейшие нефтяные компании, обеспечивающие 90 % от всей российской добычи нефти, сталкиваются с естественным снижением добычи на своих месторождениях вследствие их многолетней выработки. Так, например, за последние 10 лет из недр России было извлечено 3,3 млрд. т нефти, а прирост разведанных запасов составил только 2,7 млрд. т. При этом, большая часть прироста запасов была получена геологоразведкой уже на ранее выявленных месторождениях, что указывает на постепенное исчерпание потенциала дальнейшего роста добычи, и переломить данную тенденцию без наращивания технологических мощностей и ускорения темпов ввода в эксплуатацию новых дорогостоящих месторождений невозможно. Все это указывает на снижение темпов геологоразведочных работ крупных нефтяных компаний, т. к. в последние годы основной прирост объемов экспорта нефти обеспечивался за счет новых независимых нефтяных фирм.

В стратегии развития нефтяного комплекса России сохраняется так называемая «нефтепроводная политика», при этом роль нефтеперерабатывающего и нефтехимического комплексов страны в структуре экспорта нефти и нефтепродуктов отходит на второй план и новым элементом в стратегии развития этой политики является диверсификация экспортных поставок нефти по новым направлениям: в Китай, страны АТР, Болгарию, Грецию и другие страны и регионы. Таким образом, можно отметить, что в перспективе с учетом существующего падения темпов добычи нефти в России основные капиталовложения будут направлены на разработку новых месторождений в Восточной Сибири, Каспийском регионе, на шельфе Арктики, а также на строительство новых высокозатратных нефтепроводов.

Если рассмотреть современное состояние нефтеперерабатывающей промышленности России, то необходимо отметить, что основу нефтеперерабатывающей промышленности России составляют 28 крупных нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) по различным схемам переработки нефти: топливной, масляной, нефтехимической. Суммарная проектная мощность их по сырью 260 млн. т/год, что составляет 95 % всей перерабатываемой нефти в России, однако необходимо отметить, что средняя мощность российских НПЗ составляет всего 10,3 млн. т/год, 50 % нефти перерабатывается на восьми предприятиях семи нефтяных компаний суммарной мощностью 124 млн. т/год. Все это указывает, что средний уровень загрузки российских НПЗ в сопоставлении с показателями зарубежных предприятий является крайне низким и составляет немногим более 70 %. Объем первичной переработки нефти на российских НПЗ в 2007 г. по данным Минпромэнерго РФ составил 230 млн. т, а глубина переработки нефти 72 %, при этом большинство НПЗ были введены в эксплуатацию в 60-е годы XX–го века. Технический уровень значительной части заводов не соответствует передовому мировому уровню:

– глубина переработки нефти в России составляет 70 % против 90-95 % в мире;
– низкие единичные мощности установок переработки нефти и нефтяных фракций;
– производительность труда ниже мирового в 3-5 раз;
– потребление энергии значительно превышает аналогичные показатели зарубежных заводов;
– значительный физический и моральный износ оборудования.

Также необходимо отметить, что переработка нефтяного сырья на российских НПЗ осуществляется с недозагрузкой существующих мощностей не более 84,5 % по сырью и с низкой степенью конверсии мазута. Так, например, в 2007 году производство автомобильного бензина составило 35,1 млн. т (выход на нефть 15,4 % мас., дизельного топлива - 66,37 млн. т (29,1 %), топочного мазута - 62,42 млн. т (27,4 %). Низкий выход суммы светлых нефтепродуктов на российских НПЗ составляет в среднем не более 50 %, по сравнению с передовыми НПЗ западных стран не менее 75 %, что обусловлено отсутствием современного набора процессов по глубокой переработке нефти, что отличает отечественные заводы от НПЗ США и стран Западной Европы. Так, мощностей по каталитическому крекингу и гидрокрекингу в нашей стране в несколько раз меньше, чем в Европе и США, и лишь суммарные мощности по риформингу сопоставимы с европейскими и американскими, однако в настоящее

время существует техническая возможность увеличить физический объем переработки нефти как минимум на 50 млн т/год. Также существенный резерв в повышении эффективности первичной переработки нефти кроется в техническом соотношении российских установок АВТ-АТ. Только каждая шестая из стоящих на балансе установок АВТ-АТ имеет единичную мощность переработки нефти 6 млн. т/год, большинство же из почти 180 установок имеют мощность переработки нефти от 2 до 5 млн. т/год и низкие показатели по отборам светлых от потенциала нефти и качеству отбираемых дистиллятов. Следствием эксплуатации маломощных установок является высокий показатель как технологических, так и общезаводских удельных расходов топливно-энергетических ресурсов. Соответственно, с уменьшением загрузки НПЗ влияние фактора громоздкой инфраструктуры на энергоемкость производства еще более усиливается.

Следует также отметить, что около половины количества нефти в России перерабатывается на заводах по "мазутной" схеме с глубиной конверсии не более 70 % против 90 % в мире, причем загрузка российских заводов находится на более низком уровне, чем зарубежных заводов с глубокой схемой переработки. Таким образом, резервы российской нефтепереработки с точки зрения увеличения отбора светлых продуктов с тонны сырья остаются очень значительными и оцениваются на уровне 30-40 млн. т/год при существующем объеме первичной переработки на уровне 200 млн. т. нефти в год. Важно отметить, что существенной особенностью российской нефтепереработки является неравномерное размещение и низкое количество заводов по территории страны, что в отсутствие хорошо развитой системы продуктопроводов приводит к значительным затратам при их транспортировке, дальность перевозок нефтепродуктов в итоге в России составляет в среднем до 2000 км. В объемах экспорта нефтепродуктов из России автомобильный бензин составляет 5,4 %, дизельное топливо - 32,3 %, мазут - 50,1 %. Автомобильные бензины и дизельное топливо, поставляемые на экспорт, не соответствуют мировым стандартам качества и направляются на дальнейшую переработку и доведение до уровня действующих стандартов на заводы Центральной и Восточной Европы, а в цену их реализации закладывается значительный дисконт на качество, что ведет к существенным потерям выручки российских компаний. В частности, в области производства моторных топлив актуальной является задача выполнения показателей Технического регламента «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту», предусматривающего переход к стандартам «Евро–4» и «Евро–5». Существующая структура нефтепереработки страны не позволяет реализовать требования регламента и предполагает в ближайшее время массовое внедрение на российских предприятиях технологий мирового уровня, таких как изомеризация, гидроочистка, каталитического риформинга, гидродеароматизация; технологий получения алкилата на твердых катализаторах, современных процессов гидрокрекинга и целого ряда новых процессов на цеолитсодержащих катализаторах нового поколения (процессы «цеоформинг», «циклар» и другие).

Экспорт мазута в последние годы гораздо выгоднее его реализации на внутреннем рынке и имеет тенденцию к росту. Это объясняется тем, что его экспортная цена превышает цену на внутреннем рынке на 15—30 %. Немаловажным является и тот факт, что спрос на мазут со стороны европейских заводов также достаточно стабилен. Также как автомобильный бензин и дизельное топливо, мазут подвергается на европейских заводах дальнейшей переработке с извлечением из него ценных светлых фракций нефтепродуктов.

Таким образом, можно говорить о том, что экспорт продукции нефтяного комплекса России является полностью сырьевым, так как на 70 % представлен сырой нефтью и только на 30 % полуфабрикатными и дешевыми нефтепродуктами для дальнейшего передела.

В то же время, несмотря на ожидаемый экономический эффект от экспорта высококачественных светлых нефтепродуктов (соответствующих мировым стандартам качества), нефтяные компании не проявляют интереса к увеличению глубины переработки нефти и доведению показателей качества нефтепродуктов до мировых стандартов.

Этому способствует ряд факторов, и одним из главных является существующая налоговая система, которая не стимулирует проведение инновационных мероприятий на НПЗ России, а лишь позволяет экспорту мазута быть экономически эффективным. Государство, изменив порядок расчета экспортной пошлины на мазут, фактически отказалось от части своих налоговых доходов в пользу нефтяных компаний и создало условия, при которых существующая структура экспорта нефтепродуктов обеспечивает нефтяным компаниям определенный уровень доходности без проведения модернизации производства.

В целом российская налоговая политика, позволяя изымать в бюджет около 70 % доходов нефтяных компаний, не стимулирует проведение модернизации НПЗ и не обеспечивает приток инвестиций в нефтепереработку. В то же время, большинство европейских стран на законодательном уровне применяют налоговые и иные меры, стимулирующие производство более качественных топлив. Проводимая ими политика привела к тому, что на сегодняшний день структура потребительского спроса в Европе смещена в сторону дизельного топлива и наиболее качественных бензинов.

С учетом соотношения цен на сырую нефть, котельные и моторные топлива, а также мировых тенденций потребления нефтепродуктов, основная задача нефтяной отрасли России заключается в увеличении глубины переработки с получением светлых нефтепродуктов, отвечающих мировым стандартам качества.

Необходимо отметить, что в настоящее время не существует четкой программы перехода российских НПЗ к глубокой переработке нефти (с учетом падения темпов ее добычи), а также экспортозамещения сырой нефти на высококачественные продукты нефтепереработки и нефтехимии. На основных НПЗ России сохраняется экономическая политика нефтяных компаний по процессингу сырья, которая абсолютно не способствует модернизации НПЗ, а фактически заставляет нефтепереработчиков всеми способами поднимать себестоимость переработки сырой нефти вместо увеличения количества и качества товарной продукции, снижения энергопотребления.

Одним из основных условий осуществления «нефтепроводной политики» является наличие более низкой себестоимости добычи нефти по сравнению с другими регионами мира. Однако в странах Персидского залива себестоимость добычи нефти в несколько раз меньше, чем в России. Поэтому они имеют «больший резерв» по снижению цен на нефть, чем Россия.

Таким образом, на перспективу до 2030 гг. отрасль будет развиваться в следующих направлениях:

– дальнейшее улучшение качества моторных топлив с постепенным приближением к качеству топлив в Западной Европе Евро-4,5;

– углубление переработки нефти за счет применения новейших технологий по переработке нефтяных остатков;

– увеличение объема переработки нефти будет определяться объемами потребления автобензина в РФ и возможностью продаж избытков автобензина в страны Западной Европы и Азиатско-Тихоокеанский регион;

– ускорение сроков ввода мощностей технологических установок и производств на замену морально и физически устаревших.

Переработка нефти прогнозируется на перспективу в следующих объемах, (млн. т.): 2010 г. – 228 млн. т., 2020 г. – 252 млн. т., 2030 г. – 273 млн. т.

Следует указать на значительное отставание России и в области производства эффективных катализаторов для современных процессов нефтепереработки и нефтехимии. Россия занимает 60-е место среди 125 стран по использованию каталитических технологий в нефтепереработке:

– По каталитическому крекингу 80 % зависимость от импортных катализаторов при общей потребности 18 тыс.т/год. Из них: шарикового катализатора – 7 тыс.т/год, микросферического - 11 тыс.т/год. Основные производители – американские компании Грейс, Энгельгард. Российским производителям принадлежит 10 % рынка микросферических катализаторов и 40 % - шариковых.

– По гидроочистке нефтяных фракций 70 % зависимость от импортных катализаторов при общей потребности – 6–8 тыс.т. Основные производители – зарубежные фирмы: Холдер Топсе, ЮОПи, Зюд-Хеми, Аксенс.

– По риформингу прямогонных бензинов 70 % зависимость от импортных катализаторов при общей потребности – 3500 т. Основные производители – фирмы Критерион, ЮОПи, Аксенс.

– По гидрокрекингу нефтяных фракций 100 % зависимость от импортных катализаторов при общей потребности – до 500 т (срок службы – 3–5 лет). Российские производители катализаторы гидрокрекинга не выпускают. Основные производители – фирмы: Шеврон-Грейс, ЮОПи, Холдер Топсе.

– По изомеризации углеводородных фракций 70 % зависимость от импортных катализаторов при общей потребности – до 500 т (срок службы – 3–5 лет). Основные производители – фирмы ЮОПи и Зюд-Хеми.

Также нерациональным является использование и других углеводородных ресурсов: в РФ очень низкая степень вовлечения в переработку природного газа, по ресурсам которого РФ занимает первое место в мире. Низка эффективность утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ), в настоящее время в РФ на нефтяных и газовых промыслах по различным данным сжигается на факелах от 15 до 55 млрд. $м^3$ в год ПНГ и отсутствуют реализованные в промышленности методы его квалифицированной химической переработки. В стране практически отсутствует такая активно развивающаяся в Европе, США, Бразилии и других странах отрасль, как использование биосырья для производства топлив и продуктов промышленной органической химии, запасы которых в России также огромны.

Таким образом, в настоящее время большая часть не только технологий процессов, но и катализаторов наиболее значимых процессов импортируется, однако наличие сильной технической зависимости российских предприятий нефтепереработки, химии и нефтехимии от поставок современных эффективных катализаторов узким кругом зарубежных компаний, производящих катализаторы, представляет серьезную угрозу экономической безопасности России.

Перед нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности России стоит также ряд серьезных задач, связанных с изменением структуры и географии отрасли в мире. На рынках химической и нефтехимической продукции активизировались компании развивающихся стран (Саудовской Аравии, Мексики, Кореи и др.), конкурентоспособность которых часто связана с поддержкой государства. В результате высоких темпов развития химической промышленности в Китае и странах Ближнего и Среднего Востока формируются новые центры производства и торговли, использующие наиболее современные технологии. В результате, происходящие в настоящее время структурные изменения на мировом рынке химической и нефтехимической продукции, появление новых сильных компаний на традиционных рынках сбыта российской продукции, усложняют позиции российских компаний в борьбе за рынки сбыта.

Решение этих проблем возможно на пути создания комплекса принципиально новых процессов и катализаторных производств переработки углеродсодержащего сырья с объединением усилий всех исследователей и разработчиков, прикладных исследовательских институтов, различных государственных научно–образовательных учреждений, компаний, катализаторных и других предприятий.

Литература

1. Мановян А.К. Технология переработки природных энергоносителей. – М.: Химия, КолосС, 2004. – 456 с.

2. Глебова Е.В., Глебов Л.С., Сажина Н.Н. Основы ресурсо-энергосберегающих технологий углеводородного сырья. Изд. 2-е, исправленное и дополненное. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005. – 184 с.

СПЕКТРАЛЬНО-ЛЮМИНЕСЦЕНТНЫЙ АНАЛИЗ НЕКОТОРЫХ НЕФТЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

А.Р. Гатиятов[1]
Научные руководители доцент Е.А. Вайтулевич[1], старший научный сотрудник В.А. Светличный[2]
[1]Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия
[2]Национальный исследовательский Томский государственный университет, г.Томск, Россия

Знание химического и фракционного состава нефти необходимое условие для выбора оптимальных направлений процессов нефтепереработки, а также для решения задач, связанных с геологией нефти и нефтедобычей. Среди прочих методов, одними из современных и широко используемых при анализе нефти и продуктов ее переработки являются спектроскопические. К ним относятся УФ-видимая и инфракрасная абсорбционная спектроскопия и флуоресцентный анализ.

УФ-видимая абсорбционная спектроскопия перспективна для анализа и контроля качества нефтепродуктов, позволяет следить за изменением состава в процессах переработки, определять содержание аренов в отдельных фракциях нефти, оценивать качество нефтепродуктов, идентифицировать сырые нефти, контролировать загрязнение окружающей среды нефтепродуктами. ИК-спектроскопия – универсальный физико-химический методом, который применяется в исследовании структурных особенностей углеводородов. Комплексный спектроскопический анализ позволяет идентифицировать практически любую нефть.

В настоящей работе при помощи абсорбционной и флуоресцентной УФ-видимой спектроскопии проведено исследование трех образцов нефти с Вахского, Советского и Чкаловского месторождений Александровского района Томской области. Советское и Вахское месторождения находятся непосредственно в районе города Стрежевого, их нефть близка по составу и свойствам, Чкаловское месторождение расположено южнее.

Таблица

Физико-химические свойства месторождений

Месторождение	Чкаловское	Советское и Вахское
Общая характеристика нефти	очень лёгкая, маловязкая, малосернистая, малосмолистая, высокопарафинистая	Средней плотности, маловязкая, сернистая, малосмолистая, парафинистая
Цвет	светлый, желто-коричневый	тёмный, черно-коричневый
Плотность (при СУ), кг/м3	785	847
Вязкость кинематическая при 20°С при 50°С	0,011×104 0,014×104	0,072×104 0,035×104
Серы, %	0,04	0,90
Парафина, %	18,80	2,30
Смол, %	1,93	9,30
Асфальтены, %	Не обнаружены	1,20
Интервал, м	2937-2950	2161-2167

Советское месторождение. В административном отношении находится на территории Александровского района Томской области. Расположено в 60 км западнее села Александровское. Месторождение многопластовое, около 20 продуктивных пластов. Промышленная нефтеносность связана с отложениями коры выветривания, юрского и мелового возрастов. Первая залежь нефти была открыта в 1962 г. За время эксплуатации месторождения на нем было пробурено более 1,7 тыс. скважин. Сегодня активно эксплуатируются 896.

Вахское месторождение. Расположено в Александровском районе Томской области и приурочено к локальному одноименному понятию, расположенному в северной части Криволуцкого вала, который, в свою очередь, осложняет северную периклиналь Александровского мегавала. Месторождение открыто в 1965 г., в 1976 г введено в промышленную эксплуатацию. В настоящее время на нем пробурено 76 поисково-разведочных и 1166 эксплуатационных скважин. Размеры месторождения составляют 31х15 км, при площади 480 км^2 и амплитуде поднятия – 160 метров.

Чкаловское месторождение. Находится в южной части Александровского района Томской области в юго-восточном направлении от с. Александровское. Согласно нефтегазоносному районированию месторождение находится в юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции Васюганской нефтегазоносной области в Усть-Тымском нефтегазоносном районе. Месторождение открыто в 1977 г. В разработку введено в 1986 г.

Исследования поглощения и флуоресценции проводились на спектрофлуориметре с функцией спектрофотометра СМ2203 (200-1100 нм) в кварцевых кюветах толщиной 0,1-1 см. Сырую концентрированную нефть разбавляли в гексане 10^{-4} и более раз, чтобы спектральный прибор работал в линейном режиме и оптическая плотность не превышала 2 бел. В неполярном гексане хорошо растворяется нефть и нефтепродукты и область прозрачности этого растворителя простирается до 200 нм.

На рисунке 1 приведены спектры поглощения образцов исследуемой нефти. Спектры всех трех образцов подобны, можно выделить пик в области 250 нм и характерные перегибы в области 280 и 320 нм.

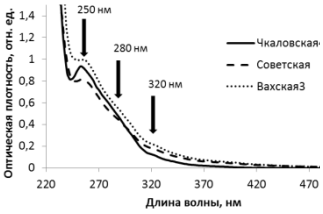
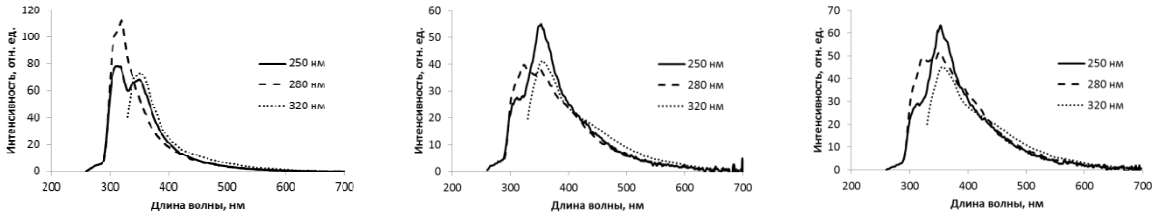


Рис. 1. Спектры поглощения образцов нефти в гексане

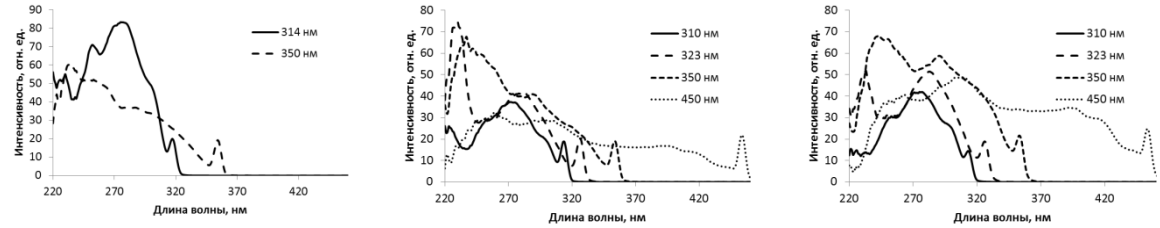
Далее были исследованы спектры флуоресценции образцов при возбуждении в характерные длины волн, определенные из спектров поглощения (250, 280 и 320 нм). Спектры флуоресценции изображены на рисунке 2. Из спектров флуоресценции нефти Чкаловского месторождения выделяются только 2 пика в области 314 и 350 нм. Спектр излучения нефти Вахского и Советского месторождений более сложный. Коротковолновый пик излучения, вероятно, образован двумя близкими полосами 310 и 323 нм, помимо пика на 350 нм в спектре присутствует длинноволновое «плечо» в области 450 нм, проявляющееся при возбуждении 320 нм.

Рисунок 3 иллюстрирует спектры возбуждения флуоресценции. Длины волн регистрации выбирались на основании спектров флуоресценции – 314 и 350 нм для нефти Чкаловского месторождения, 310, 323, 350 и 450 нм для нефти Советского и Вахского месторождений.



а *б* *в*

Рис. 2. Спектры флуоресценции образцов нефти: Чкаловская 4 (а), Советская (б) и Вахская (в)



а *б* *в*

Рис. 3. Спектры возбуждения флуоресценции образцов нефти: Чкаловская 4 (а), Советская (б) и Вахская (в)

Спектры возбуждения флуоресценции подтвердили, что в нефти Чкаловского месторождения присутствует два флуоресцирующих компонента с различным спектром. Сравнение спектров возбуждения флуоресценции нефти Советского и Вахского месторождений при регистрации на близких длинах волн – 310 и 323 нм позволило выделить 2 близколежащих по спектру флуоресценции компонента.

В компоненте, излучающем на длине волны 323 нм присутствует интенсивный пик поглощения в области 230 нм, которого нет для продукта, излучающего на 310 нм. Сравнение спектров поглощения, флуоресценции и возбуждения флуоресценции нефти Советского и Вахского месторождения подтверждают сходность их состава. Учитывая близость нахождения месторождений можно предполагать, что их нефтяные пласты образуют единую нефтеносную систему.

Проведенные исследования показали эффективность спектрально-люминесцентных исследований для идентификации нефти различных месторождений на примере исследования нефти из трех месторождений Александровского района Томской области.

В ходе дальнейших исследований будет расширен круг исследуемых объектов за счет нефти других месторождений Восточной Сибири, а так же будут привлечены другие спектроскопические методы, позволяющие улучшить идентификацию (поляризационные измерения) и анализировать особенности химического состава (ИК спектроскопия).

ПОЛУЧЕНИЕ ПЛЕНКООБРАЗУЮЩИХ НА ОСНОВЕ ЦИКЛОПЕНТАДИЕНОВОЙ ФРАКЦИИ ЖИДКИХ ПРОДУКТОВ ПИРОЛИЗА

Е.И. Задорожная, Н.В. Власова, А.Е. Нурмаканова
Научный руководитель старший преподаватель А.А. Мананкова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефтеполимерные смолы – низкомолекулярные полимерные продукты, которые образуются в результате полимеризации непредельных соединений при качественной переработке жидких продуктов пиролиза с температурой кипения 30 – 200 °С (фракция $C_5 – C_9$). Нефтеполимерные смолы применяются в лакокрасочной, мебельной, целлюлозно-бумажной, резинотехнической промышленности, в производстве печатных красок, искусственных кож, антикоррозийных и защитных покрытий, в строительстве и различных композициях.

Так, в работе [4] получена композиция гидрофобизирующего состава, содержащая водную эмульсию нефтеполимерной смолы в органическом растворителе и анионактивный ПАВ, в качестве разбавителя воду, а также дополнительно водную дисперсию нефтяного парафина. Полученная композиция обладает хорошими гидрофобными свойствами и используется для получения водоотталкивающих покрытий на керамических материалах, например, кирпичах.

Особый практический интерес представляет применение нефтеполимерных смол для сокращения расхода дорогих и дефицитных продуктов природного происхождения: растительных масел (в лакокрасочных материалах), канифоли (в производстве бумаги) [2].

Полученные композиции широко используют в производстве лаков, эмалей, грунтовок и других лакокрасочных материалов, используемых в качестве защитных, декоративных, электроизоляционных покрытий. Так, масляно-смоляная композиция, включающая оксидированное подсолнечное масло, нефтеполимерную смолу, полученную полимеризацией непредельных соединений фракций жидких продуктов пиролиза прямогонного бензина с пределами выкипания от 130 до 190 °С (30 – 40 мас. %) и органический растворитель, предложена для получения олиф, лаков и красок [5].

Влагостойкие покрытия на основе комбинированной олифы, представляющей собой 60 %-ный раствор в керосиновой фракции нефтеполимерных смол с температурой размягчения 72 – 90 °С (54 мас. %), окисленную смесь растительного масла, содержащего парафин, растворитель нефрас, сиккатив, используют для пропитки дерева, штукатурки бетона перед покраской [6].

Производство олифы, полученной последовательным введением нефтеполимерной смолы на основе стирола и соединений $C_8 – C_9$ пиролизной фракции, взятых в весовом отношении (5 – 50):1 в масло ПОД при нагревании, и введением в охлажденную реакционную смесь сиккатива и растворителя, позволяет снизить себестоимость с сохранением на высоком уровне ее рабочих характеристик [7].

В настоящей работе в качестве исходного сырья для синтеза нефтеполимерных смол использовали дициклопентадиеновую фракцию жидких продуктов пиролиза прямогонного бензина установки ЭП – 300 ООО «Томскнефтехим». Состав фракции, исследованный с помощью ГЖХ, представлен в таблице 1. Ранее установлено [1], что при полимеризации непредельных компонентов цикло-, дициклопентадиенсодержащих фракций образуются смолы с улучшенными эксплуатационными свойствами.

Таблица 1

Состав дициклопентадиеновой фракции

Компоненты	%
Бензол	5.0
Толуол	7.8
Этилбензол	0.7
м-, *п*-Ксилолы	0.9
Стирол	1.0
Мезитилен	0
α-Метилстирол	1.0
Дициклопентадиен	55.8
Инден	17.2
Неароматические $C_6 + C_8$	3.3
Неидентифицированные ароматические	4.8
Неидентифицированные	2.5
Всего	100.0

Целью работы являлся синтез пленкообразующих с использованием каталитического комплекса на основе моноалкокситрихлорида титана $Ti(OC_3H_7)Cl_3$ и диэтилалюминийхлорида $Al(C_2H_5)_2Cl$ при мольном соотношении компонентов 1:1.

Моноалкокситрихлорид титана получали взаимодействием $TiCl_4$ и изопропилового спирта при мольном соотношении 1:1. Процесс проводили при температурах 20, 40, 60, 80 °С в течение 60 минут в стеклянном реакторе, снабженном механической мешалкой и обратным холодильником. В результате были получены светлые нефтеполимерные смолы с выходом порядка 30 %. Непосредственно из реакционных растворов (без выделения смолы) были получены покрытия методом полива на жестяные, стеклянные и алюминиевые пластины

по ГОСТ 8832-76 и исследованы следующие характеристики: время высыхания «от пыли», внешний вид пленок, адгезия к стеклу и стали, прочность при ударе, твердость, эластичность.

Одним из требований применения нефтеполимерных смол в лакокрасочной промышленности является характеристика покрытий на их основе: внешний вид - гладкие, ровные, без включений, хорошая адгезия 1 – 2 балла, эластичность < 1 мм.

Адгезию определяли с помощью метода решетчатых надрезов (МРН) и метода параллельных надрезов (МПН) по ГОСТ 15140-78. Прочность при ударе определяли с помощью прибора У-1а по ГОСТ 4765-73. Твердость определяли по ГОСТ 5233-89. Эластичность – по ГОСТ 6606-73.

В таблице 2 представлены результаты исследований полученных покрытий.

Таблица 2

Свойства пленок на основе НПС$_{ДЦПДФ}$ (толщина пленок 10 – 15 мкм)

Характеристики	Температура синтеза, °С			
	20	40	60	80
Время высыхания «от пыли», с	20	20	25	30
Внешний вид пленки	Матовая, гладкая	Матовая, гладкая	Матовая, гладкая	Матовая, гладкая
Адгезия, балл Стекло МРН МПН Сталь МРН МПН	 2 1 2 1	 2 1 2 1	 1 1 1 1	 1 1 1 1
Эластичность, мм	<1	<1	<1	<1
Прочность при ударе, см	11	5	9	5
Твердость, кг Стекло Сталь	 0,2 0,2	 0,6 0,6	 0,8 0,8	 0,8 0,8

Анализируя полученные данные, видим, что с увеличением температуры синтеза, время высыхания «от пыли» увеличивается. Полученные пленки по внешнему виду матовые, имеют гладкую поверхность. Адгезия пленок к стеклу и стали улучшается при повышении температуры синтеза.

Пленки обладают отличной эластичностью вне зависимости от температуры синтеза. Прочность пленок при ударе более 5 см, максимальная прочность наблюдается у пленок, синтезированных при 20 °С. У пленок, полученных при более высоких температурах, наблюдается бóльшая твердость.

В целом, данные эксплуатационные характеристики покрытий на основе нефтеполимерной смолы, полученной олигомеризацией непредельных компонентов дициклопентадиеновой фракции, позволяют получать качественные лакокрасочные материалы.

Литература

1. Белоусова А.С., Мананкова А.А. Получение пленкообразующих олигомеризацией дициклопентадиенсодержащей фракции с использованием каталитической системы на основе моноалкокситрихлоридов титана и диэтилалюминийхлорида // Материалы XI Всероссийской конференции студентов и аспирантов «Химия и химическая технология в XXI веке». – Томск, 2010. – Т.II. – С. 229 – 231.
2. Думский Ю.В. Нефтеполимерные смолы. – М.: Химия, 1988. – 168 с.
3. Мананкова А.А., Бондалетов В.Г., Солдатенко Л.Э. Олигомеризация дициклопентадиенсодержащих фракций с использованием в качестве катализатора моноалкокситрихлоридов титана // Ползуновский вестник, 2009. – № 3. – С. 210 – 204.
4. Пат. 2439108 Россия. МПК C2 C09D 5/02, C09D 157/02, C04B 41/47, C04B 41/82, C04B 41/83. Гидрофобизирующий состав для защиты керамических материалов / Голиков И. В., Гудков С. В., Краснобаева В. С., Терешко А. Е. Заявл. 02.04.2009; Опубл. 10.01.2012.
5. Пат. 2409596 Россия. МПК C1 C08F 242/00, C09D 191/00. Масляно-смоляная композиция / Бондалетов О. В, Бондалетова Л. И., Кушнярева Т. В., Бондалетов В. Г., Ляпков А. А.. Заявл. 02.06.2009; Опубл. 20.01.2011.
6. Пат. 2363716 Россия. МПК C1 C09D 191/00, C09D 157/02. Влагостойкая комбинированная олифа / Нигматуллин Р. Г., Шолом В. Ю., Нигматуллин В. Р., Нигматуллин И. Р.. Заявл. 09.01.2008; Опубл. 10.08.2009.
7. Пат. 2230087 Россия. МПК7 C1 C09D 157/02. Способ получения олифы / Махлай В.Н., Афанасьев С.В., Макаров М.Е., Узилов Е.М., Тихонова Е.Д., Пронин А.И.. Заявл. 26.11.2002; Опубл. 10.06.2004.

АДСОРБЦИЯ НЕФТЯНЫХ ЗАГРЯЗНЕНИЙ ПРИРОДНЫМИ СОРБЕНТАМИ

Д.В. Искрижицкая, Д.Н. Дегтярев
Научный руководитель доцент О.В. Ротарь
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Очистку водных поверхностей от нефтепродуктов производят с помощью различных каталитических систем, технологий адсорбции и абсорбции, мембран, бактерий, озонированием, технологий сжигания [1,2]. Среди методов, успешно применяющихся для ликвидации нефтяных разливов с поверхности воды, сорбционная очистка является одним из наиболее эффективных способов [3].

Однако к сорбентам, собирающим нефтепродукты с водной поверхности, предъявляются жесткие требования: при контакте с водной поверхностью сорбенты должны собирать нефтепродукты, не адсорбируя воду, и максимальное насыщение должно достигаться за короткий промежуток времени. Кроме того, сорбент должен обладать высокой плавучестью, т.е. оставаться на поверхности воды длительное время, не допуская утечки нефти обратно в воду.

Известны способы [1] очистки водных поверхностей нефтепоглотителями на основе волокнистой массы природных органических материалов (торф, кора и древесные отходы, сельскохозяйственные отходы, пшеничные и рисовые отруби, солома и другие). В настоящее время на местах добычи нефти в случае аварийных разливов широко используется сорбент Nature Corby и Spilcorb на основе торфяного моха (Sphagnum Dill), произведенного в Канаде.

Торфяной мох (Sphagnum Dill.) — беловато-зеленый мох («белый мох»). В основном мох растет густыми дерновинами по болотам и сырым местам, которые в изобилии составляют фауну Севера Томской области. Он то и образует главную массу торфа.

Сфагнум, широко распространенный в природе, обладает высокой способностью к поглощению не только влаги, но и различных токсикантов, в том числе и нефтепродуктов. Основу мха составляют органоминеральный комплекс: твердые полимеры целлюлозной природы и продукты их распада, гуминовые кислоты, лигнин, гемицеллюлоза (гидрофильная часть) и минеральные компоненты. Гидрофильность сорбентов способствует тому, что вода легко сорбируется в структуре материала, в то время как нефть удерживается на поверхности сорбента за счет адгезионных сил. Гидрофобными составляющими частями сорбентов являются битумы моха. Большое количество и разнообразие активных функциональных групп (COOH, OH и др.) в твердых компонентах моха (особенно в гуминовых веществах) обусловливают высокую его сорбционную и ионообменную способность.

В природных условиях сфагнум имеет pH≈4,5. Его кислотность связана с окружающей средой, в которой он растет, и наличием в его клетках гумусовой кислоты, являющейся естественным побочным продуктом жизнедеятельности растения. Именно эта кислота действует как природный катализатор процесса активизации аборигенного биоценоза [4, 5].

Перечисленные свойства сфагнума стали предпосылкой для создания простой, экономически выгодной и экологически безопасной сорбционно-биологической технологии ликвидации нефтезагрязнений на его основе.

В данной работе исследовались процессы адсорбции углеводородов из жидкой фазы на природных адсорбентах растительного происхождения: торфяного моха (Sphagnum Dill.), произрастающего в России и Nature Corby и Spilcorb, произведенного в Канаде. Сравнение эффективности сорбции объектов исследования проводилось по следующим показателям: нефтепоглощение, плавучесть, степень перехода углеводородов в воду, водопоглощение. Полученные результаты сведены в таблице.

Таблица

Основные характеристики сорбентов

№п/п	Сорбент	НЕ г/г	ВП г/г	Плавучесть ч
1	Nature Corby	12,5	11,3 - 12,5	48
2	Spilcorb	15,7	12,4 - 13,0	48
3	Sphagnum Dill	5,8	3,1 - 4,2	96
4	ПП волокно	12 -40	1 - 6	24

Сорбенты отличаются ограниченной нефтеемкостью по сравнению с синтетическими сорбентами [2], но высокой плавучестью. Наиболее эффективными адсорбентами органических соединений из водных растворов являются гидрофобные материалы, адсорбция на которых обусловлена преимущественно дисперсионными силами. Дисперсионное взаимодействие органических молекул с углеродными структурами поверхности гидрофобных адсорбентов гораздо сильнее, чем взаимодействие углеродных сорбентов с молекулами воды. Следовательно, на границе раздела адсорбент – водный раствор накапливаются преимущественно органические

молекулы, являющиеся гораздо более сложными многоэлектронными системами, чем молекулы воды. Однако явление гидрофобности сорбентов в естественных условиях практически отсутствует.

Поэтому представляла интерес гидрофобизация адсорбентов. Для этого раствор силиката натрия 1,5N интенсивно перемешивается с раствором соляной кислоты 1,0 N с образованием золя поликремневых кислот. Полученный гидрогель имел щелочную среду, после чего им пропитывали в течение 20 минут определенную навеску сорбентов, отфильтровывали жидкую фазу и сушили в вакуум-сушильном шкафу при температуре 103 ± 1°С. Расход модификатора и гидрогеля подбирался экспериментально.

Нефтеемкость (НЕ, г/г), водопоглощение (ВП, г/г), плавучесть сорбентов определяли по методике ТУ 214-10942238-03-95. Способность сорбентов одновременно поглощать нефть и воду оценивали следующим образом: на поверхности воды (площадь составляла 48,50 $см^2$) создавали пленку нефти толщиной от 0,5 до 5мм. На поверхность пленки наносили сорбент, из расчета 0,3г на 10 $см^2$) и выдерживали от 6 до 96 часов.

Этот мох содержит большое количество пор, подобные губке, которые способны хорошо впитывать нефтепродукты, а также надолго их удерживать. Таким образом, являясь по природе хорошим абсорбентом углеводородов, мох исключает процессы их десорбции, а, следовательно – и вероятность вторичных загрязнений.

После модификации торфяной сфагновый мох становится прекрасным абсорбентом, который, не выпуская поглощенный углеводород, активизирует процесс его разложения внутри себя. Полисилоксаны, адсорбируясь на поверхности гидрофильного вещества, обращаются к нему полярными группами и фиксируются за счёт химического взаимодействия с полярными группами адсорбента. Благодаря этому, поверхность ранее гидрофильного сфагнового мха становится более гидрофобной и тем больше, чем выше концентрация адсорбированного вещества. Необходимо подбирать оптимальные концентрации водных растворов и эмульсий гидрофобизаторов, при обработке которыми не ухудшались бы сорбционные свойства сорбента. Основными критериями в выборе данных гидрофобизаторов является их малая токсичность в процессе гидролиза и поликонденсация, хорошая адгезия к поверхности материала, термическая и химическая устойчивость.

Плавучесть сорбентов можно определить по методу [3]. Навеску сорбента весом от 0,10 до 5г помещали в стакан объёмом 100 мл, заполненный водой. Толщина слоя сорбента в стаканах составляла от 1-2мм до5-7мм. Время контакта сорбента с водой варьировалась: 12 ч, 24 ч; 36 ч. По прошествии заданного времени сорбент, оставшийся на плаву, удаляют, сушат в сушильном шкафу при температуре 103 ± 1°С в течение 2 часов. Сушка проводится до постоянного веса и по разнице весов определяли количество утонувшего сорбента.

Водопоглощение. Водопоглощение при погружении и капиллярном подсосе определяли по формуле:

$$W = (M1 - M)/M*100, \text{ где}$$

W – Водопоглощение, %;

$M1$ – вес образца после пребывания в воде, г;

M – вес образцов до погружения в воду.

Удерживающую способность по нефтепродуктам определяли весовым методом - по разнице масс сорбента в исходном и насыщенном состоянии.

Водородный показатель водной вытяжки определили на pH-метре. *Массовую концентрацию* нефтепродуктов в воде определяли на анализаторе нефтепродуктов АН-2.

Сорбционно-биологическая технология на основе сфагнума требует минимальных финансовых затрат.

Во-первых, оборудование по конструкции является очень простым, а самое главное - утилизация отработанного сорбента по трудоемкости не затратная.

Литература

1. Артемьев А.В., Пинкин А.В. Сорбционные технологии очистки воды от нефтезагрязнений. Вода: химия и экология, 2008. – №1. – С.19 – 25.
2. Бордунов В.В., Коваль Е.О. Полимерные волокнистые сорбенты для сбора нефти. Нефтегазовые технологии, 2000. – №6. – С. 30 – 31.
3. Каменщиков Ф.А., Богомольный Е.И. Нефтяные сорбенты. – М.: Ижевск: ИКИ, 2003. – 268 с.
4. Ротарь О.В., Искрижицкий А.А. Биологическая рекультивация нефтезагрязненных земель // Инновационные проекты в охране окружающей среде: Доклады Всероссийской научно-технической конференции. – Тула, апрель 2008. – Тула: ТулГу, 2008. – С.47 – 49.
5. Ротарь О.В., Искрижицкий А.А Некоторые аспекты рекультивации нефтезагрязненных почв. Экологическое сопровождение нефтегазовых месторождений. – Новосибирск, 2005. – С.83 – 96.
6. Юдаков А.А. Новые недорогие эффективные гидрофобные сорбенты для очистки сточных и льяльных вод от органических загрязнителей. Водоочистка, 2010. – №7. – С. 33.

КИНЕТИКА ТЕРМИЧЕСКИХ ПРЕВРАЩЕНИЙ ВЫСОКОМОЛЕКУЛЯРНЫХ КОМПОНЕНТОВ ТЯЖЕЛОГО УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Ю.О. Карпов, Е.Б. Кривцов, А.К. Головко
Научный руководитель профессор А.К. Головко
Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

В условиях постепенного истощения запасов легких нефтей все большее значение приобретают запасы сырья, еще недавно мало привлекавшего добывающую промышленность [1]. К такому сырью относятся битуминозные пески. Содержащиеся в породе битумы состоят до 50 мас. % из асфальтенов и смол, обычно содержат много серы, ванадия и никеля. Получение данных по составу и структуре смолисто-асфальтеновых компонентов необходимо для создания новых процессов переработки тяжелого нефтяного сырья [2].

Одним из возможных способов получения «синтетической» нефти из природных битумов являются термические превращения их компонентов в присутствии радикалобразующих добавок. Особенностью этих процессов является возможность целенаправленно влиять на протекающие радикально-цепные реакции крекинга высокомолекулярных компонентов тяжелого углеводородного сырья, инициированных радикалобразующими добавками. Цель данной работы – по данным изменения состава и свойств высокомолекулярных компонентов битума, подвергнутого термообработке в присутствии радикалобразующих добавок. Расчитать кинетику термических превращений высокомолекулярных компонентов тяжелого углеводородного сырья.

В качестве объекта исследования взят битумонасыщенный песчанник месторождения Баян-Эрхэт, Монголия. Битум из битуминозного песка выделен экстракцией толуолом. Исследуемый битум имеет характеристики, отличные от среднестатистических для битумов: он содержит повышенное количество смолистых компонентов – 52,5 % мас, содержание масел - 45,2 % мас., и необычно мало асфальтенов– 2,3 % мас. Отличительной особенностью этого битума является относительно низкое содержание гетероатомов – суммарно их количество не превышает 2 % мас. По содержанию серы битум месторождения Баян-Эрхэт является малосернистым (<0,50 % мас.), что делает его хорошим сырьем для получения бензинов и дизельных топлив. Битум Баян-Эрхэт характеризуется повышенным отношением H/C (1,83), которое является выше, чем в среднем в нефтях, низкое содержание фракций, выкипающих до 200 и 360 °С.

Крекинг с радикалобразующими добавками проводился в реакторах объемом 12 см^3 в течение 1 часа при температуре 450 ˚С. В качестве радикалобразующих добавок использовали ди-третбутилпероксид (ДТБП) и пероксид бензоила (ПБ). В количестве от 1 до 5 мас. %. Температура распада ДТБП составляет 80°С, а ПБ около 115 °С. Установлено, что при крекинге битума основным типом химических превращений является распад смол с образованием компонентов дистиллятных фракций, асфальтенов, кокса и газа. Материальный баланс процесса крекинга битума без и с введением радикалобразующих добавок представлен в табл. 1. Крекинг битума приводит к образованию значительных количеств газа и кокса. Добавка ДТБП в количестве 1 и 5 % мас. приводит к существенному изменению количеств получаемых продуктов – образуется меньше газа и кокса. Состав продуктов крекинга битума с ДТБП в количестве 3 % мас. практически идентичен продуктам крекинга без добавок. Независимо от количества добавки ПБ продукты крекинга состоят из 3-5 % газа, 5-12 % кокса и более 84 % мас. жидких продуктов. По данным полученным методом прямого поиска были определены константы скорости процесса термолиза битума при введении радикалобразующих добавок согласно принятому формализованному механизму термических превращений высокомолекулярных компонентов (рисунок 1).

Таблица 1

Влияние радикалобразующих добавок на состав продуктов крекинга битума Баян-Эрхэт

Образец	Выход, % мас.				
	Газ	Масла	Смолы	Асфальтены	Кокс
Исх битум	0	45,2	52,5	2,3	0
Битум 450 °С	9,1	39,0	23,8	13,3	13,7
с ДТБП (1 %)	1,3	47,9	36,7	8,4	6,7
с ДТБП (3 %)	8,0	45,6	14,1	17,5	16,1
с ДТБП (5 %)	5,0	45,3	14,0	17,2	8,9
с БП (1 %)	4,4	35,6	39,8	8,0	11,9
с БП (3 %)	4,9	46,4	24,3	18,0	10,1
с БП (5 %)	3,2	43,4	37,4	10,4	4,7

При введении ДТБП происходит значительное снижение константы скорости образования смол из масел (k1), асфальтенов из смол (k9), и незначительное уменьшение константы образования масел из смол (k2). Данное уменьшение константы образования масел из смол на фоне комплексного уменьшения констант реакции уплотнения незначительно снижает скорость реакций образования масел. Константы образования остальных реакций меняются незначительно (табл. 2).

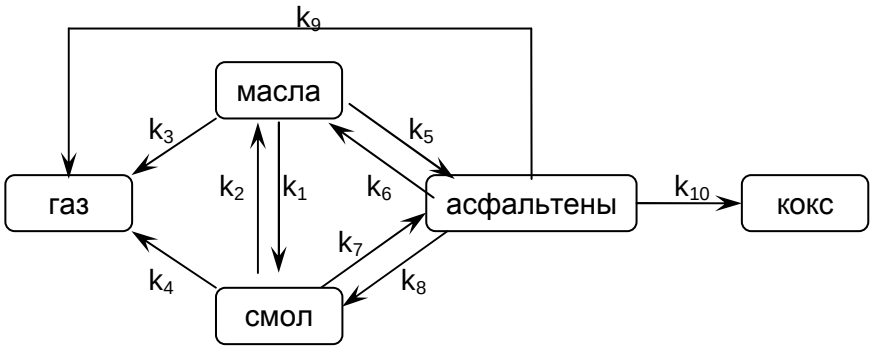


Рис. 1. Формализованная схема термических превращений высокомолекулярный компонентов

В случае введения радикалобразующей добавки БП наблюдается схожее влияние добавки на процессы образования масел, но необходимо отметить, что в случае с БП влияние радикалобразующей добавки значительнее на процессы уплотнения сырья, то есть на константу образования кокса из асфальтенов (k10), которая с увеличением концентрации добавки уменьшается почти в два раза (с 0,022 до 0,01 мин-1), и константу образования асфальтенов из смол (k9), которая также снижается, что значительно уменьшает выход кокса по сравнению с добавкой ДТБП.

Таблица 2

Изменение констант скоростей реакций термических превращений компонентов битума при введении радикалобразующих добавок ДТБП и БП

Образец	Константы скоростей (мин$^{-1}$)									
	k_1	k_2	k_3	k_4	k_5	k_6	k_7	k_8	k_9	k_{10}
Битум 450 °С	$1{,}3*10^{-2}$	$2{,}2*10^{-2}$	$1*10^{-5}$	$9{,}9*10^{-3}$	$3*10^{-4}$	$1*10^{-8}$	$1{,}7*10^{-2}$	$5*10^{-4}$	$1*10^{-6}$	$2{,}2*10^{-2}$
с ДТБП (1%)	$9*10^{-4}$	$2*10^{-3}$	$1*10^{-5}$	$3*10^{-4}$	$3*10^{-4}$	$5*10^{-6}$	$5*10^{-3}$	$5*10^{-6}$	$7*10^{-4}$	$1{,}7*10^{-2}$
с ДТБП (3%)	$5*10^{-3}$	$9{,}5*10^{-3}$	$1*10^{-7}$	$5*10^{-3}$	$7*10^{-4}$	$4{,}5*10^{-6}$	$1{,}8*10^{-2}$	$5*10^{-6}$	$5*10^{-5}$	$1{,}8*10^{-2}$
с ДТБП (5%)	$9*10^{-4}$	$6*10^{-3}$	$1*10^{-5}$	$2{,}3*10^{-3}$	$3*10^{-4}$	$5*10^{-6}$	$1{,}3*10^{-2}$	$5*10^{-6}$	$7*10^{-4}$	$1{,}2*10^{-2}$
с ПБ (1%)	$3{,}3*10^{-3}$	$1*10^{-5}$	$1*10^{-5}$	$2*10^{-3}$	$3*10^{-4}$	$5*10^{-6}$	$6*10^{-3}$	$5*10^{-6}$	$7*10^{-4}$	$3*10^{-2}$
с ПБ (3%)	$9*10^{-4}$	$1{,}8*10^{-3}$	$1*10^{-5}$	$1*10^{-3}$	$3*10^{-4}$	$5*10^{-6}$	$1{,}1*10^{-2}$	$5*10^{-6}$	$7{,}1*10^{-4}$	$1{,}2*10^{-2}$
с ПБ (5%)	$5*10^{-3}$	$8*10^{-3}$	$6*10^{-4}$	$5*10^{-4}$	$3*10^{-3}$	$5*10^{-6}$	$2*10^{-3}$	$5*10^{-6}$	$6{,}8*10^{-4}$	$1*10^{-2}$

Из данных табл. 2 видно, что добавление радикалов в тяжелое углеводородное сырье значительно меняет константы протекающих процессов. Во всех случаях происходит на порядок уменьшение константы образования масел из смол (k1), также уменьшается k4, снижаются k7 и k10 отвечающие за образование асфальтенов из смол и кокса. Согласно результатам расчета радикалобразующие добавки интенсифицируют процессы деструкции высокомолекулярных соединений, также уменьшают скорости обратных процессов уплотнения: образования асфальтенов из смол и образование кокса, затрудняют образование газообразных продуктов из смол и асфальтенов. Очевидно, что внесение добавок ингибируют образование кокса и асфальтенов что значительно уменьшенает их выход.

Литература

1. B. Joshi, Aniruddha B. Pandit et. al. Petroleum Residue Upgradation via Visbreaking: A Review // Ind. Eng. Chem. Res., 2008. – 47 (23). – P. 8960 – 8988.
2. Fatima A. Ali, Narjes Ghaloum, Andre Hauser. Structure Representation of Asphaltene GPC Fractions Derived from Kuwaiti Residual Oils // Energy & Fuels, 2006. – P. 231 – 238.

ИЗУЧЕНИЕ КАТАЛИТИЧЕСКИХ И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ЦЕОЛИТНЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ, МОДИФИЦИРОВАННЫХ ГЕТЕРОПОЛИСОЕДИНЕНИЯМИ, В ПРОЦЕССЕ ПРЕВРАЩЕНИЯ ПРЯМОГОННЫХ БЕНЗИНОВЫХ ФРАКЦИЙ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА В ВЫСОКООКТАНОВЫЕ БЕНЗИНЫ МАРОК «ЕВРО-4,5»

А.М. Карпова

Научный руководитель профессор В.И. Ерофеев

Национальный исследовательский Томский государственный университет, г.Томск, Россия

Бензин является самым важным продуктом переработки нефти. Из сырой нефти производится до 50% бензина. Эта величина включает природный бензин, бензин крекинг-процесса, продукты полимеризации, сжиженные нефтяные газы и все продукты, используемые в качестве промышленных моторных топлив. Каждому процессу переработки нефти предъявляются требования по количеству и качеству производимого бензина.

В конце XIX века единственным способом применения бензина было использование его в качестве антисептического средства и топлива для примусов. В основном из нефти отгоняли только керосин, а все остальное утилизировали. После появления двигателя внутреннего сгорания, работающего по циклу Отто, бензин стал одним из главных продуктов нефтепереработки.

В данной работе приведены результаты исследования физико-химических и каталитических свойств ЦСК, модифицированных гетерополисоединениями (Mo,Co,P) в разлиных процентных соотношениях. Синтез высококремнеземных цеолитов (ВКЦ) проводили из щелочных алюмокремнегелей при 175-180 ºС в течении 2-4 суток с использованием гексаметилендиамина в качестве темплата (органической структурообразующей добавки). ЦСК на основе синтезированных ВКЦ получали следующим путем. Цеолитная матрица пропитывалась раствором ГПС в соляной 0,1 М кислоте. Пропитка проводилась в течение 2 часов при комнатной температуре. Затем цеолит выдерживали в сушильном шкафу при 110 ºС в течение 2 часов, и прокаливали в токе воздуха в муфельной печи при 400ºС в течение 3 часов. По данной методике были получены образцы цеолитсодержащего катализатора с содержанием ГПС в количестве 1,3 и 5%. Физико-химические свойства синтезированных цеолитов исследовали с помощью ИК-спектроскопии, рентгенофазового и электронно-микроскопического анализов. На основании сравнения полученного ИК-спектра с литературными данными был сделан вывод о том, что исследуемый образец цеолита относится к структурному типу MFI (ZSM-5). Исследования по превращению прямогонных бензиновых фракций газового конденсата Мыльджинского месторождения проводили на проточной каталитической установке со стационарным слоем катализатора в области 350 - 425 ^{0}С, объемной скорости подачи сырья 2 $ч^{-1}$ и атмосферном давлении. Анализ газообразных и жидких продуктов процесса превращения прямогонных бензинов проводили газохроматографическим методом. Анализ газообразных углеводородов проводили на набивной колонке из нержавеющей стали (длина 3м, внутренний диаметр 3 мм), наполненной 5 % NaOH на Al_2O_3 (фракция 0,25-0,50 мм), жидких углеводородов – на капиллярной колонке из кварцевого стекла (100 м х 0,25 мм х 0,25 мкм) с нанесенной неподвижной фазой ZB-1. Количественный анализ газообразных и жидких продуктов процесса проводили газохроматографическим методом на аппаратно-программном комплексе на базе газового хроматографа «Хроматэк-Кристалл 5000» с помощью программы обработки «Хроматэк-Аналитик». За меру каталитической активности катализатора берется количество образовавшихся ароматических углеводородов. Исследования влияния температуры позволили установить, что с ростом температуры процесса с 350 до 425 ºС и объемной скорости подачи ПБ 2 $ч^{-1}$ сохраняется тенденция уменьшения выхода высокооктановых бензинов из ПБ падает на всех катализаторах за счет повышения глубины превращения углеводородов сырья. На чистом Н-ЦКЕ-Г выход катализата падает с 81,44 при 375 до 72,72 % при 425 ºС . В первую очередь, повышается выход газообразных продуктов с 18,56 % при 375ºС до 27,28 % при 425 ºС, в основном, парафинов C_3-C_4, а выход аренов C_6-C_9 в жидких продуктах реакции увеличивается с 18,32 % до 23,46 %. Выход бензола и олефинов C_{5+} с ростом температуры процесса повышаются с 0,83 % и 2,49 % при 375ºС до 1,45 и 3,19 % при 425 ºС, соответственно. Выход нафтеновых, н-, изо-парафиновых углеводородов C_{5+} с ростом температуры реакции снижается, а выход олефинов, напротив, повышается с 2,49% до 3,19% при температурах 375 и 425^{o}С. (таблица).

Состав прямогонного бензина, определенный хроматографическим методом, следующий: арены-2,9%, изопарафины-39,0%, нафтены-29,0%, парафины-27,4%, олефины-0,3%. Октановое число (ИМ) составляет 77,1пунктов. В процессе конверсии прямогонной бензиновой фракции газового конденсата увеличивается количество ароматических УВ, олефинов, также октановое число бензина, количество образовавшихся парафинов уменьшается в незначительной степени. Выход изопарафинов и нафтенов остается практически неизменным.

Из представленных катализаторов наибольшей каталитической активностью обладает образец 95% Н-ЦКЕ + 5% гпс (Mo,Co,P). Выход ароматических УВ на этом катализаторе максимальный и составляет 25,23 и 31,54% при температурах 375 и 425ºС, соответственно. На данном катализаторе бензин марки «Евро-4» получается уже при 375ºС с выходом целевого продукта 68,74 %, тогда как на исходном Н-ЦКЕ-Г бензин марки «АИ-94» получается лишь при 425 ºС с выходом целевого продукта 72,72 %. На цеолитном катализаторе, модифицированным 1% и 3% гпс (Mo,Co,P), высокооктановый неэтилированный бензин, соответствующий стандарту «Евро-4», получается при 400^{o}С. Между тем, выход бензола на наиболее активном катализаторе Н-ЦКЕ-Г + 5% (Mo,Co,P), составляет 1,22% и 2,05% при температурах 375 и 425^{o}С. Отметим, что использование модификаторов позволяет получить бензины марок «Евро-4,5» при наименьших температурах в отличие от процессов на чистом цеолитном катализаторе Н-ЦКЕ-Г.

Таблица

Состав продуктов превращения прямогонного бензина газового конденсата на катализаторах: Н-ЦКЕ-Г (1), 99% Н-ЦКЕ-Г/1% [Mo,Co,P] (2), 97% Н-ЦКЕ-Г/3% [Mo,Co,P] (3), 95% Н-ЦКЕ-Г/5% [Mo,Co,P] (4)

Наименование	Катализатор											
	1			2			3			4		
Температура, ˚С	375	400	425	375	400	425	375	400	425	375	400	425
Газовая фаза, мас. %	18,56	22,48	27,28	22,85	32,73	40,79	25,68	31,61	38,25	31,26	32,92	34,96
Жидкая фаза, мас. %	81,44	77,52	72,72	77,15	67,27	59,21	74,32	68,39	61,75	68,74	67,08	65,04
Состав газовой фазы, мас. %												
Метан	0,26	0,40	0,64	0,22	0,39	0,64	0,23	0,39	0,63	0,30	0,32	0,62
Этан	1,30	1,78	2,53	1,09	1,66	2,42	1,12	1,71	2,44	1,25	1,43	2,34
Этилен	1,76	1,85	3,12	1,09	1,36	1,74	1,13	1,21	2,37	0,24	0,48	0,70
Пропан	55,19	54,80	52,35	50,79	51,58	52,38	51,78	52,94	51,31	59,80	59,20	60,44
Пропилен	3,94	4,10	6,74	2,83	3,40	4,05	2,94	2,96	5,65	0,52	1,09	1,53
Изо-бутан	19,52	19,31	17,03	22,82	21,93	20,40	22,09	21,42	18,60	21,28	20,10	18,64
Н-бутан	15,57	15,21	13,70	18,55	17,08	15,56	18,48	17,16	15,33	16,27	16,58	14,72
Изо-бутен	2,45	2,54	3,89	2,62	2,60	2,81	2,24	2,20	3,68	0,34	0,80	1,03
Состав жидкой фазы, мас. %												
Арены	18,32	20,92	23,46	19,78	25,12	31,43	21,99	25,97	30,71	25,23	28,90	31,54
бензол	0,83	1,12	1,45	0,86	1,42	2,25	0,99	1,48	2,12	1,22	1,69	2,05
Изопарафины	35,80	35,27	34,86	38,07	37,47	35,28	37,88	36,91	34,93	34,84	33,84	33,05
Нафтены	29,56	28,55	27,07	25,36	22,62	20,52	24,80	22,98	20,56	27,41	25,24	23,44
Парафины	13,84	12,46	11,42	14,39	12,44	10,47	13,18	11,85	11,22	11,30	10,57	10,38
Олефины	2,49	2,81	3,19	2,41	2,35	2,29	2,15	2,30	2,58	1,22	1,46	1,59
Октановое число (ИМ)	90,55	91,82	93,39	89,69	93,41	97,63	91,29	94,05	97,31	94,50	96,36	98,21

Выход ароматических УВ на всех катализаторах при максимальной температуре составляет не более 35%, а выход бензола не более 2,5%. Таким образом, можем сделать вывод, что полученный неэтилированный бензин соответствует нормам экологически чистого бензина.

Работа выполнена при финансовой поддержке Минобрнауки РФ (проект № 2011-1.9-519-024-068).

Литература

1. Суханов В.П. Каталитические процессы в нефтепереработке. – М: Химия, 1979. – С. 343.
2. Ерофеев В.И., Антонова Н.В., Рябов Ю.В., Коробицина Л.Л. Способ получения высокремнеземного цеолита ZSM-5 // – заявка № 4329130. – приоритет. – 17.11.87; зарегистр. – 08.08.89.

ПРОЦЕСС КОНВЕРСИИ ПРЯМОГОННЫХ БЕНЗИНОВЫХ ФРАКЦИЙ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА МЫЛЬДЖИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ВЫСООКТАНОВЫЕ БЕНЗИНЫ МАРОК «ЕВРО-4,5» НА ЦЕОЛИТНЫХ КАТАЛИЗАТОРАХ, МОДИФИЦИРОВАННЫХ БИНАРНЫМИ СИСТЕМАМИ ОКСИДОВ SN (III) И BI (III)

А.М. Карпова, И.С. Хомяков
Научный руководитель профессор В.И. Ерофеев
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Технология «Цеоформинг» основана на производстве высокооктановых неэтилированных бензинов от АИ-80 до АИ-95 каталитической переработкой низкооктановых бензиновых фракций различного происхождения на цеолитных катализаторах. В настоящее время наибольшее применение получили цеолиты типа MFI, которые благодаря своей уникальной микропористой структуре проявляют высокую активность и селективность в

реакциях дегидрирования, крекинга, изомеризации, олигомеризации, дегидроциклизации различных углеводородов. Процесс «Цеоформинг» имеет ряд существенных преимуществ перед традиционными процессами: позволяет перерабатывать широкий спектр углеводородного сырья (Тк.к. = 120-250^{o} С); процесс проводится при сравнительно низких температурах (340-450^{o}С) 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.

Целью данной работы является исследование процесса получения неэтилированных высокооктановых бензинов, соответствующих стандартам «Евро-4 и 5», на цеолитных нанокомпозитных катализаторах, модифицированных бинарными системами оксидов (Sn_2O_3 + Bi_2O_3) в массовом соотношении 1:5.

В основе синтеза высококремнеземных цеолитов лежит метод гидротермальной кристаллизации щелочных алюмокремнегелей. В качестве темплата использовали гексаметилендиамин в роли структурообразующей добавки. Цеолитные катализаторы получали при температуре 100-200^{O}С в течение 2-4 суток. Исходя из данных физико-химического анализа (РФА, ИК-спектроскопия) синтезированные цеолиты соответствуют структуре высококремнистых цеолитов типа MFI (ZSM-5). Благодаря своему строению, ВКЦ обладают ярко выраженными молекулярно-ситовыми свойствами, что оказывает значимое влияние на их каталитические свойства.

В качестве исходного сырья для исследования каталитической активности цеолитных катализаторов и получения высокооктанового бензина использовалась фракция [(н.к.)70-170(к.к.)] прямогонного бензина газового конденсата Мыльджинского месторождения Томской области. Исследования проводились на установке проточного типа. Все опыты наблюдались при объемной скорости подачи сырья 2ч$^{-1}$ (6см^3 катализатора,12см^3/ч сырья) при температуре испарителя 150 ^{0}С и температуре реактора 350^{0}С – 425 ^{0}С. Анализ исходного прямогонного бензина, а также продуктов превращения, проводили газохроматографическим методом на хроматографе «Хроматэк – Кристалл 5000» с пламенно ионизационном детектором и детектором по теплопроводности на базе вычислительной программы «хроматэк Gasoline». Для анализа жидких продуктов использовалась колонка DB-1 (100m*0.25mm*0.5mkm). Для анализа газовых продуктов использовались металлические колонки (2m*3mm, CaA 80/100mesh; 6m*3mm 5% NaOH на окиси алюминия 0,25-0,5mm). Количественный анализ газообразных и жидких продуктов процесса превращения прямогонных бензиновых фракций газового конденсата проводили с помощью программы обработки «Хроматэк-аналитик». Погрешность газохроматографического метода при применении детектора по теплопроводности составляет 2,5%.

Основной частью прямогонной бензиновой фракции газового конденсата являются: изопарафины (39 %), нафтены (29%), парафины (27,4%). Арены и олефины имеют очень маленький процент по массе: 2,9%; 0,3%, соответственно. Октановое число исходного дистиллята составляет 77,1 пунктов, определенное по исследовательскому методу. Исследуя влияние температуры процесса на состав продуктов переработки ПБФ на чистом катализаторе Н-ЦКЕ-Г(М=50) (таблица 1), можем сделать вывод, что выход газообразных продуктов повышается с 18,39% до 27,28% при варьировании температуры от 350ºС до 425ºС.

В состав газовой фазы входят, в основном, пропан и бутаны, которые могут быть использованы в качестве исходного углеводородного сырья для процессов нефтехимии, а также для процессов конверсии пропан-бутановых фракций. При увеличении температуры от 350ºС до 375ºС выход пропана увеличивается с 54,63% до 55,19, затем уменьшается до 52,35ºС. Выход жидкого катализата падает с 81,61% при 350ºС до 72,72 % при температуре 425ºС, большую часть которого составляют изо-парафины. Вместе с тем, увеличивается количество ароматических УВ с 24,5% до 42,2% при температуре 350^{o}С и 425^{o}С, соответственно, среди которых преобладают толуол и ксилолы. Выход бензола также увеличивается с 0,58% при 350^{o}С до 1,45% при 425^{o}С, а выход нафтенов, олефинов, н-,изо-парафинов C_{5+} , напротив, уменьшается при увеличении температуры. За меру каталитической активности, исследуемых нами катализаторов, рассматривается количество образовавшихся УВ.

Для всех изученных катализаторов в целом наблюдалось увеличение каталитической активности и снижение выхода целевого продукта с повышением температуры от 350ºС до 425ºС, за счет увеличения глубины превращения углеводородного сырья, тем самым увеличивается выход газообразных веществ. Наибольшей каталитической активностью обладает катализатор Н-ЦКЕ-Г, модифицированный бинарной системой оксидов 3% (Sn_2O_3 + Bi_2O_3), т.к. на данном катализаторе выход ароматических УВ максимальный и составляет 20,36% при 350ºС и 27,51 % при 425ºС, также данный катализатор обладает наибольшим выходом целевого продукта87%. Бензин марки «Евро-5» получается уже при 350ºС с выходом целевого продукта 87,61% , в то время, как на чистом катализаторе бензин, соответствующий стандарту «Евро-4», получается лишь при 375^{o}С с наименьшим выходом катализата.

Таким образом, использование модифицирующей добавки позволяет получить катализаторы с наибольшей каталитической активностью и селективностью для процессов переработки прямогонных бензиновых фракций газового конденсата. Для всех катализаторов выход бензола составляет не более 2,5%, а ароматических УВ не более 35%, что позволяет получить экологически чистый бензин на всех исследуемых катализаторах.

Работа выполнена при финансовой поддержке Минобрнауки РФ (проект № 2011-1.9-519-024-068).

Таблица

Состав продуктов превращения прямогонного бензина газового конденсата на катализаторах: Н-ЦКЕ-Г (1), 99% Н-ЦКЕ-Г + 1% [Sn_2O_3 + Bi_2O_3] (2), 97% Н-ЦКЕ-Г + 3% [Sn_2O_3 + Bi_2O_3] (3) при 2 $ч^{-1}$

Наименование	**1**				**2**				**3**			
	350 °С	**375 °С**	**400 °С**	**425 °С**	**350 °С**	**375 °С**	**400 °С**	**425 °С**	**350 °С**	**375 °С**	**400 °С**	**425 °С**
Газовая фаза, мас. %	18,39	18,56	22,48	27,28	17,63	21,73	26,09	29,61	13,00	23,18	27,46	29,36
Жидкая фаза, мас. %	81,61	81,44	77,52	72,72	82,37	78,27	73,91	70,39	87,00	76,82	72,54	70,64
Состав газовой фазы, %:												
Метан	0,27	0,26	0,40	0,64	0,20	0,30	0,46	0,67	0,19	0,29	0,49	0,66
Этан	1,45	1,30	1,78	2,53	0,97	1,42	1,99	2,68	1,01	1,46	2,20	2,78
Этилен	1,02	1,76	1,85	3,12	0,61	1,25	1,59	2,73	0,56	1,25	1,54	3,06
Пропан	54,63	55,19	54,80	52,35	57,10	56,98	56,40	54,20	56,45	56,23	56,15	52,96
Пропилен	2,03	3,94	4,10	6,74	1,44	2,88	3,51	5,85	1,38	2,88	3,38	6,59
Изо-бутан	22,32	19,52	19,31	17,03	21,05	19,44	18,89	16,83	21,49	19,63	18,78	16,22
Н-бутан	16,90	15,57	15,21	13,70	17,57	15,87	15,02	13,66	17,96	16,36	15,31	13,86
бутены	1,38	2,45	2,54	3,89	1,06	1,87	2,13	3,39	0,96	1,90	2,15	3,87
Состав жидкой фазы, %:												
Арены	16,01	18,32	20,92	23,46	19,51	21,95	24,32	25,54	20,36	23,18	25,11	27,51
бензол	0,58	0,83	1,12	1,45	0,80	1,06	1,42	1,69	0,80	1,07	1,41	1,54
Изопарафины	35,98	35,80	35,27	34,86	35,41	35,06	34,69	33,99	35,39	34,65	34,30	31,88
Нафтены	31,48	29,56	28,55	27,07	28,87	27,96	26,29	25,98	29,14	28,13	26,80	26,86
Парафины	14,41	13,84	12,46	11,42	14,42	12,88	12,15	11,40	13,47	11,96	11,32	10,80
Олефины	2,12	2,49	2,81	3,19	1,78	2,14	2,55	3,09	1,64	2,07	2,47	2,96
Октановое число (ИМ)	93,3	96,4	97,2	99,3	94,37	97,27	98,53	98,02	95,32	95,47	99,11	100,93

Литература

1. Коваль Л.М., Коробицина Л.Л., Восмериков А.В. Синтез, физико-химические и каталитические свойства высококремнеземных цеолитов. – Томск, 2001. – 50 с.
2. Кутепов Б.И., Белоусова О.Ю. Ароматизация углеводородов на пентасилсодержащих катализаторах/ Под общей ред.д-ра тех. наук, проф. А.Ф Ахметова. – М.: Химия, 2000. – 95 с.
3. Пат. 2446883 РФ. Цеолитсодержащий катализатор, способ его получения и способ превращения прямогонной бензиновой фракции в высокооктановый компонент бензина с пониженным содержанием бензола // Ерофеев В.И., Ерофеева Е.В. (РФ). - № 2010143333/04. Заявлено 21.10.2010. Опубл. 10.04.12.

НЕОКИСЛИТЕЛЬНАЯ КОНВЕРСИЯ МЕТАНА НА НИКЕЛЬ-МОЛИБДЕНСОДЕРЖАЩИХ ЦЕОЛИТАХ

В.В. Козлов, Л.Л. Коробицына, А.В. Восмериков
Научный руководитель заведующий лабораторией А.В. Восмериков
Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г.Томск, Россия

Неокислительная конверсия метана в ароматические углеводороды на цеолитных катализаторах, модифицированных переходными металлами, является перспективным способом рационального использования природного газа. Наиболее изученными катализаторами этого процесса являются молибденсодержащие цеолитные системы. Ранее нами было показано, что незначительная добавка никеля к молибденсодержащему цеолиту не только увеличивает его активность в процессе ароматизации метана, но и повышает срок службы.

В настоящей работе представлены результаты исследования активности и стабильности никель-молибденсодержащего цеолитного катализатора в процессе неокислительного превращения метана, а также рассмотрены возможные способы восстановления его первоначальной активности путем проведения окислительной регенерации.

Катализаторы готовили методом сухого механического смешения цеолита типа ZSM-5 с мольным отношением SiO_2/Al_2O_3 = 40 и наноразмерных порошков (НРП) Mo и Ni. Нанопорошки Mo и Ni были получены методом электрического взрыва проводников в среде аргона. Содержание Ni в цеолите составляло 0,1 % мас., а концентрация Mo – 4,0 % мас. Превращение метана в ароматические углеводороды изучали на установке проточного типа с неподвижным слоем катализатора при температуре 750 ^oC и атмосферном давлении. Продукты реакции анализировали методом газовой хроматографии.

На рисунке 1 (кривая 1) представлена зависимость конверсии метана от времени работы цеолита, содержащего нанопорошки Ni и Mo. Максимальная конверсия метана – 13,6 %, достигается после 60 мин работы катализатора и затем сохраняется относительно высокой на протяжении последующих 200 мин работы. После этого активность катализатора начинает заметно снижаться, и после 500 мин непрерывной работы конверсия метана составляет 5,7 %.

В связи с относительно быстрой дезактивацией катализатора необходимо проводить его регенерацию. Для установления наиболее эффективного способа восстановления каталитической активности цеолитного катализатора было опробовано несколько вариантов проведения окислительной регенерации. Для регенерации катализатора, проработавшего в процессе конверсии метана 500 мин, использовали как выгрузку катализатора из реактора с последующей термообработкой в атмосфере воздуха, так и обработку катализатора регенерационной смесью ($Ar + O_2$) непосредственно в реакторе. Способы проведения окислительной регенерации катализаторов подробно описаны ниже.

1) Окислительную регенерацию проводили путем прокаливания закоксованного катализатора в атмосфере воздуха в течение 5 ч при температуре 650 ^oC.

2) Закоксованный образец помещался в реактор и в начале цикла регенерации продувался чистым инертным газом (в данном случае использовался аргон с объемной скоростью подачи 500 $ч^{-1}$) при температуре 550 ^oC в течение 30 мин. После этого проводили обработку катализатора смесью инертного газа и кислорода путем ступенчатого увеличения объемной доли кислорода в смеси при 550 ^oC. В течение 3,5 часов концентрацию кислорода в регенерационной газовой смеси доводили до его концентрации в воздухе (~21 % об.). Далее продували катализатор смесью с соответствующим содержанием кислорода в течение 1,5 часа. Затем ступенчато (в течение 3 ч) поднимали температуру до 620 ^oC и в течение 3-х часов обрабатывали катализатор воздухом с объемной скоростью подачи 500 $ч^{-1}$. После цикла регенерации катализатор при этой же температуре продувался аргоном (объемная скорость подачи аргона 500 $ч^{-1}$), после чего охлаждался в токе аргона.

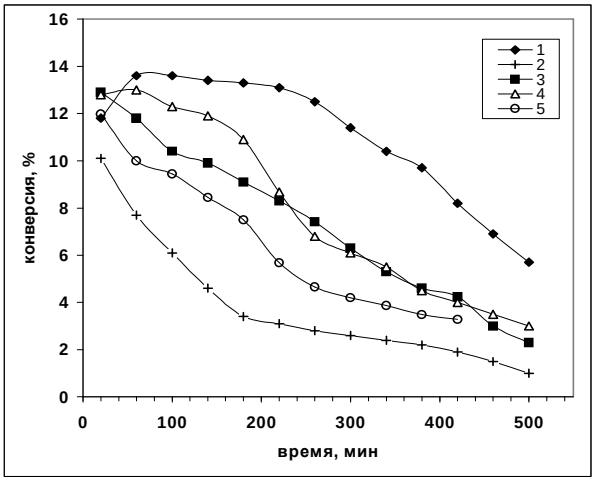


Рис. 1. Зависимость конверсии метана от времени работы исходного (1) и подвергнутого циклу «реакция-регенерация» катализатора 0,1 % Ni-4,0 % Mo/ZSM-5 способами: 2 (2); 3 (3); 4 (4); 1 при 650 ^oC (5)

3) Закоксованный образец помещался в реактор и в начале цикла регенерации продувался чистым инертным газом с объемной скоростью подачи 500 $ч^{-1}$ при температуре 550 ^oC в течение 30 мин. Затем начинали проводить регенерацию катализатора смесью инертного газа и кислорода путем ступенчатого увеличения объемной доли кислорода в смеси при 550 ^oC. В течение 4 ч концентрацию кислорода в регенерационной газовой смеси доводили до его концентрации в воздухе (~21 % об.). Продували катализатор смесью с таким содержанием кислорода в течение 1 часа (объемная скорость подачи воздуха 500 $ч^{-1}$). После цикла регенерации катализатор при этой же температуре продувался и охлаждался в токе аргона.

4) Закоксованный катализатор помещался в реактор и в начале цикла регенерации продувался чистым инертным газом с объемной скоростью подачи 500 $ч^{-1}$ при температуре 500 °С в течение 30 мин, после чего в регенерационную газовую смесь добавлялся кислород. Ступенчато увеличивая концентрацию кислорода в смеси, доводили содержание кислорода до 21 % об. и регенерировали образец в токе воздуха (объемная скорость подачи воздуха 500 $ч^{-1}$) в течение 4 ч. После цикла регенерации катализатор при конечной температуре продувался и охлаждался в токе аргона.

На рисунке 1 приведены результаты каталитических испытаний образцов катализатора 0,1 % Ni-4,0 % Mo/ZSM-5, подвергнутого регенерации различными способами. Видно, что активность и стабильность исследуемых образцов после регенерации снижается, причем условия проведения регенерации оказывают существенное влияние на свойства каталитической системы.

Самую низкую активность проявляет образец, регенерированный в токе смеси Ar и O_2 при температуре 620 °С (способ 2). Это связано, по-видимому, с удалением активной фазы частиц Mo с поверхности образца, что подтверждается данными, полученными на регенерированных при более низких температурах образцах и проявивших более высокую активность в конверсии метана. При проведении процесса неокислительной конверсии метана на регенерированных образцах наблюдается более резкое снижение их активности со временем работы по сравнению с исходной системой 0,1 % Ni-4,0 % Mo/ZSM-5. Так, после 300 мин реакции степень превращения метана на исходном катализаторе составляла 11,4 %, а на регенерированных образцах не превышала 6,3 %.

Изучено влияние окислительной регенерации, проведенной способами 3 (рисунок 2) и 4 (рисунок 3), на каталитические свойства образца 0,1 % Ni-4,0 % Mo/HZSM-5. Проведение первой окислительной регенерации при 550 °С позволяет восстановить первоначальную активность катализатора, однако со временем реакции конверсия на нем падает значительно быстрее, чем на исходном образце. Активность катализатора существенно снижается после проведения второго цикла «реакции-регенерации». Для предотвращения возможных последствий высокотемпературной обработки катализатора, связанных с удалением с его поверхности частиц молибдена, проведены исследования по регенерации зауглероженного образца в менее жестких условиях – температура регенерации была снижена до 500 °С.

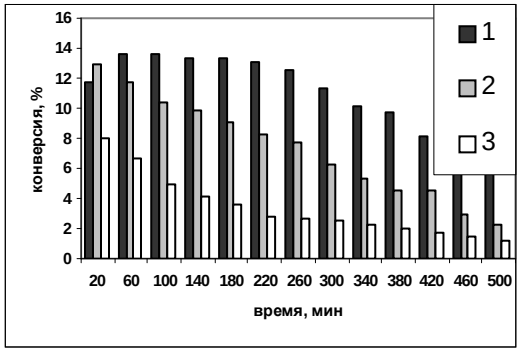


Рис. 2. Зависимость конверсии метана от времени работы исходного (1) и регенерированного при 550 °С катализатора 0,1 % Ni-4,0 % Mo/ZSM-5 после 1 (2) и 2 (3) циклов «реакции-регенерации»

Проведение первой регенерации катализатора при 500 °С, как и в случае с проведением регенерации при 550 °С, позволяет восстановить первоначальную активность катализатора. Видно, что в начале процесса степень превращения метана на регенерированном образце сопоставима с конверсией метана на исходном цеолите. Однако после 180 мин работы катализатора конверсия резко снижается, а после 220 мин работы составляет 8,2 %. Вторая окислительная регенерация не привела к существенному восстановлению активности катализатора. Активность катализатора в третьем реакционном цикле намного ниже, чем во втором, и максимальная конверсия метана наблюдается в первые 20 мин работы и составляет всего 5,5 %, а за 180 мин работы катализатора конверсия метана снизилась до 1,9 %.

На рисунке 3 приведены сравнительные данные каталитической активности образцов катализатора 0,1 % Ni-4,0 % Mo/HZSM-5, подвергнутого регенерации при различной температуре.

Из приведенных данных видно, что активность образцов катализатора, подвергнутого первой регенерации при различной температуре (кривые 1 и 3), несколько отличается в начале процесса (конверсия для регенерированного катализатора при 500 °С выше), но после 180 мин работы образцов их активность очень близка. Второй цикл регенерации приводит в обоих случаях к существенному снижению активности катализатора, и для увеличения степени восстановления каталитической активности требуется уже более высокая температура регенерации (кривые 2 и 4).

Таким образом, изучены активность и стабильность никель-молибденсодержащего цеолита в процессе неокислительной конверсии метана, а также разработаны методики проведения его окислительной регенерации. Установлено, что наиболее эффективными способами регенерация исследуемого катализатора являются 3 и 4.

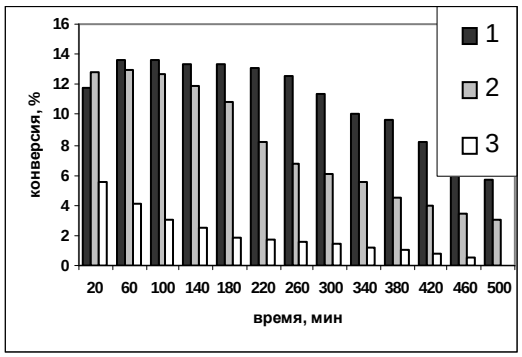


Рис. 3. Зависимость конверсии метана от времени работы исходного (1) и регенерированного при 500 °С катализатора 0,1 % Ni-4,0 % Mo/ZSM-5 после 1 (2) и 2 (3) циклов «реакции-регенерации»

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ТЕРМИЧЕСКОГО РАЗЛОЖЕНИЯ И БИОХИМИЧЕСКОГО ОКИСЛЕНИЯ СМОЛ И АСФАЛЬТЕНОВ ВЫДЕЛЕННЫХ ИЗ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ УСИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

М.А. Копытов, Д.А.Филатов, Д.Е. Дмитриев
Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

Считается, что наиболее устойчивыми к разложению являются смолисто-асфальтовые вещества (САВ), содержание которых в нефти может достигать 10-25 мас. %. САВ представляют собой сложную смесь высокомолекулярных гетероатомных соединений гибридной структуры, включающие в состав молекул азот, серу, кислород и некоторые металлы (Fe, Mg, V, Ni и др.). САВ объединяют две большие группы высокомолекулярных соединений нефти - смолы и асфальтены, в химическом составе, строении и свойствах которых имеется много общего [2]. Одним из наиболее распространенных методов разрушения этих макромолекул с целью их дальнейшего исследования является их термическая деструкция.

Цель работы: Оценить степень термического разложения и биохимического окисления смол и асфальтенов аборигенной почвенной микрофлорой.

Микроорганизмы, разлагающие все компоненты нефти, не специфичны (за редким исключением), они распространены повсеместно и являются нормальной составляющей частью незагрязненных экосистем. Смолы и асфальтены в количестве до 20 г/кг, как показано в ходе нашего эксперимента, не являются токсичным уровнем, и поэтому введение их в модельную почвенную систему не приводит к негативному влиянию на аборигенную микрофлору. Напротив, численность микроорганизмов в 1.5 – 2.0 раза превышает контрольные данные.

К концу опыта ферментативная активность в почве со смолами возрастает в 1.5-2.0 раза, в почве с асфальтенами в 1.2-1.5 раза по сравнению с исходной почвой, что свидетельствует о процессах биохимического окисления высокомолекулярных соединений.

Через 180 суток эксперимента было определено остаточное содержание экстрагируемых хлороформом из почвы веществ. Содержание смол снижается с 20.0 до 11.7 г/кг, содержание асфальтенов с 10.0 до 6.5 г/кг. Т.е. биодеструкция смол прошла на 41.5 %, асфальтенов на 35.0 %, что указывает на более активную деструкцию смол. После экстракции был проведён анализ выделенных из почвы веществ по методике [1]. Данные структурно - группового анализа почвенного экстракта, полученного после биодеструкции и образцов САВ после термической обработки нефти, представлены в табл.

Исходные смолы усинской нефти имеют молекулярную массу 830 а.е.м. Средняя молекула смол состоит из 2 структурных блоков, данные блоки преимущественно содержат ароматические кольца: 2.6 (K_a^*) из 3.9 (K_o^*) на средний структурный блок.

Средняя молекулярная масса асфальтенов исходной усинской нефти составляет 1545 а.е.м. Количество структурных блоков равно 3.5. В среднем структурном блоке молекулы асфальтенов (Ка*) содержится 3.4 ароматических кольца. Около половины атомов углерода сосредоточено в алифатических цепочках – $f_п$ = 51.7.

После биодеструкции смол происходит снижение их молекулярной массы с 830 до 565 а.е.м., число блоков в молекуле (m_a) сокращается с 2.0 (для исходных смол) до 1.5. В 1.5-1.6 раза сокращается доля гетероатомов в средней молекуле: серы с 0.8 (для исходных смол) до 0.5 и азот с 0.9 до 0.6. Исключение составляет кислород, его доля меняется не существенно с 2.6 до 2.1. При этом заметно меняется соотношение Н/С – с 1.4 (для исходных смол) до 1.2.

Существенно, в 4 раза, снижается доля парафиновых структур в среднем структурном блоке молекулы смол ($C_п^*$) с 12.6 до 3.2 атомов, при этом доля ароматических структур уменьшается менее значительно (C_a^*) с 10.7 до 8.7. Данные изменения указывают на то, что в первую очередь биодеструкция смол протекает с «отщеплением» периферийных парафиновых структур, ароматическое ядро меняется менее существенно.

Структура асфальтенов в ходе биодеструкции претерпевает меньшие изменения, чем структура смол, что свидетельствует об их большей устойчивости к микробиологическому окислению. Молекулярная масса асфальтенов после биодеструкции снижается с 1545 до 1270 а.е.м., число блоков в молекуле (m_a) сокращается с 3.5 до 3.1. В 1.3 раза сокращается доля гетероатомов в средней молекуле: серы с 1.6 до 1.2 и азот с 1.9 до 1.4. Доля кислорода увеличивается с 1.5 до 2.0 атомов в средней молекуле.

Доля парафиновых структур в среднем структурном блоке молекул асфальтенов ($C_п^*$) уменьшается с 16.1 до 12.3, при этом доля ароматических структур (C_a^*) увеличивается с 15.0 до 16.3 атомов. Из полученных данных видно, что доля парафиновых структур ($C_п^*$) в среднем структурном блоке молекул асфальтенов больше, чем в смолах, но структура этих молекул претерпевает меньшие изменения.

В результате термической обработки нефти (при 450 °С в течении 2 ч) в большей степени, чем при биодеструкции уменьшается молекулярная масса смол и асфальтенов. Значительно снижается содержание атомов углерода в алкильных цепочках. Доля парафиновых структур в среднем структурном блоке молекул асфальтенов (Сп*) снижается до 2.4 атомов в среднем структурном блоке, а в молекулах смол до 5.4.

Изменения структурных параметров молекул асфальтенов и смол отличаются при термообработке от преобразований в ходе биодеградации. При термолизе нефти резко снижается содержание периферийных углеродных цепочек в молекулах асфальтенов и смол. Заметно сокращается размер полиядерного блока, среднее число блоков в молекуле смол и асфальтенов уменьшается почти в 1.5 раз.

Судя по элементному составу, в процессе термолиза нефти в молекулах смол и асфальтенов содержание доли водорода снижается до 8.0 и 7.1 мас. % соответственно, что меньше чем в образцах полученных после

биодеструкции. При этом в образцах смол и асфальтенов полученных в ходе биодеструкции отмечается меньшее содержание доли азота, серы и кислорода.

Таблица

Средние физико-химические и структурные параметры молекул смол и асфальтенов Усинской нефти после термической обработки и биохимического окисления

Параметры	Значения для смол			Значения для асфальтенов		
	исх. смолы	термолиз нефти	биодест-рукция	исх. асфальтены	термолиз нефти	биодест-рукция
Содержание, мас. %						
	18.0	10.5	-	8.1	3.9	-
Средняя молекулярная масса, а.е.м.						
	830	325	565	1545	640	1270
Элементный состав, мас. %:						
C	81.3	81.1	81.6	84.1	83.8	83.9
H	9.3	8.0	8.5	9.3	7.1	9.0
N	1.6	1.7	1.4	1.7	1.9	1.5
S	2.9	3.9	2.7	3.3	3.3	3.1
O	4.9	5.3	5.8	1.5	3.9	2.5
Число атомов в средней молекуле:						
C	56.1	22.0	38.4	108.5	44.6	88.8
H	76.6	25.9	47.6	142.9	44.8	113.4
N	0.9	0.4	0.6	1.9	0.9	1.4
S	0.8	0.4	0.5	1.6	0.7	1.2
O	2.6	1.1	2.1	1.5	1.5	2.0
H/C	1.4	1.2	1.2	1.3	1.0	1.3
Число углеродных атомов разного типа в средней молекуле:						
$C_а$	21.0	10.9	21.2	52.4	31.3	50.5
$C_н$	10.3	8.0	9.3	0.0	0.0	0.0
$C_п$	24.8	3.2	7.9	56.1	13.3	38.2
$C_α$	8.0	4.3	5.8	15.2	6.6	12.6
$C_γ$	5.4	1.2	1.6	6.6	1.1	4.8
Кольцевой состав:						
$K_о$	7.7	4.4	5.4	11.8	7.3	7.5
$K_а$	5.1	2.4	4.3	11.8	7.3	7.5
$K_{нас}$	2.6	2.0	1.1	0.0	0.0	0.0
Распределение атомов углерода, % :						
$f_а$	37.4	49.2	55.3	48.3	70.1	56.9
$f_н$	18.3	36.1	24.2	0.0	0.0	0.0
$f_п$	44.2	14.7	20.5	51.7	29.9	43.1
Среднее число блоков в молекуле						
$m_а$	2.0	1.3	1.5	3.5	2.5	3.1
Количество в средних структурных блоках:						
$K_о^*$	3.9	3.3	2.2	3.4	3.0	2.4
$K_а^*$	2.6	1.8	1.8	3.4	3.0	2.4
$K_н^*$	1.3	1.5	0.5	0.0	0.0	0.0
C^*	28.5	16.3	15.8	31.1	18.2	28.6
$C_а^*$	10.7	8.0	8.7	15.0	12.8	16.3
$C_н^*$	5.2	5.9	3.8	0.0	0.0	0.0
$C_п^*$	12.6	2.4	3.2	16.1	5.4	12.3
$C_α^*$	4.1	3.2	2.4	4.4	2.7	4.1
$C_γ^*$	2.8	0.9	0.7	1.9	0.4	1.5

В целом в результате вещественного и структурно-группового анализа показано, что при термической обработке деструкция смол и асфальтенов идет значительно интенсивнее, однако и биодеструкция высокомолекулярных гетероатомных компонентов нефти аборигенной почвенной микрофлорой становится очевидной, происходит заметное снижение содержания смол и асфальтенов в почве и изменение в их структуре. Т.е. высокомолекулярные гетероатомные компоненты нефти подвергаются процессам биодеструкции, причем смолы обладают большей сравнительной легкостью биохимического окисления, чем асфальтены.

Литература

1. Камьянов В.Ф., Большаков Г.Ф. Структурно-групповой анализ компонентов нефти // Нефтехимия, 1984. – № 4. – С. 450 – 459.
2. Оборин А.А., Хмурчик В.Т., Назаров А.В. Нефтезагрязненные биоценозы. – Пермь.: Изд-во ПГУ, 2008. – 511 с.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ ПЛАЗМЫ БАРЬЕРНОГО РАЗРЯДА ДЛЯ ОЧИСТКИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ ОТ СЕРОВОДОРОДА

К.Б. Кривцова, С.В. Кудряшов, А.Н. Очередько

Научный руководитель старший научный сотрудник С.В. Кудряшов

Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

Ежегодно в России добывается около 35 млрд. м3 попутного нефтяного газа (ПНГ) и перерабатывается 11–12 млрд. м3. При этом остро стоит проблема очистки ПНГ, а также нефтезаводских газов от сероводорода и других серосодержащих компонентов. Литературные данные показывают значительный интерес исследователей к плазмохимическим методам конверсии сероводорода при очистке газов, при получении серы, водорода [1].

Для плазмохимических систем характерны высокая мощность и производительность на единицу активной зоны разряда, что является их преимуществом. Однако для практической реализации предлагаемые способы с использованием различных электрических разрядов (высокочастотные, коронный, тлеющий, дуговой и др.) имеют слишком много ограничений: дорогостоящая техническая реализация, подготовка сырья, низкое давление и, особенно, высокие энергозатраты. Тем не менее, для очистки углеводородных газов от сероводорода и меркаптанов оправдано использование плазмы барьерного разряда (БР). Его преимущество перед другими типами разряда обусловлено возможностью реализации при атмосферном давлении и комнатной температуре, а очистка не требует предварительной подготовки сырья, никаких специальных реагентов, катализаторов, и осуществляется в одну стадию с минимальной конверсией основного сырья. Предлагаемый способ очистки может показать свою экономическую эффективность для подготовки ПНГ на малых и средних месторождениях, на которых применение традиционных методов очистки газов будет экономически неэффективным.

Авторами представлены результаты по воздействию БР на смесь метана и сероводорода, пропан-бутановую смесь (ПБС) и сероводород в присутствии воздуха и без него. Исследованы зависимости конверсии сероводорода, углеводородов и энергозатрат на удаление сероводорода от содержания сероводорода и воздуха в исходных газовых смесях.

Для экспериментов использовался газоразрядный металлический реактор с одним диэлектрическим барьером, разряд в котором возбуждался высоковольтными импульсами напряжения, подаваемыми от генератора. Амплитуда высоковольтных импульсов напряжения и частота их повторения равнялись 9 кВ, 2000 Гц, активная мощность разряда – 8,7 Вт. Объемная скорость подачи исходной смеси составляла 60 см3/мин.

Изучены зависимости конверсии сероводорода и метана и энергозатрат на разложение сероводорода в БР в отсутствии воздуха от содержания сероводорода в исходной смеси. Показано, что полное удаление сероводорода достигается при его минимальном содержании в смеси (0,5 % об.). С дальнейшим ростом содержания сероводорода в исходной смеси степень его удаления постепенно снижается и достигает величины 54,5 % об. Величина энергозатрат на удаление сероводорода при содержании сероводорода в смеси 0,5 % об. имеет максимальное значение, равное 16,2 кВтч/кг. С ростом содержания сероводорода до 4 % об. величина энергозатрат резко снижается с 16 до 2 кВтч/кг, а затем практически не изменяется, находясь на уровне 2 кВтч/кг, что, вероятно, можно объяснить увеличением содержания сероводорода, обрабатываемого в реакторе за один проход. Конверсия метана во всём исследованном диапазоне концентраций сероводорода в исходной смеси практически не изменяется и не превышает 2,6 % об.

При исследовании зависимости конверсии сероводорода и энергозатрат на его удаление от содержания сероводорода в смеси с ПБС в отсутствии воздуха показано, что она имеет экстремальный характер. Максимальная величина конверсии наблюдается при содержании сероводорода в смеси в количестве 2 % об. При этом величина энергозатрат на его удаление резко снижается до 6 кВтч/кг при содержании сероводорода 2 % об. и далее с ростом содержания сероводорода практически не изменяется.

Важно отметить, что конверсия углеводородов ПБС при воздействии на исходную смесь БР в отсутствии воздуха практически не наблюдается. При отсутствии воздуха в газовой смеси степень удаления сероводорода достигает почти 70 мас. %, в то время как превращение ПБС протекает слабо, при этом величина энергозатрат на удаление сероводорода составляет 5,8 кВтч/кг. При добавлении воздуха в исходную смесь вплоть до его содержания 65 об. % конверсия сероводорода и ПБС, а также энергозатраты, изменяются незначительно. Однако при дальнейшем увеличении содержания воздуха величина конверсии и сероводорода, и особенно ПБС, резко возрастает, а энергозатраты снижаются. При избытке воздуха сероводород и ПБС практически полностью удаляются из исходной смеси. Степень удаления сероводорода достигает 97,7 мас. %, ПБС – 92,5 мас. %, а величина энергозатрат на удаление сероводорода имеет минимальное значение 3,5 кВтч/кг.

Следует отметить, что величина конверсии ПБС возрастает только при значительном содержании воздуха, в отсутствии воздуха конверсии ПБС практически не наблюдается. Это, по-видимому, объясняется тем, что в избытке воздуха сероводород оказывает промотирующий эффект на скорость окисления компонентов ПБС.

Механизм реакций в отсутствие кислорода (воздуха), по-видимому, имеет ионный характер, т.к. молекула сероводорода имеет большое сечение захвата электрона и низкий потенциал ионизации [2]. Это

приводит к значительной вероятности распада молекулы сероводорода через диссоциативное прилипание электрона и преимущественно к ионному характеру процесса. В присутствии молекул кислорода механизм дополняется реакциями его диссоциации и взаимодействием с молекулами и ионами.

Данное заключение косвенно подтверждается отсутствием меркаптанов (в отсутствии воздуха) и высокотоксичных и коррозионно-активных оксидов серы (в присутствии воздуха) в составе газообразных продуктов реакции. В условиях БР основными продуктами превращения сероводорода и углеводородов являются высокомолекулярные сероорганические соединения, оседающие на стенках реактора.

ИК-спектр полимера, полученного из метана и сероводорода в БР в отсутствии воздуха, в основном содержит полосы поглощения, характерные для валентных симметричных и асимметричных колебаний (3000–2800 см-1), деформационных колебаний (1500-1375 см-1) CH3-, CH2-групп, группы C-S (750-700 см-1). Элементный анализ полимера показал наличие 66 % мас. серы в его составе.

ИК-спектр полимера, полученного при обработке смеси ПБС и сероводорода в БР в присутствии воздуха, в значительной степени повторяет спектр полимера, полученного из ПБС и сероводорода без воздуха. В нем все полосы поглощения значительно интенсивнее. Полосы поглощения, характерные для сульфокислот, отсутствуют, но имеются полосы поглощения сульфонов, сульфатов, т.е. продуктов, в которых сера находится в более глубокой степени окисления. Следует отметить, что полимеры, полученные в отсутствии воздуха, чрезвычайно легко окисляются на воздухе.

Таким образом, показана высокая эффективность использования БР для очистки углеводородных газов от сероводорода. Наиболее оптимальным представляется вариант очистки ПБС от сероводорода без воздуха, протекающим практически без потери углеводородного сырья. Установка каскада реакторов позволит увеличить степень удаления сероводорода из ПБС, а незначительный рост энергозатрат на удаление сероводорода компенсируется низкой конверсией углеводородного сырья.

Литература

1. Исмагилов Ф.Р., Плечев А.В., Сафин З.З., Вольцов А.А., Исмагилова З.Ф. // Химия и технология топлив и масел, 2000. – № 6. – С. 3-6.
2. Ma H., Chen P., Ruan R. // Plasma Chemistry and Plasma Processing, 2001. – V. 21. – № 4. – P. 611-624.

ПРИМЕНЕНИЕ АКТИВАТОРА ВЯЗКОПЛАСТИЧНЫХ СРЕД ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ НЕФТИ

С.А. Молокитин
Научный руководитель старший преподаватель А.Н.Анушенков
Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

Одной из важнейших задач в нефтедобывающей промышленности является совершенствование процесса транспортирования нефти в условиях низких температур. Это связано с тем что большая часть нефтяных месторождений в России расположены в географических зонах с преобладающим холодным климатом. Как известно нефтепроводы в таком климате работают в температурном режиме при котором возникают проблемы связанные с тем что при перекачке парафинистых нефтей по нефтепроводам на внутренней поверхности труб происходит накопление асфальтосмолопарафиновых отложений. Это ведет к закупорке трубопровода и невозможности дальнейшей его эксплуатации.

Если рассмотреть процесс парафинизации, то его можно разделить его на стадию формирования кристаллов парафина, стадию укрупнения уже выпавших кристаллов, и стадию образования парафиноотложений. На первой стадии важными факторами влияющими на формирование кристаллов являются температура, давление и общая концентрация асфальтосмолопарафинов. На интенсивность формирования отложений влияет скорость потока и материал стенок трубопровода, но стоить заметить что влияние материала присутствует только на начальном этапе формирования отложений.

В настоящее время существует множество решений как по предотвращению этого явления так и нейтрализации последствий. Следует выделить малоэнергетические технологии (акустические, вибрационные, магнитные и др.), с помощью которых можно без заметных внешних энергетических затрат или с использованием внутренних резервов вещества перестраивать его структуру, они являются наиболее перспективными в виду их экономичности, эффективности и доступности. В последнее десятилетии выросло количество научных публикаций посвященным перечисленным методам интенсификации технологических процессов, в том числе в нефтяной отрасли. Часть из них прошли полупромышленные испытания и внедрены на ряде производств малой и большой мощности. Примерами служат кавитационный способ при разгонке высоковязких нефтей или остаточных фракций [4], магнитное поле при добыче нефтей, в частности, для устранения налипания асфальтосмо- лопарафиновых отложений в насосно-компрессорных трубах [3], электрическое поле в процессах подготовки нефти [2] и др. В данной статье для повышения эффективности транспортрования нефти предлагается устройство комплексной активации [1] (рис.) позволяющее совместить в себе несколько способов воздействия. Несмотря на большое количество работ в научной литературе [5] нет однозначных выводов которые позволяют судить об эффективности комплексного воздействия данного устройства на нефть для улучшения показателей ее транспортирования в условиях низких температур. Предполагается что результатом воздействия станет снижение относительной скорости парафинизации нефти,

смещение температуры начала кристаллизации парафинов в область более низких температур, а так же снижение вязкости нефти. Кроме того активатор обладает нагнетательным эффектом эффективность которого планируется определить в процессе исследований

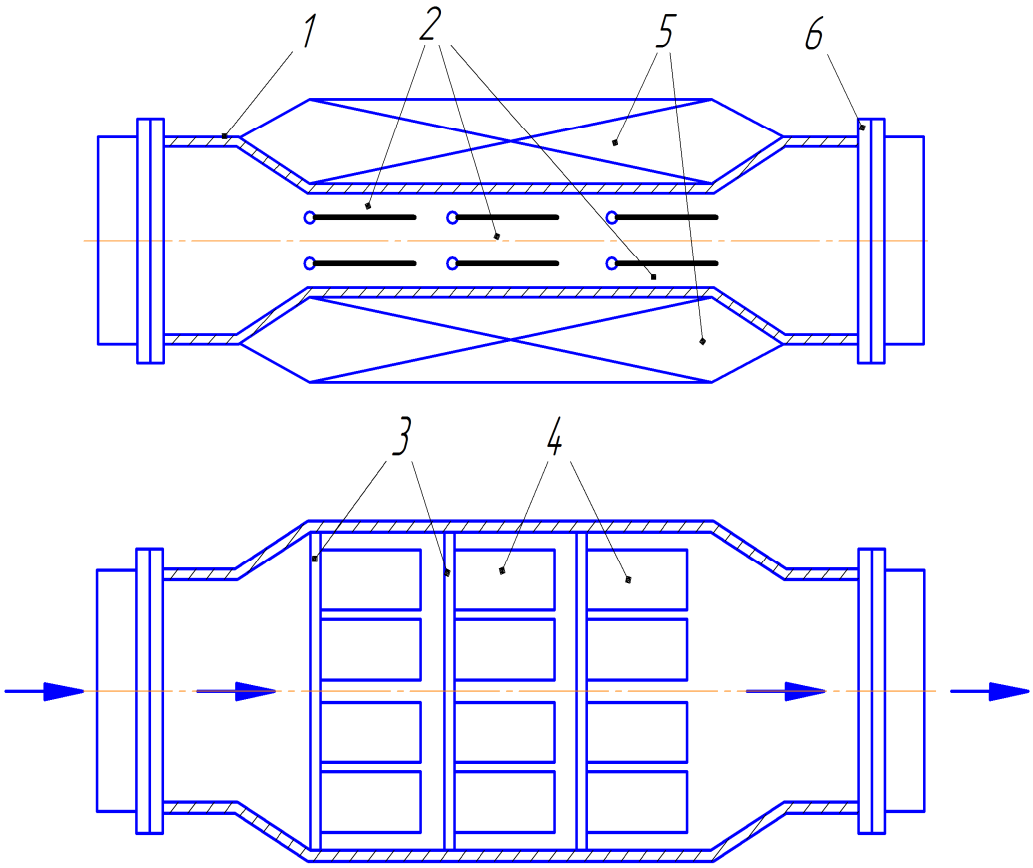


Рис. Активатор вязкопластичных сред
1 – корпус 2 – канал 3 – консоли 4 – пластины резонаторы 5 – источники переменного магнитного поля 6 – фланцевое соединение

. Активатор вязкопластичных сред состоит из прямоугольной проточной камеры 1 со щелевидным каналом 2, консолей 3, пластин-резонаторов 4, источников переменного магнитного поля 5. Прямоугольная проточная камера присоединяется, например, с помощью фланцевых соединений 6 к основному ставу трубопровода 7.

Камера 1 изготавливаться из магнитопроницаемого материала (парамагнетика или ферромагнетика). Материалами для изготовления камеры 1 могут служить электротехнические стали, металлы и т.п. Источник переменного магнитного поля 5 размещен с внешней стороны камеры, представляет собой обмотку со стержнем, в котором генерируется переменное магнитное поле. Синхронность работы источников достигается за счет импульсного блока управления. Консоли 3 выполнены из рессорной стали, способны выдержать большое количество колебаний.

Пластины-резонаторы 4 изготавливаются из магнитного материала и закреплены в консолях 3. Размеры устройства зависят от диаметра трубопровода, в котором оно устанавливается.

При транспортировке по трубопроводу жидких сред и смесей, оснащенным устройством, приводят в колебательное движение за счет резонанса пластины резонаторы путем включения источника переменного магнитного поля. При колебании пластин происходит турбулизация потока смеси, ее интенсивная обработка за счет кавитационного эффекта. Таким образом, идет интенсивная активация смеси, при которой возникают частые интенсивные соударения частиц смеси, их разрушение и измельчение с перемешиванием.

Подбирая режим обработки за счет амплитуды и частоты резонирования пластин, можно управлять процессом активации смесей.

Данное устройство позволит обеспечить транспортировку нефти без закупорки нефтепроводов и на более удаленное расстояние, вместе с этим увеличит диапазон температуры транспортирования, а так же создаст нагнетательный эффект для поддержания давления транспортирования.

Литература

1. Пат. 1778320 Россия Устройство обработки жидких сред Анушенков А.Н., Штеле В.И., опубл. в Б.И. № 44.
2. Ахметов С.А. Физико-химическая технология глубокой переработки нефти и газа / С.А.Ахметов. - Уфа:УГНТУ, 1997. – 279 с.
3. Карпов Б.В. Использование физических полей для предупреждения отложений парафина при добыче нефти / Б.В. Карпов [и др.] // Нефтяное хозяйство, 1997. – №7. – С. 46-47.
4. Козлов В.А. Механические процессы глубокой переработки тяжелого углеводородного сырья /В.А.Козлов [и др.] // Матер. межд. конф. Химия нефти и газа. - Томск: Изд-во института оптики и атмосферы СО РАН, 2003. – С. 473-475.
5. А.с. № 134263 . Россия Способ предотвращения отложений парафина на стенках труб фонтанных скважин Тихонов А.И., Мягков В.Я от 25.12.1960.

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ ПРИ ДОБЫЧЕ И ПЕРЕРАБОТКЕ ВАНАДИЙСОДЕРЖАЩИХ НЕФТЕЙ

Б.М. Нуранбаева, Т.К. Ахмеджанов
Научный руководитель профессор Т.К. Ахмеджанов
Казахский национальный технический университет, г. Алматы, Казахстан

В Казахстане на сегодняшний день открыто более 200 месторождений нефти. Её гарантированные запасы оценены в 3,6 млрд т. Но даже столь значительные запасы не бесконечны, поскольку они соответствуют всего лишь объёму ежегодной мировой добычи нефти. Вместе с тем, недра республики насыщены так называемыми «нетрадиционными» УВ-ископаемыми: высоковязкие нефти (ВВН), природные битумы (ПБ), нефтебитуминозные породы (НБП), горючие и углистые сланцы (ГС, УС). Все они по УВ-составу являются достойной альтернативой нефти и представляют большой интерес для химической промышленности. Многие из этих ископаемых, обладающих свойствами своеобразных природных сорбентов, содержат в себе большое количество как ценных (Ti, V, Ni, Mo, Pd, Ag, Pt, Au и др.), так и токсичных (S, As, Se, Br, Cd, Sb и др.) элементов-примесей. Успех комплексного освоения этих ископаемых напрямую связан с необходимостью информации об их составе и существенно зависит от степени эффективности используемых для ее получения аналитических методов. К настоящему времени в нефти обнаружено более 60 микропримесей, из них наиболее важный и изученный – ванадий. Содержание ванадия в углеводородах, в сырье невелико (от 10-6 до 10-2 %), они отрицательно влияют на многие каталитические процессы переработки.

Коррозирующие свойства ванадия и его соединений попадая в нефтепродукт наносят большой ущерб нефтеперерабатывающему оборудованию, нефтесжигающим установкам, выводят из строя катализаторы, снижают срок службы турбореактивных, дизельных, газотурбинных двигателей и котельных установок, так как при сгорании ванадийсодержащих топлив образуются адгезионно- и коррозионно-активные неорганические соединения ванадия, являющиеся одной из главных причин интенсивного золового заноса и коррозии высокотемпературных поверхностей.

На ряде месторождениях нефти в Казахстане (сев.Бузачи, Каражанбас, Каламкас, Жалгызтобе, Каратурун, Бесоба, Бозоба, Синельнековское, Караарна, Тортой, Кумшеты и др.) содержится ванадий, концентрация которого составляет от 10 до 300 грамм на тонну добываемой нефти. Однако до настоящего времени не разработана технология извлечения ванадия.

Для прямого извлечения ванадия из нефти и нефтепродуктов предлагается использовать способ [1].

Литература

1. Инновационный патент №24907 на изобретение от 15.11.2010, бюл.№11. Способ извлечения ванадия из нефти и нефтепродуктов // Т.К.Ахмеджанов и др.

ЦИНКНАПОЛНЕННЫЕ ПОКРЫТИЯ НА ОСНОВЕ НЕФТЕПОЛИМЕРНЫХ СМОЛ ДЛЯ ПРОТИВОКОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЫ

Ю. Е. Похарукова, А. А. Вахрамеева, А. В. Лымарева
Научный руководитель старший преподаватель Е.П. Фитерер
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Проблема защиты металлов от коррозии приобрела особую актуальность в связи с ужесточением условий их эксплуатации. Огромное количество производимого металла тратиться на компенсацию невозвратимых потерь от коррозии. Защита металлических изделий лакокрасочными материалами (ЛКМ) от коррозии по сравнению с другими методами является наиболее дешёвой и занимает ведущее место. В качестве защитных плёнкообразующих материалов применяются алкидные, эпоксидные, акриловые, хлоркаучуковые, кремнийорганические и другие смолы. Ингибирующие свойства покрытий обычно обеспечиваются за счёт введения в их состав ингибиторов коррозии и противокоррозионных пигментов. Одним из распространенных методов протекторной защиты металлов является использование цинкнаполненных лакокрасочных покрытий, в которых пигментом является металлический цинк порошкообразной, сферической формы или в виде хлопьев

[1, 2]. В данной работе представлены результаты исследования грунтов на основе нефтеполимерных смол (НПС) и цинковых хлопьев марки GTT, выпускаемые компанией Eckart Switzerland с удельной поверхностью 1,1 м2/г и размером частиц 10…12 мкм. В качестве исходного сырья для получения НПС использовали фракцию С9 ОАО «Ангарский завод полимеров» (ТУ 2451-321-05742746-97, с изм. 1); характеристики представлены в таблице 1.

Таблица 1

Основные качественные показатели фракции C_9

Плотность, кг/м^3	950
Йодное число, г I_2/100 г, не менее	40,0
Молекулярная масса	113
Температура кипения, °С начало, не ниже	110
50 % объёма перегоняется, не выше	175
конец, не выше	210

Условия проведения каталитической полимеризации непредельных соединений фракции С9 и свойства полученных НПС представлены в таблице 2. Катализаторы TiCl4, AlCl3 и систему на основе TiCl4 : Al(C2H5)2Cl по окончании полимеризации дезактивировали оксидом пропилена [9].

Полученные олигомеры исследовали с помощью следующих методов: выход НПС определяли гравиметрическим способом, температуру размягчения определяли по методу «Кольца и шара», цвет 50 % раствора НПС определяли с использованием йодометрической шкалы [3].

Плёнки НПС после высыхания – прозрачные и однородные кроме образца, полученного с использованием в качестве катализатора AlCl3. На данном покрытии обнаружены незначительные вкрапления, что свидетельствует о плохой растворимости AlCl3 в сырье.

Таблица 2

Способы получения и физико-химические свойства НПС

Параметры процесса и свойства НПС	Способ полимеризации			
	Каталитическая			*термическая
	$TiCl_4 : Al(C_2H_5)_2Cl$	$TiCl_4$	$AlCl_3$	–
Температура, °С	70	70	70	210
Время, час	2	2	2	6
Давление, МПа	атм.	атм.	атм.	0,9
Концентрация катализатора, % (на фракцию)	1 : 1 мольн. ($TiCl_4$ - 2%)	2,0	2,0	–
Выход НПС, % на сырьё	50,2	25,5	40,5	31,0
Цвет 50 % раствора НПС по йодометрической шкале, мг I_2/100 г	150	500	300	250
Температура размягчения, °С	94	89	79	91

*термическая – смола, полученная термической полимеризацией на ОАО «Ангарский завод полимеров».

Цинкнаполненные грунты готовили с использованием 30 %-ных растворов НПСТICl4:Al(C2H5)2Cl, НПСТICl4 и НПСТЕРМ.ПМ в лабораторном реакторе, снабжённом механической мешалкой, время диспергирования цинковых хлопьев 7…10 мин. Объёмный коэффициент пигмента в грунтах не более 25 %. Для исследования коррозионной защиты грунтов использовали пластины из стали марки Ст3 кп., толщина 1 мм.

Свойства пленок на основе полученных НПС и полученных противокоррозионных грунтов на их основе исследовали с использованием стандартных методик. толщину покрытий по ГОСТ Р 51694 [4], время высыхания по ГОСТ 19007 [6], адгезию покрытий определяли с использованием прибора «Адгезиметр ОР» методом прямого отрыва покрытия от основания [10], влагопоглощение по ГОСТ 21513 [7], стойкость покрытий к водным растворам NaCl и NaOH в соответствии с ГОСТ 30662 [8], коррозионные разрушения оценивали визуально по ГОСТ 6992 [5].

В таблице 3 представлены характеристики плёнок: 1 - ПСТICl4:Al(C2H5)2Cl, 2 - НПСТICl4 3 – термическая НПС и противокоррозионных грунтов на их основе 4, 5, 6 соответственно (таб. 3).

Результаты испытания цинкосодержащих грунтов на основе НПС (таблица 3), свидетельствуют о высоких адгезионных и защитных характеристиках покрытий. Проведённые исследования показали возможность использования для противокоррозионных покрытий в качестве плёнкообразующих НПС имеющих в своём составе органосовместимые остатки катализаторов, положительно влияющие на технические характеристики смол и смачивание пигмента. Кроме того установлено, что уменьшение содержания цинка (традиционные цинкнаполненные материалы содержат 70…90 % (по массе) цинка) не приводит к ухудшению коррозионной защиты полученных покрытий.

Таблица 3

Свойства покрытий на основе НПС

Показатель	Образец					
	1	2	3	4	5	6
Толщина покрытия, мкм	15…20			40…50		
Время высыхания до степени 3, мин.	18…20			10…12		
Время полного высыхания, ч.	24			24		
Адгезия по силе отрыва, кг/см^2	6,2	5,8	5,1	9,2	8,1	7,8
Влагопоглощение, %	0,48	0,51	0,49	0,08	0,09	0,07
Стойкость к 3 %- ному раствору NaCl, 8 суток	Сыпь на металле коррозия 10…15 %			Без признаков коррозии		
Стойкость к 20 %- ному раствору NaOH, 8 суток	Покрытие разрушено			Без признаков коррозии		

Литература

1. Бабкин О.Э., Бабкина Л.А., Айкашева О.С., Силкина А. Ю. Цинкнаполненные грунты – оптимизация строения // Лакокрасочные материалы и их применение, 2010. – № 3. – С. 16 – 17.
2. Dr. L. Kruba, Dr. P. Stuchker. Цинкнаполненный грунт с пониженным содержанием цинка // Лакокрасочные материалы и их применение, 2006. – № 7. – С. 27 – 32.
3. Лившиц М.Л. Технический анализ и контроль производства лаков и красок. - М.: В. Ш., 1987. – 264 с.
4. ГОСТ Р 51694 – 2000. Материалы лакокрасочные. Определение толщины покрытия.
5. ГОСТ 6992 – 68. Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Метод испытаний на стойкость в атмосферных условиях.
6. ГОСТ 19007 – 73. Материалы лакокрасочные. Метод определения времени и степени высыхания.
7. ГОСТ 21513 – 76. Материалы лакокрасочные. Методы определения водо- и влагопоглощения лакокрасочной пленкой.
8. ГОСТ 30662 – 99. Преобразователи ржавчины. Методы испытаний защитных свойств лакокрасочных покрытий.
9. Способ получения нефтеполимерных смол: пат. 2233846 Рос. Федерация. № 2003101483/04; заявл. 20.01.03; опубл. 10.08.04, Бюл. № 22. 8 с.
10. ТУ 4215-005-4993488 – 2003 ООО «Градиент-Техно», г. Москва.

ИССЛЕДОВАНИЕ ДИНАМИКИ ОКИСЛЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ МОНОМЕРОВ ДИЦИКЛОПЕНТАДИЕНА МЕТОДОМ ИК-СПЕКТРОМЕТРИИ

Д.А. Русаков, О.И. Славгородская, А.А. Ляпков

Научный руководитель профессор Е.И. Короткова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Большая часть химии органических соединений и полимерных материалов неразрывно связанна с получением и переработкой нефти и сопутствующих ей продуктов. Ведущую роль в отечественной и зарубежной нефтехимии занимают низшие олефины, такие как этилен и пропилен, чье производство занимает около 2 млн т/год. Основным процессом их производства служит термический пиролиз углеводородов. Именно благодаря пиролизу получается большая часть побочных продуктов пиролиза или жидких продуктов пиролиза. Выход этих побочных продуктом может составлять от 20 до 50%, а в состав может содержать широкий спектр различных углеводородов: ароматические (бензол, ксилол, толуол) алифатические (изопрен), циклические (норборнен, циклопентен). Образующиеся в качестве побочных продуктов пиролиза фракции С5 и С9 могут содержать от 15 до 45% циклопентадиен и дициклопентадиена (ДЦПД) [1].

Дициклопентадиен в России используется лишь в незначительных количествах и рассматривается скорее как отход производства. Однако, за рубежом ДЦПД давно используется в качестве мономера для получения термореактивных пластиков, представленных на рынке в основном двумя торговыми марками – Telene и Metton. В результате протекания метатезисной полимеризации ДЦПД с раскрытием цикла (ROMP-полимеризация) на катализаторах Ховейды-Граббса первого и второго поколения получается термореактивный пластик с уникальными потребительскими свойствами, такими как высокая прочность, малая плотность, стойкость к химическим реагентам и изменениям температуры [2]. Данные свойства открывают широкие перспективы для использования поли-ДЦПД в качестве конструкционного материала.

Дициклопентадиен (трициклододека-3,8-диен) – бесцветное кристаллическое вещество со специфическим запахом , плавящееся при температуре около 40 °С (в зависимости от чистоты и содержания изомеров). Промышленный ДЦПД, содержащий до 98% эндо- и около 2% экзо-изомера, получается путем димеризации циклопентадиена при 100…130 °С. При комнатной температуре ДЦПД находится в

кристаллической форме, однако при нагревании в течении 8…12 ч при 160 °С, часть ДЦПД переходит в трициклопентадиен (ТЦПД). При содержании ТЦПД в ДЦПД в пределах 6…10 %, последний при комнатной температуре не кристаллизуется, облегчают работу с ним и оказывает положительное влияние на процесс полимеризации.

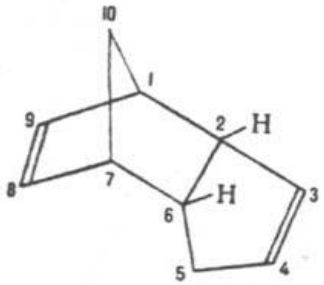


Рис. 1. Структурная формула эндо-изомера ДЦПД

Наличие кратных связей в норборненовом и циклопентеновом кольце (рис. 1) позволяют ДЦПД вступать в реакции полимеризации с раскрытием цикла, образуя сначала линейный полимер с раскрытием норборненового кольца, а затем образуя трехмерный сшитый полимер путем раскрытия второго - циклопентенового кольца. Наличие активных двойных связей приводит к тому, что мономер ДЦПД под действием кислорода воздуха, ультрафиолета и нагревания способен присоединять кислород [3]. Это приводит к образованию кислородсодержащих примесей, которые способны блокировать или замедлить дальнейшую реакцию полимеризации.

Целью данной работы является изучение процесса окисления ДЦПД кислородом воздуха. Так как в промышленности используется преимущественно ДЦПД с содержащимся в нем ТЦПД, то именно такая смесь была взята как основной исследуемый материал. Кроме того, чистый поли-ДЦПД хоть и обладает хорошей твердостью и жесткостью, является хрупким и непластичным материалом. Поэтому для его модификации применяются различные каучуки, которые позволяют придать получаемому полимеру большую ударную вязкость, пластичность, сопротивление изгибам. В качестве второго исследуемого образца использовалась смесь ДЦПД + ТЦПД с растворенным в них каучуком марки BUNA 3950. Растворение каучука проводилось при постоянном перемешивании и нагреве, в течении нескольких часов. Мономер, содержащий растворенный каучук, представляет собой вязкую, тягучую прозрачную жидкость, которая при перемешивании легко захватывает в свою массу пузырьки воздуха.

Исследуемые мономеры помещались в химические стаканы объемом 200 миллилитров в количества 50 грамм каждого мономера. В продолжении всего эксперимента стаканы находились при комнатной температуре и средней освещенности, дважды в неделю проводилось механическое перемешивание содержимого стаканов.

Эксперимент длился в течении 45 дней. Окисление ДЦПД отслеживали по изменению ИК-спектров, в которых в результате протекающих процессов окисления появлялись новые пики, соответствующие колебаниям карбонильных групп –С=О. ИК-спектры регистрировали на Фурье-спектрометре СИМЕКС ФТ-801 в области 500–4000 см-1. На рисунках 2 и 3 представлены зависимости относительных интенсивностей полос поглощения ИК-спектров (I) мономеров в области 1700 см-1, что соответствует колебаниям карбонильной группы С=О.

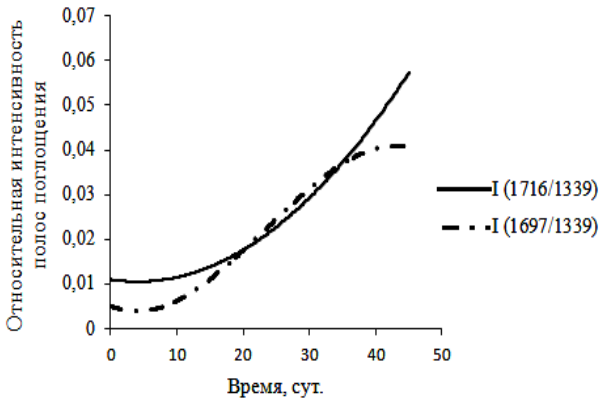


Рис. 2. Зависимость относительной интенсивностей полос поглощения в области 1700 см-1 в ИК-спектрах чистого ДЦПД от времени окисления

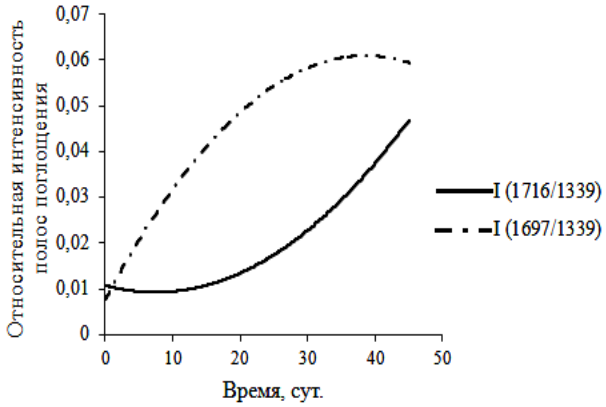


Рис. 3. Зависимость относительной интенсивностей полос поглощения в области 1700 см-1 в ИК-спектрах ДЦПД+ каучук Буна 3950от времени окислени

Анализ зависимостей, представленных на рисунках, позволяет судить о динамике окисления мономеров. По истечении 45 дней наблюдается незначительное окисление мономера с образованием карбонильных групп. Предположительно идет образование альдегидных и кето-групп, что соответствует области колебаний около 1700 см-1. Так же возможно образование эпокисдных и эфирных групп. Полученные данные позволяют говорить о целесообразности хранения ДЦПД в условиях инертной атмосферы или применять стабилизаторы для предотвращения окислительных процессов. Модифицирование мономера каучуком BUNA 3950 не оказывает существенного влияния на процесс окисления в заданный период времени.

Литература

1. Беренц А.Д., Вольэпштейн А.Б., Мухина Т.Н., Аврех Г.Л. Переработка жидких продуктов пиролиза. – М.: Химия, 1985. – 216 с.
2. Ионова Е.И., Ляпков А.А., Бондалетов В.Г., Романова А.А. Полимеризация дициклопентадиена под действием тетрахлорида титана. // Известия Томского политехнического университета.– Томск., 2009. – Т. 314. – № 3. – С. 106 – 111.
3. Ионова Е.И., Ляпков А.А., Бондалетов В.Г. Процессы окисления и структурирования олигомеров на основе дициклопентадиена // Известия Томского политехнического университета.– Томск., 2011 – Т.318. – № 4. – С. 101-105.

ВЛИЯНИЕ ОЗОНИРОВАНИЯ НА КИНЕТИКУ ПРЕВРАЩЕНИЯ ВЫСОКОМОЛЕКУЛЯРНЫХ КОМПОНЕНТОВ ПРИРОДНОГО БИТУМА

Н.Н. Свириденко, Е.Б. Кривцов, А.К. Головко
Научный руководитель профессор А.К. Головко
Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г.Томск, Россия

Снижение объемов прироста запасов маловязких, так называемых «легких», нефтей во многих нефтедобывающих регионах мира, в том числе и в России, вызывает необходимость вовлечения в хозяйственный оборот нетрадиционных – новых для нефтепереработки источников углеводородного сырья, в первую очередь – тяжелых и сверхтяжелых нефтей и природных битумов. [1]. В связи с этим широко ведутся исследования, связанные с созданием новых высокоэффективных технологий переработки тяжелого углеводородного сырья. Значительная часть исследований связана с применением нетрадиционных методов переработки, которые могли бы обеспечить получение из такого сырья более легкой, так называемой «синтетической» нефти, которая в дальнейшем может перерабатываться по существующим схемам без существенных изменений технологических процессов на нефтеперерабатывающих заводах [2].

Цель работы: влияние предварительного озонирования на кинетику протекания процесса

В качестве объекта исследования выбран битум Ашальчинского месторождения. Это высокосернистый битум (4,57 % мас.), с высоким содержанием высокомолекулярных соединений более 30 % мас. Крекинг битума проводился в реакторах объемом 12 см3, при температуре 450 ˚С в течении 40 – 120 минут. Битум предварительно обрабатывали озоно-кислородной смесью, расход озона составлял 3-15 г/кг сырья.

Была проведена серия опытов с разной продолжительностью крекинга и температуре 450 °С для построения кинетики. Из представленных данных (таблица 1) видно, что с увеличением продолжительности крекинга выход и состав продуктов меняется не так, как предполагалось. При увеличении продолжительности процесса с 60 минут до 100 и 120 минут снижается концентрация масляных компонентов на 0,2 % мас. и 1,5 % мас. соответственно, смолистых компонентов на 1,0 % мас. и 2,7 % мас. соответственно, количество асфальтенов снижается на 0,1 % мас. и 0,3 % мас. Это обуславливается резким увеличением выхода газообразных на 0,6 % мас. и 2,2 % мас. и твердых продуктов 0,7% мас. и 2,3 % мас. для 100 и 120 минут соответственно.

Таблица 1

Материальный баланс и вещественный состав продуктов крекинга Ашальчинского битума при различной продолжительности процесса

Образец	Выход, мас. %			Состав жидких продуктов, мас. %		
	Газообразные	Жидкие	Твердые	Масла	Смолы	Асфальтены
Исходный битум	0	100	0	67,6	26,2	6,2
60 минут	0,4	98,5	1,1	70,4	20,7	7,4
100 минут	1,0	97,2	1,8	70,2	19,7	7,3
120 минут	2,6	94,0	3,4	68,9	18,0	7,1

Были построены усредненные структуры высокомолекулярных соединений исходного битума. В их состав не входят нафтеновые кольца. По этой причине и высокому содержанию серы в исходном сырье был выбран озон так, как он в первую очень вступает взаимодействие с сернистыми соединениями и ароматическими структурами. Были проведены опыты с озоном при разной продолжительности и температуре 450 °С.

При крекинге продуктов озонирования Ашальчинского битума в течении 40 минут наблюдается снижение содержания масляных компонентов на 3,4 % мас., прирост высокомолекулярных компонентов составил 0,9 % мас. на смолистую часть битума и 1,5 % мас. на асфальтены. Это может свидетельствовать о том, что неустойчивые продукты взаимодействия озона с компонентами битума при непродолжительных термических воздействиях легче вступают в процессы укрупнения и агломерации друг с другом, чем деструктируют с образованием более низкомолекулярных компонентов.

При увеличении продолжительности крекинга до 60 минут рост количества газообразных и твердых продуктов крекинга незначителен, однако, дальнейшее увеличение продолжительности крекинга 80 и 100 минут приводит к резкому увеличению выхода твердых – на 4,2 и 9,9 % мас. и газообразных продуктов – на 1,8 и 3,9 % мас. соответственно.

Из представленных данных (таблица 2) видно, что при увеличении продолжительности крекинга до 80 и 100 минут озонированного битума приводит к снижению содержания масел на 1,5 и 4,1 % мас. соответственно, и смолистых компонентов на 7,1 и 12,5 % мас., а также увеличению выхода асфальтенов на 1,6 и 1,8 % мас.

Таблица 2

Материальный баланс и вещественный состав продуктов крекинга озонированного Ашальчинского битума (6 г/кг озона) при различной продолжительности процесса.

Образец	Выход, мас. %			Выход, мас. %		
	Газообразные	Жидкие	Твердые	Масла	Смолы	Асфальтены
Исходный битум	0	100	0	67,6	26,2	6,2
40 минут	0,4	99,0	0,6	64,9	27,3	7,8
60 минут	0,6	98,8	0,6	69,9	22,5	7,6
80 минут	4,2	94,0	1,8	70,3	20,3	9,4
100 минут	9,9	86,2	3,9	73,7	15,9	10,4

Расчет констант скоростей проводился с помощью общеизвестной схеме [3]. Из-за сложности схемы и того, что все реакции в данной схеме идут параллельно константы определяли с помощью метода прямого подбора.

Константы скоростей битума и предварительно озонированного битума представлены в таблице 3. Предварительное озонирование практически не влияет на скорость образования масел из смол, однако стоит отметить, что скорость реакции образования смол из масел (k1) и газообразных продуктов (k3) из масел снижается в 2,3 и 1,5 раза соответственно. Так же предварительная обработка озоном битума приводи к увеличению скорости распада смол в сторону газообразных продуктов (k4) и асфальтенов (k7) в 1,6 и 2,6 раза соответственно. Из представленных данных по Еакт видно, что предварительное озонирование приводит к значительному увеличению Еакт перехода масел в газ, асфальтенов в масла и смол в асфальтены. Реакция перехода смол в газ снизилась. Наименьшими изменениями энергий активации соответствуют реакции образования k1, k2, k5 и k10. Можно сделать вывод, что предварительное озонирование битума с последующей термообработкой его приводит к увеличению скорости распада высокомолекулярных соединений битума в частности смол, а так же незначительному увеличению скорости разрушения асфальтенов с образованием масел и смол. Скорости разрушения масел с образованием смол и газа уменьшаются.

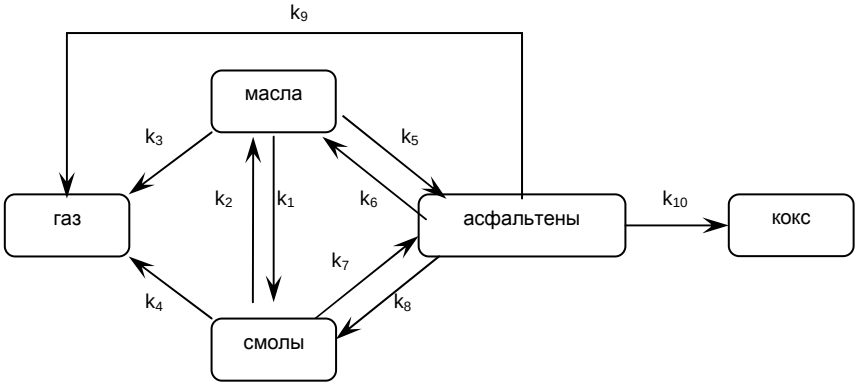


Рис. 1. Формализованная схема термических превращений компонентов природного битума

Таблица 3

Сравнение кинетических параметров

Образец	k_1	**k_2**	k_3	**k_4**	k_5	k_6	**k_7**	k_8	k_9	k_{10}
	Константы скоростей ($мин^{-1}$)									
Битум	$9{,}2\cdot10^{-4}$	**$5{,}6\cdot10^{-3}$**	$2\cdot10^{-4}$	**$2{,}1\cdot10^{-4}$**	$4{,}5\cdot10^{-4}$	$1{,}8\cdot10^{-4}$	**$3{,}5\cdot10^{-4}$**	$2{,}1\cdot10^{-4}$	$1\cdot10^{-5}$	$4{,}2\cdot10^{-3}$
Озонированный битум	$3{,}9\cdot10^{-4}$	**$5{,}8\cdot10^{-3}$**	$1{,}3\cdot10^{-4}$	**$3{,}5\cdot10^{-4}$**	$7{,}5\cdot10^{-4}$	$2{,}0\cdot10^{-4}$	**$9{,}0\cdot10^{-4}$**	$3{,}0\cdot10^{-4}$	$8{,}0\cdot10^{-6}$	$4{,}8\cdot10^{-3}$
	Энергии активации (кДж/моль)									
Битум	29,1	**33,3**	166,3	**232,8**	47,0	97,0	**62,4**	74,8	145,5	29,9
Озонированный битум	29,6	**37,7**	190,1	**151,2**	45,2	121,9	**90,7**	70,4	166,3	44,4

Рассчитанные кинетические параметры позволяют сделать вывод о приоритетных направлениях протекания реакций при термической обработке природного битума. Также они позволяют прогнозировать получаемые продукты при изменении времени процесса или температуры. При использовании данной модели для природного битума с иным содержанием изучаемых компонентов (масел, смол и асфальтенов) появляются существенные отклонения расчетных данных от экспериментальных. Расчет констант скоростей реакций крекинга Ашальчинского битума показал, что предварительное озонирование битума приводит к увеличению констант скоростей реакции смолы → газ и смолы → асфальтены в 1,6 и 2,6 раз соответственно, общее количество смолистых компонентов при этом снижается на 12,5 % мас. В целом, предварительное озонирование битума приводит к замедлению реакций конденсации асфальтеновых компонентов, о чем свидетельствует увеличение значений константы скорости и Еакт реакции асфальтены→кокс.

Литература

1. Дорохин В.П., Палий А.О. Состояние и перспективы добычи тяжелых и битуминозных нефтей в мире // Нефтепромысловое дело, 2004. – № 5. – С. 47–50.
2. Брагинский О.Б. Мировой нефтегазовый комплекс. – М.: Наука, 2004. – 605 с.
3. Сергиенко С.Р., Таимова Б.А., Талалаев Е.И. Высокомолекулярные неуглеводородные соединения нефти. Смолы и асфальтены.– М.: Наука, 1979. – 269 с.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АРОМАТИЧЕСКИХ НЕФТЕПОЛИМЕРНЫХ СМОЛ С ЭПОКСИДНЫМИ ГРУППАМИ ДЛЯ МОДИФИКАЦИИ БИТУМОВ

И.В. Седельникова, А.Н. Кошеварова
Научный руководитель доцент Л.И. Бондалетова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Получение нефтеполимерных смол (НПС) является одним из перспективных и наименее затратных направлений в переработке жидких продуктов пиролиза – побочных продуктов нефтехимии, содержащих непредельные углеводороды. Улучшение эксплуатационных характеристик НПС, устранение недостатков (окисляемость, низкая адгезия), а также расширение областей применения НПС могут быть достигнуты путем их модификации – введением различных функциональных групп в структуру молекулы. Химическая модификация НПС осуществляется взаимодействием смол с непредельными карбоновыми кислотами, их ангидридами и эфирами, галогенангидридами, кислородом воздуха, пероксидами, гидропероксидами, озоном [1, 2].

Известно о применении НПС в качестве модификаторов (структурирующих добавок) для улучшения свойств битумов. Так, например, установлено, что НПС типа «Пиропласт» хорошо совмещаются с различными

нефтяными битумами. При этом введение НПС в маловязкие битумы и нефтяные остатки способствует образованию в них пространственной сетки, повышающей вязкость и когезионную прочность материала. Такие композиции отличаются повышенной термостабильностью, коррозионной стойкостью и пластичностью при низких температурах [4]. Но использование НПС приводит, как правило, к пленкообразованию за счет физического высыхания покрытий (удаления растворителя) с незначительным вкладом реакций конденсации смол с участием кислородсодержащих групп, образующихся в смоле в результате частичного окисления по двойным связям полимера.

Таблица

Свойства покрытий на основе битумно-смоляных композиций

Количество отвердителя, %	Битум:ЭНПС, %	Твердость, кг	Адгезия, кг/см^2	Удар, см	Качество покрытия после действия кислоты
2,5	100,0:0,0	0,2	9	15	без признаков повреждения
	95,0:5,0	0,2	12	40	без признаков повреждения
	90,0 : 10,0	0,2	7	более 50	отслоение покрытия (1-2 %)
	85,0 : 15,0	0,2	4	более 50	вздутие покрытия (3-4 %)
	0,0 : 100,0	0,8	0	менее3	100 % повреждение покрытия
5	100,0 : 0,0	менее 0,2	9	40	без признаков повреждения
	97,5 : 2,5	менее0,2	11	более 50	отслоение покрытия (1-2 %)
	95,0 : 5,0	менее0,2	5	более 50	отслоение покрытия (1-2 %)
	92,5 : 7,5	менее0,2	5	более 50	вздутие покрытия (3-4 %)
	90,0 : 10,0	менее0,2	5	более 50	без признаков повреждения
	85,0 : 15	менее0,2	4	40	без признаков повреждения
	0,0 : 100	0,6	0	менее3	100 % повреждение покрытия
7,5	100,0 : 0,0	менее0,2	7	40	без признаков повреждения
	97,5 : 2,5	менее0,2	12	45	вздутие покрытия (2-3 %)
	95,0 : 5,0	менее0,2	10	более 50	без признаков повреждения
	92,5 : 7,5	менее0,2	9	более 50	без признаков повреждения
	90,0 : 10,0	менее0,2	6	более 50	вздутие покрытия (3-4 %)
	85,0 : 15,0	менее0,2	6	более 50	отслоение покрытия (1-2 %)
	0,0 : 100,0	0,4	0	менее3	50 % повреждение покрытия
10	100,0 : 0,0	менее0,2	7	40	без признаков повреждения
	97,5:2,5	менее0,2	13	40	отслоение покрытия (3-4 %)
	95,0 : 5,0	менее0,2	12	50	без признаков повреждения
	92,5 : 7,5	менее0,2	12	50	вздутие покрытия (2-3 %)
	90,0 : 10,0	менее0,2	10	50	без признаков повреждения
	85,0 : 15,0	менее0,2	9	более 50	отслоение покрытия (1-2 %)
	0,0 : 100,0	0,8	0	менее3	30 % повреждение покрытия
12,5	100,0 : 0,0	менее0,2	12	более 50	без признаков повреждения
	97,5 : 2,5	менее0,2	9	более 50	без признаков повреждения
	95,0 : 5,0	менее0,2	11	более 50	без признаков повреждения
	92,5 : 7,5	менее0,2	8	более 50	вздутие покрытия (3-4 %)
	90,0 : 10,0	менее0,2	6	более 50	без признаков повреждения
	85,0 : 15,0	менее0,2	5	более 50	без признаков повреждения
	0,0 : 100,0	1	0	менее3	100 % повреждение покрытия

Наличие функциональных групп, введенных в состав смолы в результате проведения реакций модификации, позволяет получить структурированную полимерную сетку после отверждения. К таким смолам относятся эпоксидированные нефтеполимерные смолы (ЭНПС). Свойства полимерных материалов на основе ЭНПС в значительной степени определяется выбором отвердителя и условиями процесса.

В связи с этим целью данной работы является исследование влияния эпоксидированных ароматических НПС на свойства битумов. Объектом исследования выбран битум марки БН-70/30 ГОСТ 6617-76. В качестве модифицирующего компонента использовали нефтеполимерную смолу «Политер» на основе фракции С9 (завод «Сланцы», г. Санкт-Петербург, ТУ 2451-024-78780418-2006), модифицированную надуксусной кислотой (ЭНПС). Содержание эпоксидных групп в смоле составляет 12,8 % [3]. Отверждение смолы проводили смесью полиангидрида себациновой кислоты УП-607 и тетрабутоксититана (ТБОТ), взятых в соотношении 50 : 50 (% масс.). ЭНПС и битум растворяли в смеси ксилола и бутанола в соотношении 85 : 15 (% масс.)

Битумно-смоляные композиции получали смешением заданного количества отвердителей (УП-607, ТБОТ) и 50 %-ых растворов смолы и битума. Данную смесь нагревали при температуре 60-70 оС до полного растворения УП-607, после чего наносили на металлические подложки с помощью аппликатора. Подложки выдерживали в вакуум-сушильном шкафу при температуре 150 оС в течение 1,5 часа. Толщину предварительно охлажденных покрытий измеряли толщиномером-карандашом «Константа М1». Толщина исследуемых покрытий варьировалась в интервале 10-20 мкм. Покрытия анализировали стандартными методами, определяли следующие параметры: твердость (прибор «Твердомер шариковый ШТ-1»), адгезия (прибор «Адгезиметр ОР»), прочность при ударе (прибор «Константа У-1А»), стойкость к кислоте (испытуемые образцы помещали в 3 %-ый раствор серной кислоты на 24 часа, после чего визуально определяли степень повреждения пленки).

Анализы проводили после термообработки в течение 1,5 часа, т.к. под действием температуры 150 оС пленки битумно-смоляных композиций по истечении 15 минут после загрузки в вакуум-сушильный шкаф приобретали твердость 0,2 кг, которая в дальнейшем (по прошествии 1,5 часа) не изменялась.

Зависимость свойств полученных покрытий от состава битумно-смоляной композиции и количества используемого отвердителя представлена в таблице.

Установлено, что отверждение покрытий на основе эпоксидированной смолы в выбранных условиях приводит к росту твердости и значительному росту хрупкости: твердость в течение 15 минут повышается до 0,4-1,0 кг, а далее (свыше 30 минут) при воздействии температуры пленка становится очень хрупкой и теряет прочностные свойства. Увеличение содержания отвердителя еще более усиливает этот эффект в результате появления межмолекулярных связей (сшивок). Твердость покрытия на основе битумно-смоляной композиции несколько ниже и колеблется в интервале 0,2-0,3 кг. Адгезионные свойства при внесении 2,5 % ЭНПС улучшаются, а при дальнейшем увеличении количества смолы несколько снижаются. Вместе с тем увеличение количества отвердителя способствует повышению адгезии. При увеличении количества отвердителя возрастает и прочность при ударе битумно-смоляных покрытий. Следует отметить, что покрытия на основе отвержденных эпоксидированных нефтеполимерных смол имеют низкую прочность при ударе.

Воздействие 3 %-го раствора серной кислоты не приводит к значительному ухудшению качества пленок на основе битумно-смоляных композиций, наблюдается лишь отслоение или вздутие 1-2 % поверхности покрытия, в то время как покрытия на основе ЭНПС разрушаются на 50-100 %.

Таким образом, покрытия на основе битумно-смоляных композиций обладают улучшенными адгезионными и прочностными свойствами.

Литература

1. Бондалетов В.Г. и др. Синтез модифицированной метилметакрилатом нефтеполимерной смолы // Нефтепереработка и нефтехимия. – М., 2008. – № 10. – С. 19 – 23.
2. Бондалетов В.Г., Троян А.А., Дмитриева З.Т. Исследование процесса озонирования циклоалифатических нефтеполимерных смол // Известия ТПУ. – Томск, 2010. – № 3. – С. 163 – 167.
3. Бондалетов В.Г. Славгородская О.И. ЯМР-спектроскопическое исследование окисления ароматической нефтеполимерной смолы пероксидом водорода // Татищевские чтения: актуальные проблемы науки и практики: Материалы 8 Международной научно-практической конференции – Тольятти, 2011. – С. 291 – 294.
4. Думский Ю.В. и др. Масла-мягчители и пластификаторы, церезино-восковые продукты и смоляные агенты: состояние производства и новые возможности // Каучук и резина. – М., 2008. – № 6. – С. 4 – 6.

СПОСОБ ПОЛУЧЕНИЯ НЕФТЯНЫХ БИТУМНЫХ ЭМУЛЬСИЙ ПОД ВОЗДЕЙСТВИЕМ УЛЬТРАЗВУКА

Д.А. Синьшинов, П.А. Синьшинов, Е.В. Подоплелов
Научный руководитель профессор Б.А. Ульянов
Ангарская государственная техническая академия, г. Ангарск, Россия

Сера является побочным продуктом переработки нефти и газа. Как следствие, нефтегазовые компании постоянно сталкиваются с проблемой утилизации и оборота серы в процессе её реализации. Вопрос утилизации сероводорода в нефтепереработке актуален особенно сейчас, когда российский рынок переходит на потребление экологически чистых моторных топлив. При производстве нефтепродуктов класса Евро-3 и выше из бензинов и дизельных топлив максимально извлекаются сернистые соединения, которые необходимо утилизировать. Более 90 % производимой в мире серы перерабатывается в серную кислоту. При этом более 56 % потребляемой в мире серной кислоты находит применение в производстве фосфорной кислоты и фосфорных удобрений (рис. 1).

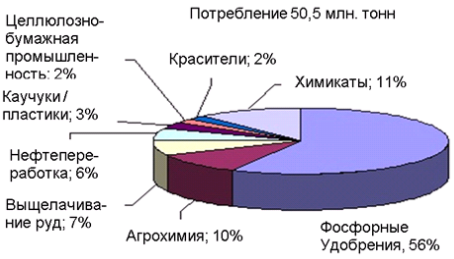


Рис. 1. Структура потребления серы на мировом рынке

Поэтому на сегодняшний день нефтегазовые компании продают серу производителям фосфорной кислоты и удобрений. В условиях значительного превышения предложения серы над спросом и, соответственно, падении объема сбыта, цены держатся на низком уровне, что при отсутствии емкостей для хранения заставляет производителя задуматься об её переработке в другие продукты, спрос на которые выше. Как альтернативу новым хранилищам серы, при наличии возможности, можно рассмотреть участие в бизнесе производителя фосфорной кислоты или фосфорных удобрений, что возможно позволит гарантировать сбыт определенного количества серы в периоды её избытка.

Помимо устоявшихся сегментов потребления серы, существуют и развивающиеся крупнотоннажные сегменты – материалы для строительства в числе которых:

- Серно-битумное вяжущее для асфальтобетонных смесей;
- Асфальтобетонные смеси на серно-битумном вяжущем;
- Вяжущее для бетонных смесей;
- Бетон на серном вяжущем (серобетон).

Утилизация сероводорода и сбыт серы – это основная проблема нефтеперерабатывающих заводов, в том числе и Ангарского нефтеперерабатывающего завода (ПНЗ). Образующийся в процессе гидроочистки дизельного топлива сероводород не находит рационального применения и сжигается, что наносит вред экосистеме. Проблема утилизации сероводорода особенно актуально в связи с вводом на Ангарском НПЗ в 2013 г. новых мощностей, связанных со строительством установки по гидроочистке дизельного топлива. Одним из перспективных направлений по утилизации и использованию сероводорода является переработка его в серу с последующим применением в качестве модифицирующей добавки к дорожным битумам. Проектная мощность установки по производству серы из сероводорода, при имеющихся мощностях, составит 38000 т/год по жидкой сере. Качество асфальтобетонных покрытий напрямую зависит от используемых материалов для их приготовления. Асфальт представляет собой строительный материал в виде уплотненной смеси щебня, песка, минерального порошка, которая «склеивается» битумом. По современным представлениям битум – это коллоидная система, в которой дисперсная фаза – асфальтены равномерно распределена в сплошной среде – мальтены (маслах и смолах). Хотя содержание битума составляет 5-7 % от массы асфальтобетона, именно его поведение, как самого «слабого звена» системы, определяет состояние асфальтобетонного покрытия. Поэтому к качеству используемых битумов предъявляются особые требования. Дорожные битумы, выпускаемые в России в соответствии с ГОСТ 22245 недостаточно трещиностойки, не теплостойки, не эластичны и не обладают требуемой адгезией к поверхности минеральных материалов кислых пород. Вследствие этого качество вырабатываемых битумов и объемы их производства не соответствуют требованиям современного рынка. Одним из подходов, решения проблемы качества битума является улучшение качества битума за счет оптимизации его группового химического состава, введения модифицирующих добавок, в частности серы, использования активирующего воздействия энергетических полей (например, ультразвука, виброполя). При низком содержание серы в серобитуме, сера модифицирует битум изменяя его реологические свойства, в то время как высокое содержание серы в серобитуме, сера используется как наполнитель имеет значительный эффект на механические свойства смеси серобитума. Реологические свойства битума модифицируется главным образом благодаря изменению соотношения асфальтенов и смол, при котором формируется новое связующее с четко выраженной гелеобразной структурой. Влияние серы на свойства битума зависит главным образом от концентрации серы и условий получения смеси серобитума [2, 3]. В работе для эффективного процесса получения смеси сера-битум выбран способ воздействия ультразвуком (УЗ) при приготовлении смеси. УЗ кавитация - основной инициатор физико-химических процессов, возникающих в жидкости под действием УЗ. Она реализуется за счет трансформации низкой плотности энергии УЗ в высокую плотность энергии вблизи и внутри газового пузырька. В жидкости возникают такие физико-химические явления, как акустическая кавитация, интенсивное перемешивание, переменное движение частиц, интенсификация массообменных процессов. Под действием ультразвуковой кавитации ускоряются реакции механохимического происхождения [1], имевшие место в озвучиваемой среде до воздействия ультразвука. Одновременно инициируются специфические звукохимические реакции, которые без ультразвука не могут быть осуществлены и в основе которых лежит механизм разрыва химических связей. Таким образом, возникновение

Рис. 2. Ультразвуковой аппарат УЗТА-0,8/22-ОРв-2

кавитации может привести к началу химической реакции

Для проведения опытов использовался ультразвуковой аппарат УЗТА-0,8/22-ОРв-2 (рис. 2) мощность 800 ВА.

При проведении опытов использовались:

- Сера техническая ГОСТ 127.1-93 (массовое содержание серы 99,9 %)
- Битум БНД 90/130

Условия протекания процесса:

Количество серы ≈ 10,15,20,30% (масс). Температура = 150°С, Время перемешивания – до 10 мин.

При температуре выше 140°С наступает дегидрогенизация компонентов органического вяжущего, признаком который является выделение сероводорода, образующегося вследствие соединения двуокиси серы с водородом. Дегидрогенизированные цепи подвергаются циклизации, в результате чего увеличивается количество структурообразующих комплексов типа асфальтенов и других высокомолекулярных соединений. На этой стадии происходит “сшивка” органических фрагментов серой.

Растворение серы ароматическими углеводородами масляной фракции битума подтверждается увеличением глубины проникания иглы (при 25 и 0°С) (рис. 3 а, б) и снижением температуры хрупкости полученных вяжущих. Увеличение растяжимости при общей пластификации вяжущего, особенно при температуре 0°С.

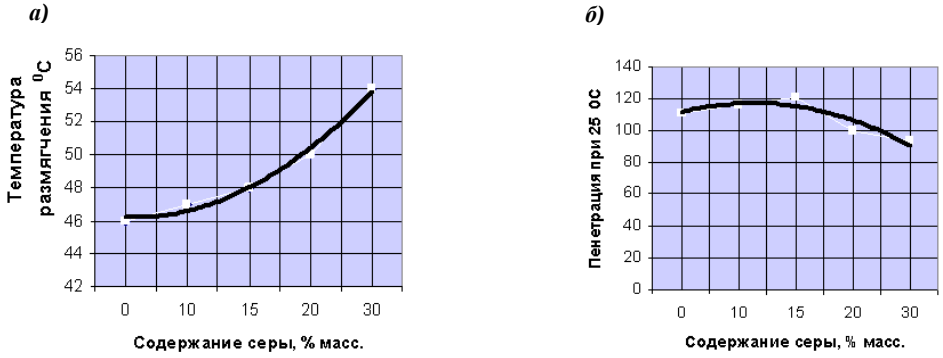


Рис. 3. а) Зависимость температуры размягчения от содержания серы; б) Зависимость пенетрации от содержания серы

Использование гранулированной серы или жидкой серы в качестве модифицирующей добавки позволит:

1) Улучшить эксплуатационные характеристики смеси сера битум (адгезию, пенетрацию, температуру размягчения);
2) Благодаря низкой себестоимости серы использование серы позволит снизить стоимость конечной продукции - битума.

Литература

1. Будник В.А., Евдокимова Н.Г., Жирнов Б.С. Ультразвуковой способ получения битумных эмульсий // Нефтепереработка и нефтехимия: Материалы международного конгресса нефтепереработчиков. – Уфа, 2005. – Т.1. – С. 146 – 148.
2. Веренько В.А. Влияние элементарной серы на свойства органических вяжущих и бетонов // Известия вузов, строительство и архитектура. – М., 1985. – № 4. – С. 62 – 66.
3. Синьшинов Д.А., Кравченко В.В., Ульянов Б.А., Подоплелов Е.В. Использование гранулированной серы в качестве модифицирующей добавки к битуму // Материалы IV Региональной научно-технической конференции молодых специалистов ОАО «Ангарской нефтехимической компании». – Ангарск, 2011. – Т.1. – С. 59 – 63.

МОДИФИКАЦИЯ БИТУМА ЭПОКСИДИРОВАННЫМИ НЕФТЕПОЛИМЕРНЫМИ СМОЛАМИ НА ОСНОВЕ ФРАКЦИИ C_9

К.С. Старцева, О.И. Славгородская
Научный руководитель доцент В.Г. Бондалетов
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

С целью расширения ассортимента нефтеполимерных смол (НПС) и для более полного удовлетворения требований различных отраслей промышленности в настоящее время одним из перспективных направлений утилизации отходов и побочных продуктов нефтехимических производств является разработка и внедрение новых видов смол, и прежде всего, модифицированных. Чаще всего нефтеполимерные смолы используются как компоненты лакокрасочных покрытий, а также как адгезионные агенты в клее для самоклеящихся материалов, в качестве основы в клеях-расплавах и для улучшения свойств битумов [4]. Битумы, применяемые в строительстве (битум строительный): марок БН 90/10, БН 70/30 и БН 50/50 получают в процессе нефтеперегонки и смешивания

с различными компонентами (асфальтом, остатками масляного производства и т.п.). При производстве кровельных материалов или при проведении работ на крышах, как правило, используют битумы БНК 90/30, БНК 90/40, БНК 45/90, БНК 45/180. По температуре самовоспламенения кровельные битумы несколько уступают строительным битумам. Наибольшей популярностью пользуется так называемый битум дорожный БНД. Для строительства дорог в разных климатических зонах используются различные виды дорожного битума. Битум дорожный представлен такими основными марками: БНД 40/60 БНД 60/90, БНД 90/130, БНД 130/200, БНД 200/300. Но исходные битумы обладают низкой температурой размягчения, а также имеют низкие механические свойства. Для повышения реологических и физико-химических характеристик битумов в их состав вводят различные виды полимеров, синтетические каучуки, резиновую крошку. Термопластичные смолы пиролиза бензина с температурами размягчения 80-90 ^{0}С легко совмещаются с битумами, а также с гудроном на типовом оборудовании асфальтобетонных заводов [7]. Введение НПС в маловязкие битумы способствует образованию пространственной сетки, повышающей вязкость и когезионную прочность вяжущего материала [6]. Улучшения эксплуатационных свойств нефтяных битумов, в том числе улучшения адгезии к твердым поверхностям, достигают при введении карбоксилированных нефтеполимерных смол [4].

Модифицированные нефтеполимерные смолы получают как компаундированием исходного сырья с другими углеводородными компонентами или его обработкой химическими агентами, так и, собственно, нефтеполимерных смол [1, 3, 5]. Одним из методов модификации смол является эпоксидирование. На свойства отвержденных смол немаловажное влияние оказывает выбор отвердителя, в качестве которых используют в первую очередь различные амины (полиэтиленполиамин, триэтилентетрамин, гексаметилендиамин, метафенилендиамин). Эпоксидные смолы реагируют с аминными отвердителями довольно активно с раскрытием оксиранового цикла, образованием гидроксильной группы и более сложных пространственных, сшитых полимерных структур. Ангидриды кислот являются вторым классом по объему и разнообразию областей применения отвердителей эпоксидных смол. В ряде случаев этот класс отвердителей обеспечивает существенные преимущества по сравнению с аминными. В данной работе в качестве отвердителя выбрали полиангидрид себациновой кислоты УП-607. При использовании данного отвердителя смолы приобретают повышенную термостойкость, лучшие диэлектрические свойства при повышенных температурах, повышенную радиационную стойкость. Целью данной работы является исследование свойств покрытий на основе битума, модифицированного эпоксидированной нефтеполимерной смолой на основе фракции C_9 жидких продуктов пиролиза углеводородного сырья.

В качестве объектов исследования выбран битум (Б) марки БН-70/30 ГОСТ 6617-76. Модификацию битума проводили нефтеполимерной смолой «Политер», полученной на основе фракции жидких продуктов пиролиза C_9 (завод «Сланцы», г. Санкт-Петербург) ТУ 2451-024-78780418-2006 и модифицированной надуксусной кислотой [2]. Содержание эпоксидных групп в модифицированной смоле (ЭНПС) составляет 12,8 %. В качестве растворителя использовали смесь ксилола и бутанола в соотношении 85 : 15 (% мас.).

Битумно-смоляные композиции получали смешением заданных количеств отвердителя и 50 %-ых растворов смолы и битума. Полученную смесь нагревали при температуре 60-70 ^{0}С до полного растворения отвердителя УП-607, после чего наносили с помощью аппликатора на металлическую подложку и выдерживали 1,5 часа в вакуум-сушильном шкафу при температуре 150 ^{0}С.

Исследование композиций проводили стандартными методами. Толщину покрытия, которая составляла 10-20 мкм, определяли с помощью толщиномера-карандаша «Константа М1». Твердость покрытия была измерена с помощью твердомера ШТ-1 (ИСО 1518); адгезия – адгезиметра ОР, прочность при ударе – с помощью прибора У-2М.

Стойкость к кислоте определяли визуальной оценкой поверхности после выдержки в 3 %-ом растворе H_2SO_4 в течение 24 часов

Зависимости свойств покрытий от состава битумно-смоляных композиций при различном количестве используемого отвердителя УП-607 представлены в таблице.

Как видно, при увеличении количества модифицирующих компонентов (смолы и отвердителя), характеристики композиций значительно изменяются. Адгезия покрытий снижается как при увеличении концентрации смолы, так и при увеличении концентрации отвердителя. Одновременно с этим увеличивается прочность при ударе. Максимальные значения прочности покрытия достигнуты при содержании смолы 5-10 %. Так, увеличение содержания отвердителя позволяет уже при внесении 2,5 % в НПС получать покрытия с прочностью при ударе 50 см и более. Однако твердость всех покрытий ниже, чем для исходной эпоксидированной смолы. Следует отметить, что увеличение количества отвердителя приводит к снижению твердости и в исходной смоле, что, вероятно, связано с увеличением хрупкости структурированной эпоксидной смолы. Также показано, что при введении в битум ЭНПС улучшается стойкость битумно-смоляных покрытий к кислоте. Таким образом, модификация битумов эпоксидированной нефтеполимерной смолой на основе фракции С9 позволяет получить покрытие с хорошей адгезией и высокой прочностью при ударе.

Таблица

Свойства покрытий на основе битумно-смоляных композиций, отвержденных УП-607

Отвердитель, %	Соотношение Б и ЭНПС	Твердость, кг	Адгезия, кг/см^2	Прочность при ударе, см	Качество поверхности после воздействия кислоты
2,5	100,0 : 0,0	0,2	10	8	незначительные повреждения поверхности
	97,5 : 2,5	0,2	8	15	
	95,0 :5,0	0,2	7	25	
	92,5 : 7,5	0,2	7	40	
	90,0 : 10,0	0,2	6	50	
	85,0 : 15,0	0,2	5	50	
	0,0 : 100,0	0,8	0	3	
7,5	100,0 : 0,0	менее 0,2	11	30	5-7 % поверхности отслоились по краям
	97,5 : 2,5	0,2	10	50	
	95,0 :5,0	0,2	10	50	
	92,5 : 7,5	0,2	8	50	
	90,0 : 10,0	0,2	5	50	
	85,0 : 15,0	0,2	7	45	
	0,0 : 100,0	0,4	4	3	
12,5	100,0 : 0,0	менее 0,2	13	50	1-2% поверхности имеют вздутия по краям
	97,5 : 2,5		13		без признаков повреждения
	95,0 :5,0		11		1-2% поверхности имеют вздутия по краям
	92,5 : 7,5		10		2% поверхности имеют вздутия по краям
	90,0 : 10,0		9		2% поверхности имеют вздутия по краям
	85,0 : 15,0		6		10% поверхности отслоились
	0,0 : 100,0		0	3	10% поверхности отслоились

Литература

1. Бондалетов В.Г. и др. Синтез модифицированной метилметакрилатом нефтеполимерной смолы // Нефтепереработка и нефтехимия. – М., 2008. – № 10. – С. 19 – 23.
2. Бондалетов В.Г., Славгородская О.И. ЯМР-спектроскопическое исследование окисления ароматической нефтеполимерной смолы пероксидом водорода // Татищевские чтения: актуальные проблемы науки и практики: Материалы 8 Международной научно-практической конференции – Тольятти, 2011. – С. 291 – 294.
3. Бондалетов В.Г., Троян А.А., Дмитриева З.Т. Исследование процесса озонирования циклоалифатических нефтеполимерных смол // Известия ТПУ. – Томск, 2010. – Т. 317. – № 3. – С. 163 –167.
4. Grinishin V., etc. Petroleum resins for bitumens modification // Chemistry & Chemical Tehnology, 2008. – № 1. – С. 48 – 53.
5. Думский Ю.В. Нефтеполимерные смолы. – М.: Химия, 1988. – 168 с.
6. Думский Ю.В и др. Масла-мягчители и пластификаторы, церезино-восковые продукты и смоляные агенты: состояние производства и новые возможности / /Каучук и резина. – М., 2008. – № 6. – С. 4 – 6.
7. Федоров В.В., Сыроежко А.М., Бегак О.Ю. и др. Модифицированные дорожные битумы на основе нефтяного гудрона и нефтеполимерных смол // Журнал прикладной химии.– М., 2002.–Т. 75.– № 6.– С. 1027 – 1031.

НЕОКИСЛИТЕЛЬНАЯ КОНВЕРСИЯ МЕТАНА В АРОМАТИЧЕСКИЕ УГЛЕВОДОРОДЫ НА FE-MO/ZSM-5 КАТАЛИЗАТОРАХ

А.А. Степанов[1], Н.В. Арбузова[2], В.В. Козлов[2]

Научный руководитель доцент Л.Л. Коробицына[2]

[1]Национальный исследовательский Томский государственный университет»,г.Томск, Россия

[2]Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г.Томск, Россия

Дегидроароматизация метана в неокислительных условиях на цеолитных катализаторах, модифицированных ионами переходных металлов, – перспективный способ эффективного использования природного и попутного газов. Одной из серьезных проблем, возникающих при использовании этих

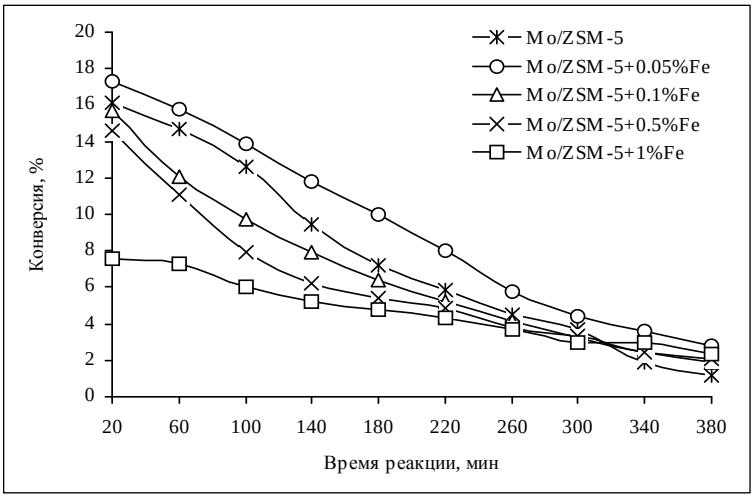


Рис. 1. Зависимость конверсии метана от времени работы катализаторов: исходного 4,0 % Mo/ZSM-5(БКА) и содержащего различное количество нанопорошка Fe

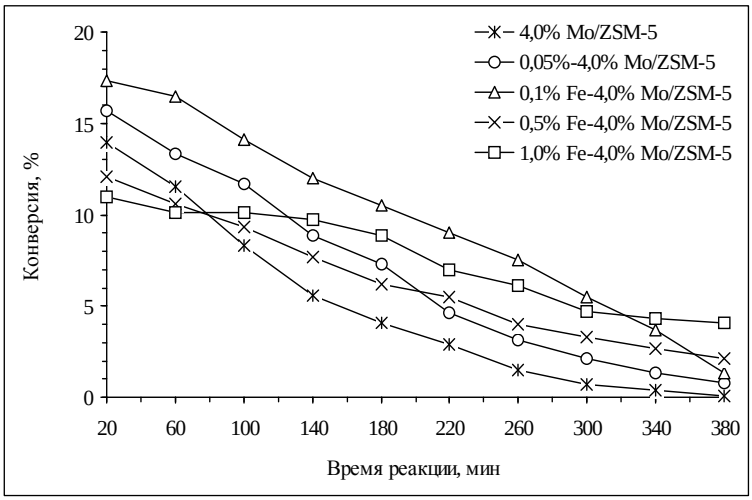


Рис. 2. Зависимость конверсии метана от времени работы катализаторов: исходного 4,0 % Mo/ZSM5(ГМДА) и содержащего различное количество нанопорошка Fe

катализаторов в процессе дегидроароматизации метана, является повышенное образование углеродистых отложений, блокирующих их активные центры, что приводит к быстрой дезактивации каталитических систем. Для увеличения активности и времени стабильной работы цеолитных катализаторов используется дополнительное введение в их состав таких металлов, как Y, Zr, Ni и др. [1].

В настоящей работе приведены результаты исследования влияния добавки наноразмерного порошка (НРП) Fe на кислотные и каталитические свойства системы Mo/ZSM-5 в процессе неокислительной конверсии метана в ароматические углеводороды.

Высококремнеземные цеолиты типа ZSM-5 с мольным отношением SiO_2/Al_2O_3=40 синтезированы методом гидротермальной кристаллизации щелочных алюмокремнегелей с использованием в качестве структурообразующей добавки гексаметилендиамина (ГМДА) и бикарбоната аммония (БКА). Нанопорошки Mo и Fe получены методом электрического взрыва проводников соответствующих металлов в среде аргона [2]. Каталитическая система Mo/ZSM-5 приготовлена методом сухого механического смешения в шаровой вибромельнице КМ-1 высококремнеземного цеолита в Н-форме с НРП Mo с последующим прокаливанием полученной смеси при 540 оС в течение 4 ч. Содержание НРП Mo в катализаторе составляет 4,0 % мас. Образцы Fe-Mo/ZSM-5 получены добавлением к катализатору 4,0 % Mo/ZSM-5 нанопорошка Fe, содержание которого в каталитической системе изменяется от 0,05 до 1,0 % мас. После механического смешения приготовленные контакты Fe-Mo/ZSM-5 не прокаливались. Электронно-микроскопические исследования НРП железа и Fe-Mo/ZSM-5 катализаторов проведены с помощью растрового электронного сканирующего микроскопа LEO-1420.

Кислотные свойства образцов исследованы методом термопрограммированной десорбции (ТПД) аммиака. Процесс неокислительной конверсии метана (степень чистоты 99,9 %) проведен в установке проточного типа при температуре 750 оС, объемной скорости подачи сырья 1000 ч–1 и атмосферном давлении. Продукты реакции проанализированы методом газовой хроматографии.

Результаты каталитических испытаний исходного образца 4,0 % Mo/ZSM-5 и с добавкой различного количества НРП Fe приведены на рисунках 1 и 2. Проведенные исследования показывают, что природа носителя, используемого для приготовления катализаторов Fe-Mo/ZSM-5, оказывает существенное влияние на их каталитическую активность и стабильность. Активность катализатора 4,0 % Mo/ZSM-5(ГМДА) выше, чем образца 4,0 % Mo/ZSM-5(БКА) на протяжении всего реакционного цикла. Промотирующее влияние НРП Fe более выражено для катализатора Mo/ZSM-5(БКА), при этом концентрация НРП Fe, при которой достигаются максимальные значения конверсии метана, отличается для этих катализаторов. Так, максимальная конверсия метана (18,3 %) достигается на катализаторе Fe-Mo/ZSM-5(ГМДА), содержащем 0,05 % НРП Fe, тогда как на

образце Fe-Mo/ZSM-5(БКА) максимальная конверсия метана (17,3 %) достигается при концентрации НРП железа 0,1 %.

Увеличение концентрации НРП Fe в катализаторе 4,0 % Mo/ZSM-5 до 0,5-1,0 % приводит к снижению конверсии метана и в большей степени это проявляется для цеолита, полученного с ГМДА, в первые 180 мин реакции. Однако, по мере протекания процесса скорость падения активности катализаторов замедляется, и особенно в случае образца 1,0 % Fe-4,0 % Mo/ZSM-5(БКА). Так, степень превращения метана на этом катализаторе за 380 мин реакции составляет 4,1 %, тогда как на катализаторе без добавки железа за это же время она составляет 0,1 %. Анализ состава газообразных продуктов конверсии метана на катализаторах с различным содержанием НРП Fe показывает, что концентрация этана и этилена в течение 340 мин реакции постепенно повышается, а затем начинает снижаться. Суммарное содержание этих углеводородов в продуктах не превышает 1,0 % и практически не зависит от концентрации НРП Fe и типа используемого носителя. Анализ состава жидких продуктов конверсии метана показывает, что выход бензола на катализаторах Fe-Mo/ZSM-5(БКА) выше, чем на образцах Fe-Mo/ZSM-5(ГМДА). Максимальный выход бензола (8,1 %) достигается на катализаторе 0,1 % Fe-4,0 % Mo/ZSM-5(БКА) в течение первых 20 мин реакции, затем выход бензола постепенно снижается на всех исследуемых катализаторах. Выход нафталина, образующегося на Fe-содержащих катализаторах, ниже выхода бензола. Минимальное количество нафталина образуется на катализаторе 1,0 % Fe-4,0 % Mo/ZSM-5(ГМДА). Наибольшая селективность образования бензола наблюдается на катализаторах 0,1 % Fe-4,0 % Mo/ZSM-5(ГМДА) и 0,5 % Fe-4,0 % Mo/ZSM-5(БКА). Селективность образования нафталина снижается в ходе реакции, а минимальная селективность образования нафталина наблюдается на образце 1,0 % Fe-4,0 % Mo/ZSM-5(БКА). Таким образом, введение НРП Fe в катализатор Mo/ZSM-5 не влияет на качественный состав образующихся продуктов конверсии метана, но изменяет соотношение концентраций компонентов в газовой и жидкой фазах, которое зависит как от содержания НРП Fe в катализаторе, так и от свойств носителя, используемого для приготовления системы Fe-Mo/ZSM-5.

Катализаторы неокислительной конверсии метана имеют бифункциональную природу, а их активность зависит как от состояния и природы металлических центров на поверхности цеолита, так и от кислотных свойств самого носителя. Морфология и размеры кристаллов цеолитов, синтезированных с ГМДА и БКА, существенно отличаются. Сила и концентрация кислотных центров для этих цеолитов также различна. Наиболее высокой силой и концентрацией кислотных центров обладает цеолит, синтезированный с БКА. Характер распределение железа на поверхности цеолитных кристаллов тоже зависит от свойств используемого носителя и влияет на активность катализаторов. Различная оптимальная концентрация НРП железа для катализаторов 4,0 % Mo/ZSM-5(ГМДА) и 4,0 % Mo/ZSM-5(БКА) (соответственно 0,05 и 0,1 %) подтверждает бифункциональность механизма дегидроароматизации метана. Введение НРП железа в цеолит приводит к изменению его кислотных характеристик и особенно это проявляется при высокой концентрации Fe. При введении в цеолит незначительного количества НРП Fe наблюдается увеличение активности и стабильности работы катализаторов, обусловленное повышенной гидрирующей способностью железа, находящегося в высокодисперсном состоянии на поверхности катализатора.

Таким образом, введение 0,1-0,5 % НРП Fe в катализатор 4,0 % Mo/ZSM-5 повышает продолжительность его активного стабильного действия в процессе дегидроароматизации метана. Установлено, что различия в каталитической активности и стабильности исследуемых каталитических систем обусловлены как размерами и морфологией кристаллов цеолитов, используемых в качестве носителя для приготовления Fe-Mo/ZSM-5 катализаторов, так и их кислотными характеристиками.

Работа выполнена при поддержке Программы Президиума РАН (проект № 24.44).

Литература

1. Xu Y. Recent advances in methane dehydro-aromatization over transition metal ion-modified zeolite catalysts under non-oxidative conditions / Y. Xu, L. Lin // Appl. Catal.A: General, 1999. - V. 188. - P. 53-67.
2. Гусев А.И. Нанокристаллические материалы: Методы получения и свойства. – Екатеринбург: УрО РАН, 1998. - С. 199.
3. Величкина Л.М. Синтез, кислотные и каталитические свойства высококремнеземных цеолитов типа ZSM-5 / Л.М. Величкина, Л.Л. Коробицына, А.В. Восмериков // Нефтепереработка и нефтехимия. – М., 2005. - № 10. - С. 32-35.

КАТАЛИТИЧЕСКАЯ АКТИВНОСТЬ ЦЕОЛИТСОДЕРЖАЩИХ КАТАЛИЗАТОРОВ, МОДИФИЦИРОВАННЫХ ОКСИДАМИ ГАЛЛИЯ РАЗЛИЧНОЙ КОНЦЕНТРАЦИИ

В.С. Сухих

Научный руководитель профессор В.И. Ерофеев

Национальный исследовательский Томский государственный университет, г.Томск, Россия

После нефти вторым по значимости источником сырья для нефтехимической промышленности служит переработка попутного нефтяного газа (ПНГ). Попутный нефтяной газ – это легкие, газообразные при нормальных условиях углеводороды (метан, этан, пропан, бутан, изобутан), которые в геологических условиях находятся под давлением и растворены в нефти. При извлечении нефти на поверхность давление падает до атмосферного, и газы выкипают из нефти [1].

Состав попутного газа варьируется в широких пределах и зависит от особенностей месторождения. Например, характерным для нефтяных месторождений Западной Сибири является содержание метана на уровне 60-70%, этана 5-13%, пропана 10-17%, бутанов 8-9% [2].

В настоящее время промышленных технологий химической переработки ПНГ без его предварительного разделения на отдельные компоненты еще нет. Возможным направлением использования ПНГ является переработка газов С2-С5 в жидкие углеводороды и «сухой газ» [3]. Для осуществления этих процессов наиболее перспективными являются цеолитсодержащие катализаторы.

Целью данной работы явилось изучение каталитической активности цеолитсодержащих катализаторов в процессе превращения пропан-бутановой фракции. В качестве объектов исследования были использованы высококремнеземные цеолиты типа MFI, синтезированные с гексаметилендиамином в качестве темплата и модифицированные оксидами галлия различной концентрации:

Н-ЦКЕ-Г
1%Ga_2O_3/99% Н-ЦКЕ-Г
3%Ga_2O_3/97%Н-ЦКЕ-Г
5%Ga_2O_3/95%Н-ЦКЕ-Г

Модифицирование цеолитов проводили методом пропитки, варьируя концентрацией оксида галлия. Известно, что цеолит типа пентасил обладает сильными кислотными свойствами, которые обуславливают протекание реакций процесса ароматизации легких алканов. Благодаря этим свойствам на цеолитных катализаторах протекает конверсия алканов в смесь алкенов и ароматических углеводородов [3].

Введение катионов галлия в цеолит увеличивает выход ароматических углеводородов при превращении низших алканов. При исследовании цеолитных катализаторов термографическим методом были получены термограммы выгорания коксовых отложений с данных катализаторов. Данные, полученные из термограмм коксовых отложений чистого цеолита и цеолитов, модифицированных оксидами галлия представлены в таблице 1.

На термограммах цеолитов наблюдается два эффекта выгорания: экзо- и эндо-эффекты, которые характерны выгоранию воды и кокса соответственно. Максимальная температура, характерная для экзо-эффекта составляет 613,0 0С на чистом цеолите, а минимальная – 560,0 0С на образце 3% Ga2O3/97%Н-ЦКЕ-Г. Следовательно, лучше использовать катализатор с меньшей температурой выгорания коксовых отложений, так как существенную роль в изменении глубины превращения играет закоксовывание поверхности.

Из термограмм видно, что наиболее закоксованным является образец чистого цеолита. Масса выгоревшего катализатора составляет 11,0%. А наименее всего закоксован образец 3%Ga2O3 /Н-ЦКЕ-Г, масса кокса которого 3,0%.

Таблица 1

Данные, полученные из термограмм коксовых отложений

Катализатор	Температура эндоэффекта, ^oC	Температура экзоэффекта, ^oC	Масса кокса,%
Н-ЦКЕ-Г	613	383	11
1%Ga_2O_3/99% Н-ЦКЕ-Г	567	369	4
3%Ga_2O_3/97% Н-ЦКЕ-Г	560	361	3

Каталитическую конверсию низших алканов проводили при температуре реакции 550-600^{o}С и объемной скорости подачи газовой смеси 240 $ч^{-1}$. Полученные данные по каталитической активности цеолитных катализаторов в процессе конверсии ПБФ представлены в таблице 2.

Основными продуктами превращения смеси низших алканов C_2-C_4 на высококремнеземных цеолитах являются газообразные углеводороды состава C_1-C_4, жидкие углеводороды фракции БТК, нафталин и нафталиновые производные.

Из таблицы 2 видно, что с увеличением глубины превращения достигается почти полная конверсия (98,0 % при 600 0С) у образца 3%Ga_2O_3/97%Н-ЦКЕ-Г. Максимальный выход бензола наблюдается у образца, модифицированного 1 мас.% Ga_2O_3 (30,5 % при Т=600 ^{0}С). На образце 3%Ga_2O_3/97%Н-ЦКЕ-Г повышается выход нафталина и нафталиновых производных до 23,5% при температуре процесса 600 ^{0}С. На чистом цеолите наблюдается наибольший выход толуола (40,9% при Т=600^{0}С).

Помимо выхода жидких ароматических углеводородов, немало важно найти катализатор, который будет работать в сторону увеличения выхода олефинов.

На катализаторе, модифицированном 3 мас.% Ga_2O_3 выход непредельных углеводородов практически не изменяется и колеблется от 2 до 4 %, тогда как на образце чистого цеолита выход олефинов достигает 14,5% при максимальной температуре процесса. Цеолитсодержащие катализаторы с добавлением 1, 3 и 5 мас. % оксида галлия в цеолит способствуют повышению каталитической активности, при этом выход жидких углеводородов растет на всей шкале температур.

Работа выполнена при финансовой поддержке Минобрнауки РФ (проект № 2011-1.9-519-024-068).

Таблица 2

Влияние температуры процесса на состав продуктов переработки пропан-бутановой фракции

Температура, ^{0}C	Степень конверсии, %	Выход компонентов, %					
		Алканы C_1-C_2	Алкены C_2-C_3	Бензол	Толуол	Ксилолы	Нафталины
Цеолитный катализатор Н-ЦКЕ-Г							
550	65,0	59,4	10,4	14,2	39,2	25,0	6,3
575	83,0	70,0	12,9	17,4	40,8	18,1	7,4
600	92,0	76,9	14,5	23,9	40,9	16,8	10,9
1%Ga_2O_3/99% Н-ЦКЕ-Г							
550	76,0	70,0	5,7	24,3	38,5	14,1	15,0
575	88,0	81,3	6,6	27,8	36,7	11,2	17,1
600	94,0	86,1	7,4	30,5	35,0	9,5	18,3
3%Ga_2O_3/97%Н-ЦКЕ-Г							
550	92,0	88,5	2,7	25,9	36,3	11,3	21,3
575	96,0	93,2	2,9	27,5	35,5	9,7	22,9
600	98,0	94,0	3,6	28,8	34,3	8,6	23,5
5%Ga_2O_3/95%Н-ЦКЕ-Г							
550	79,0	74,9	4,3	25,4	39,2	14,3	16,6
575	86,0	78,8	5,7	26,5	38,8	13,2	17,4
600	88,0	80,5	7,9	26,6	38,6	13,1	17,5

Литература

1. Токарев А.Н. Проблемы утилизации попутного нефтяного газа: интересы и роль нефтедобывающих регионов // Регион : экономика и социология, 2009. - №3.– С. 212-231.
2. Костин А. Переработка попутного нефтяного газа // Популярная нефтехимия, 2011. – С. 17-22.
3. Пармон В.Н., Носков А.С. Каталитические методы подготовки и переработки попутных нефтяных газов // Российский химический журнал. – М., 2010. – Т.LIV. - №5. –С. 40-45.
4. Дергачев А.А., Лапидус А.Л. Каталитическая ароматизация низших алканов // Российский химический журнал. –М., 2008. – Т.LII. - №4.- С. 15-21.

ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ И МОДИФИЦИРУЮЩЕЙ ДОБАВКИ НА КАТАЛИТИЧЕСКУЮ АКТИВНОСТЬ ЦЕОЛИТНЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ

В.С. Сухих

Научный руководитель профессор В.И. Ерофеев

Национальный исследовательский Томский государственный университет, г.Томск, Россия

Перспективным направлением использования ПНГ являются получение сжиженного пропан-бутана, ароматических углеводородов, производство одновременно концентрата ароматических углеводородов (высокооктановой добавки к бензинам), бензола и сухого газа [1].

Наиболее рациональным и экологически оправданным вариантом использования отходящих газов нефтедобычи и нефтепереработки является их химическое превращение на цеолитных катализаторах в стабильную фазу – жидкость или сухой газ.

Процесс каталитической конверсии низших алканов, в частности пропана и бутана, является перспективным для получения большого числа ценных продуктов. Содержание каждого компонента в продуктах реакции изменяется в широких пределах в зависимости от активности катализатора и параметров проведения процесса [2,3].

Целью данной работы явилось изучение каталитической активности цеолитов, а также влияния температуры процесса на активность полученных цеолитов.

В качестве объектов исследования в работе были использованы высококремнеземные цеолиты типа пентасил, синтезированные с использованием в качестве структурообразующей добавки гексаметилендиамина, и модифицированные оксидами металлов заданной вводимой концентрации:

Н-ЦКЕ-Г

1%ZnO/99%Н-ЦКЕ-Г

3%ZnO/97%Н-ЦКЕ-Г

1%CuO/99%H-ЦКЕ-Г
3%CuO/97%H-ЦКЕ-Г.

Каталитическую активность образцов в процессе конверсии низших алканов изучали на установке проточного типа со стационарным слоем катализатора с варьированием температуры реакции от 823 К до 873 К. Причем температурный фактор значительно влияет на протекание реакции лёгких углеводородных газов и на выход жидкой фазы.

Экспериментальные результаты проведенных исследований представлены в таблице.

Модифицирование ВКЦ 1 мас.%ZnO приводит к увеличению выхода толуола (42,9% при Т=575 ^{0}С) и олефинов (15,4% при Т=600^{0}С). Максимальный выход бензола наблюдается у образца, модифицированного 3 мас.% ZnO (28,3% при Т=600 ^{0}С).

На образце чистого цеолита повышается выход метана и этана при температуре процесса 600 ^{0}С и составляет 76,9%, а также наблюдается самая высокая степень превращения (92,0%).

График зависимости степени превращения пропан-бутановой фракции от температуры процесса изображен на рисунке 1.

Увеличение массового содержания в цеолите оксида цинка до 3% оказывает существенное влияние на выход жидкого катализата. С увеличением температуры выход жидкой фазы растет и наибольший выход жидких продуктов конверсии наблюдается у образца, модифицированного 3 мас.% ZnO.

Таблица

Влияние температуры процесса на состав продуктов превращения пропан-бутаной фракции

Температура, ^{o}С	Выход жидкой фазы	Выход компонентов, %						
		Степень конверсии, %	Алканы C_1-C_2	Алкены C_2-C_3	Бензол	Толуол	Кси-лолы	Нафта-лины
Н-ЦКЕ-Г								
550	38,2	65,0	59,4	10,4	14,2	39,2	24,0	6,7
575	39,5	83,0	70,0	12,9	17,4	40,8	21,5	7,8
600	39,7	92,0	76,9	14,5	23,9	40,9	16,8	8,2
1%ZnO/99% Н-ЦКЕ-Г								
550	33,0	36,0	26,5	9,2	18,6	42,7	23,1	3,2
575	39,0	51,0	38,5	12,4	22,2	42,9	19,8	4,2
600	49,0	70,0	54,1	15,4	26,7	42,6	15,3	6,3
3%ZnO/ 97%Н-ЦКЕ-Г								
550	44,6	35,0	25,2	5,5	23,2	44,0	19,4	5,7
575	53,7	66,0	56,8	9,3	25,7	43,6	15,9	8,6
600	54,7	83,0	71,2	10,7	28,3	41,8	13,0	10,7
1%CuO/ 99%Н-ЦКЕ-Г								
550	28,2	53,0	43,3	9,4	14,8	40,3	25,0	6,5
575	41,3	68,0	54,4	12,4	19,1	39,8	20,2	10,1
600	41,5	78,0	51,6	15,6	22,3	37,2	15,7	13,7
3%CuO/ 97%Н-ЦКЕ-Г								
550	37,4	60,0	50,6	8,9	17,9	41,0	5,7	7,2
575	42,9	74,0	70,0	11,3	22,6	38,4	4,4	12,2
600	43,0	82,0	76,9	14,2	25,2	34,4	3,3	17,7

На катализаторах, модифицирование которых проводили оксидами меди наблюдаются наибольшие выходы ксилолов и нафталиновых производных (1 мас.% и 3 мас.% соответственно).

Цеолитсодержащие катализаторы с добавлением оксидов цинка и меди способствуют повышению каталитической активности, при этом выход жидких углеводородов растет на всей шкале температур.

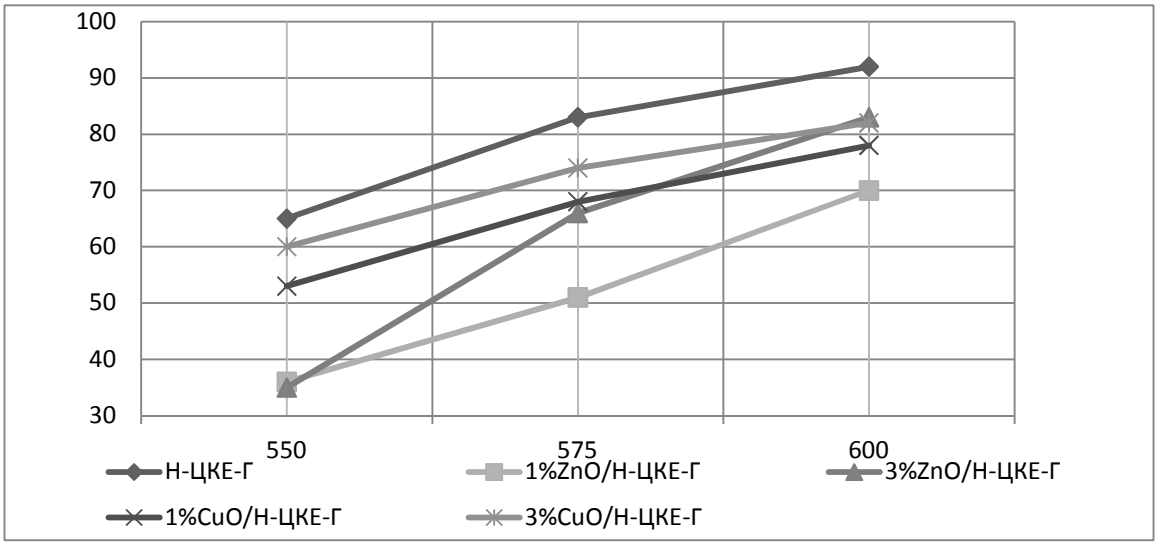


Рис. Зависимость степени превращения ПБФ от температуры процесса

Температура процесса является решающим фактором, определяющим глубину и направление превращения парафиновых углеводородов на цеолитных катализаторах.

Конверсия пропан-бутановой фракции увеличивается с ростом температуры реакции. Также с ростом температуры увеличивается выход алканов и алкенов, бензола, нафталиновых производных, уменьшается содержание толуола.

Работа выполнена при финансовой поддержке Минобрнауки РФ (проект № 2011-1.9-519-024-068).

Литература

1. Коржубаев А.Г, Ламерт Д.А. Проблемы и перспективы эффективного использования попутного нефтяного газа в России// Бурение и нефть, 2012. – С. 12-15.
2. Костин А. Переработка попутного нефтяного газа // Популярная нефтехимия, 2011. – С. 17-22.
3. Токарев А. Н. Проблемы утилизации попутного нефтяного газа: интересы и роль нефтедобывающих регионов // Регион : экономика и социология, 2009. – №3. – С. 212-231.

ИССЛЕДОВАНИЕ КАТАЛИТИЧЕСКОЙ СТАБИЛЬНОСТИ ZN-ПЕНТАСИЛА В ПРОЦЕССЕ АРОМАТИЗАЦИИ ЭТАНА

П.В. Трушков[1,2], Я.Е. Барбашин[2], Л.Н. Восмерикова[2]

Научный руководитель научный сотрудник Л.Н. Восмерикова[2]

[1]Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия
[2]Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

Квалифицированное использование в химических процессах компонентов попутных нефтяных газов является одной из основных задач современной нефте- и газохимии. В частности, одним из перспективных направлений использования С2—С4 углеводородов является их превращение в концентрат ароматических углеводородов в процессе каталитической дегидроциклизации (ароматизации) с применением высокоактивных бифункциональных катализаторов. Основным компонентом таких катализаторов является цеолит семейства пентасил, содержащий некоторое количество промотирующих добавок, обладающих повышенной дегидрирующей способностью [1-2]. Кроме того, современные каталитические системы должны обладать продолжительным сроком службы. Целью данной работы явилось исследование стабильности каталитического действия Zn-пентасила в процессе превращения этана в ароматические углеводороды. Для приготовления Zn-пентасила использовали водородную форму высококремнеземного цеолита (ВКЦ) с мольным отношением SiO2/Al2O3 = 40. Цинк вводили методом пропитки цеолита водным раствором азотнокислого цинка – Zn(NO3)2·6H2O,([Zn]=3,0 % мас.). Эксперименты по изучению каталитической стабильности Zn-пентасила в процессе превращения этана изучали на стендовой установке проточного типа при атмосферном давлении, температуре реакции 650 оС и объемной скорости подачи сырья 800 ч–1. Процесс вели непрерывно в течение нескольких часов, анализ продуктов осуществляли через каждый час работы катализатора. Продукты реакции анализировали методом ГЖХ с использованием хроматографа «Хроматэк-Кристалл 5000.2». Стабильность работы катализатора оценивали по изменению, как степени превращения этана, так и выхода ароматических углеводородов, отнесенного к количеству превращенного сырья. Образование коксовых отложений и их природу изучали с помощью метода термического анализа на дериватографе-С фирмы МОМ (Венгрия) в интервале

температур 20-1000 °С. Образец (400-500 мг) в платиновом тигле нагревали на воздухе со скоростью 10 град/мин (чувствительность 100 мг).

Результаты исследований по влиянию времени работы Zn-пентасила на его каталитические свойства приведены на рис. 1. Видно, что в течение первых 5 часов работы наблюдается заметное снижение как общей, так и ароматизирующей активности катализатора. Так, конверсия этана через 5 часов работы катализатора составила 23,7 %, что почти в 2,4 раза меньше, чем в начале работы катализатора, при этом выход ароматических углеводородов уменьшается более чем в 4 раза.

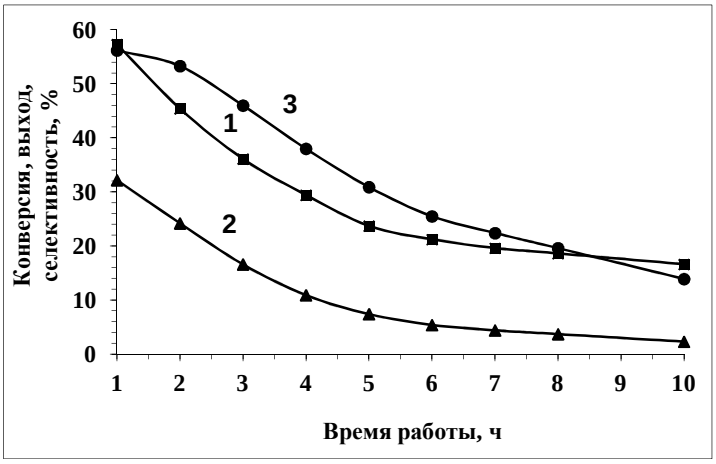
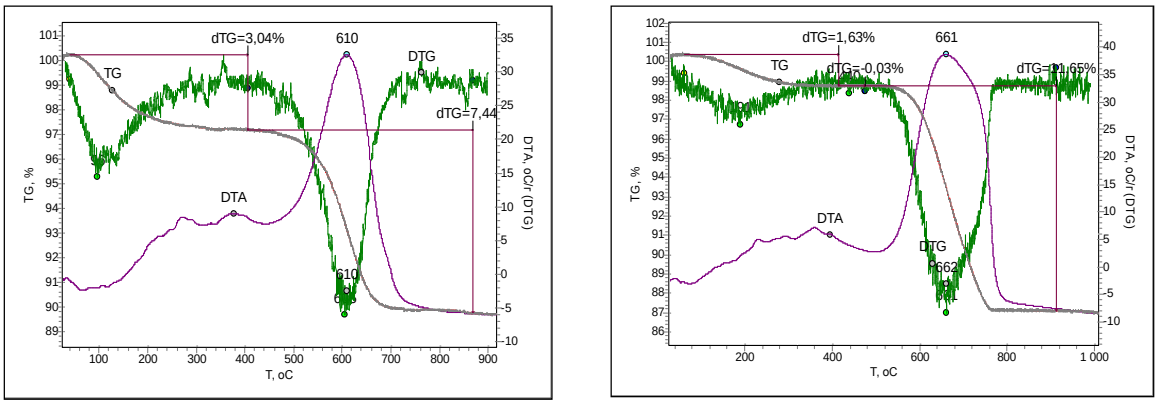


Рис. 1. Изменение конверсии (1) этана, выхода (2) и селективности (3) образования ароматических углеводородов со временем работы катализатора 3,0 % Zn-пентасил.

Дальнейшее увеличение времени работы катализатора приводит к незначительному снижению конверсии этана и выхода ароматических углеводородов. Через 10 часов работы катализатора конверсия этана уменьшается до 16,6 %, а выход аренов до 2,3 %. Селективность образования ароматических углеводородов за это время снизилась с 56,2 до 13,9 %.

В составе газообразных продуктов реакции со временем работы катализатора уменьшается концентрация водорода, метана и алканов С3-С4, а содержание алкенов С2-С4 проходит через максимум через 4 часа работы. В составе ароматических углеводородов с увеличением продолжительности работы катализатора наблюдается снижение концентрации бензола с одновременным увеличением содержания нафталина. Количество образующихся толуола и алкилнафталинов проходит через максимум при времени работы 4-6 часов. Концентрация алкилбензолов с ростом продолжительности работы катализатора увеличивается незначительно.

На рис. 2 приведены дериватограммы катализатора 3,0 % Zn-пентасил, проработавшего в процессе ароматизации этана в течение различного времени. Следует отметить, что на дериватограммах показано изменение массы по отношению к массе навески закоксованного образца катализатора. Для количественного сопоставления результатов удобнее оперировать величиной, отнесенной к массе «чистого» (после выжигания кокса) катализатора, и поэтому в табл. 1 приведены пересчитанные соответствующим образом значения.



(а) (б)

Рис. 2. Термограммы катализатора 3,0 % Zn-пентасил после ароматизации этана в течение 2(а) и 8(б) ч.

Как видно из приведенных на рис. 3 кривых, данные ДТА хорошо согласуются с результатами ТГ и ДТГ, удаление воды дает эндоэффект, а выгорание коксовых отложений вызывает экзоэффект. Эндотермические эффекты в области 100-125 оС и соответствующие им максимумы на кривых ДТГ обусловлены удалением воды. Наблюдаемые выше 400 оС интенсивные экзотермические эффекты и пики на кривых ДТГ соответствуют

выгоранию кокса. Сравнительный анализ показывает, что при увеличении времени работы катализатора температура начала выгорания кокса смещается в область более высоких температур. Так, например, для образцов, проработавших 2, 6 и 8 ч, кокс начинает удаляться соответственно при температурах 405, 450 и 475 оС.

Таблица

Изменение массы катализатора 3,0 % Zn-пентасил после ароматизации этана в течение различного времени

Время **работы, ч**	**Изменения массы, %**		
	вода	**кислород**	**кокс**
2	– 3,04 (112 °С)	–	– 7,44 (610 °С)
4	– 2,43 (112 °С)	–	– 11,33 (642 °С)
6	– 2,06 (112 °С)	–	– 11,54 (654 °С)
8	– 1,63 (112 °С)	+ 0,03(450 °С)	– 11,65(662 °С)
10	– 1,57 (112 °С)	+ 0,03(450 °С)	– 11,92 (662 °С)
Примечание. В таблице приведены изменения масс по отношению к массе «чистых» (после выжигания кокса до 800-1000 °С) катализаторов. В скобках приведены соответствующие температуры максимумов пиков на кривых ДТГ.			

С увеличением продолжительности работы катализатора количество образующегося на нем кокса растет (рис. 2, табл.). С увеличением количества кокса в катализаторе температурные максимумы пиков и конец горения кокса смещаются в высокотемпературную область, что свидетельствует об образовании более плотных (конденсированных) углеродных отложений со временем реакции. Отсутствие низкотемпературного плеча на кривых ДТГ и ДТА указывает на то, что образующийся на катализаторе кокс однороден, и он присутствует, в основном, в виде одной его формы.

Таким образом, на основании проведенных исследований можно заключить, что по мере работы катализатора происходит постепенное наслоение и накопление углеродных отложений, которые блокируют его активные центры, приводя к снижению активности. В то же время можно отметить сравнительно невысокую температуру конца горения кокса для полностью дезактивированного катализатора (~750 оС), что свидетельствует об образовании углеродных продуктов с относительно невысокой степенью поликонденсации, и поэтому регенерация зауглероженного катализатора не вызовет серьезных затруднений и не приведет к разрушению кристаллической структуры высококремнеземного цеолита.

Литература

1. Csicsery S.M. Dehydrocyclodimerization. I. Dehydrocyclodimerization of butanes over supported platinum catalyst // J. Catal., 1970.– V.17. – №1.– P. 207-215..
2. Дергачев А.А., Лапидус А.Л., Каталитическая ароматизация низших алканов// Рос. хим. журнал, 2008. –Т. LII. – № 4. – С. 15-21.

МОДИФИКАЦИЯ НЕФТЯНОГО БИТУМА ОКИСЛЕННОЙ НЕФТЕПОЛИМЕРНОЙ СМОЛОЙ

Н.Л. Тулина, Ю.П. Устименко

Научный руководитель инженер О.И. Славгородская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефтяные битумы представляют собой твердые, вязкопластичные или жидкие продукты переработки нефти. По химическому составу битумы — это сложные смеси высокомолекулярных углеводородов и их неметаллических производных азота, кислорода и серы, полностью растворимые в сероуглероде. Нефть на заводах подвергается фракционной перегонке с целью получения светлых продуктов (бензина, лигроина, керосина) смазочных масел и других видов нефтепродуктов. Нефтяные остатки после отбора более легких по массе фракций — гудрон, крекинг — в дальнейшем используют в качестве сырья для получения нефтяных битумов заданных свойств.

Нефтяные битумы находят широкое применение в дорожном и гражданском строительстве, благодаря высокой пластичности, способности выдерживать без разрушений воздействие низких температур, температурных перепадов, различных деформационных нагрузок [2]. В последние годы широкое распространение получили исследования по модификации битумов полимерами. Это связано с тем, что полимеры придают битуму не только эластичность и расширяют температурный интервал работоспособности и долговечность таких композиций, но и в значительной степени повышают прочностные характеристики покрытий на основе полимербитумных композиций (ПБК), что чрезвычайно важно при их эксплуатации.

Целью данной работы является изучение влияния способа отверждения ПБК на эксплуатационные характеристики покрытий на их основе, таких как прочность при ударе, адгезия, а также и антикоррозионными свойствами, модифицированных нефтеполимерной смолой.

Объектом исследования является битум марки БН 70/30 ГОСТ 6617-76, в качестве модификатора использована нефтеполимерная смола, полученная термической полимеризацией фракции С9 жидких продуктов пиролиза (завод «Сланцы», г. Санкт-Петербург) ТУ 2451-024-78780418-2006, окисленная надуксусной кислотой, образующейся in situ [3].

Окисление нефтеполимерной смолы позволяет ввести в структуру молекулы до 13 % эпоксидных групп, что в дальнейшем позволит интенсифицировать процесс отверждения композиции за счет сшивания образующихся макромолекул [1]. В качестве отвердителя был использован тетрабутоксититан (тетрабутилат титана, тетрабутилтитанат, ТБТ) - бутиловый эфир ортотитановой кислоты - (C4H9O)4Ti.

Применение тетрабутоксититана в лакокрасочной промышленности в качестве отвердителя позволяет значительно снизить температуру сшивки, что немаловажно при окраске фасадов, защите от коррозии строительных металлоконструкций, трубопроводов и другого оборудования. ПБК готовили по следующей технологии: предварительно готовили 50%-ные растворы нефтяного битума и нефтеполимерной смолы в смесевом растворителе, содержащем ксилол и бутанол в соотношении 85:15 (% масс.). После полного растворения компоненты смешивали в расчетных соотношениях, доводя композицию до однородной консистенции. Количество вводимого отвердителя варьировали от 2,5 до 12,5%. Процесс отверждения вели в течение 90 минут в вакуумном сушильном шкафу при температуре 150°С (горячее отверждение) и в течение 24 часов на воздухе при температуре 25°С (холодное отверждение).

Исследование полученных покрытий проводили по стандартным методикам. Толщину покрытия, которая составила 10-20 мкм, определяли с помощью толщиномера-карандаша «Константа М1». Твердость покрытия определяли с помощью твердомера ШТ-1 (ИСО 1518); адгезия – адгезиметра ОР, прочность при ударе на приборе У-2М. Стойкость покрытий к различным средам определяли визуальной оценкой поверхности после их выдержки в течение 24 часов в 3 %-ом водном растворе H2SO4, 20%-ом водном растворе NaOH, 3%-ом водном растворе NaCl и воде.

Исследование изменения прочности покрытий при ударе в зависимости от содержания отвердителя позволяет заключить, что увеличение количества нефтеполимерной смолы приводит к увеличению показателя до 50 см уже при содержании смолы 10%, в то время как покрытия из немодифицированной мастики обладают прочностью при ударе около 15 см. Также следует отметить, что оптимальным содержанием отвердителя в композиции является 12,5%, т.к. при этом количестве максимальная прочность достигается при содержании модификатора 5%. Данная тенденция наблюдается в независимости от способа отверждения покрытий.

Зависимость адгезионных свойств от содержания НПС, отвердителя и способа отверждения представлена на рисунках 1 и 2. Анализ представленных данных показывает, что с увеличением содержания нефтеполимерной смолы в ПБК происходит снижение адгезионных характеристик покрытий, при этом изменение содержания отвердителя не оказывает значительного влияния. Такое изменение адгезионных характеристик объясняется увеличением хрупкости покрытий за счет процессов механической адгезии

Одним из определяющих параметров ПБК является твердость покрытий. Наблюдается появление четкой зависимости твердости от времени и содержания смолы. При горячем отверждение твердость увеличивается до максимального значения через 60 минут. В течение последующего времени значения твердости начинают уменьшаться. Это связано с перегревом покрытия и разрушением молекулярной структуры - разрывом внутримолекулярных связей. При увеличении содержания смолы происходи значительное увеличение твердости покрытия с 2 кг до 5,5-6 кг.

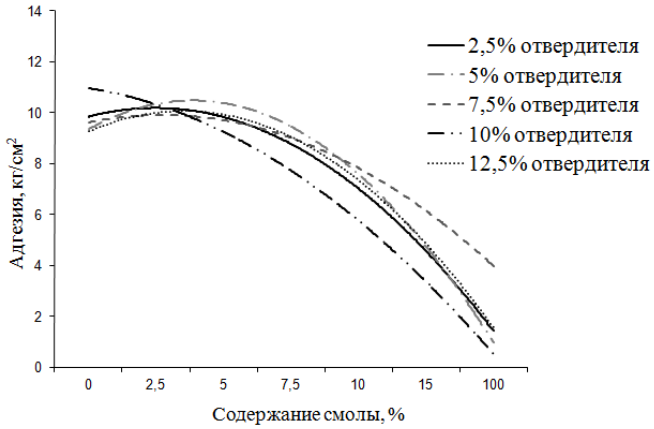


Рис. 1. Зависимость адгезии покрытий, полученных при горячем отверждении, от количества отвердителя и модификатора

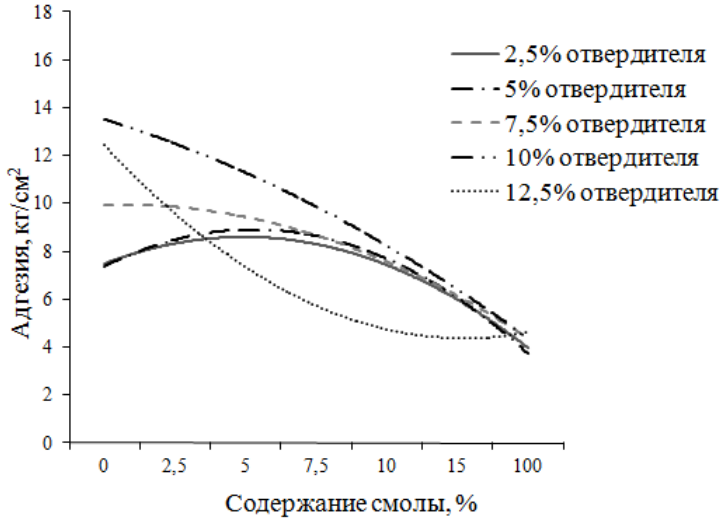


Рис. 2. Зависимость адгезии покрытий, полученных при холодном отверждении, от количества отвердителя и модификатора

Исследование химической стойкости покрытий к различным средам показывает, что на покрытиях, выдержанных 24 часа в растворах 20% NaOH, 3% NaCl и воде, не наблюдалось никаких внешних изменений. Изменения покрытия наблюдались только после их 24-х часовой выдержки в 3% H2SO4.

Следует отметить, что покрытия, полученные из композиций, не содержащих в своем составе битум, полностью разрушились. Покрытия, содержащие в своем составе до 7,5% отвердителя и до 10% НПС, частично разрушились, наблюдалось незначительное вздутие и помутнение.

При увеличении содержания отвердителя и смолы в составе композиции изменений не наблюдалось, т.е. данные покрытия обладают удовлетворительными противокоррозионными характеристиками. Следует отметить, что способ отверждения не оказывает значительного влияния на эксплуатационные показатели покрытий. Однако повышение температуры отверждения позволяет значительно снизить временной интервал.

Литература

1. Гринишин В., Братичак М., Криницкий В., Дончак В. Petroleum resins for bitumens modification//Chemistry&Chemical Tehnology, 2008. – №1. – С. 48 – 53.
2. Калинин В. В., Масюк А. Ф. , Худякова Т. С. Особенности структуры и свойств битумов, модифицированных полимерами // Дорожная техника, 2003. - №5. – С78 – 92.
3. Славгородская О.И. // Современные проблемы науки о полимерах: 7-ая Санкт-Петербургская конференция молодых учёных, Санкт-Петербург, 17-20 Октября 2011, 2011. – С. 95.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ДОБАВОК ГЕТЕРОПОЛИСОЕДИНЕНИЙ W-BI-CO НА КАТАЛИТИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ЦЕОЛИТОВ

В.В. Хасанов, В.В. Балалаев
Научный руководитель профессор В.И. Ерофеев
Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

В настоящее время особенно остро стоит вопрос утилизации огромного количества попутного нефтяного газа. Значительная часть этого ценного углеводородного сырья просто сжигалась на факелах в регионах добычи нефти и газа вследствие отсутствия приемлемых способов переработки. Решение данного вопроса является крайне важным для проблем экологии и экономии энергии в нашей стране. Поэтому сейчас ведутся активные исследования в области переработки попутного нефтяного газа в высшие углеводороды. Процесс конверсии низших углеводородов в арены, высокоэнергетические компоненты топлив может стать важным шагом на пути решения данной проблемы. Одним из вариантов данного процесса является каталитическая конверсия углеводородов на цеолитных катализаторах. Цеолиты уже хорошо зарекомендовали себя как недорогие, доступные и селективные катализаторы в катализе углеводородов. Они находят широкое применение во многих основных промышленных процессах переработки нефти во всем мире, таких как депарафинизация и десульфурация топлив, жидкий каталитический крекинг и т.д. [1]. Такое обширное использование цеолитов обусловлено их унифицированной пористой структурой, то есть наличием пор одинакового диаметра, и, в частности, вытекающей из этого селективности, которая позволяет получать в

результате катализа ряд определенных продуктов [2]. Примером таких селективных катализаторов могут являться цеолиты семейства MFI, ярким представителем которого является ZSM-5 компании ExxonMobil.

Целью данной работы является изучение влияния добавок солей W-Bi-Co с различной концентрацией на каталитическую активность цеолитов в процессе конверсии попутного нефтяного газа.

В нашем исследовании мы использовали цеолиты типа MFI (Mobil Five), синтезированные на органических темплатах методом кристаллизации. В частности, мы применяли цеолит Н-ЦКЕ-СФ, полученный на основе смеси циклогексанола и циклогексанона в качестве матрицы (темлата). Подготовка катализатора проводилась следующим образом: сначала порошок цеолита запрессовывался в таблетку под прессом под давлением Р= 200 кгс/см3; затем таблетка продавливалась через сито с диаметром ячейки d= 2мм, и полученные гранулы катализатора взвешивались. После этого проводилась модификация катализатора гетерополисоединением W-Bi-Co (ГПС), в процессе чего соль ГПС различной массы (0,5%, 1% и 2% по массе) растворялась в соляной кислоте, затем катализатор подвергался обработке данным раствором в течение 1-1,5ч., высушивался в муфельной печи при 110°С и 600°С в течение 2 и 4 часов соответственно. Эксперимент проводился на вертикальном проточном реакторе Vвн= 30см3 с неподвижной фазой катализатора. Объем использовавшегося катализатора Vкат= 6см3. Температурный диапазон реакции был 525 - 600°С, объемная скорость подачи сырья W= 240ч-1, давление внутри реактора Р= 1 АТМ. Состав исходного сырья был следующим (по массе): метан – 0,2%, этан – 2,8%, пропан – 81,1%, бутан – 12,1%. Качественный и количественный анализы продукта и исходного сырья проводился с использованием метода газовой хроматографии с помощью газового хроматографа марки «Хроматек-Кристалл 5000М». Разделение газообразных продуктов проходило на набивной колонке (l= 3м, d= 3мм), наполненной 8% NaOH/Al2O3, на детекторе по теплопроводности (ДТП). Разделение жидких продуктов происходило на капиллярной колонке DB-1 (100м*0,25мм*0,5мкм) на пламенно-ионизационном детекторе (ПИД), газ-носитель – гелий.

Результаты исследования цеолитных катализаторов представлены в таблице. Как мы можем видеть из приведенных данных, степень конверсии попутного нефтяного газа повышается с увеличением температуры для всех образцов. Это в основном происходит в результате увеличения выхода низших алканов (метан, этан) а также аренов с одним ароматическим кольцом (бензол, толуол). Степень конверсии на чистом цеолите выше, чем на модифицированных образцах, что можно объяснить уменьшением количества каталитических центров в результате модификации катализатора. Причем с увеличением количества ГПС степень конверсии падает.

В газообразных продуктах реакции с ростом температуры наблюдается снижение содержания алканов (за исключением метана) для всех образцов, что происходит в результате процесса крекинга. Выход метана для чистого цеолита в диапазоне 550-575°С увеличивается, затем при 600°С немного снижается. У образца с 0,5% ГПС содержание метана при 550°С даже выше, чем у чистого образца, но с увеличением температуры постоянно снижается. Катализаторы с 1 и 2% ГПС в диапазоне температур 550-575°С показывают незначительный рост содержания метана, затем при 600°С происходит снижение выхода метана. При увеличении содержания ГПС выход метана и этана понижается, а выход пропана, бутана и изобутана повышается по сравнению с чистым Н-ЦКЕ-СФ. Для всех образцов наблюдается увеличение содержания олефинов с ростом температуры, причем для модифицированных катализаторов выход больше с увеличением содержания ГПС, что объясняется реакцией дегидрирования алканов при повышении температуры. Следует отметить более высокую селективность по метану и этану у чистого образца.

Модифицированные образцы обладают высокой селективностью по отношению ко всем остальным алканам (С3-С5) и олефинам, причем селективность возрастает с увеличением содержания ГПС. В жидких продуктах с ростом температуры происходит увеличение содержания бензола и толуола, а также уменьшение содержания всех остальных компонентов для всех образцов, кроме катализатора с содержанием ГПС 2%.

Для данного образца наблюдается некоторое уменьшение выхода толуола при 600°С, а также увеличение выхода нафталинов при той же температуре. Это можно объяснить замедлением процесса гидродециклизации нафталинов, в результате чего образуется меньше толуола и метана. Можно отметить более высокую селективность чистого цеолита по бензолу, толуолу и нафталинам, но меньшую по ксилолам и псевдокумолу по сравнению с модифицированными образцами. При этом селективность модифицированных катализаторов по ксилолам и псевдокумолу повышается с увеличением количества ГПС.

Таким образом, исследование цеолитных катализаторов с добавлением гетерополисоединений W-Bi-Co показало, что модифицированные образцы обладают меньшей степенью конверсии по сравнению с чистым цеолитом, что может оказаться полезным, т.к. в результате катализатор медленнее деградирует и может дольше использоваться. Кроме того модифицированные катализаторы имеют более высокую селективность по ксилолам, которые имеют широкое применение в нефтехимическом синтезе (производство фталевого ангидрида и др.), а также применяются в качестве высокооктанового компонента топлива.

В результате можно сказать, что использование добавок гетерополисоединений может привести к улучшению свойств цеолитных катализаторов и улучшению выхода желаемых компонентов.

Работа выполнена при финансовой поддержке Минобрнауки РФ (проект № 2011-1.9-519-024-068).

Таблица

Влияние температуры процесса на состав продуктов конверсии попутного нефтяного газа на цеолитном катализаторе Н-ЦКЕ-СФ с добавлением различного количества ГПС (W-Bi-Co), V= 240 ч$^{-1}$

Катализатор	Н-ЦКЕ-СФ											
Добавка	чистый			0,5% ГПС			1% ГПС			2% ГПС		
Температура, °С	550	575	600	550	575	600	550	575	600	550	575	600
∑ Конверсия, %	**86,9**	**90,4**	**92,5**	**86,0**	**89,2**	**90,9**	**84,4**	**87,5**	**88,6**	**83,0**	**86,0**	**87,1**
Метан	39,9	41,1	41,0	43,1	40,5	37,8	36,4	36,7	35,4	34,4	35,1	32,4
Этан	17,8	15,9	14,1	17,2	15,7	13,0	16,4	14,4	12,2	15,5	13,8	11,3
Этилен	5,3	7,3	9,8	5,4	7,5	10,1	5,6	7,8	10,9	5,7	8,1	11,1
Пропан	18,1	13,7	11,1	19,1	15,2	13,2	21,3	17,5	16,4	22,8	19,4	18,3
Пропилен	4,5	5,4	6,3	4,6	5,6	6,6	4,9	6,0	7,5	5,1	6,3	7,7
Изобутан	0,54	0,34	0,23	0,63	0,40	0,27	0,66	0,45	0,35	0,74	0,51	0,40
Бутан	0,43	0,25	0,14	0,53	0,27	0,16	0,52	0,33	0,21	0,57	0,36	0,24
Бензол	13,5	14,5	16,4	11,3	14,0	15,6	12,4	13,4	15,1	11,9	13,1	13,6
Толуол	36,9	37,6	39,8	35,1	37,7	38,5	36,2	37,6	38,9	37,3	38,4	38,1
Этилбензол	2,4	2,3	2,2	2,4	2,3	2,2	2,4	2,3	2,3	2,6	2,4	2,3
m-Ксилол	11,3	10,8	10,5	11,5	11,2	10,4	11,9	11,4	10,8	13,0	12,1	11,3
p-Ксилол	5,1	4,8	4,7	5,1	5,0	4,8	5,2	5,0	4,9	5,5	5,4	5,0
o-Ксилол	5,3	5,1	5,0	5,5	5,3	5,1	5,5	5,4	5,2	6,0	5,7	5,4
Псевдокумол	1,2	1,1	1,0	1,3	1,1	1,0	1,3	1,2	1,1	1,4	1,3	1,1
Нафталин	8,5	7,8	7,7	8,5	7,7	7,8	8,0	7,2	7,2	6,9	6,9	7,1
β-метилнафталин	5,4	4,7	4,2	6,4	5,0	4,7	5,7	5,3	4,5	4,6	4,5	5,0
α-метилнафталин	2,1	1,9	1,7	2,6	2,1	2,0	2,4	2,3	2,0	1,9	1,9	2,1

Литература

1. Thomas F. Degnan, Jr. Applications of zeolites in petroleum refining.// Topics in Catalysis (13), 2000. – P. 349–356.
2. Sigmund M. Csicsery. Catalysis by shape selective zeolites - science and technology.// Pure & Appl. Chem., 2000. – Vol. 58. – No. 6 .– P. 841– 856.

КОНВЕРСИЯ ЛЕГКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ C_2-C_4 ПОПУТНЫХ НЕФТЯНЫХ ГАЗОВ В АРЕНЫ НА ЦЕОЛИТСОДЕРЖАЩИХ КАТАЛИЗАТОРАХ

В.В. Хасанов, Е.Н. Колобова

Научные руководители профессор В.И. Ерофеев, профессор А.Н. Пестряков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последнее время вырос интерес к проблеме переработки побочного продукта добычи нефти и газа. Попутный нефтяной газ является перспективным источником энергии в условиях удорожания или недостатка основных видов сырья. Но до недавнего времени большая часть этого продукта не использовалась должным образом и сжигалась на факелах в регионах добычи нефти и газа вследствие отсутствия приемлемых способов переработки. Поэтому решение данного вопроса является необходимым для энергетической эффективности и экологических нужд. В настоящее время в нашей стране и за рубежом ведутся активные исследования в области переработки попутного нефтяного газа в высшие углеводороды.

Процесс конверсии низших углеводородов в арены, высокоэнергетические компоненты топлив может стать важным шагом на пути решения данной проблемы. Одним из вариантов данного процесса является каталитическая конверсия углеводородов на цеолитных катализаторах.

Цеолиты уже хорошо зарекомендовали себя как недорогие, доступные и селективные катализаторы в катализе углеводородов. Они находят широкое применение во многих основных промышленных процессах переработки нефти во всем мире, таких как депарафинизация и десульфурация топлив, жидкий каталитический крекинг и т.д. [1]. Такое обширное использование цеолитов обусловлено их унифицированной пористой структурой, то есть наличием пор одинакового диаметра, и, в частности, вытекающей из этого селективности, которая позволяет получать в результате катализа ряд определенных продуктов [2]. Примером таких

селективных катализаторов могут являться цеолиты семейства MFI, ярким представителем которого является ZSM-5 корпорации ExxonMobil.

Целью данной работы является изучение влияния добавок солей состава Co-Mo-P с различной концентрацией на каталитическую активность цеолитов в процессе конверсии попутного нефтяного газа.

В нашем исследовании мы использовали цеолиты типа MFI (Mobil Five), синтезированные на основе органических темплатов методом кристаллизации. В частности, применялся цеолит Н-ЦКЕ-СФ, полученный на основе смеси циклогексанола и циклогексанона в качестве матрицы (темлата).

Подготовка катализатора проводилась следующим образом: сначала порошок цеолита запрессовывался в таблетку под прессом под давлением P= 200 кгс/см3; затем таблетка продавливалась через сито с диаметром ячейки d= 2мм, и полученные гранулы катализатора взвешивались. После этого проводилась модификация катализатора гетерополисоединением W-Bi-Co (ГПС), в процессе чего соль ГПС различной массы (0,5%, 1% и 2% по массе) растворялась в соляной кислоте, затем катализатор подвергался обработке данным раствором в течение 1-1,5 ч., высушивался в муфельной печи при 110°С и 600°С в течение 2 и 4 часов соответственно. Эксперимент проводился на вертикальном проточном реакторе Vвн= 30см^3 с неподвижной фазой катализатора. Объем использовавшегося катализатора Vкат= 6см^3. Температурный диапазон реакции был 525 - 600°С, объемная скорость подачи сырья W= 240 ч$^{-1}$, давление внутри реактора P= 1 атм. Состав исходного сырья был следующим (по массе): метан – 0,2%, этан – 2,8%, пропан – 81,1%, бутан – 12,1%. Качественный и количественный анализы продукта и исходного сырья проводился с использованием метода газовой хроматографии с помощью газового хроматографа марки «Хроматек-Кристалл 5000М». Разделение газообразных продуктов проходило на набивной колонке (l= 3м, d= 3мм), наполненной 8% $NaOH/Al_2O_3$, на детекторе по теплопроводности (ДТП). Разделение жидких продуктов происходило на капиллярной колонке DB-1 (100м*0,25мм*0,5мкм) на пламенно-ионизационном детекторе (ПИД), газ-носитель – гелий.

Результаты исследования цеолитных катализаторов представлены в таблице.

Как мы можем видеть из приведенных данных, степень конверсии попутного нефтяного газа повышается с увеличением температуры для всех образцов. Это в основном происходит в результате увеличения выхода низших алканов (метан, этан) а также аренов с одним ароматическим кольцом (бензол, толуол). Степень конверсии на чистом цеолите выше, чем на модифицированных образцах, что можно объяснить уменьшением количества каталитических центров в результате модификации катализатора. Причем с увеличением количества ГПС степень конверсии падает.

В газообразных продуктах реакции с ростом температуры наблюдается снижение содержания алканов (за исключением метана) для всех образцов, что происходит в результате процесса крекинга. Выход метана для чистого цеолита и образцов с содержанием ГПС 0,5 - 1% в диапазоне 550-575°С увеличивается, затем при 600°С немного снижается. У образца с 2% ГПС содержание метана с увеличением температуры постоянно возрастает. При увеличении содержания ГПС выход метана и этана понижается, а выход пропана, бутана и изобутана повышается по сравнению с чистым Н-ЦКЕ-СФ.

Для всех образцов наблюдается увеличение содержания олефинов с ростом температуры, причем для модифицированных катализаторов выход больше с увеличением содержания ГПС, что объясняется реакцией дегидрирования алканов при повышении температуры. Следует отметить более высокую селективность по метану и этану у чистого образца. Модифицированные образцы обладают высокой селективностью по отношению ко всем остальным алканам (С3-С5) и олефинам, причем селективность возрастает с увеличением содержания ГПС.

В жидких продуктах с ростом температуры происходит увеличение содержания бензола и толуола, а также уменьшение содержания остальных компонентов, кроме нафталинов, для всех образцов. Для чистого образца выход нафталинов с увеличением температуры уменьшается; у образца с 0,5% ГПС наблюдается уменьшение выхода нафталина в диапазоне 550-600°С, выход α-метилнафталина и β-метилнафталина вначале уменьшается (550-575°С), затем увеличивается (575-600°С); цеолит с 1% ГПС показывает примерно одинаковый выход нафталина (550-600°С), выход α- и β-метилнафталинов сохраняет тенденцию предыдущего образца (понижается при 550-575°С, повышается при 575-600°С); у 2% образца выход нафталина при 550-575°С почти не меняется, при 575-600°С возрастает, α-метилнафталин увеличивается при 550-575°С, уменьшаетсяпри 575-600°С, выход β-метилнафталина вначале уменьшается (550-575°С), затем увеличивается (575-600°С). С увеличением количества ГПС у образца с 0,5% добавкой происходит увеличение выхода бензола и толуола; у образца с 1% ГПС наблюдается уменьшение выхода бензола и толуола по сравнению с 0,5% добавкой; при 2%-ном содержании выход бензола и толуола увеличивается, причем выход бензола остается ниже, чем у чистого образца. Чистый цеолит проявил большую селективность по бензолу и нафталинам, но меньшую по ксилолам, толуолу, этилбензолу и псевдокумолу по сравнению с модифицированными образцами. При этом селективность модифицированных катализаторов по ксилолам и другим гомологам бензола, кроме самого бензола, повышается с увеличением количества ГПС.

Таким образом, исследование цеолитных катализаторов с добавлением гетерополисоединений Co-Mo-P показало, что модифицированные образцы обладают меньшей степенью конверсии по сравнению с чистым цеолитом, что может оказаться полезным, т.к. в результате катализатор медленнее деградирует и может дольше использоваться. Кроме того модифицированные катализаторы имеют более высокую селективность по ксилолам, толуолу, этилбензолу и псевдокумолу, которые имеют широкое применение в нефтехимическом синтезе, а также применяются в качестве высокооктанового компонента топлива. В результате можно сказать, что использование добавок гетерополисоединений может привести к улучшению свойств цеолитных катализаторов и улучшению выхода желаемых компонентов.

Таблица

Влияние температуры процесса на состав продуктов конверсии природного газа на цеолитном катализаторе Н-ЦКЕ-СФ с добавлением различного количества ГПС (Со-Мо-Р), V= 240ч-1

Катализатор	Н-ЦКЕ-СФ											
Добавка	чистый			0,5% ГПС			1% ГПС			2% ГПС		
Температура, °С	550	575	600	550	575	600	550	575	600	550	575	600
∑ Конверсия, %	86,9	90,4	92,5	83,2	87,4	89,9	81,6	86,2	88,6	75,0	82,3	87,4
Метан	39,9	41,1	41,0	34,9	37,5	36,8	33,1	36,2	35,9	28,5	33,0	34,1
Этан	17,8	15,9	14,1	16,2	15,1	12,9	15,3	14,4	12,6	13,8	13,3	11,5
Этилен	5,3	7,3	9,8	5,6	7,8	10,4	5,7	8,0	10,7	6,8	9,2	11,9
Пропан	18,1	13,7	11,1	23,1	18,1	15,0	24,4	18,9	16,2	32,3	24,1	17,7
Пропилен	4,5	5,4	6,3	5,1	6,2	7,2	5,3	6,4	7,5	6,7	7,8	8,6
Изобутан	0,54	0,34	0,23	0,76	0,48	0,32	0,83	0,51	0,35	1,21	0,71	0,41
Бутан	0,43	0,25	0,14	0,61	0,36	0,21	0,66	0,38	0,22	0,91	0,50	0,23
Бензол	13,5	14,5	16,4	13,7	15,5	16,5	11,5	13,3	14,9	11,5	14,0	16,2
Толуол	36,9	37,6	39,8	38,5	39,9	39,4	37,6	39,3	39,5	40,5	41,6	43,2
Этилбензол	2,4	2,3	2,2	2,5	2,3	2,2	2,6	2,5	2,4	2,8	2,6	2,7
m-Ксилол	11,3	10,8	10,5	12,2	11,3	10,2	13,0	12,2	10,9	14,7	12,5	11,2
p-Ксилол	5,1	4,8	4,7	5,3	5,2	4,7	5,9	5,6	5,0	6,8	6,0	5,5
o-Ксилол	5,3	5,1	5,0	5,6	5,3	4,8	6,0	5,7	5,1	6,5	5,6	5,1
Псевдокумол	1,2	1,1	1,0	1,3	1,2	0,99	1,5	1,3	1,1	1,7	1,3	1,2
Нафталин	8,5	7,8	7,7	6,5	6,4	6,2	6,4	6,4	6,4	4,1	4,1	5,0
β-метилнафталин	5,4	4,7	4,2	4,4	4,0	4,3	4,6	4,1	4,3	2,7	2,4	2,6
α-метилнафталин	2,1	1,9	1,7	1,6	1,5	1,7	1,7	1,6	1,7	0,8	1,0	0,9

Работа выполнена при финансовой поддержке Минобрнауки РФ (проект № 2011-1.9-519-024-068).

Литература

1. Thomas F. Degnan, Jr. Applications of zeolites in petroleum refining.// Topics in Catalysis, 2000. – V. 13.– P. 349–356.
2. Sigmund M. Csicsery. Catalysis by shape selective zeolites - science and technology//Pure & Appl. Chem., 1986.–V. 58.–No. 6.– P. 841—856..

КАТАЛИТИЧЕСКИЕ И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ЦЕОЛИТНЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ, МОДИФИЦИРОВАННЫХ ГПС ВОЛЬФРАМОВОГО РЯДА,ДЛЯ ПРОЦЕССА КОНВЕРСИИ ПРЯМОГОННЫХ БЕНЗИНОВЫХ ФРАКЦИЙ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА В ВЫСОКООКТАНОВЫЕ БЕНЗИНЫ

И.С. Хомяков[1], А.М. Карпова[2]

Научный руководитель профессор В.И.Ерофеев[1]

[1] Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

[2] Национальный исследовательский Томский государственный университет, г.Томск, Россия

В последнее время ведется интенсивный поиск топлив альтернативных нефтяным: а именно сжатый и сжиженный газы, диметиловый эфир, биогаз, биоэтанол, биодизель. Эти топлива не учитывают в полной мере реальные возможности современной техники, что требует поэтапного подхода к решению такой крупной задачи. Таким образом традиционные моторные топлива будут приоритетными еще, по крайней мере, 30-40 лет. На их долю даже к 2030 г. будет приходиться более 80 % потребления различными типами транспортных двигателей.

Увеличение спроса на моторные топлива, ужесточение предъявляемых к ним требований и вовлечение в процесс переработки углеводородного сырья различного состава предопределили направление исследований в области производства бензинов. Основные мировые тенденции изменения углеводородного состава автомобильных бензинов состоят в увеличении доли изопарафинов с 20 до 45 % и снижении содержания ароматических углеводородов с 42 до 25 %, в частности, содержание бензола не должно превышать 1,5 %.

Современную нефтепереработку и нефтехимию невозможно представить без применения катализаторов и адсорбентов на основе цеолитов. Многочисленные исследования, проведенные за последние два десятилетия в

нашей стране и за рубежом [1, 2], убедительно доказывают, что наиболее перспективными катализаторами для такого типа процессов являются цеолитные катализаторы на основе высококремнеземных цеолитов типа пентасил. Одним из наиболее ярких представителей этого семейства считается цеолит ZSM-5, впервые синтезированный в фирме "Mobil Research and Development Corporation" в начале 60-ых годов [3]. В настоящее время установлено, что цеолиты могут служить катализаторами для всех процессов превращения углеводородов, протекающих по кислотно-основному механизму. Благодаря особенностям химического состава, кристаллической структуры, способности к избирательной сорбции веществ с определенным размером молекул (молекулярно-ситовая селективность) и уникальным кислотным свойствам поверхности пентасилы в целом ряде нефтехимических процессов гораздо более активны, селективны и стабильны, чем применяемые до последнего времени системы - оксиды металлов, нанесенные металлические и гомогенные катализаторы. В данной работе приведены результаты исследований по синтезу высококремнеземных цеолитов и каталитических свойств цеолитсодержащих катализаторов (ЦСК), полученных на их основе.

ВКЦ получали из щелочных алюмокремнегелей при 175-180 ºС в течении 2-4 суток с использованием гексаметилендиамина в качестве органической структурообразующей добавки. После синтеза полученные порошки цеолитов промывали водой, сушили при 105-110 ºС в течение 4-6 ч и прокаливали при 600 ºС 6-8 ч [4]. Физико-химические свойства синтезированных цеолитов исследовали с помощью ИК-спектроскопии, рентгенофазового и электронно-микроскопического анализов. ИК-спектры снимали на спектрофотометере ИК-Фурье Nicolet 5700 в средневолновой части спектра 400-4000 см-1. Сопоставление литературных данных по наличию п.п. в синтетических цеолитах с полученными нами результатами позволяет сделать следующие выводы: о принадлежности приготовленного образца к цеолитам. Об этом свидетельствуют наличие в спектре интенсивных п.п. в области 1300-900, 820, 400-600 см-1; об отнесении исследуемого цеолита к структурному типу MFI (ZSM-5), т.к. в ИК-спектре присутствует п.п. 560 см-1.

ЦСК на основе синтезированных ВКЦ получали следующим путем. Цеолитная матрица пропитывалась раствором ГПС в соляной 0,1 М кислоте. Пропитка раствором ГПС проводилась в течение 2 часов при комнатной температуре. Затем цеолит выдерживали в сушильном шкафу при 110 ºС в течение 2 часов, и прокаливали в токе воздуха в муфельной печи при 400 ºС в течение 3 часов. По данной методике были получены образцы цеолитсодержащего катализатора с содержанием ГПС структуры Кеггина вольфрамового ряда в количестве 1, 3 и 5%.

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 - 425 0С, объемной скорости подачи сырья 2 ч-1 и атмосферном давлении. Анализ газообразных и жидких продуктов процесса превращения прямогонных бензиновых фракций газового конденсата проводили газохроматографическим методом. Анализ газообразных углеводородов проводили на набивной колонке из нержавеющей стали (длина 3м, внутренний диаметр 3 мм), наполненной 5 % NaOH на Al2O3 (фракция 0,25-0,50 мм), жидких углеводородов – на капиллярной колонке из кварцевого стекла (100 м х 0,25 мм х 0,25 мкм) с нанесенной неподвижной фазой ZB-1. Количественный анализ газообразных и жидких продуктов процесса превращения прямогонных бензиновых фракций газового конденсата проводили газохроматографическим методом на аппаратно-программном комплексе на базе газового хроматографа «Хроматэк-Кристалл 5000» исп.1 с помощью программы обработки «Хроматэк-Аналитик». Погрешность определения газообразных и жидких углеводородов газохроматографическим методом составляет ±2,5 %.

Для каталитических исследований применялась прямогонная бензиновая фракция газового конденсата Мыльджинского месторождения НК 70 - КК170. По фракционному сырье имеет следующие характеристики: начало кипения – 55 0С, 75 об. % конденсата выкипает при 133 0С и конец кипения - 207 0С, потери и остаток - 0,5 об. %. По групповому углеводородному составу ПБФ НК 70 - КК170 состоит из 22 % н-алканов, 31,5 % - изоалканов , 39 % - нафтенов и 4 % - аренов. Октановое число 65 пунктов по ИМ.

За меру каталитической активности катализатора берется количество образовавшихся ароматических углеводородов. Исследования влияния температуры позволили установить, что с ростом температуры процесса с 350 до 425 ºС и объемной скорости подачи ПБ 2 $ч^{-1}$ выход высокооктановых бензинов из ПБ падает на всех катализаторах за счет повышения глубины превращения углеводородов сырья. На чистом ЦКЕ-Г выход катализата падает с 65,14 при 350 до 54,88 % при 425 ºС . В первую очередь, повышается выход газообразных продуктов с 34,86 % при 350 ºС до 45,12 % при 425 ºС, в основном, парафинов С3-С4, а выход аренов С6-С9 в жидких продуктах реакции увеличивается с 24,05 % до 33,29 %. Среди аренов преобладают толуол и ксилолы, выход бензола и олефинов С5+ с ростом температуры процесса повышаются с 1,32 % и 0,98 % при 350 ºС до 2,92 и 1,73 % при 425 ºС, соответственно. Выход нафтеновых, н-, изо-парафиновых углеводородов С5+ с ростом температуры реакции снижается (таблица).

Таблица

Состав продуктов превращения прямогонного бензина газового конденсата на катализаторах: 1 – Н-ЦКЕ-Г, 2 - 99% Н-ЦКЕ-Г/1% ГПС,3 - 97% Н-ЦКЕ-Г/3% ГПС, 4 - 95% Н-ЦКЕ-Г/5% ГПС

Наименование	Катализатор											
	1			2			3			4		
Температура,°С	375	400	425	375	400	425	375	400	425	375	400	425
Газовая фаза, мас. %	36,82	42,89	45,12	25.37	29.62	33.90	25,90	36,07	46.00	26,92	37,30	44.30
Жидкая фаза, мас. %	63,18	57,11	54,88	74.63	70.38	66.10	74,10	63,93	54.00	73,08	62,70	55.70
Состав газовой фазы, мас. %												
Метан	0,53	0,95	1,61	0,28	0,45	0,74	0,22	0,38	0,69	0,26	0,52	1,02
Этан	1,54	2,35	3,53	1,32	1,87	2,75	1,06	1,61	2,51	1,13	1,80	2,81
Этилен	0,63	0,94	1,32	1,03	1,40	1,75	0,91	1,16	1,58	0,90	1,13	1,50
Пропан	57,57	58,55	59,30	57,08	56,81	57,17	50,79	52,02	53,90	50,68	52,18	53,80
Пропилен	1,48	2,01	2,72	2,37	3,09	3,63	2,35	2,86	3,68	2,31	2,75	3,36
Изо-бутан	19,56	18,18	16,04	20,08	19,25	17,86	23,66	22,48	20,09	23,86	22,59	20,25
Н-бутан	17,19	15,24	13,32	16,23	15,15	13,97	18,98	17,33	15,01	18,94	17,04	14,90
Изо-бутен	1,31	1,55	1,85	1.61	1.98	2.13	2,04	2,16	2.54	1,93	2,00	2.37
Состав жидкой фазы, мас. %												
Арены	23,37	26,71	26,66	25,30	27,57	29,60	23,16	29,41	35,04	23,69	30,36	38,37
бензол	1,48	2,04	2,04	1,25	1,74	2,11	0,64	1,77	2,70	1,08	1,90	2,97
Изопарафины	41,80	40,71	40,65	34,81	29,72	32,79	48,01	36,37	34,55	37,79	35,83	31,37
Нафтены	19,08	18,01	17,98	27,18	28,36	25,04	31,00	22,02	18,98	24,07	20,53	19,90
Парафины	14,52	13,26	13,41	10,86	12,07	10,07	17,04	10,20	9,51	12,36	11,32	8,55
Олефины	1,23	1,30	1,31	1,85	2,28	2,49	2,68	2,01	1,92	2,09	1,96	1,82
Октановое число (ИМ)	94,72	96,66	95,49	93.57	95.03	96.38	91,41	95,46	96.96	92,27	97,20	97.45

Среди газообразных продуктов процесса превращения ПБ преобладают, в основном, пропан и бутаны, которые могут быть использованы на получение товарных сжиженных пропан-бутановых газов для топливных целей или в качестве исходного углеводородного сырья для процессов нефтехимии и газохимии. Их суммарный выход достигает 90-95 %. С ростом температуры процесса с 350 до 425 ºС выход пропана среди газообразных продуктов увеличивается с 47,75 до 51,19 %.

Из синтезированных катализаторов наибольшую каталитическую активность имеет катализатор 95% Н-ЦКЕ-Г/5% ГПС. Выход аренов на этом катализаторе максимальный и составляет 17 и 39 % при 350 и 425 ºС, соответственно.

Выход катализата падает с 81% при 350 ºС до 56 % при 425 ºС. На данном катализаторе бензин марки Евро-4 получается уже при 375 ºС с выходом целевого продукта 73 %, тогда как на исходном Н-ЦКЕ бензин Евро-4 получается при 375 ºС с выходом целевого продукта лишь 63 %. В целом использование модифицирующей добавки позволяет получать высокооктановые бензины марок АИ-92-98 при температурах на 10–20 ºС ниже по сравнению с процессом превращения прямогонных бензинов газового конденсата на чистом цеолитном катализаторе.

Также важно отметить, что даже при максимальной температуре процесса 425 0С выход бензола составляет не более 2,5 %, а суммарное содержание ароматических углеводородов не превышает 35 %, что позволяет получать высокооктановые бензины марок «Евро-4 и 5» на всех исследуемых катализаторах.

Работа выполнена при финансовой поддержке Минобрнауки РФ (проект № 2011-1.9-519-024-068).

Литература

1. Миначев Х.М., Дергачев А.А. Каталитические и физико-химические свойства кристаллических пентасилов в превращениях низкомолекулярных олефинов и парафинов // Известия АН СССР. Сер. хим.–М., 1993. – №6. – С. 1018 – 1028.
2. Itoh H., Hidalgo C.V., Hattori T., Niwa M., Murakami Y.J. Role of acid property of various zeolites in the methanol conversion to hydrocarbons.//J.Catal., 1984. – V.85. – №2. – P. 521 – 526.
3. Коваль Л.М., Коробицина Л.Л., Восмериков А.В. Синтез, физико-химические и каталитические свойства высококремнеземных цеолитов. – Томск, 2001. – 50 с.
4. Пат. 2313488, РФ, МПК С 01 В 39/48. Синтетический цеолит и способ его получения // Ерофеев В.И., Коваль Л.М. – Заявл. 24.04.2006. Опубл. 27.12.2007.

ВЛИЯНИЕ СВЯЗУЮЩЕГО ВЕЩЕСТВА НА КАТАЛИТИЧЕСКУЮ АКТИВНОСТЬ ЦИРКОНИЙСОДЕРЖАЩЕГО ЦЕОЛИТА

А.Н. Шамсутдинова[1,2], Л.М. Величкина[2], Л.П. Госсен[1]

Научный руководитель заведующий лабораторией А.В. Восмериков[2]

[1]Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

[2]Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

В промышленности по производству автомобильных бензинов в последние годы постоянно растут требования к эксплуатационным и экологическим характеристикам топлив [1]. Снижение в составе бензинов содержания ароматических углеводородов до 35%, ограничение доли самого легкокипящего и наиболее канцерогеноопасного из них – бензола - до 1%, а также повышение концентрации углеводородов изостроения является одним из способов улучшения качества моторного топлива.

Целью данной работы являлось исследование влияния добавки связующего вещества (псевдобемит) к Zr-содержащему высококремнеземному цеолиту (ВКЦ) структурного типа ZSM-5 с силикатным модулем 80 на состав и выход продуктов превращения прямогонной бензиновой фракции нефти. Оксид циркония вводился на стадии гидротермального синтеза цеолита в количестве 3% мас., концентрация псевдобемита (ПБ) в катализаторе составляла 20% мас.

Исследования проводили на установке проточного типа с неподвижным слоем катализатора (объем катализатора 4 см3) в интервале температур 300-400°С и атмосферном давлении, объемная скорость подачи исходного сырья составляла 2 ч-1. Продукты реакции анализировали газохроматографическим методом, октановые числа бензинов определяли расчетным методом на основе хроматографических данных.

Псевдобемит или гидратированный оксид алюминия имеет структурную формулу AlOOH или Al2O3·H2O. Он имеет слоистую структуру, слои которой образованы двойными полимерными молекулами; взаимодействие слоев обеспечивается водородными связями, в межслоевом пространстве находится сверхстехиометрическая вода, количество которой может изменяться в зависимости от условий получения ПБ [2]. Удаление сверхстехиометрической воды происходит в интервале 100-300°С, при этом структура ПБ сохраняется. Обработка ПБ при температуре выше 300°С приводит к удалению химически связанной воды и образованию оксида алюминия, который имеет довольно развитую удельную поверхность и обладает кислотными свойствами. Таким образом, оксид алюминия, являясь компонентом цеолитсодержащего катализатора, не только повышает его прочностные характеристики, но и влияет на кислотность.

В таблице 1 представлены кислотные характеристики исходного и содержащего псевдобемит Zr-цеолита.

Таблица 1

Кислотные характеристики Zr-содержащих цеолитных катализаторов

Катализатор	T max пика, °С		Концентрация кислотных центров, мкмоль/г		
	1	2	1	2	3
Zr-ВКЦ	160	380	316	192	508
Zr-ВКЦ+20% ПБ	155	370	236	168	404

Для обоих цеолитов характерно наличие двух форм десорбции аммиака с явно выраженными максимумами. При добавлении связующего вещества к цеолиту кислотность катализатора несколько снижается, при этом уменьшается как концентрация кислотных центров, так и их сила, о чем свидетельствует смещение температурных максимумам термодесорбционных пиков в низкотемпературную область. Снижение кислотности цеолитного катализатора, как правило, способствует увеличению его изомеризующей активности в процессе превращения углеводородов.

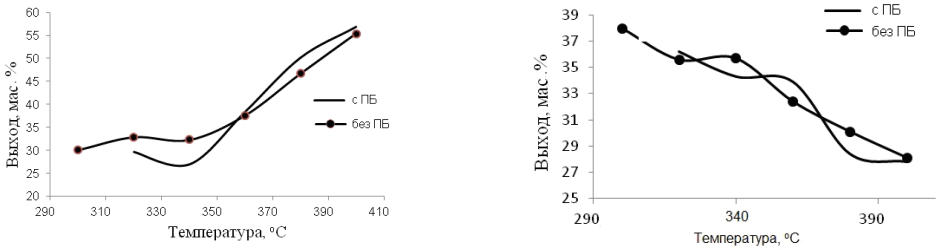
В таблице 2 представлен состав газообразных продуктов превращения прямогонной бензиновой фракции нефти на исследуемых катализаторах в интервале температур от 300 до 400°С. Катализатор, не содержащий связующего вещества, обладает более высокой каталитической активностью – на нем превращение исходного сырья начинается уже при температуре процесса 300оС, а на цеолите с добавкой ПБ – при 320оС. В газах преобладают алканы, более половины из которых приходится на пропан, значительную долю составляют также бутаны.

При начальных температурах процесса (300-340оС) в образующихся катализатах преобладают углеводороды изостроения. По мере повышения температуры реакции в жидких продуктах происходит снижение содержания изо-, цикло- и н-алканов и увеличение доли ароматических углеводородов, в составе которых преобладают этилбензол, толуол и ксилолы. Влияние температуры наиболее существенно сказывается на содержании в получаемых бензинах ароматических углеводородов. При добавлении к цеолиту связующего вещества качественный состав образующихся на катализаторе продуктов реакции не изменяется, в то время как соотношение углеводородов различных классов меняется: в получаемых бензинах уменьшается содержание ароматических углеводородов с одновременным увеличением количества изоалканов (рис. 1а и 1б).

Таблица 2

Газообразные продукты, образующиеся при превращении прямогонной бензиновой фракции нефти на Zr-содержащих цеолитных катализаторах

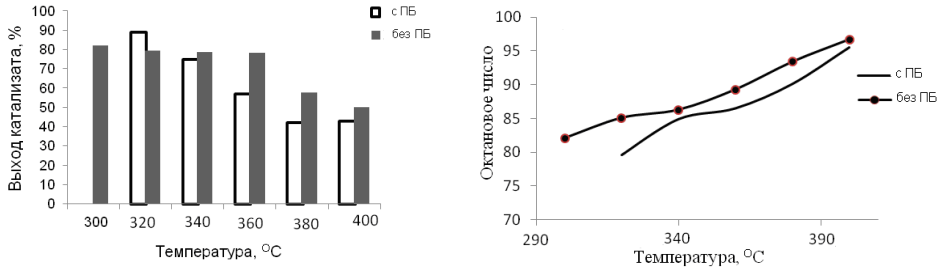
Катализатор	Zr-ВКЦ						Zr-ВКЦ+20% ПБ				
Температура процесса, °С	300	320	340	360	380	400	320	340	360	380	400
Продукты, % мас.											
метан	9,6	5,8	5,9	4,0	2,1	1,5	1,5	3,7	3,6	3,8	1,6
этан	1,8	1,9	2,1	0,6	1.4	1,7	0,8	1,0	1,5	1,8	1,3
этилен	4,9	4,7	4,2	2,1	3,8	4,5	2,3	2,4	3,1	4,5	3,5
пропан	53,9	58,1	48,2	43,6	56,7	59,1	53,1	48,4	53,7	53,2	59,9
пропилен	1,5	1,7	4,3	3,5	2,3	2,4	1,6	3,0	2,1	1,9	2,1
изобутан	14,5	19,0	22,2	20,2	20,2	19,7	22,7	22,0	18,0	19,5	20,1
н-бутан	6,2	6,4	10,1	14,5	8,4	6,9	10,2	12,6	8,6	8,9	8,6
бутены	2,3	0,9	1,1	7,3	3,0	0,9	3,1	3,2	2,2	3,0	1,8
изопентаны	2,7	0,8	1,0	2,1	1,0	2,1	2,4	1,8	3,7	1,7	0,6
н-пентан	2,6	0,8	0,9	2,0	1,0	1,1	2,3	1,8	3,6	1,7	0,6
алканы C_1-C_4	86,0	91,1	88,5	83,0	88,8	88,9	88,3	87,8	85,3	87,2	91,5
алкены C_2-C_4	8,7	7,3	9,6	12,9	9,1	7,9	7,0	8,6	7,3	9,4	7,3
сумма C_{4-}	94,7	98,4	98,1	95,9	97,9	96,8	95,3	96,4	92,6	96,6	98,8
н-алканы C_{5+}	2,6	0,8	0,9	2,0	1,1	1,1	2,3	1,8	3,6	1,7	0,6
изоалканы C_{5+}	2,7	0,8	1,0	2,1	1,1	2,1	2,4	1,8	3,7	1,7	0,6
сумма C_{5+}	5,3	1,6	1,9	4,1	2,1	3,2	4,7	3,6	7,4	3,4	1,2



(а) (б)

Рис. 1. Зависимость выхода ароматических углеводородов (а) и алканов изостроения (б) от температуры процесса превращения прямогонной бензиновой фракции нефти на Zr-содержащих цеолитных катализаторах

С ростом температуры процесса снижается выход получаемых бензинов, при этом их октановые числа увеличиваются (рис. 2а и 2б).



(а) (б)

Рис. 2. Зависимость выхода бензинов (а) и показателя их октанового числа (б) от температуры процесса превращения прямогонной бензиновой фракции нефти на Zr-содержащих цеолитных катализаторах

Таким образом, добавление связующего вещества к Zr-содержащему цеолиту снижает силу и концентрацию его кислотных центров, способствуя увеличению выхода бензинов с повышенным содержанием углеводородов изостроения в интервале температур 320-360^{o}C.

Литература

1. Бабаева И.А., Пресняков В.В., Бабынин А.А. и др. Промышленный опыт повышения качества углеводородов, входящих в состав нестабильного бензина каталитического крекинга // Нефтепереработка и нефтехимия.– М., 2008. – № 6. – С. 10 – 13.
2. Линсен Б.Г. Строение и свойства адсорбентов и катализаторов. – М.: Мир, 1973. – 196 с.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА В КАЧЕСТВЕ СОРБЕНТОВ ДЛЯ РЕГЕНЕРАЦИИ ОТРАБОТАННЫХ МАСЕЛ

А.А. Шевченко
Научный руководитель доцент О.К. Семакина
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефтяные масла находят широкое и разнообразное применение при эксплуатации современной техники. Каждый год увеличиваются объемы потребления смазочных материалов и, как следствие, объемы отработанных масел. Отработанные нефтепродукты токсичны, имеют невысокую степень биоразлагаемости (10–30%) и являются опасными отходами, которые подлежат обязательному сбору и утилизации, а в отдельных случаях – уничтожению. Однако законодательство в России по этому вопросу до сих пор отсутствует. 26–77% всех отработанных масел нелегально сбрасывается на почву и в водоемы; 40–48% – собирается, но из собранных отработанных масел только 14–15% идет на очистку, а остальные 26–33% используются как топливо или сжигаются.

В отработанных маслах идентифицировано 38 химических соединений, которые обладают канцерогенным и мутагенным воздействием, в том числе бензопирен, полихлордифинилы, диоксины, фураны и другие вещества. Два из них – полихлордифинилы и диоксины – включены Стокгольмской конвенцией в список 12-ти самых опасных стойких органических загрязнителей (СОЗ) планеты.

Эти отходы являются также одними из основных загрязнителей почвенных вод. Степень воздействия отработанных минеральных масел на гидроресурсы следующая: всего один литр отработанного масла способен загрязнить 7 миллионов литров почвенных вод [1].

На современном этапе развития российской промышленности важным и актуальным является вопрос вовлечения в производство вторичного сырья, а именно отработанных масел, которые представляют собой сырьевую базу для получения ценных нефтепродуктов при надлежащей переработке.

Наиболее эффективным способом утилизации является регенерация отработанных масел, с целью полного восстановления их первоначальных свойств. Не менее важной задачей является вовлечение новых материалов для решения экологических и ресурсосберегающих проблем.

Это возможно как с помощью совершенствования известных технологий очистки и регенерации, так и разработки новых эффективных и более экономичных сорбентов. При этом решается как задача снижения расхода природных ресурсов и утилизация отработанных материалов, так и обеспечения предприятий недорогими дефицитными маслами.

Целью данной работы является исследование возможности получения сорбента в виде гранул из отходов производства, который в дальнейшем можно использовать для очистки отработанных минеральных масел.

В качестве отходов использовался минеральный осадок, оставшийся после аэрации артезианской воды, который представляет собой тонкодисперсный порошок красно-коричневого цвета. Исследованиями было установлено, осадок представлен аморфной формой оксигидрата железа (ОГЖ) с примесью карбонатов[2].Для предотвращения пыления и удобства работы желательно, чтобы сорбент находился в гранулированном виде (таблетки, черенки, сфера). Для получения сорбента нами был выбран метод экструзионного формования [3] черезфильеру с диаметром отверстий 3 мм. Образующиеся при этом длинные цилиндрические черенки разрезают вручную на гранулы размером 5–7 мм и высушивают.

В качестве связующей жидкости использовали метилцеллюлозу (МЦ), поливиниловый спирт (ПВС) и моноалкилфениловый эфир полиэтиленгликоля на основе полимердистиллята (ОП-7). Содержание связующей жидкости в грануле варьировалось от 0,25 до 3 % (мас.). Для получения пластичной формующейся массы было выбрано оптимальное соотношение твердой фазы и связующей жидкости, Т: СЖ = 1: 0,25–1.

Исследованы физико-механические свойства исходного порошка и полученных гранул сорбента: фракционный состав, прочность на раздавливание в статических условиях, суммарный объем пор.

Полученные гранулы после сушки при комнатной температуре исследовали на прочность в статических условияхв зависимости от концентрации каждой связующей жидкости (рис. 1).

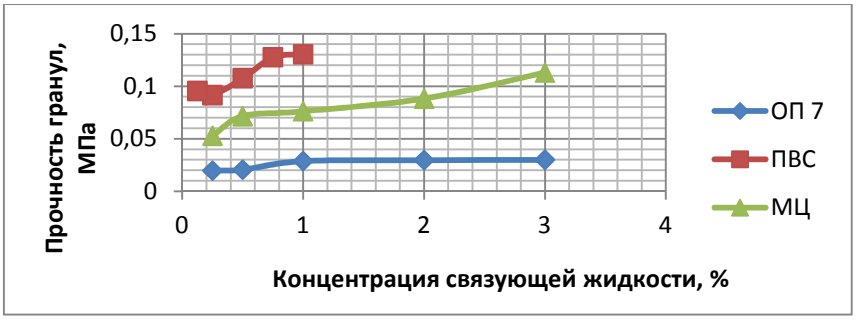


Рис.1. Зависимость прочности гранул от концентрации связующей жидкости при 20 °С

Проанализировав полученные зависимости, сделали вывод, что наиболее высокой прочностью обладают гранулы, полученные с использованием в качестве связующей жидкости ПВС. По сравнению с гранулами, полученными с использованием МЦ и ОП-7, прочность гранул с ПВС больше в 1,6–2 раза.

В дальнейшем была проведена термообработка гранул в течение двух часов при температуре 100 и 250°С и исследованаих прочность на раздавливание (рис. 2–3).

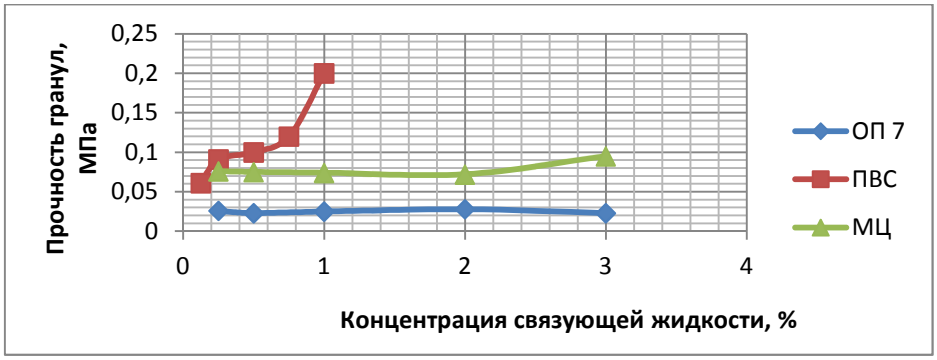


Рис. 2. Зависимость прочности гранул от концентрации связующей жидкости после термообработки при 100°С

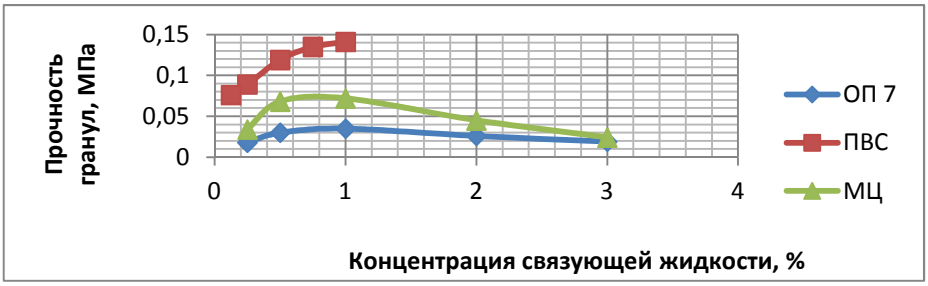


Рис. 3. Зависимость прочности гранул от концентрации связующей жидкости после термообработки при 250°С

Результаты исследования показали, что прочность гранул, полученных с использованием в качестве связующего ОП-7, после термообработки изменилась незначительно. При использовании МЦ прочность гранул после термообработки уменьшилась, это объясняется разрушением молекул органического вещества под воздействием температуры. Наиболее прочными оказались гранулы, полученные с использованием в качестве связующего ПВС, ихпрочность на раздавливание после термообработки увеличилась в 1,5 раза.При этом концентрация ПВС варьировалась в пределах от 0,125 до 1%.. Это можно объяснить свойствами ПВС, который кристаллизуется при термообработке в интервале 80–225 ºС, достигая степени кристалличности 68 %.

Суммарный объем пор для полученных гранул определяли по адсорбции паров бензола. Как показали результаты, с увеличением концентрации связующей жидкости объем пор уменьшается. Это объясняется тем, что при сушке из гранул удаляется вода, а увеличение связующего вещества, соединяющего между собой порошкообразные частицы, уменьшает свободный объем пор. Наибольшим объемом пор 0,4 $см^3/г$ обладают

гранулы, полученные с использованием в качестве связующего МЦ с концентрацией 0,5–1 % (мас.) после термообработки при 250°С.

Гранулы были исследованы в Институте химии нефти на сорбционную емкость, результаты которой показали, что степень извлечения фенола из индустриального масла составила 90–92 %.

Литература

1. Казакова Л.П., Крейн С.Э. Физико-химические основы производства нефтяных масел. – М.: Химия, 1978. – С. 256 – 260.
2. Каменчук Я.А. Отработанные нефтяные масла и их регенерация // Автореф. на соискание уч. степ.канд. хим. наук. – Томск, 2006. – 24 с.
3. Семакина О.К., Бабенко С.А., Миронов В.М. и др. Гранулирование дисперсных материалов в жидких средах. – Томск: Изд. Института оптики атмосферы СО РАН, 2003. – 346 с.

INFLUENCE OF METAL LOADING ON HYDROCRACKING OF VEGETABLE OIL USING BIFUNCTIONAL MICRO-MESOPOROUS COMPOSITE MATERIALS

O. Busse, T. Gille, W. Reschetilowski
Institut of Industrial Chemistry, TU Dresden, Dresden, Germany

The bifunctional catalyst systems can be used for the selective catalytic conversion of vegetable oils by hydrocracking. Thereby the nature and the loading of the metal components influence their catalytic activity in hydrogenation/dehydrogenation reactions. For example bifunctional catalytic systems based on Al-MCM-41/ZSM-5 using by hydrocracking of ethyl laurate showed that the conversion and the yield of gaseous products stronger increased by loading with nickel and molybdenum (NiMo).

The present work studies the influence of nature and loading of these metal combinations on acid micro-mesoporous composite materials Al-MCM-41/ZSM-5 as support for hydrocracking of a regional available vegetable oil. In this context, special attention is directed to product distribution and deactivation of the synthesized catalyst samples (see table 1).

The conversion of vegetable oil on NiMo/(Al-MCM-41/ZSM-5) results in high yields of gaseous hydrocarbons at temperatures of 500°C, WHSV of 5,5 h-1 and pressures of 5 bar. This gaseous products consist mainly of light olefins (C2-C6) and yields up to 50 wt.% could be achieved.

The support material showed an improved conversion of vegetable oil and a higher yield of light olefins in comparison to the pyrolysis test without a catalyst (see table 2). However, activation of the catalyst sample decreases due to deactivation effects like coke formation with time on stream.

Table 1

Composition of catalyst samples (Si/Al = 31)

Catalyst Sample	Support	Metal Loading [wt.%]
Pt	Al-MCM-41/ZSM-5	0.14 Pt
NiMo		1.3 Ni; 6.2 Mo
PtNiMo		1.3 Ni; 6.2 Mo, 0.14 Pt

Additional loading with platinum improved the lifetime of the catalytic system and the amount of gaseous hydrocarbons. Unfortunately, the yield of light olefins decreased due to the high hydrogenation activity of platinum. After a regeneration step the high stability of the system was recovered. Furthermore the selectivity of light olefins increased.

Table 2

Yields of light olefins (C_2-C_6) depending on catalyst system and time on stream

Yield (wt.%)	TOS 1h	TOS 2h	TOS 3h	TOS 4h	TOS 5h
Pyrolysis	13	12	10	—	—
Support	45	43	27	18	7
Pt	24	38	32	16	10
NiMo	41	42	40	33	27
PtNiMo	41	37	28	19	12

In contrast to the platinum loading the reduction of yield of light olefins using NiMo or PtNiMo is less severe. Furthermore, the catalyst sample is stable for 3h/2h time on stream before deactivation starts. After an oxidative treatment the initial activity of catalyst samples are recovered and the yield of light olefins compared to the fresh one is enhanced. Highest yields (49 wt.%) were achieved with regenerated PtNiMo/(Al-MCM-41/ZSM-5) (see table 3).

Table 3

Yield of light olefines with PtNiMo/(Al-MCM-41/ZSM-5)

Olefin	Yield in wt.%
Ethene	1.4
Propene	17.0
But-1-ene	9.9
trans-But-2-ene	4.2
cis-But-2-ene	3.1
3-Methylbut-1-ene	0.4
Pent-1-ene	0.6
2-Methylbut-1-ene	2.1
trans-Pent-2-ene	1.5
cis-Pent-2-ene	0.8
2-Methylbut-2-ene	3.7
C6-Olefins	4.8
Total (C2-C6)	49.5

DEACTIVATION MECHANISM OF H-ZSM-5 ZEOLITES DURING THE CONVERSION OF ETHANOL INTO HYDROCARBONS

D. Däumer, M. Seifert, W. Reschetilowski

Technische Universität Dresden, Dresden, Germany

Introduction

Value creation from ethanol by conversion of ethanol into hydrocarbons is a well-known reaction. Acidic H-ZSM-5 zeolites are well researched catalysts for this conversion. Unfortunately, the mean durability of the H-ZSM-5 during the ethanol conversion due to deactivation processes and along with these a selectivity change towards less desired products like ethylene is also well-known. To overcome this problem, a detailed understanding of the different deactivation routes will be helpful.

Experimental Section

A commercial H-ZSM-5 from ALSI-PENTA (SH-27) showing a molar Si/Al-ratio of 12 was used. This catalyst sample was either used as received from ALSI-PENTA to investigate the deactivation on the pure H-ZSM-5 material or further modified as detailed below to change selected properties.

Two tubular reactors were used for catalytic testing. The first was a silica glass reactor used for unpressurized testing and the second was a steel reactor capable of conducting tests at pressure of several bar. Nitrogen was used in all cases as carrier gas and WHSV varied from 5 to 40 h-1. Reaction temperature was 350 °C and 500 mg dry mass of catalyst sample was used in each run.

To characterize the catalyst samples and the carbonaceous deposits after reaction the following methods were used:

(i) Temperature-programmed Ammonia Desorption (TPAD) at ambient pressure in the temperature range from 100 – 700 °C served to estimate the total acidity and acid strength distribution. (ii) Structural integrity was verified using Infrared-Spectroscopy (IR) and X-Ray Diffraction (XRD) measurements. (iii) The elementary composition was determined by Energy Dispersive X-Ray Spectroscopy (EDX) and Atomic Absorption Spectroscopy (AAS). (iv) To evaluate the total amount of carbonaceous deposits and the burning-off behavior Thermogravimetric Analysis (TGA), Differential Scanning Calorimetry (DSC) and online Mass Spectroscopy (MS) during catalyst regeneration were used.

Further insights were gained by quantum chemical modeling of some deposits on MNDO and ONIOM(PM6:HF/3-21G(d)) as level of theory.

Results and Discussion

At first it is necessary to ensure the cause of deactivation. Since the dehydration of ethanol is the first step in ethanol conversion, the possible structural damage caused by steaming is a pressing concern. By conducting catalytic test at different WHSV, restoring the original catalytic activity using synthetic air to burn off the deposits and verifying the structural integrity even after total deactivation it was shown that only the formation of carbonaceous deposits cause the deactivation of the H-ZSM-5. The next pressing concern is the possibility of selective relationships between catalyst properties and deactivation course. The TPAD ruled out such a relationship regarding the catalyst's acidity. However, we found some correlation between the burning-off behavior of the deposits and the amount of catalyst deactivation. Also the total amount of deposits does not reflect the ongoing deactivation. Together with our quantum chemical modeling we concluded that deposits different in chemical nature have different effect on the deactivation. This led us to our

preliminary idea of a general deactivation mechanism [1] in ethanol conversion on H-ZSM-5. In short, the formation of substituted aromatics in the hydrocarbonpool and the formation of olefinic deposits due to the polymerization of ethylene are the main routes of deposit formation. However, aromatic deposits are the main cause for pore blockage and hence deactivation. Detailed investigations at elevated pressure or rather with targeted modification of the original zeolite by impregnation with phosphoric acid, structure preservative steaming at 250 °C and mobilization of extra-lattice species with complexing agents extended our first idea of the deactivation mechanism by two main aspects. (i) The diffusion of deposits inside the pores and especially the formation of aromatics with long side-chains by reaction of olefinic and aromatic deposits have to be considered. (ii) The steps of deposits formation are not consecutive, as we first assumed, but rather simultaneous and their relative contribution to deposit formation is determined by ethylene supply at the hydrocarbonpool molecules and reaction pressure.

References

1. D. Däumer, K. Räuchle, W. Reschetilowski// Chem. Cat.Chem., 2012 .– V. 4. – P. 802 – 814.

DURABILITY IMPROVEMENT OF H-ZSM-5 ZEOLITE DURING THE CONVERSION OF ETHANOL INTO HYDROCARBONS BY REMOVAL OF EXTRA-LATTICE SPECIES

D. Däumer, M. Seifert, W. Reschetilowski
Technische Universität Dresden, Dresden, Germany

Introduction

Value creation from ethanol by conversion of ethanol into hydrocarbons is a well-known reaction. Acidic H-ZSM-5 zeolites are well researched catalysts for this conversion. Unfortunately, the mean durability of the H-ZSM-5 during the ethanol conversion due to deactivation processes and along with these a selectivity change towards less desired products like ethylene is also well-known. Previous results suggest, that the durability may be improved by repressing the overabundant formation of ethylene at week acid sites. Since extra-lattice species, especially extra-lattice aluminum species, at least partially represents such week acid sites, their removal should increase the catalyst's durability.

Experimental Section

A commercial H-ZSM-5 from ALSI-PENTA (SH-27) showing a molar Si/Al-ratio of 12 was used. This sample was modified by treatment with solutions of EDTA, tartaric acid, sodium tartrate, citric acid and monosodium citrate at 60 °C over 1, 3, 6, 12 and 24 hours. The prepared samples were pressed and classified in the range 315-400 µm. Catalytic testing was carried out in a steel tubular reactor with 500 mg dry mass of catalyst sample for each run at a WHSV of 5 h-1. Catalytic tests were performed over 5 hours and extended tests over 10 hours were performed with the most promising samples.

To characterize the catalyst samples and the carbonaceous deposits after reaction the following methods were used:

(i) Temperature-programmed Ammonia Desorption (TPAD) at ambient pressure in the temperature range from 100 – 700 °C served to estimate the total acidity and acid strength distribution. (ii) Structural integrity was verified using Infrared-Spectroscopy (IR) and X-Ray Diffraction (XRD) measurements. (iii) The elementary composition was determined by Atomic Absorption Spectroscopy (AAS). (iv) To evaluate the total amount of carbonaceous deposits and the burning-off behavior Thermogravimetric Analysis (TGA) was used.

Further insights in possible extra-lattice species were gained from quantum chemical DFT and HF calculations at different levels of theory.

Results and Discussion

The elementary analysis showed that extraction of extra-lattice species was successful. However, the complexing agents differ in their ability to mobilize them. The lowest concentration of aluminum and silicon was found in the extract solutions of EDTA, whereas for example with tartaric acid up to 500 mg aluminum could be solvated from an initial weight of 30 g zeolite. Although this might sound marginal, we found significant changes to the catalyst's durability. Considering a unmodified H-ZSM-5, its percentaged mass fraction of ethylene in the gas phase after 10 hours time-on-stream was 59%. Taking the best sample prepared by treatment with tartaric acid, this can be decreased to 34% after 10 hours time-on-stream. Surprisingly, we found no difference in the chemical nature of the formed carbonaceous deposits, as one may expect according to further work on this topic[1].

Since the deposits nature was not altered, we rationalize the increased durability with a slower growth of the deposits and with a smaller amount of high-molecular deposits. To explain this theory we considered the following model. SEM images from further works showed catalyst grains approximately 8 µm in diameter and it is known that ZSM-5 crystallizes in a orthorhombic unit cell. So we assume our catalyst sample to be composed of perfect crystallized cubes with a edge length of 8 µm. For sake of brevity, under some presumptions one can estimate the amount of aluminum in the outer layers of the catalyst crystals. By correlating this values with the amount of extracted extra-lattice aluminum its reasonable to assume we mobilized most species of the outer surface of the catalyst samples and hence removed weak acid sites at the pore entrances. By this the ethanol is no longer dehydrated before it reaches the reaction centers inside the pores, which reduces or possibly eliminates ethylene excess and in doing so the ethylene

polymerization forming olefinic deposits, which can react with hydrocarbonpool molecules to form bulky and pore blocking aromatics with long side chains, will be reduced and the catalyst's durability will be improved.

References

1. Däumer, K. Räuchle, W. Reschetilowski// Chem. Cat.Chem., 2012 .– V. 4. – P. 802 – 814.

SELECTIVE CATALYTIC CONVERSION OF BIOETHANOL TO BIO-BASED PRODUCTS OVER MODIFIED H-ZSM-5 ZEOLITES

N. Danilina[1], H. Toufar[2], W. Reschetilowski[1]
[1]Institut für Technische Chemie, Technische Universität Dresden, Dresden, Germany
[2]Süd-Chemie Zeolites,GmbH Bitterfeld-Wolfen, Dresdan, Germany

Introduction

Due to the increase in the oil consumption the search for new alternative sources of hydrocarbons became more important in the last decades. An often discussed feedstock is ethanol, because of the possibility to produce it from biomass. The conversion of biomass-derived ethanol to hydrocarbons using zeolite catalysts offers an alternative and renewable source of key chemicals.

We studied the conversion of ethanol over H-ZSM-5 zeolite modified with phosphorus and with some metal ions. Here the effects of modification of H-ZSM-5 with various surface concentrations of phosphorus on the catalytic performance and selectivity in the conversion of ethanol are described.

Experimental

H-ZSM-5 (Si/Al = 11) was obtained from ALSI-PENTA Zeolithe GmbH. The post-synthesis modification of H-ZSM-5 was done using phosphoric acid; the phosphorus loading was varied between 0.33 and 1.3 wt.-%. All catalyst samples were characterized with XRD, AAS, EDX, IR, and 31P MAS NMR. The acidic properties were determined with in situ FTIR measurements of temperature-programmed ammonia-desorption. The catalytic tests were performed at 450 °C and under atmospheric pressure in a plug-flow reactor. The effluent was sampled at the reactor exit with a syringe and analysed in a gas chromatograph. The details of the experimental procedures are described earlier [1].

Results and discussion

The XRD analysis of unmodified and phosphorus-modified H-ZSM-5 shows that the structure and the crystallinity of H-ZSM-5 were not affected by treatment with phosphoric acid.

The acidity of the catalyst samples was measured by monitoring the temperature-programmed ammonia-desorption with in situ FTIR spectroscopy. The amount of chemisorbed ammonia is a measure of the overall acidity, which is higher of phosphorus-modified samples in comparison of the unmodified H-ZSM-5. Even small loadings of phosphorus (0.33 wt.-% of P in H-ZSM-5) increase the acidity significant.

Over phosphorus-modified H-ZSM-5 samples the conversion of ethanol increases to up to 100 %, already with the lowest phosphorus loading of 0.33 wt.-%. This demonstrates a high catalytic activity of phosphorus-modified samples. After the modification the selectivity of H-ZSM-5 samples to ethylene and C3- and C4-hydrocarbons decreases, whereas the selectivity to aromatics increases strongly to maximally 80 wt.-%.

The product distribution in the aromatic fraction is similar for all catalyst samples. The main aromatic products are benzene, toluene and xylenes (80 %) – the most demanded aromatics. So the modification of H-ZSM-5 leads to high selective conversion of ethanol to BTX-fraction.

The results of the conversion of ethanol over the fresh catalyst samples and after the regeneration in air flow demonstrate that the zeolite samples are thermally stable. This coincides with the results of XRD measurements.

Conclusions

The incorporation of phosphorus in H-ZSM-5 zeolites by post-synthesis treatment leads to highly active and selective catalysts for the conversion of ethanol to aromatics. The acidity, activity, and selectivity of phosphorus-modified samples do not change proportionally to the weight percentage of incorporated phosphorus; therefore these properties probably depend on the structure of the phosphorus species on H-ZSM-5.

References

1. Danilina N., Toufar H., Reschetilowski W.// Proc. DGMK/SCI Conference "Synthesis Gas Chemistry", 04.-06.10.2006, Dresden. – P. 141-148.

ISOMERIZATION OF LONG-CHAIN N-PARAFFINES ON MESOPOROUS ALUMOSILICATES

M. Göhlich, K. Räuchle, W. Reschetilowski
Technische Universität Dresden, Dresden, Germany

Introduction

Skeletal isomerization of heavier n-paraffines is of great interest for improving the low-temperature properties of diesel fuel.

The isomerization selectivity reached on bifunctional catalysts is strongly affected by the acidity of the used support. While weak and medium acid sites mainly lead to mono- and dibranched isomers the existence of strong acid sites enhance the hydrocracking tendency.

Isomerization of long-chain n-paraffines on noble metal loaded mesoporous H-Al-MCM-41, containing weak and medium acid sites, leads to high isomerization yields.

The aim of the present work was to examine the ability of acidic mesoporous molecular sieves, SBA-15 and MAS-5, as supports for new isomerization catalysts. To show the dependency on acidity a strongly acidic Y-zeolite was used as a comparison.

Experimental

The SBA-15 material used was synthesized according to Luan et al. whereas a pure siliceous material (Si-SBA-15) was obtained first [1]. In a next step an alumina incorporation, an ion-exchange with NH4NO3 and a calcination at 813 K was performed to gain H-Al-SBA-15.

MAS-5 was prepared by a method described by Zhang et al. [2]. In analogy to SBA-15 H-MAS-5 was prepared by ion-exchange with NH4NO3 and deammonisation of NH4-MAS-5.

Platinum loading was achieved by impregnation with a solution of H2PtCl6, resulting in a platinum content of 0.6 wt. % (H-Al-SBA-15) and 0.3 wt. % (H-MAS-5), respectively.

After the preparation the catalyst samples were characterized by X-ray diffraction, nitrogen and carbon monoxide adsorption as well as temperature-programmed desorption of ammonia.

The catalytic test samples were activated beforehand at 673 K under hydrogen flow (10 l/h). The catalytic conversion of n-decane was carried out in a fixed bed reactor under integral conditions at a temperature and pressure ranging from 618 to 648 K and 20 to 40 bar.

The liquid products were analyzed by gas chromatography (HP 5890 Series II) equipped with a capillary column (HP-1) of 100 m length.

Results and discussion

The temperature-programmed desorption of ammonia was used to characterize the acid sites by strength and nature (Lewis/Brønsted).

The desorption maximum at 473 - 523 K and 673 - 723 K significantly indicates the existence of weak and medium acid sites in Pt/H-Al-SBA-15 and Pt/H-MAS-5 (Fig. 1).

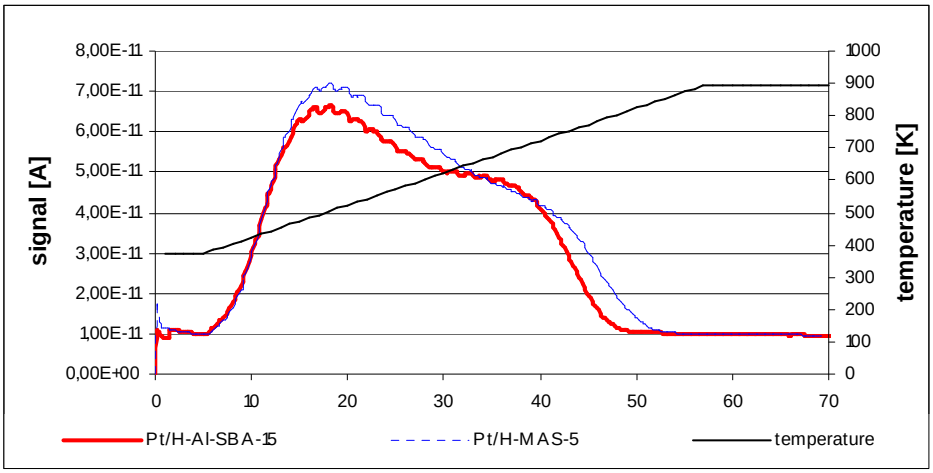


Fig. 1. Ammonia desorption curve of Pt/H-MAS-5 and Pt/H-Al-SBA-15 in the range of 383 to 893 K

The results of the catalytic tests clearly show the correlation between acid strength of the support and isomerization selectivity. Thus, availability of weak and medium acid sites in mesoporous materials Pt/H-MAS-5 and Pt/-H-Al-SBA-15 results in high yields of branched decane isomers (Fig. 2). On the other hand, a high hydrocracking tendency induced by the existence of strong acid sites was observed on Pt/H-Y.

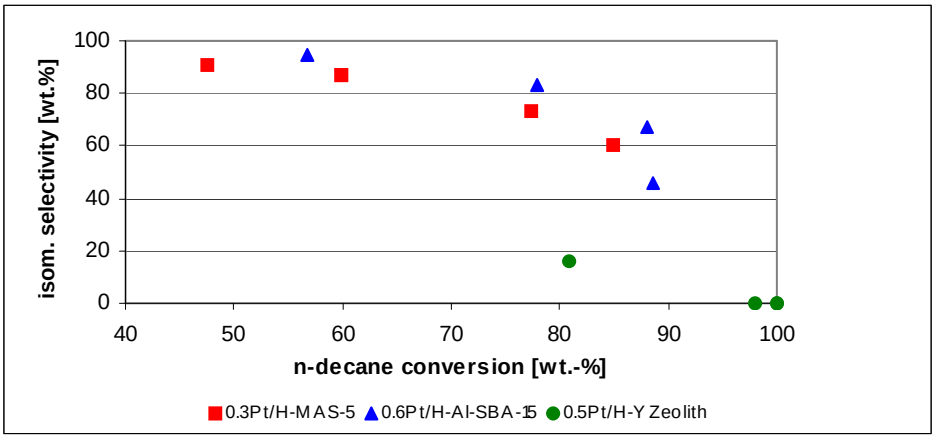


Fig. 2. Isomerization selectivity vs. n-decane conversion at 618 to 648 K, 30 bar, WHSV = 6.7 h-1, H:CH = 14.5

References

1. Luan Z., Hartmann M., Zhao D. et al.// Chem. Materials, 1999. – V. 11. – P. 1621-1627.
2. Zhang Z., Han Y.et al.,// J. Am. Chem. Soc., 2001. – V. 123. – P. 5014-5021.

CATALYTIC PROPERTIES OF SUPPORTED IN-PD INTERMETALLIC COMPOUNDS IN METHANOL STEAM REFORMING

M. Neumann[1], W. Reschetilowski[2], M. Armbrüster[1]

[1]Max-Planck-Institut für Chemische Physik fester Stoffe, Dresden, Germany

[2]Professur für Technische Chemie, Technische Universität Dresden, Dresden, Germany

Introduction

Intermetallic compounds like ZnPd and InPd have gained much attention in the recent years as catalysts for methanol steam reforming (MSR).[1-3] These materials have proved to be feasible for hydrogen production due to their high selectivity and excellent stability. The present investigation deals with the preparation of supported In-Pd intermetallic compounds and their respective catalytic properties.

Experimental

A 10 wt% Pd on In2O3 sample was prepared via wet-impregnation technique and calcined afterwards at 400 °C for 3 h in flowing air.[3] To prove the influence of elemental Pd on the steam reforming reaction the same technique was used to obtain a 10 wt% Pd/SiO2 sample. For comparison a $Cu/ZnO/Al_2O_3$ catalyst with a molar composition of 67.5/22.5/10 was synthesized via co-precipitation from the respective metal nitrates according to the literature.[4]

The intermetallic compounds InPd, In3Pd2 and In7Pd3 were formed consecutively by reduction in 10% H2 (in N2) prior to catalytic testing. The formation of the respective compounds was verified by powder X-ray diffraction measurements. InPd and In3Pd2 could be synthesized without other metallic phases present. In7Pd3 is obtained in mixture with elemental indium formed by direct reduction of In_2O_3. All catalytic measurements were performed in a fixed bed flow reactor at ambient pressure with an equimolar methanol/water mixture and nitrogen as carrier gas. Conversion of methanol was adjusted by changing the space time velocity for comparison of the selectivity for methanol steam reforming. CO and CO_2 were detected with an IR-multigas analyzer. Hydrogen concentration was determined with a TCD-GC.

Results

The Pd/SiO2 catalyst shows the highest activity during MSR but is nearly completely unselective for methanol steam reforming (Fig. 1). Instead, the methanol decomposition is favoured leading to huge amounts of CO. In contrast to Pd/SiO2 the supported intermetallic In-Pd compounds and the $Cu/ZnO/Al_2O_3$ are less active but exhibit high selectivity for methanol steam reforming. Especially, the supported intermetallic compounds In3Pd2 and the In7Pd3 achieved CO_2 selectivities of up to 98%. With increasing temperature the selectivity for MSR of all materials is decreasing. However, the change in selectivity with temperature of the supported intermetallic compounds is significantly lower compared to the copper containing catalyst, thus proving the feasibility of In-Pd intermetallic compounds as methanol steam reforming catalysts.

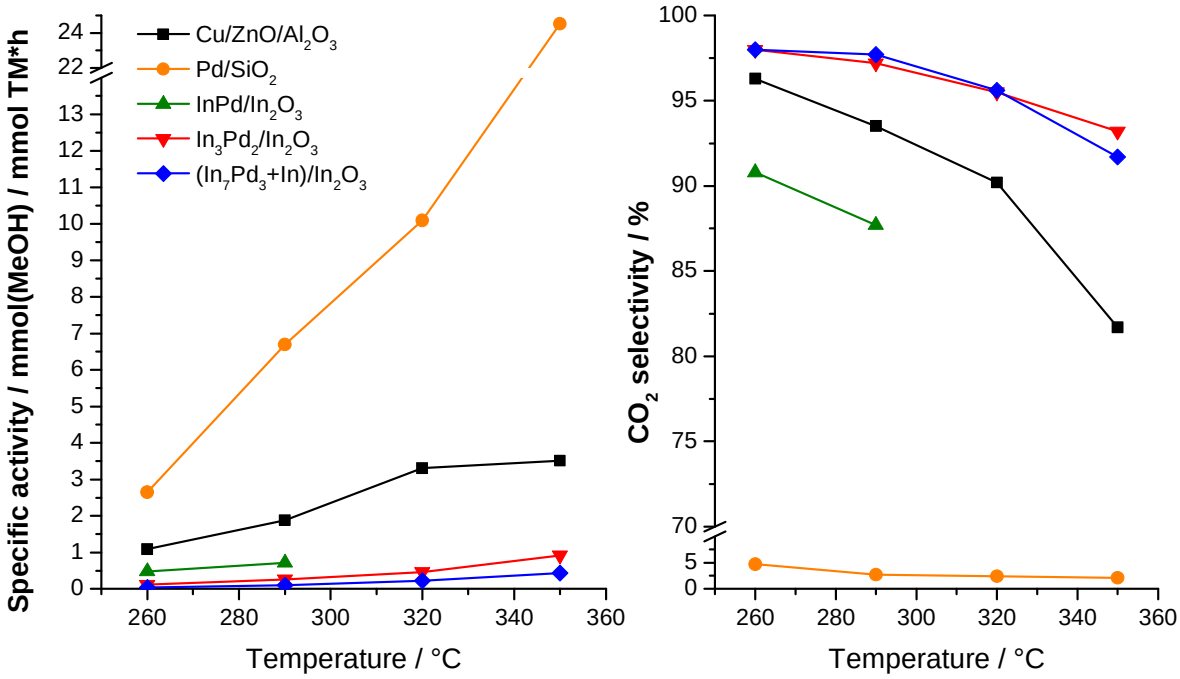


Fig. 1. left: Specific activity per mmol transition metal (TM), right: CO_2 selectivity at 30% methanol conversion

References

1. Iwasa N., Mayanagi T.,. Ogawa N, Sakata K., Takezawa N.// Catalysis Letters, 1998. – V. 54. – P. 119.
2. Friedrich M., Teschner D., Knop-Gericke A., Armbrüster M.// J. of Catalysis, 2012. – V. 285.– P. 41.
3. Lorenz H., Turner S., Lebedev O.I.,. Van Tendeloo G, Klötzer B., Rameshan C., Pfaller K.// Applied Catalysis A: General, 2010.– V. 347.– P. 180.
4. Lorenzut B., Montini T., De Rogatis L., Canton P., Benedetti A., Fornasiero P.//Applied Catalysis B: Environmental, 2011.– V. 101.– P. 397.

KINETIC MODELLING OF THE BASE CATALYZED ETHANOLYSIS OF SOYBEAN OIL IN A MICROREACTOR

Stefan Schwarz, Ekaterina Borovinskaya, Wladimir Reschetilowski
Technische Universität Dresden, Dresden, Germany

The production of biofuels from renewable sources is a fast growing technology which rose worldwide in the last decade. Biodiesel is a mixture of esters of fatty acids and low aliphatic alcohols obtained commonly by homogeneous catalyzed alcoholysis of vegetable oils. The use of biodiesel can lead to a remarkably decreased environmental impact compared to fossil fuels. Biodiesel is non-toxic, biodegradable and shows reduced emissions of greenhouse gases and toxins. According to a directive of the European Union 10 % of the total energy consumption in traffic should derive from renewable sources until the year 2020. Therefore the understanding of the process of biodiesel formation is from high scientific interest.

The most cost efficient industrial process for biodiesel production is the NaOH or KOH catalyzed methanolysis of vegetable oil thus it is intensively investigated. Since methanol is obtained from fossil resources it is desirable to perform the ethanolysis to achieve a fuel derived totally from renewable sources. On industrial scale the base catalyzed ethanolysis of vegetable oil is taken out in batch processes. Continuous processes are rarely investigated. In contrast to the methanolysis reaction mass transfer limitations are mostly neglected in kinetic studies of the ethanolysis. The use of microstructured reactors lead to a better performance in the methanolysis due a reduction of mass transfer limitations. Investigations of the effect on the kinetics of the ethanolysis reaction are rare.

In this work the kinetics of the KOH catalyzed ethanolysis of soybean oil were investigated. The effect of various microstructured reactors on the kinetics was investigated by comparison with the corresponding batch process. Continuous reactions were carried out in combined reactors consisting of a micromixer and a microtube. The microreactors had inner diameters between 1 mm and 2.5 mm at flow rates were up to 2.5 ml min-1. The batch process was carried out in a heated glass flask equipped with magnetically stirring at 1000 rpm. Off-line analysis was performed by isocratic HPLC with acetonitril/aceton (70:30 v/v) and UV-detection at λ = 205 nm.

In a simple model the base catalyzed ethanolysis occurs in three consecutive reversible steps removing fatty acids from the glycerol moiety. In the batch process the first reaction from triglycerides to diglycerides was much faster compared to the continuous process in microstructured devices. After less than 5 min an equilibrium state was formed

with up to 20 wt.-% of monoglycerides and diglycerides in the apolar oil phase. The kinetic data obtained from the continuous runs showed no formation of an equilibrium state. The level of byproducts was about half as high as in the batch process and complete conversion to fatty acid ethyl esters (FAEE) could be achieved in less than 15 min reaction time. The structure of the used reactors showed a heavy impact on the overall kinetics. In the beginning of the reaction the micromixing of the two reactants oil and ethanol seemed to be most important for the total conversion. By using the modified Villermaux-Dushman-method supposed by S. Panić et al.[1] the monophasic micromixing of three different micromixers could be investigated. The yield of FAEE correlates linear with the mixing efficiency. While in passive mixers the mixing efficiency increases exponentially with the total flow an active mixer showed comparable micromixing over a broad range of flow rates. Furthermore the structure of the microtube following the mixer affected the kinetics. By decreasing the inner diameter of the tube from 1.6 mm to 1.0 mm the yield of FAEE could be doubled at the same residence time and flow rate. Both effects could be explained by an increase of the total surface area between oil and ethanol. However the use of a microtube with passive mixing elements showed no affect on the performance. It appeared that after an initial mixing period in the first seconds of the reaction the interfacial area cannot be increased by mixing.

The results of the kinetic modelling of the rate constants and mass transfer coefficients revealed a heavy impact of microstructured reactors on the kinetics of the base catalyzed ethanolysis of soybean oil. The reaction system is very sensitive to flow rate, reactor geometry and micromixing. Mass transfer limitations have to be taken into account even at batch processes. By using microreactors the kinetics can be controlled precisely and total conversions from oil to biodiesel can be achieved in much shorter time compared to a corresponding batch process.

References

1. Panić S., Loebbecke S., Tuercke T., Antes J., Bošković D. // Chem. Eng. J., 2004. – V. 101. – P. 409-419.

EVALUATION DES REAKTIONSSCHEMAS DER ISOMERISIERUNG VON N-DECAN MITTELS KINETISCHER MODELLIERUNG IN KOMBINATION MIT INTERVALLANALYSE

A.Thomas, A. Rüfer, E. S. Borovinskaya, W. Reschetilowski
Institut für Technische Chemie, Technische Universität Dresden, Dresden, Germany

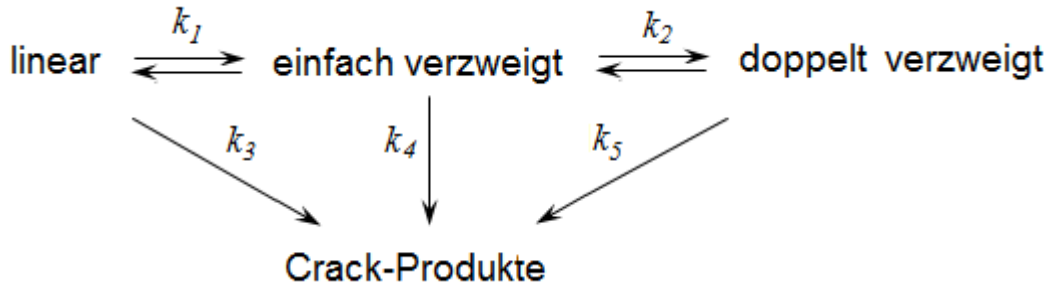
Um gezielt Katalysatoren zu entwickeln, die einzelne Reaktionspfade bevorzugt befördern, und um die Bildung von Nebenprodukten zu reduzieren, ist es notwendig, die kinetischen Parameter der Reaktionen experimentell zu bestimmen und diese auch modellmäßig beschreiben zu können. Ein Vergleich dieser Reaktionsparameter für unterschiedliche Katalysatoren sowie deren Einfluss auf ein Reaktionssystem und die resultierenden Produkte gelingt mittels kinetischer Modellierung in Kombination mit Intervallanalyse. Dieser Ansatz soll am Beispiel der sehr gut untersuchten Isomerisierung von n-Decan angewendet und das dabei aus der Literatur bekannte Reaktionsschema überprüft werden.1,2

Es gilt als gesichert, dass die Isomerisierung von n-Decan an bifunktionellen Katalysatorsystemen über einen sog. PCP-Mechanismus verläuft.3 Dabei sind zwei Wege möglich:

die iso-Decyl-Carbeniumionen können deprotoniert werden, dann als iso-Decen vom sauren zum metallischen Zentrum diffundieren, um nach der Hydrierung am Metall als iso-Decan mit einer oder mehreren Verzweigungen die Katalysatoroberfläche zu verlassen;

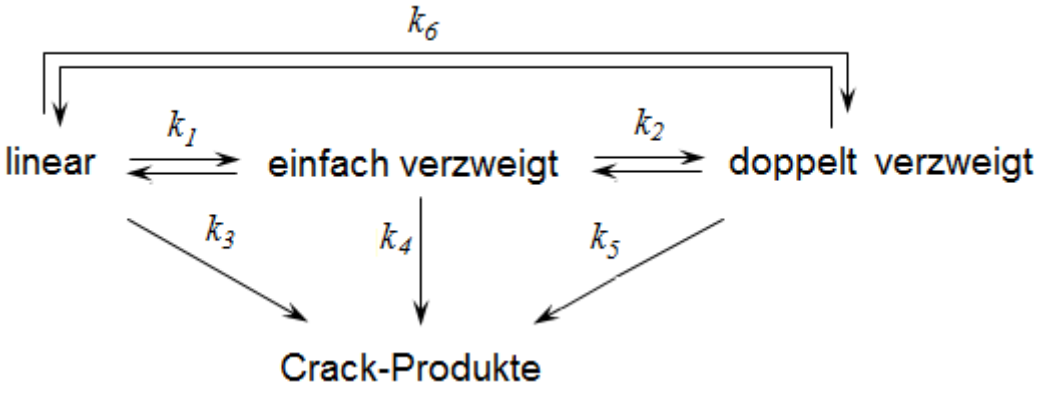
wenn sich die Decan-Isomere in ausreichender Anzahl gebildet haben, dann wird ein energetisch günstiger Weg zum Cracken der oberflächengebundenen Decyl-Carbeniumionen frei. Mit Verzweigungsgrad der Alkane steigt auch die Neigung zur Spaltung, deshalb gilt k5 > k4 > k3.

Dieser Reaktionsverlauf wird durch folgendes Reaktionsschema beschrieben:



Die durchgeführte kinetische Modellierung nach dem oben genannten Reaktionsschema hat überraschender Weise keine ausreichende Übereinstimmung zwischen den Ergebnissen aus dem Modell und aus dem Experiment gebracht. Daraufhin musste das Reaktionsschema und somit auch das kinetische Modell modifiziert werden.

Aus den experimentellen Beobachtungen war zu entnehmen, dass das zweifach verzweigte Isomer bereits zu Beginn der Reaktion entsteht. Da zu diesem Zeitpunkt das Edukt der einzige Stoff war, welcher eine Anfangskonzentration ungleich Null besaß, lag der Schluss nahe, dass das zweifach verzweigte Isomer direkt aus dem Edukt entstehen müsste. Deshalb wurde ein neuer Reaktionspfad ins Reaktionsschema eingefügt und im kinetischen Modell berücksichtigt:



Sowohl der niedrige Wert des durchschnittlichen relativen Fehlerquadrats (etwa 1%), als auch die erhaltenen Konzentrationsverläufe zeigten, dass eine sehr gute Übereinstimmung zwischen den experimentell ermittelten und theoretisch berechneten Konzentrationen erzielt werden konnte. Damit ist anzunehmen, dass das modifizierte kinetische Modell korrekt ist, und die geringfügigen Abweichungen auf die Unsicherheiten bei der experimentellen Messung zurückzuführen sind.

Um diese Unsicherheiten ebenfalls beschreiben und bewerten zu können, sind für alle Reaktionsparameter Unsicherheitsintervalle berechnet worden. Für jeden Wert innerhalb dieser Intervalle gibt es mindestens eine Kombination von weiteren Parametern, deren Intervalle innerhalb der experimentellen Unsicherheit liegen.

Schriftennachweis

1. Rüfer, A., Werner, A., Reschetilowski, W., Isomerization of n-Decane on Mesoporous Catalyst Systems – Design of Experiments in Combination with Kinetic Modeling// 45 Jahrestreffen Deutscher Katalytiker, Weimar 2012.
2. Weitkamp, J., Fang H. // Acta Phys. Chem., 1978. V. 1-2. P. 327-333.
3. Akhmedov, V. M., Al-Khowaiter, S. H.// Catalysis Reviews, 2007. – V. 49. – P. 33-139.

С е к ц и я 11

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ ОСВОЕНИЯ И ПЕРЕРАБОТКИ МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Подсекция 2.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

РОЛЬ МЕТОДА МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ В ПОВЫШЕНИИ ЭФФЕКТИВНОСТИ НЕФТЕХИМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

Э.Д. Иванчина, профессор, Е.Н. Ивашкина, доцент, Н.С. Белинская, аспирант, И.О.Долганова, аспирант

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Современные технологии алкилирования представлены широким классом разнообразных промышленных процессов, таких как получение высокооктановых компонентов бензинов, этилбензола, необходимого для производства стирола, алкилбензолов для последующего сульфирования и производства моющих средств.

Среди проблем, общих для всех процессов алкилирования, можно отметить, во-первых, наличие побочных реакций, которые приводят к снижению селективности процесса и ухудшению качества продукции.

Во вторых, применение жидких кислотных катализаторов, что обуславливает быстрый износ оборудования из-за коррозии, а также высокую опасность производства и необходимость строгого следования нормам технологического регламента и, наконец, экзотермичность реакций.

При этом перевод установок алкилирования на твердые катализаторы зачастую оказывается экономически нецелесообразным из-за больших затрат на реконструкцию производства.

Задачи повышения ресурсо- и энергоэффективности являются приоритетными для развития отечественной нефтепереработки и нефтехимии. Для их решения в настоящее время хорошо зарекомендовал себя метод математического моделирования, позволяющий создавать интеллектуальные моделирующие системы с учетом физико-химических основ каталитического процесса, что позволяет достаточно точно описывать реальные промышленные технологии.

Это не требует значительных материальных затрат и капитальных вложений в строительство пилотных установок для исследования процессов экспериментальным путем.

Процессы алкилирования, с точки зрения моделирования, представляют несомненный интерес. При их большом разнообразии наблюдается общность механизмов реакций, поэтому подход к моделированию таких процессов должен быть единым.

На кафедре химической технологии топлива и химической кибернетики Томского политехнического университета был предложен единый подход к моделированию процессов алкилирования, включающий анализ химических превращений в ходе процесса, в том числе и термодинамический, с целью составления и формализации схемы превращений. При этом для определения термодинамических параметров реакций эффективно применяются квантово-химические методы расчета, позволяющие определить не только вероятность протекания той или иной химической реакции, но и оценить термодинамические параметры переходного состояния образования вещества, что открывает возможности определения кинетических параметров математической модели, разрабатываемой на следующем этапе.

Следующим шагом в создании интеллектуальной системы является разработка математической модели реактора, включающей кинетическую и гидродинамическую составляющие, а также уравнение теплового баланса. Далее выполняется проверка созданного математического описания сложного нефтехимического процесса на адекватность реальной технологии.

Так, для ряда промышленных процессов алкилирования были разработаны формализованные схемы превращений углеводородов, положенные в основе математических моделей реакторных процессов алкилирования, рис. 1-3.

Для внедрения математической модели на производство необходима ее реализация в виде компьютерной моделирующей системы, которую мы называем интеллектуальной. Моделирующая система имеет интуитивно понятный интерфейс, состоит из базы данных и базы знаний, пакета прикладных программ.

Разработанные компьютерные моделирующие системы процессов алкилирования позволяют проводить оценку и уточнение кинетических параметров модели реактора; выполнять мониторинг текущей работы

установок алкилирования; проводить исследования по влиянию различных технологических параметров на эффективность процесса (в том числе, с целью обучения производственного персонала).

С применением моделирующих систем процессов алкилирования получены результаты, которые представляют большую практическую ценность.

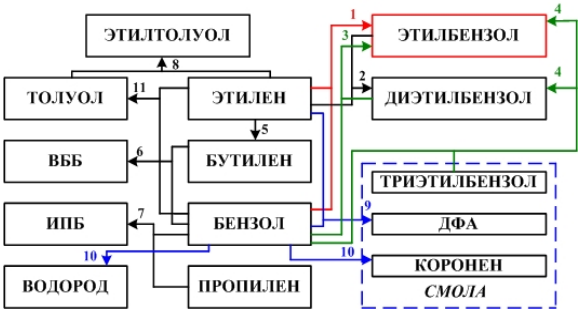


Рис. 1. Формализованная схема превращений в процессе получения этилбензола

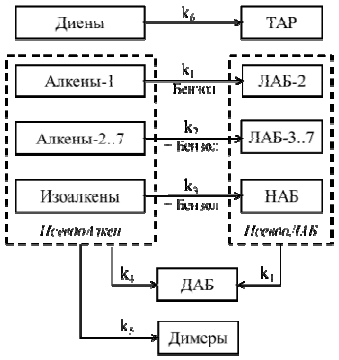


Рис.2.Формализованная схема превращений в процессе получения линейного алкилбензола

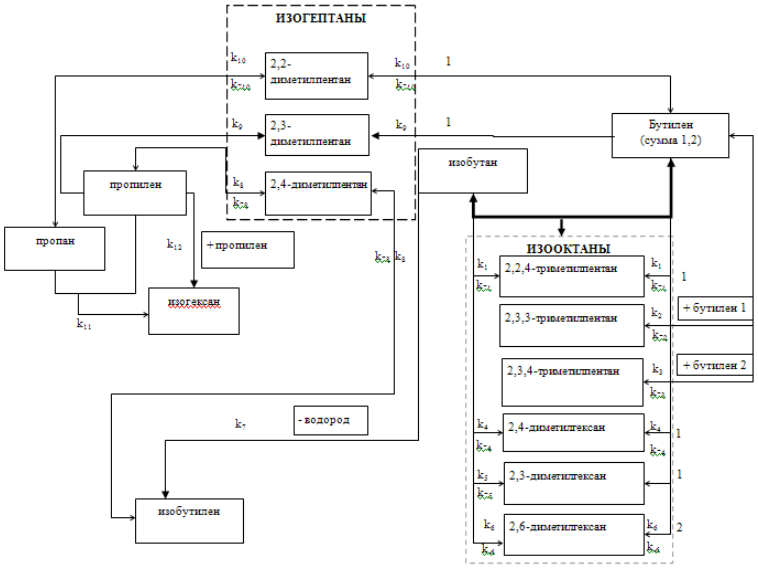


Рис.3. Формализованная схема превращений процесса сернокислотного алкилирования с получением высокооктановых алкилатов

Так, с применением разработанной моделирующей системы, внедренной на предприятие ООО «ПО «Киришинефтеоргсинтез» (рис. 4) выполнена оптимизация технологических режимов работы системы «реактор – регенератор катализатора». При этом предложен критерий эффективности для процесса алкилирования бензола олефинами C_{10}–C_{13}, который включает значения выхода линейного алкилбензола и тяжелого алкилата с учетом их стоимости, а также затраты тепловой энергии на подогрев и испарение обращающихся веществ. Рекомендованы оптимальные технологические условия проведения процесса алкилирования при различном составе сырья. Такие как соотношение бензол/олефины, температура и соотношение катализатор на регенерацию/выход ЛАБ в зависимости от содержания олефинов и диолефинов в сырье.

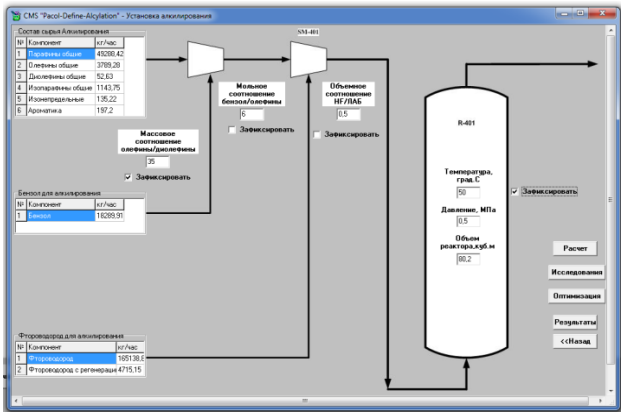


Рис.4. Активное окно моделирующей системы

Непрерывный мониторинг работы промышленной установки и оптимизация режимов ее работы, выполненная с применением моделирующей системы. Позволяет увеличить выход целевого продукта ЛАБ в среднем на 2–3 % при сохранении товарного качества продукции.

В дальнейшем планируется с применением моделирующей системы процесса получения этилбензола оценить эффективность реконструкции смесительной камеры реакторного узла на ОАО «Ангарский завод полимеров» и выработать техническое решение проблемы повышения экологической безопасности сточных вод установки алкилирования (а именно снижение содержания катионов алюминия в них). Эту проблему можно решить путем интенсификации процесса в реакторе и снижения расхода хлоридалюминиевого катализатора.

Программная реализация математической модели процесса сернокислотного алкилирования даст возможность прогнозировать октановое число продукта при изменении состава сырья и технологических режимов работы реактора.

Работа выполнена при поддержке гранта Президента РФ.

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ РЕАКТОРА ПОЛИМЕРИЗАЦИИ ДИЦИКЛОПЕНТАДИЕНА

Г.В. Борисов
Научный руководитель доцент А.А. Ляпков
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Решение проблемы утилизации побочных продуктов производств низших олефинов (этилена и пропилена), образующихся при пиролизе различного углеводородного сырья, является важной инженерно-экономической задачей при организации эффективного производства. Основным побочным продуктом, получающимся при пиролизе бензина, являются жидкие продукты пиролиза, содержащие в своем составе ценные продукты.

Один из важнейших компонентов жидких продуктов пиролиза – дициклопентадиен, содержание которого в различных фракциях может достигать 50 %. Полимер, получаемый на основе дициклопентадиена, является хорошим конструкционным пластиком, однако единственным способом получения изделий из этого вещества является реакционно-инжекционное формование.

Альтернативной технологией получения полидициклопентадиена является полимеризация его под действием каталитической системы $AlEt_2Cl$: $TiCl_4$ в турбулентном реакторе вытеснения.

Целью данной работы является разработка математической модели реактора полимеризации дициклопентадиена, работающего в изотермическом режиме.

Исходя из кинетических данных, полученных для изучаемой системы (дициклопентадиен–$AlEt_2Cl$: $TiCl_4$–толуол), составили математическую модель полимеризации, которая включает стадии равновесного образования комплексов каталитической системы, активной частицы, а также роста и обрыва цепи.

Стадия роста цепи заключается в последовательном присоединение молекулы мономера к активному центру, представляющему собой сольватно-разделенную ионную пару. Образование полимера происходит путем выброса молекулы катализатора:

$$DCPD + DEAH \xrightarrow{k_1} KOMP$$

$$KOMP + TCT \underset{k_3}{\overset{k_2}{\rightleftarrows}} AC;$$

$$DCPD + AC \xrightarrow{k_4} GAC;$$

$$GAC + DCPD \xrightarrow{k_5} POL + AC;$$

$$GAC + TCT \xrightarrow{k_6} POL + AC$$

где DCPD – мономер, дициклопентадиен; TCT –тетрахлорид титана; DEAH – диэтилалюминийхлорид; KOMP – сольватированная молекула катализатора, включая ценовые комплексы тетрахлорида титана; AC – первоначальный активный центр; GAC – растущие активные центры; POL – полимер, полидициклопенадиен.

Математическая модель была использована для проверки кинетической схемы реакции путем сравнения экспериментальных результатов с теоретическими, полученными расчетным путем. Решение обратной кинетической задачи позволило из данных кинетического эксперимента найти недостающие параметры кинетической модели и уточнить значения параметров, полученных экспериментальным путем.

Для моделирования нами был выбран реактор идеального вытеснения, который не отягощен продольным и обратным перемешиванием. Для такой модели несложно составить математическое описание, которое в общем случае должно включать в себя уравнения материального и теплового балансов, а также граничные условия, налагаемые на модель из практических соображений. Ограничение роста цепи проводили путем добавления дезактиватора компонентов каталитической системы – окиси пропилена, при раскрытии окисного цикла которой возможно протекание реакции дезактивации кислот Льюиса с образованием алкоксидов титана и алюминия, неактивных в катионной полимеризации.

Из ранее проведенных исследований известно, что проведение полимеризации при температурах свыше 60 °С приводит к получению частично сшитых полимеров, что ухудшает растворимость продукта в ароматических и хлорированных растворителях. Кроме того, при повышенных температурах образуется большое количество коротких полимерных цепей, что приводит к общему снижению молекулярной массы образующихся продуктов, а также к расширению молекулярно-массового распределения.

В качестве растворителя использовали толуол. Концентрация мономера составляла 890 моль/м^3, а каталитического комплекса 8,9 моль/м^3. Расход мономера в реактор рассчитывали исходя из данных, полученных с производства «ЭП-300» (Производство мономеров ООО «Томскнефтехим»), учитывая, что его содержание во фракции C_9 составляет 16,6 %.

Математическое описание реактора состоит из уравнения материального баланса по мономеру, с учетом того, что реактор работает в изотермическом режиме:

$$\left.\begin{aligned}\frac{dC_{DCPD}}{d\tau} &= -k_{0_p}\cdot e^{-\frac{E_{Ap}}{R\cdot T}}\cdot C_{DCPD}\\ T &= \text{const}\end{aligned}\right\}$$

Уравнение решали для различных начальных условий (расход мономера *V* и диаметр реактора *D*). Для трех значений *V* и пяти значений *D* результаты моделирования представлены на рис. 1.

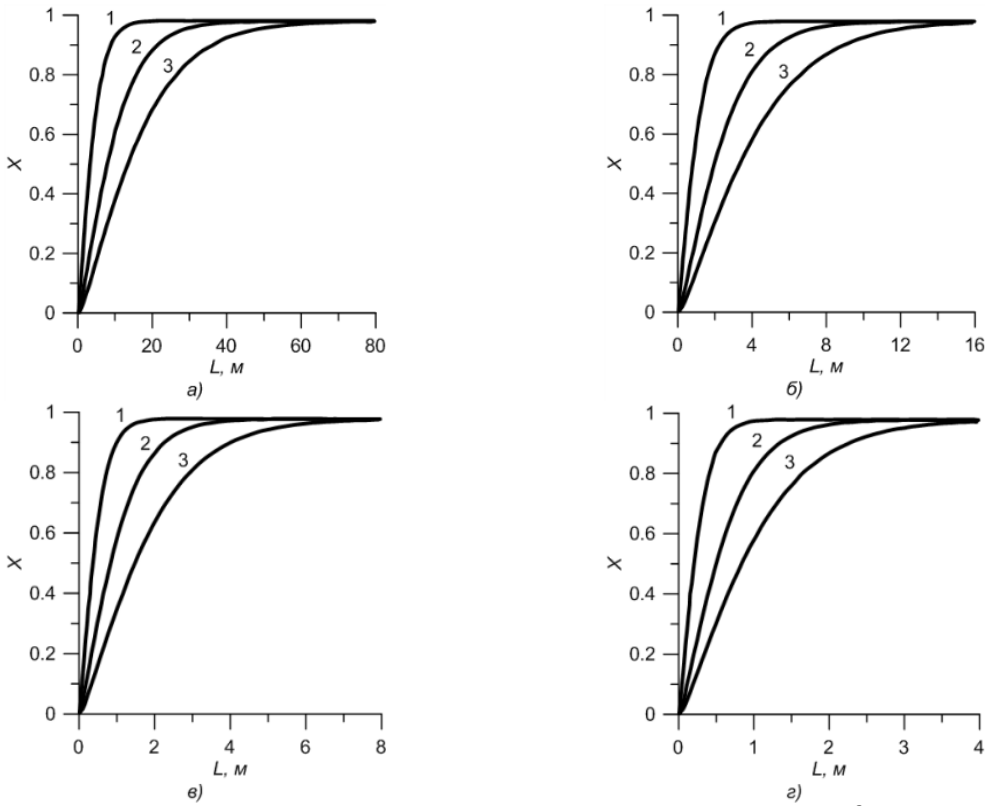


Рис. 1. Результаты моделирования расхода мономера (1 – 0,001; 2 – 0,0015; 3 – 0,002 м^3/с) под действием каталитической системы $AlEt_2Cl : TiCl_4$ (1 % мол) для реакторов различного диаметра а – 0,05; б – 0,1; в – 0,15; г – 0,2 м

Режим течения, близкий к идеальному вытеснению, имеет место в длинных трубах, постоянного поперечного сечения, при значениях критерия Рейнольдса, характерных для развитой турбулентности. При этом отношение длины трубы к ее эквивалентному диаметру должно быть больше 20. Из рис. 1 следует, что

оптимальным расходом для реакторов различного диаметра является 0,001 м^3/с, так как при этом значении наиболее быстро достигается максимальный выход полимера, однако, учитывая критерий Рейнольдса, только расход 0,002 м^3/с обеспечивает адекватное решение задачи для всех значений диаметра аппарата.

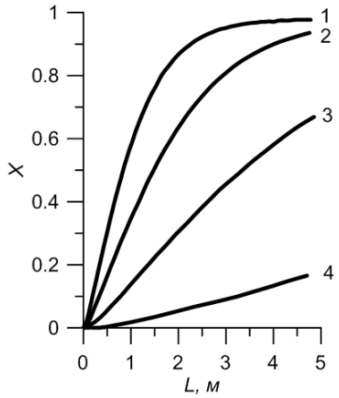


Рис. 2. Результаты моделирования полимеризации дициклопентадиена в изотермическом реакторе под действием каталитической системы $Al(C_2H_5)_2Cl:TiCl_4$ при расходе мономера 0,002 м^3/с и диаметре реактора: 1 – 0,2; 2 – 0,15; 3 – 0,1; 4 – 0,05 м

При одинаковых значениях расхода мономера и длины реактора, учитывая необходимый критерий, максимальный выход полимера достигается в аппарате диаметром 0,2 м (рис. 2).

Таким образом, в результате проделанной работы показано, что при выбранном объемном расходе максимальная мольная доля достигается во всех реакторах. Однако при диаметре 0,2 м выход полимера достигает максимального значения за меньшее время, чем в других аппаратах. Длина реактора составляет 4,8 м. В реакторах другого диаметра не достигается максимальный выход полимера.

ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ДЛЯ РАСЧЕТА ПРОЦЕССА СЕПАРАЦИИ ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ

Е.А. Будовая, Е.С. Хлебникова
Научные руководители доцент Е.В. Бешагина, доцент Н. В. Ушева
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Параметры и результаты технологических процессов нефтепереработки и нефтехимии определяются качеством поступающего на переработку углеводородного сырья, что, в свою очередь, напрямую зависит от эффективности используемых методов его подготовки, основным из которых является сепарация. Современный этап развития химии и технологии углеводородов характеризуется прогрессирующим ухудшением свойств и качества перерабатываемых нефтей из-за увеличения обводненности, коррозионной агрессивности, содержания серы, солей и пр. К тому же, наблюдается тенденция изменения состава углеводородного сырья в сторону увеличения содержания тяжелых компонентов (C_6 и выше).

Современный подход к математическому моделированию многокомпонентных процессов подразумевает агрегирование, при этом обычно компоненты, содержащие более шести атомов углерода, объединяются в одну группу. Однако такой подход не может быть применен к сырью, содержание тяжелых компонентов в котором составляет основную часть. В этом случае расчеты дают большую погрешность за счет слишком грубого агрегирования. Поэтому для создания адекватной модели, описывающей процесс сепарации тяжелых нефтей, актуальной становится задача подбора методики расчета и рационального агрегирования.

Основой расчета процесса сепарации является определение констант фазового равновесия[4]. Существует большое разнообразие теоретических, полуэмпирических и эмпирических методик определения констант фазового равновесия, которые различаются количеством исходной информации, точностью и сложностью расчета. Также их можно определить по табличным данным и номограммам [3].

На сегодняшний день известно множество методик, все они широко применяются в инженерной практике. Выбор метода зависит от цели расчета, исходных данных и допустимой точности. Наиболее часто используются уравнения Пенга-Робинсона, Пенга-Робинсона-Совье (П-Р-С), Шилова, Ридлиха-Квонга, Ашворта (А) и др. [5].

В работе произведен расчет процесса сепарации тяжелой нефти (состав приведен в табл. 1), константы фазового равновесия при этом рассчитывались по двум методам:

Метод Пенга-Робинсона-Совье.

Уравнение Пенга-Робинсона-Совье является модификацией кубического уравнения состояния Ван-дер-Ваальса, которое имеет вид:

$$P = \frac{RT}{v-b} - \frac{a}{v(v+b)+b(v-b)}, \quad (1)$$

где P – давление, Па; T – температура, К; R – универсальная газовая постоянная, a,b-коэффициенты, причем a зависит от температуры.

Алгоритм расчета:

1) Задается исходная информация: критическая температура *Tc*, критическое давление *Pc*, ацентрический фактор *w*, состав исходной смеси, рабочие давление и температура.

2) Рассчитывают начальные приближения значений коэффициентов распределения компонентов смеси по формуле:

$$KFR_i = \frac{Pc \cdot \exp(5{,}373(1+e)(1-\frac{Tc_i}{T}))}{P}; \quad (2)$$

3) Решают уравнение фазовых концентраций:

$$F(e) = \sum \frac{u_i(k_i - 1)}{1 + e(k_i - 1)} = 0; \quad (3)$$

4) Находят молярные доли компонентов смеси в паровой и жидкой фазах:

$$x_i = \frac{u_i}{1 + e(k_i - 1)}; \quad (4)$$

$$y_i = k_i \cdot x_i; \quad (5)$$

5) Вычисляют для паровой фазы коэффициенты уравнения состояния a и b согласно формулам:

$$a = \frac{0{,}42748 \cdot R^2 \cdot Tc^2}{Pc}(1 + f_w(1 - T_r^{1/2}))^2 \quad (6)$$

$$b = \frac{0{,}08664 \cdot R \cdot Tc}{Pc}, \quad (7)$$

для смесей:

$$a_m = \sum\sum(1 - c_{ij}) \cdot y_i \cdot y_j \cdot (a_i \cdot a_j)^{0{,}5}; \quad (8)$$

$$b_m = \sum y_i \cdot b_i; \quad (9)$$

где *cij* – коэффициент парного взаимодействия [3]. Далее решается кубическое уравнение, определяются летучести компонентов, корректируются значения коэффициентов, и проверяется условие сходжения [3].

-Метод Ашворта.

Методика является эмпирической. Константы фазового равновесия определяется по следующим уравнениям:

$$P_i = 10^5 \cdot e^{6.172 \cdot (1 - \frac{F(T)}{F(T_i)})}; \quad (10)$$

где *Ti* – температура кипения углеводорода или средняя температура кипения углеводородной фракции.

$$F(T) = \frac{1250}{\sqrt{(T+273)^2 + 108000}} - 1 - 307{,}6; \quad (11)$$

Таблица

Результаты расчета процесса сепарации

		Эксперимент.данные		П-Р-С		А		О.п., %	
Компоненты	вх.поток, мол.доли	г.ф., мол.доли	ж.ф., мол.доли	г.ф., мол.доли	ж.ф., мол.доли	г.ф., мол.доли	ж.ф., мол.доли	П-Р-С	А
N_2	0,0079	0,0119	4,09E-04	0,0121	4,34E-04	0,1488	0,0176	5,07	1150
He	0,0118	0,0180	4,39E-04	0,0184	3,94E-04	0,2548	0,0206	7,18	1317
H_2	0,0059	0,0090	1,38E-04	0,0092	1,77E-04	0,3439	0,0286	18,29	77
O_2	0,0259	0,0388	0,0024	0,0396	0,0023	0,0087	0,0012	4,80	32
CO_2	0,0157	0,0217	0,0059	0,0205	0,0074	0,0146	0,0121	15,71	87
H_2O	0,0173	0,0047	0,0382	0,0052	0,0382	0,0006	0,1067	0,00	28
H_2S	0,0086	0,0104	0,0057	0,0095	0,0072	0,0133	0,0174	8,12	88
C_1	0,5056	0,7465	0,0615	0,7570	0,0710	0,0852	0,0151	8,33	44
C_2	0,0652	0,0836	0,0328	0,0807	0,0383	0,0466	0,0307	9,94	20
C_3	0,0302	0,0279	0,0361	0,0250	0,0393	0,0335	0,0694	5,92	212
i-C_4	0,0094	0,0055	0,0174	0,0047	0,0176	0,0172	0,0850	1,28	29
C_4	0,0269	0,0130	0,0548	0,0106	0,0550	0,0092	0,0639	0,47	2
i-C_5	0,0184	0,0044	0,0462	0,0035	0,0442	0,0045	0,0784	4,15	715
C_5	0,0173	0,0023	0,0428	0,0026	0,0426	0,0190	0,4347	0,43	98
н.к. - 100°C	0,0271	0,0012	0,0722	0,0011	0,0721	1,82E-05	0,0032	0,14	99
100 - 150°C	0,0284	2,76E-04	0,0774	2,75E-04	0,0770	1,89E-06	0,0006	0,47	99
150 - 200°C	0,0340	4,12E-05	0,1007	4,32E-05	0,0927	2,52E-07	0,0001	4,99	220
200 - 250°C	0,0307	4,21E-06	0,0810	4,00E-06	0,0838	1,35E-05	0,0068	3,40	4033
250 - 300°C	0,0166	2,21E-07	0,0442	2,01E-07	0,0453	9,13E-06	0,0046	2,44	1606
300 - 350°C	0,0166	2,11E-08	0,0422	2,01E-08	0,0453	3,41E-07	0,0017	4,30	1553
остаток	0,0806	1,81E-08	0,2390	1,81E-08	0,2199	2,83E-07	0,0014	4,96	1782

Вх. поток – входящий поток, г.ф. – газовая фаза; ж.ф. – жидкая фаза, о.п. – относительная погрешность.

Поэтому же уравнению, подставляя Ti вместо T, рассчитывают и функцию *F(Ti)* [5].

Для рационального упрощения модели было осуществлено агрегирования тяжелых компонентов на фракции. Расчет произведен с использованием программы на языке C# и приложения Microsoft Exel. Результаты расчета представлены в таблице.

Анализируя результаты расчета, установлено, что метод расчета константы фазового равновесия по уравнению Ашворта не подходит для данного случая, так как результаты расчета отличаются от экспериментальных данных на несколько порядков. Такое расхождение может быть связано с природой самого метода, а именно с тем, что уравнение Ашворта является эмпирической зависимостью. Для метода Пенга-Робинсона-Совье, основанного на физико-химических закономерностях, максимальная относительная погрешность составляет 18 %, при этом для большинства точек не превышает 5 %. Т. е. метод Пенга-Робинсона-Совье применим для расчета фазового равновесия компонентов тяжелой нефти в процессе сепарации, погрешность при этом не превышает допустимую. В дальнейших исследованиях этот метод будет использован для расчета покомпонентного состава потоков сепаратора, сырьем которого является тяжелая нефть.

Литература

1. Аль-Окла Вахиб Абдель Моделирование физико-химических свойств углеводородов и подготовка нефти // Дисс. канд. техн. наук. – Уфа, 2004. – 144 с.
2. О.В. Фоминых. Исследование методов расчета констант фазового равновесия / Яковлева М.С., Леонтьев С.А., Грачева С.К., Фоминых О.В. // Нефтепромысловое дело. – М., 2010. – № 8. – С. 25-28
3. Ушева Н.В., Барамыгина Н.А. Методические указания к выполнению лабораторных работ по дисциплине “Технология промысловой подготовки нефти и газа” для студентов специальности 250400. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – 10 с.
4. Фоминых О.В. Расчеты констант фазового равновесия: Монография / О.В. Фоминых, С.А. Леонтьев, Р.М. Галикеев. – СПб: Недра, 2010. – 105 с.
5. James P. Brill and H. Mukherjee // Multiphase Flow in Wells, SPE Monograph, Henry L. Dogherty Series, Vol.17, 1999. – 155 с.

СОЗДАНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПРОЦЕССА ПРОИЗВОДСТВА ТОВАРНЫХ МЕТИЛАМИНОВ

Д.А. Дубровский, И.А. Семёнов, М.Ю. Нисковская

Научный руководитель профессор Б.А. Ульянов

Ангарская государственная техническая академия, г. Ангарск, Россия

ОАО «Ангарская нефтехимическая компания» (АНХК) является одним из ведущих в России производителей товарных метиламинов. Производство метиламинов было введено в эксплуатации в 1960 г. и за это время не подвергалась существенным реконструкциям. Высокие энергозатраты действующего производства по сравнению с зарубежными аналогами и меняющаяся конъюнктура рынка товарных аминов в РФ [1] сподвигла к анализу действующего производства и поиску путей энергосбережения. Одним из важных шагов при анализе действующего производства и его оптимизации – это создание математической модели процесса. Математическое моделирование с использованием современных программ и компьютерных систем повсеместно применяется при создания новых энергосберегающий производств и оптимизации существующих.

Целью данной работы стало разработка математической модели процесса производства метиламинов с использованием современных средств моделирования адекватно описывающей реальный процесс для анализа и поиска путей энергосбережения.

Метиламины в ОАО «АНХК» производятся из сырья собственного производства: метанола и аммиака. Синтез метиламинов протекает при температуре до 435 °С и давлении 5,0 МПа на катализаторе, представляющем собой активную окись алюминия с добавкой диоксида кремния. В процессе реакции одновременно образуются все метиламины.

При аминировании метанола протекают следующие основные реакции:

1. $CH_3OH + NH_3 \rightarrow CH_3NH_2 + H_2O$
2. $CH_3NH_2 + CH_3OH \rightarrow (CH_3)_2NH + H_2O$
3. $(CH_3)_2NH + CH_3OH \rightarrow (CH_3)_3N + H_2O$

побочные реакции:

4. $2CH_3NH_2 \leftrightarrow (CH_3)_2NH + NH_3$
5. $(CH_3)_2NH + 2CH_3NH_2 \leftrightarrow (CH_3)_3N + NH_3$
6. $2(CH_3)_2NH \leftrightarrow (CH_3)_3N + CH_3NH_2$

Процесс синтеза метиламинов является равновесным, с термодинамически более вероятным образованием триметиламина (ТМА), в то время как на рынке более востребован монометиламин (ММА) и особенно диметиламин (ДМА). Таким образом, ММА и ТМА возвращаются в рецикл на синтез, для дополнительного образования ДМА посредством реакций дисмутации и диспропорционирования.

Соотношение получаемых метиламинов регулируют, изменяя циркулирующие потоки, температуру реакции или, чаще всего, меняя содержание метанола и аммиака в смеси, поступающей в реактор.

На рис. представлена схема получения товарных метиламинов, которая состоит из трех блоков:

- подготовка и смешение компонентов;

- синтез метиламинов;
- ректификация метиламинов.

Метанол и аммиак, а также рецикловые потоки, поступающие со стадии ректификации, смешиваются в емкости Е-1 и далее насосом подаются на стадию синтеза. Смесь последовательно проходит теплообменник и трубчатую печь, где подогревается до температуры реакции, и поступает в реактор. После реактора смесь охлаждается в теплообменных аппаратах и поступает на стадию ректификации метиламинов. Здесь смесь метиламинов разделяется с помощью семи ректификационных колонн до заданной степени чистоты. В результате выделяются товарные ММА, ДМА и ТМА. Не прореагировавший метанол, избыток аммиака, а также избытки товарных аминов возвращаются в процесс.

Приведённая схема процесса характеризуется большим количеством рецикловых потоков, что делает моделирование данной химико-технологической системы сложным и трудоёмким итерационным процессом.

Точность любой математической модели зависит от исходных данных, заложенных в неё. В модель были заложены известные в литературе основные физико-химические свойства веществ обращающихся в процессе производства метиламинов и набор уравнений позволяющих вычислять свойства их смесей в определённых интервалах температур и давлений. Однако, в литературе отсутствовали исчерпывающие данные по константам скорости реакции синтеза метиламинов и данные по паро-жидкостному равновесию реакционных смесей метиламинов.

С целью моделирования стадии синтеза метиламинов был применён реактор Гиббса, принцип действия которого основан на минимизации энергии Гиббса химических реакций протекающих между исходными веществами, без необходимости ввода констант скорости реакций. Данный реактор показал хорошую сходимость входных и выходных концентраций компонентов исходных веществ и продуктов реакции математической модели и реального производства.

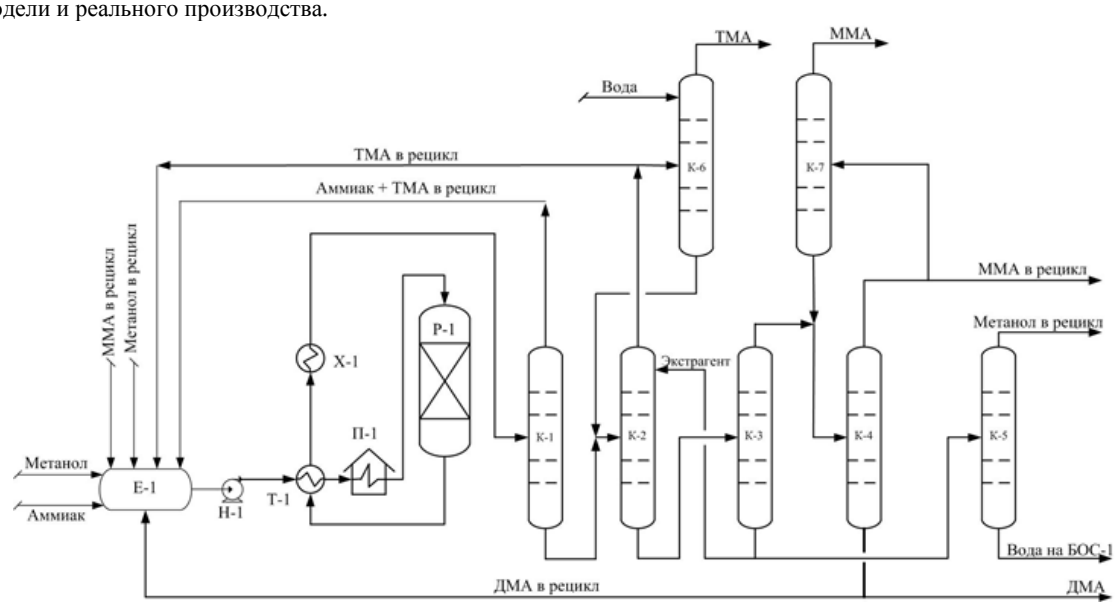


Рис. Схема производства метиламинов в ОАО «АНХК»

Моделирование стадии ректификации метиламинов оказалось более трудной задачей, т. к. в процессе присутствуют три зависимых от давления азеотропа, которые вносят вклад в трудность разделения аминов друг от друга и аммиака, кроме того отсутствовали часть данных по паро-жидкостному равновесию бинарных смесей, а по некоторым бинарным смесям присутствовали только азеотропные данные. Из литературных данных также известно, что плотность паров метиламинов с увеличением давления сильно отличается от идеальной, что делает моделирование более сложной задачей [4].

Для описания парожидкостного равновесия смесей метиламинов могут быть применены полуэмпирические методы, такие как модель UNIFAC, PRMHV-2 и т. д [2, 3]. Однако было выявлено плохая корреляция экспериментальных данных с расчётными полученными с помощью этих моделей.

Для расчёта параметров бинарного взаимодействия нами были выполнены регрессии существующих данных по паро-жидкостному равновесию. В процессе расчётов были получены необходимые 15 пар параметров паро-жидкостного равновесия бинарных смесей, которые в дальнейшем и были применены в процессе моделирования стадии ректификации метиламинов.

При моделирование ректификации были опробованы различные модели расчёта паро-жидкостного равновесия, такие как: Wilson, NRTL и UNIQUAC. Моделирование ректификационных колонн строилось на точном термодинамическом расчёте по методу «от тарелки к тарелке». В качестве параметров подтверждающих адекватность математической модели были выбраны составы продуктов стадии ректификации и температурные профили колонн, при заданных входящих потоках. Хорошие результаты сходимости были получены при использование модели Wilson.

При помощи математической модели была оптимизирована стадия ректификации метиламинов с исключением 2-х ректификационных колонн К-6 и К-7, выбраны оптимальные точки ввода сырья и экстрагентов, а также было подобрано теплообменное оборудование для утилизации тепла вторичных энергоресурсов. Кроме того были подобраны оптимальные условия синтеза метиламинов, а именно: температура в реакторе синтеза и оптимальные соотношения потоков участвующих в синтезе (аммиак, метанол, рецикловые потоки смесей аммиака и метиламинов).

Внедрение мероприятий полученных в процессе моделирования позволит значительно сократить потребление производством метиламинов энергоресурсов и снизить себестоимость товарных продуктов.

Литература

1. Дубровский Д.А., Ульянов Б.А., Заказов А.Н. Опыт эксплуатации установки производства метиламинов в условиях меняющейся конъюнктуры рынка // Нефтепереработка и Нефтехимия, 2011. – № 1. – С. 23 – 27.
2. Термодинамика равновесия жидкость–пар / Под ред. А.Г. Морачевского. – Л.: Химия, 1989. – 344 с.
3. Уэйлес С. Фазовое равновесие в химической технологии: В 2-х ч. Ч.1. Пер. с англ. – М.: Мир, 1989. – 304 с.
4. The Methylamines. – Washington: Rohm & Haas Co., 1953. – 86 p.

ОЧИСТКА СТОЧНЫХ ВОД МИКРОБИОЛОГИЧЕСКИМ МЕТОДОМ НА НПЗ ООО «ТОМСКНЕФТЕПЕРЕРАБОТКА»

И.А. Епифанова

Научные руководители доцент Л.И. Сваровская, доцент А.И. Левашова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Защита водоемов от нефти и нефтепродуктов продолжает оставаться одной из основных проблем охраны водоемов от загрязнения промышленными сточными водами. Помимо того, углубление переработки нефти нефтехимических производств приводит не только к росту количества сточных вод, но и к усложнению ее состава, что повышает требование к очистке. На современных заводах осуществлен комплекс технологических и санитарно-технических мероприятий, направленных на снижение потребления воды для производственных целей, максимальное использование воды в системах оборотного водоснабжения, снижение количества сточных вод, сбрасываемых в водоем, и необходимую степень их очистки. Поэтому целью работы было: оценить методы очистки сточных вод от нефти и нефтепродуктов, используемые на заводе; произвести отбор проб с различных стадий очистки и проверить с помощью микробиологического анализа, насколько эффективно происходит очистка нефтезагрязненных стоков [1].

На заводе существует комплекс установок для очистки нефтесодержащих ливневых и химзагрязненных сточных вод типа БМ1К. Установка представляет собой наземный металлический блок ёмкостей контейнерного типа с теплоизолированными крышками, стенками и электрообогревом. Блок емкостей разделен внутренними перегородками на:

- отстойник;
- фильтр первой ступени;
- фильтр второй ступени.

Высокая степень очистки достигается благодаря тонкослойному отстаиванию в сепараторе-разделителе. Плавающие на поверхности нефтепродукты собираются нефтесорбирующими плавающими бонами.

Глубокая очистка осуществляется на двухступенчатом фильтре.

<u>В качестве фильтрующих материалов используются:</u>

- сорбент, позволяющий удалять до 99% эмульгированной составляющей нефтепродуктов.

<u>Утилизация осадка:</u>

Осадок в отстойнике по своему составу, близок к осадкам в первичных отстойниках на станциях аэрации коммунальных сточных вод. Периодически, 2–4 раза в сезон, с помощью специального транспорта осадок удаляется из конусов отстойников и вывозится на ближайшую станцию для переработки вместе с осадками первичных отстойников.

<u>Утилизация нефтепродуктов:</u>

Собранные бонами нефтепродукты периодически удаляются и сжигаются.

<u>Эксплуатация установки:</u>

Работа установки не требует постоянного присутствия обслуживающего персонала. Работа оператора, главным образом, сводится к контролю за накопление нефтепродуктов бонами и осадка, засоренностью фильтров, своевременной организации их удаления и замены [2].

Отбор проб проводился на установке очистки нефтесодержащих сточных вод типа БМ–1К для микробиологического анализа 21, 23 августа 2012 г. Забор проб осуществлялся стерильными шприцами:

- перед установкой БМ-1К;
- после нефтесорбирующего бона;
- после первой кассеты фильтров установки типа БМ–1К;
- после второй кассеты фильтров установки типа БМ–1К (выход);
- из колодца перед нефтеотделителем НО-20

Далее был сделан посев проб на МПА (мясопептонный агар – используется для выращивания хемоорганотрофных бактерий), а также был проведен посев проб после предварительной фильтрации на колонке с сорбентом Fe_3O_4. Результаты представлены в таблицах 1, 2 и графиках 1, 2:

Таблица 1

Результаты посева проб до и после фильтрации от 21. 08. 2012 г.

№ пробы	до фильтрации, кл/мл	после фильтрации, кл/мл	% адгезии, %
1	3840000	2032	99,95
2	250000	984	99,60
3	120000	244	99,80
4	840000	560	99,93

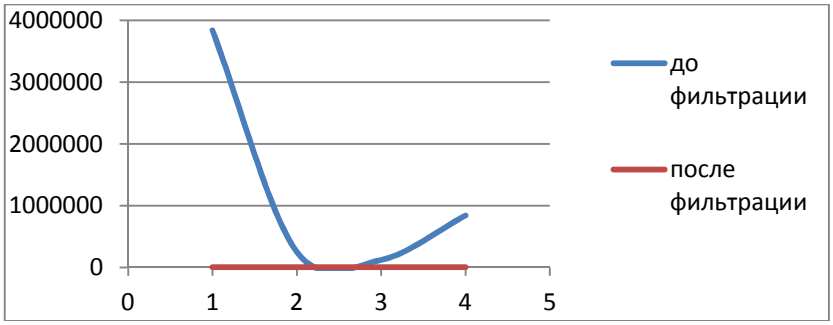


Рис. 1. Посев проб до и после фильтрации от 21. 08. 2012 г.

Таблица 2

Результаты посева проб до и после фильтрации от 23.08.2012 г.

№ пробы	до фильтрации, кл/мл	после фильтрации, кл/мл	% адгезии, %
1	3350000	3241	99,90
2	400000	328	99,92
3	560000	1160	99,79

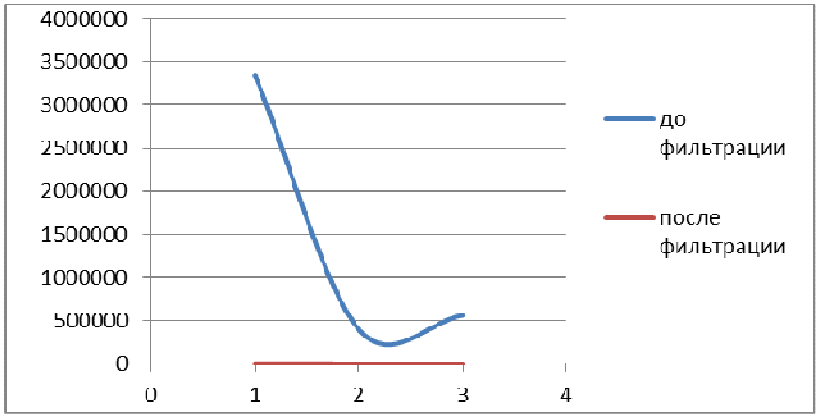


Рис. 2. Посев проб до и после фильтрации от 23. 08. 2012 г.

По полученным результатам можно сделать вывод о том, что фильтрация на колонках через сорбент является эффективной для очистки нефтезагрязненных сточных вод. Средний коэффициент адгезии составил 0,998. Фильтрация пробы № 5, взятой из колодца перед нефтеотделителем, не дала результатов из-за большого содержания жиров, так как помимо нефтесодержащих стоков, в колодец поступали хозяйственно-бытовые. На поверхности сорбента Fe3O4 образовалась пленка, блокирующая процесс фильтрации.

В результате исследований получились весьма удовлетворительные результаты. Эффективность очистки установки типа БМ–1К показана в таблице 3 [3].

Таблица 3

Концентрация загрязнений сточных вод

	Концентрация загрязнений сточных вод, мг/л	
	Взвешенные вещества	Нефтепродукты
Исходная вода	150	40
После очистки	3	0,05

Для проверки этих данных был проведен микробиологический анализ сточных вод ООО «Томскнефтепереработка». Были отобраны пробы с различных стадий очистки установки типа БМ–1К и по полученным результатам, сделан вывод, что данная установка является эффективной для очистки сточных вод от нефти и нефтепродуктов. Очищенные сточные воды соответствуют нормам качества воды в водных объектах рыбохозяйственного значения.

Направление исследований по очистке нефтесодержащих сточных вод является актуальным и важным с экологической и научной точки зрения. Предприятия химической, нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности также заинтересованы в более глубокой очистке сточных вод и других источников загрязнения экологии.

Литература

1. М.Т. Голубева, К.А. Бик Методические указания по санитарной охране водоемов от загрязнений нефтью // Сборник под редакцией Ф.Ф. Эрисмана. – М., 2011.
2. Паспорт на установку очистки нефтесодержащих ливневых сточных вод типа БМ–1К. – Конаково, 2007.
3. В.А. Зуев. Оценка запасов подземных вод на водозаборе ООО «Томскнефтепереработка». – Томск, 2012.

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ УСТАНОВОК КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА

А.А. Зобнин, С.С. Иванов, В.Ю. Жиряков
Научный руководитель начальник лаборатории М.Ю. Тарасов
Тюменский проектный и научно-исследовательский институт нефтяной и газовой промышленности им. В.И. Муравленко, г. Тюмень, Россия

В процессе разработки газоконденсатных залежей газодобывающие компании сталкиваются с постоянно меняющимися условиями – изменяется динамика добычи сырья, устьевые температура и давление, физико-химические свойства, компонентно-фракционный состав и др. Это заставляет искать решения по оптимизации технологических режимов работы эксплуатируемых установок комплексной подготовки газа (УКПГ) и их загрузки по сырью, с целью обеспечения максимального выхода товарных продуктов и минимизации технологических потерь, не прибегая к реконструкции.

Возможности оптимизации показаны на примере УКПГ-1 Ново-Уренгойского и УКПГ-2 Восточно-Уренгойского лицензионных участков ЗАО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ». Сырьем для УКПГ-1 и УКПГ-2 являются ачимовские отложения (пласты $Ач_{3-4}$ и $Ач_5^{2-3}$) Уренгойского месторождения. Технологические схемы УКПГ-1 и УКПГ-2 аналогичны друг другу и включают в себя процесс подготовки сухого отбензиненного газа (СОГ) по технологии низкотемпературной сепарации (НТС) с дросселем и стабильного конденсата (СК) по технологии ступенчатого разгазирования (см. рис. 1).

Проектная мощность УКПГ-1 и УКПГ-2 по сухому отбензиненному газу составляет 5,0 и 5,3 млн. ст. $м^3$/сут, по стабильному конденсату - 1611 и 1700 т/сут, соответственно.

В качестве средства для подбора оптимальных технологических параметров работы УКПГ выбрано программное обеспечение HYSYS версии 2006. Базой для создания технологических моделей исследованных УКПГ в HYSYS послужило их комплексное обследование, в рамках которого была собрана информация о работе установок на проектном и перегруженном режимах, отобраны пробы материальных потоков с дальнейшим определением их физико-химических свойств и компонентно-фракционных составов.

В процессе создания технологических моделей была произведена «подстройка» критических параметров узких фракций конденсата к расчетным фазовым диаграммам флюида: коррекция критических давлений и температур при сохранении постоянного ацентрического фактора. Достоверность построенных моделей была доказана на основе сравнения расчетных и фактических температур и давлений по аппаратам, расходов и компонентно-фракционных составов материальных потоков каждой ступени сепарации, а также товарных свойств продуктов (СОГ – температура точки росы по влаге и углеводородам, плотность; конденсат – плотность, давление насыщенных паров).

На основе разработанных технологических моделей УКПГ проработаны следующие пути оптимизации работы УКПГ без ее реконструкции: увеличение выхода сухого отбензиненного газа; увеличение выхода стабильного конденсата; определение минимального уровня технологических потерь; определение сбалансированной производительности УКПГ, обеспечивающей повышение выхода товарных продуктов и уменьшение технологических потерь.

Увеличение выхода сухого отбензиненного газа. На выход СОГ можно влиять, изменяя следующие технологические параметры процесса НТС: температура в промежуточном сепараторе С-1 (5 ÷ 15ºС) и низкотемпературном сепараторе С-2 (минус 26 ÷ минус 14 ºС). Результаты расчетов показывают, что максимальный выход СОГ достигается при снижении температуры в С-1 до 5 ºС и повышении температуры в С-2 – до минус 14 ºС). Это позволит увеличить выход СОГ по сравнению с проектным режимом на 1,14 % и 2,41 % мол для УКПГ-1 и УКПГ-2, соответственно. Кроме того, дополнительного увеличения выхода СОГ можно добиться путем установки регулирующего устройства на газовой линии между сепараторами С-01 и С-1 для снижения давления в С-1 с 9,3 ÷ 10,1 МПа до 7,8 ÷ 8,0 МПа, это позволит увеличить выход СОГ на 1,41% и 2,79% для УКПГ-1 и УКПГ-2, соответственно.

Увеличение выхода стабильного конденсата. На выход стабильного конденсата можно влиять, изменяя следующие технологические параметры процесса ступенчатой дегазации конденсата: температура в

сепараторе С-2 (минус 14 ÷ минус 26 ºС); давление в выветривателе В-1 (0,4÷2,5 МПа); давление (0,2÷1,0 МПа) и температура (30÷60 ºС) в дегазаторах 1-ой ступени, давление в дегазаторе 2-ой ступени (0,11 ÷ 0,19 МПа).

Результаты расчетов показывают, что максимальный выход стабильного конденсата достигается при снижении температуры в С-2 до минус 26 ºС, снижении давления в В-1 до 0,5 МПа, снижении давления и температуры в дегазаторах 1-ой ступени до 0,3 МПа и 35ºС, и снижении давления в дегазаторе 2-ой ступени до 0,11 МПа. Согласно расчетам, это приведет к увеличению выхода стабильного конденсата с давлением насыщенных паров не более 700 мм. рт. ст. на 4,38 % для УКПГ-1 и на 3,36 % для УКПГ-2 по сравнению с проектным режимом.

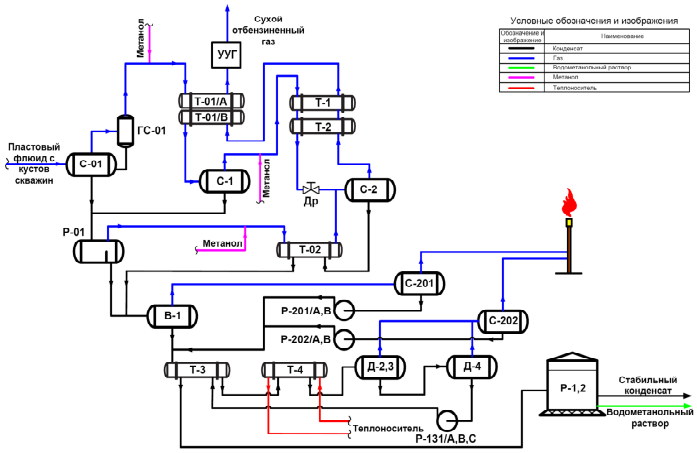
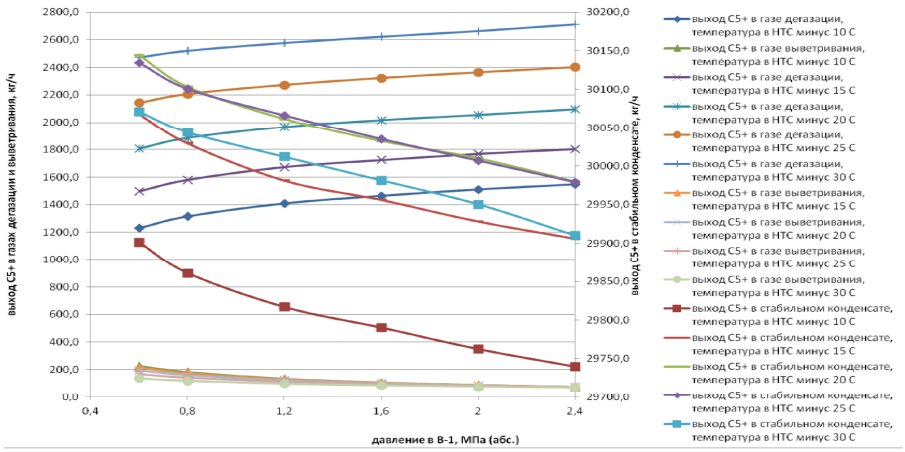
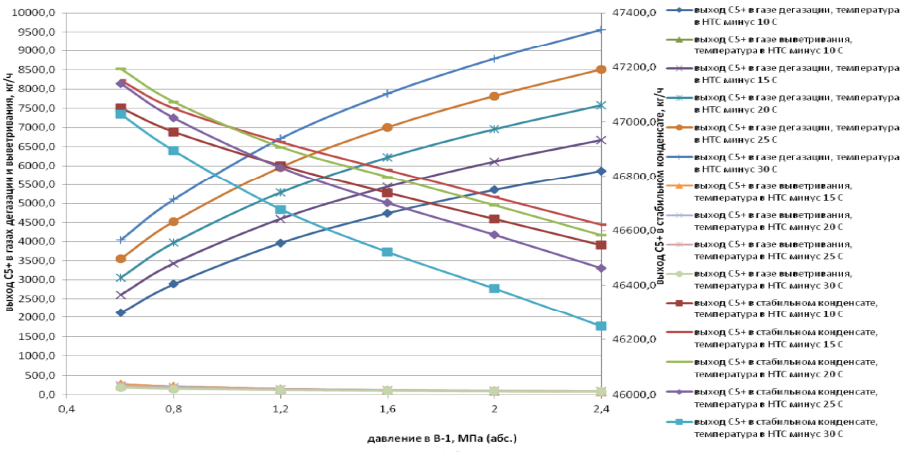


Рис. 1 Технологическая схема УКПГ



(а)



(б)

Рис. 2 Распределения компонентов С5+ между газами дегазации, выветривания и стабильным конденсатом УКПГ-1 (а) и УКПГ-2 (б)

Определение минимального уровня технологических потерь, достижимого без реконструкции УКПГ. Под безвозвратными технологическими потерями в данной работе подразумевается газ выветривания и дегазации, сжигаемый при данной технологической схеме на факельной установке. На выход газов выветривания и дегазации можно влиять, изменяя технологические параметры процесса ступенчатой дегазации.

Результаты расчетов показывают, что минимальная величина технологических потерь достигается при тех же параметрах, что и максимальный выход стабильного конденсата. При этом температура в С-2 должна составлять минус 14 ºС. Это позволит сократить выход газов выветривания и дегазации на 23,0 % для УКПГ-1 и 27,5% для УКПГ-2.

Результаты анализа распределения компонентов C_{5+} между газами дегазации, выветривания и стабильным конденсатом, представлены на рис. 2 и подтверждают, что на рекомендуемом режиме содержание компонентов C_{5+} в стабильном конденсате максимально, а газах дегазации и выветривания минимально.

Полномасштабное развитие инфраструктуры эксплуатируемых лицензионных участков ЗАО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ» предполагает применение технологических схем, исключающих технологические потери с газами выветривания и дегазации.

Дозировка метанола на УКПГ. Отдельно произведен расчет гидратообразования в аппаратах УКПГ и расход метанола с помощью уравнения Гаммершмидта, необходимый для работы установки в безгидратном режиме. Результаты расчетов и сравнение с фактическими (эксплуатационными) расходами свидетельствуют о следующем: в теплообменнике Т-01 УКПГ-1 и УКПГ-2 подача метанола не требуется; в точке дозирования перед теплообменником Т-1,2 расчетные значения расхода метанола совпадают с эксплуатационными; перед теплообменником Т-02 подача метанола кратно завышена.

Выводы. Переход на рекомендуемые режимы работы УКПГ-1 Ново-Уренгойского и УКПГ-2 Восточно-Уренгойского лицензионных участков позволит увеличить выход товарных продуктов и снизить технологические потери.

ИССЛЕДОВАНИЕ ДЕЙСТВИЯ ПРИСАДОК НА СВОЙСТВА НЕФТЕЙ

Т.В. Иванова, Е.В. Бешагина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время увеличивается добыча высокопарафинистых нефтей, которые характеризуются повышенным содержанием парафиновых углеводородов, смол и асфальтенов. Такие нефти в процессе добычи, транспорта и хранения с понижением температуры значительно ухудшают свои реологические характеристики. Это приводит к повышенному износу оборудования, дополнительным материальным затратам и ухудшению экологической ситуации [4,6].

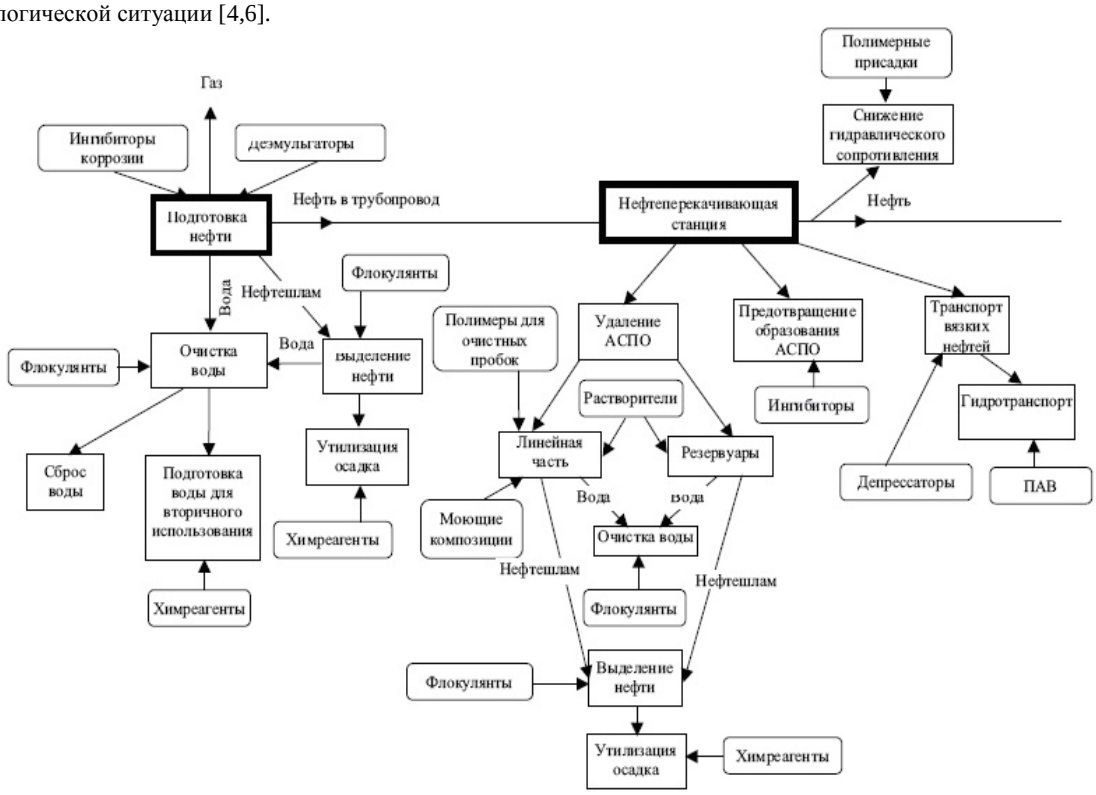


Рис. Схема химизации трубопроводного транспорта нефти

Для преодоления таких проблем существуют специальные методы: тепловые (термообработка), механические, физические (различные варианты электрических, электромагнитных, магнитных, вибрационных и акустических полей) и химические (рис.) [1-3, 5].

Квалифицированное и эффективное применение какого-либо способа улучшения реологических свойств парафинистых нефтей и предотвращения накопления на стенках промыслового оборудования асфальтосмолопарафинистых отложений (АСПО) и их удаления.

Поэтому актуальными являются исследования действия депрессорных присадок на реологические свойства вязких нефтей.

Для достижения данной цели был предложен набор физико-химических методов исследования, изучена история применения химических реагентов в трубопроводном транспорте нефти при её добыче и транспортировки. На основании анализа литературных источников выбрали набор присадок, обладающих как депрессорными, так и ингибирующими свойствами (табл. 1).

Для всех образцов нефтей был проведен анализ группового состава, определили содержание в них асфальтенов, смол и нормальных парафиновых углеводородов. Были определены температуры помутнения, плавления и застывания, рассчитаны следующие реологические параметры: динамическая вязкость (η), предельное напряжение сдвига.

Исследуемые образцы нефтей относятся к группе высокопарафинистых нефтей и, несмотря на различный компонентный состав, характеризуются высоким содержанием парафиновых углеводородов и повышенными температурами застывания.

Групповой состав нефтей трех месторождений при близком количестве парафиновых углеводородов (ПУ) существенно различается по содержанию остальных компонентов (табл. 2)

Таблица 1

Характеристика химических реагентов

№	Название присадки	Класс присадки	Особенности химического состава	Фирма производитель
1	Flexoil WM 1470	Ингибитор, депрессор	сополимер на основе акрилатов и метакрилатов	Фирма «Серво-Чемпион» (Англия)
2	ТюмИИ	Депрессор	Смесь сложных эфиров жирных кислот	г. Тюмень
3	СНПХ-2005	Ингибитор депрессор	Блоксополимеры оксиалкилированных алкилфенолов и этилендиамина	ОАО «НИИНЕФТЕПРОХИМ» г. КАЗАНЬ
4	ДН-1	Депрессор	сополимер на основе сложных эфиров акриловой и метакриловой кислот и высших насыщенных спиртов	НИОХ СО РАН АН СССР совместно с ВНИИСПТнефть
5	ФЛЕК	Ингибитор, депрессор	Композиционная смесь ПАВ в растворителе	ООО «ФЛЭК», г. Пермь

Таблица 2

Компонентный состав нефтей

Месторождение	$T_з$, °С	Содержание в нефти, % масс		
		ПУ	Смолы	Асфальтены
Арчинское	+11,5	11,0	7,7	2,0
Верхнее	-6,0	9,7	3,9	отс.
Южно-Табаганское	-5,6	9,2	11,8	9,22

В ходе проведения исследований по влиянию присадок на температуру застывания нефтей получено, что используемые присадки для нефтей трех месторождений показали хороший депрессорный эффект, снизив при этом температуры застывания нефтей на 4-20 °С при различных концентрациях в интервалах от 0,005 до 0,06 %масс. Но максимальной эффективностью характеризуется присадка ФЛЭК, снижающая температуру застывания на 8-20 °С для нефтей, характеризующихся разным содержанием смол и асфальтенов.

Установлено, что при добавлении в нефти присадок, обладающих максимальными депрессорными свойствами, можно значительно снизить вязкость образовавшихся нефтяных осадков.

Таким образом, на основании анализа результатов можно сделать выводы, что для изменения реологических свойств нефтей в современной нефтяной промышленности используется обширный ассортимент депрессорных присадок. Основным недостатком применение, которых является отсутствие единого подхода по

подбору их к нефтям с различным содержанием парафиновых углеводородов, смол и асфальтенов. Изучение их действия на состав и свойства нефтяных систем позволят целенаправленно прогнозировать и рекомендовать те или иные присадки в качестве эффективных депрессоров для парафинистых и высокопарафинистых нефтей с различным содержанием смол и асфальтенов.

Литература

1. Девликамов В.В. Аномальные нефти / В.В. Девликамов, З.А. Хабибуллин, М.М. Кабиров. – М.: Недра, 1975. – 185 с.
2. Дыбленко В.Л. Повышение продуктивности и реанимации скважин с применением виброволнового воздействия / В.Л. Дыбленко, Р.Н. Камалов, Р.Я. Шарифуллин. – М.: Недра, 2000. – 381 с.
3. Жазыков К.Т. О вязкости парафинистых нефтей/К.Т. Жазыков, Т.М. Бисенова // Нефтяное хозяйство.,1996. – № 7. – С. 48-52.
4. Локтев С.М. Проблемы переработки тяжелых нефтей. – Алма-Ата: Наука, 1989. – С. 20-25.
5. МалышевА.Г. Выбор оптимальных способов борьбы с парафинообразованием / А.Г. Малышев, Н.А. Черемисин, Г.В. Шевченко // Нефтяное хозяйство., – 1997. – № 9. – С. 62-69.
6. Надиров Н.К. Трубопроводный транспорт вязких нефтей / Н.К. Надиров, П.И. Тугунов, Р.А. Брот, Б.У. Уразгалиев. – Алма-Ата: Наука, 1985. – 264 с.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НЕРАВНОВЕСНОЙ МОДЕЛИ ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ СОВМЕЩЕННЫХ ПРОЦЕССОВ

Е.В. Индыгашева, О.Е. Митянина
Научный руководитель доцент М.А. Самборская
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Современные экологические требования к бензину и топливам подразумевают необходимость повышения октанового числа не за счет ароматических соединений, а за счет добавления октаноповышающих добавок, наиболее эффективными из которых являются простые эфиры (МТБЭ, ТАМЭ, ЭТБЭ).

При этом перспективным и наиболее экономически выгодным способом синтеза кислородсодержащих высокооктановых добавок является реакционная ректификация. Несмотря на экологические, термодинамические и экологические преимущества совмещенных процессов, нелинейность парожидкостного равновесия и кинетики, сложность взаимодействия между химической реакцией и массообменом, наличие азеотропных смесей осложняют исследование, проектирование и оптимизацию реакционно-ректификационной ректификации.

Существующие методы анализа совмещенных процессов реализуются с помощью метода математического моделирования. Таким образом, формирование адекватной математической модели, отражающей физико-химические свойства реакционно-ректификационного процесса, является актуальной задачей.

На кафедре химической технологии топлива и химической кибернетики Томского политехнического университета была создана равновесная модель реакционной ректификации [3], основным допущением которой являлось фазовое равновесие между жидкостью и паром. С помощью данной модели был проведен анализ множественности стационарных состояний процесса. Верификация данной модели показала хорошие результаты [3].

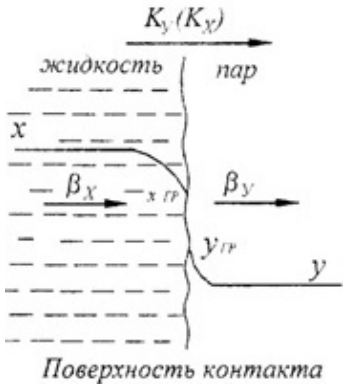


Рис. Схема процесса массопередачи между паром и жидкостью

Опыт использования равновесных моделей показывает, что они адекватно описывают процессы, протекающие в азеотропных полистационарных системах, однако, среди ученых существует также точка зрения, согласно которой качественный расчет процессов массо- и теплопереноса играет определяющую роль при моделировании процессов такого рода [1].

Различные осложнения, препятствующие, установлению фазового равновесия, могут учитываться с помощью расчета эффективности контактного устройства либо по диффузионным моделям, которые выражаются уравнением Максвелла-Стефана или законом Фика [2]:

$$N_k^L = C_{ij}^L k^V (x_{Ik} - x_k) + x_k \sum_{i=1}^{C} N_{i,k}^L \qquad (1)$$

$$N_k^V = C_{ij}^V k^L (y_k - y_{Ik}) + y_k \sum_{i=1}^{C} N_{i,k}^V$$

N_k^L, N_k^V – векторы потока массообмена жидкости и пара, моль/м^2*с; $N_{i,k}^L$, $N_{i,k}^V$ – массоперенос потоков жидкости и пара для i-го компонента на k-ой тарелке, моль/м^2*с; x_{Ik}, y_{Ik}- межфазные мольные доли жидкости и пара i-го компонента на k-ой тарелке; C_{tj}^L, C_{tj}^V- суммарная концентрация жидкости и пара на k-й тарелке, моль/м3; k_L, k_V – коэффициенты переноса в жидкой и паровой фазе в матричной форме, м/с.

В химической технологии широко распространены и имеют большое значение процессы массопередачи, характеризируемые переходом одного или нескольких веществ из одной фазы в другую. Путем переноса одного или более компонентов из фазы в фазу можно разделять как гетерогенные, так и гомогенные системы (газовые смеси, растворы жидкостей и др.), наиболее часто процессы массопередачи используют для разделения гомогенных систем.

Подобно теплопередаче массопередача представляет собой сложный процесс, включающий перенос вещества (массы) в пределах одной фазы, перенос через поверхность раздела фаз и перенос его в пределах другой фазы [4].

В соответствии с ней можно записать два уравнения массоотдачи, которые выражают поток низкокипящего компонента в пределах каждой фазы:

$$dM = \beta_x dF(x - x_{zp}) \qquad (2)$$

$$dM = \beta_y dF(y - y_{zp}) \qquad (3)$$

где dM – поток компонента из фазы в фазу, кмоль/с;

dF – поверхность контакта фаз, м^2;

x, y, x_{zp}, y_{zp} – концентрации компонента в ядре потока и на границе раздела фаз, мол.доли;

β_X, β_Y – коэффициенты масоотдачи в жидкой и паровой фазах, кмоль/м^{2}с [5].

Для определение количества вещества за счет массопереноса необходимо:

- определить коэффициенты диффузии;
- рассчитать коэффициент массопереноса;
- рассчитать площадь поверхности контакта фаз;
- рассчитать градиент концентрации.

В настоящей работе приводится подход к формированию неравновесной модели совмещенного процесса, приводится сравнительный анализ равновесной и неравновесной моделей.

Литература

1. Higler A.P., Taylor R., Krishna R. Nonequilibrium modeling of reactive distillation: Multiple steady states in MTBE synthesis // Chemical Engineering Science., 1999 – № 54. – С. 1389 – 1395.
2. Katariya A.M., et al., Non-equilibrium stage modeling and non-linear dynamic effects in the synthesis of TAME by reactive distillation // Computers and Chemical Engineering., 2008. – № 13.
3. Самборская М. А. , Кравцов А. В. , Митянина О. Е. Формирование математической модели и исследование множественности стационарных состояний реакционно-ректификационного процесса//Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2011 – Т. 319. – №. 3 – С. 90-95.
4. Самойлов Н.А., Мнушкин И.А., Мнушкина О.А. Теоретическое исследование процесса получения этиленгликоля в реакционно-ректификационной колонне // Журнал прикладной химии., 2006. – Т. 79. – Вып. 12. – С. 1998-2006.
5. Ульянов Б.А., Бадеников В.Я., Ликучев В.Г., Процессы и аппараты химической технологии в примерах и задачах. – М.: Издательство Ангарской государственной технической академии, 2006. – 285 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ МЕХАНОАКТИВАЦИИ НА ГРУППОВОЙ СОСТАВ ТОРФА

А.С. Каплунова

Научный руководитель доцент С.Г.Маслов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На территории России сосредоточена значительная часть мировых ресурсов торфа. При этом большая доля торфяных запасов приходится на Западно-Сибирскую равнину. По запасам торфа Томская область занимает 2-е место в РФ после Тюменской. Оценка торфяных ресурсов показала, что на территории области имеется сырье для производства всех видов торфяной продукции.

Целью моей работы является определение возможности использования для увеличения выхода простых сахаров в продуктах гидролиза торфа одного из методов механо – химической активации, осуществляемой за счет высоких скоростей в аппаратах центробежного типа.

В работе использовали стандартные методы и общепринятую методику определения группового состава – методику Института Торфа. В заключении работы были получены результаты и обобщены в свободной таблице.

Как видно из сводной таблицы, выход битумов после механоактивации уменьшается с 4,4 до 3,4 %, выход водорастворимых веществ увеличивается с 11,7 до 12,7 %, выход легкогидролизуемых веществ уменьшается с 53,6 до 47,3 %, выход гуминовых кислот увеличивается с 8,0 до 10,2 %, выход фульвокислот

уменьшается с 14,7 до 13,1 %, содержание лигнина уменьшается с 4,7 до 3,2 %, содержание целлюлозы увеличивается с 8,0 до 11,3 %.

Таблица

Исследование торфа методом механоактивации

Объект исследования	Б, %daf	ВРВ, %daf	ЛГВ, %daf	ГК, %daf	ФК, %daf	Л, %daf	Ц, %daf	Σ, %	Ошибка, %
исходный торф	4,42	17,06	48,87	8,03	14,97	3,07	9,69		
	4,50	11,79	55,23	9,62	15,50	6,40	6,40		
	4,49	11,51	56,89	8,03	13,70				
среднее значение	4,4	11,7	53,6	8,0	14,7	4,7	8,0	105,1	5,1
механоактивированный торф	3,6	10,2	47,8	5,4	19,6	3,6	10,6		
	3,4	9,0	49,7	10,1	14,9	2,8	12,0		
	3,4	19,0	44,6	15,1	5,0				
среднее значение	3,4	12,7	47,3	10,2	13,1	3,2	11,3	101,2	1,2
РВ из исходного торфа		20,2	18,6				52,9	91,7	
РВ из механоактивированного торфа		40,2	41,9				60,1	142,2	
изм. %		199,0	225,3				113,6	155	

Таким образом, в результате механоактивации торфа происходит изменение группового состава торфа. При механоактивации торфа можно предположить, что происходит нарушение сплошности измельчаемого материала, сопровождаемое разрывом химических связей вещества (механолиз, механокрекинг и т. п.), образование нескомпенсированных химических связей или свободных радикалов, обладающих запасом «избыточной» энергии. Это приводит к увеличению содержания редуцирующих веществ. Суммарное содержание редуцирующих веществ изменяется на 155 %, что делает механоактивированный торф более пригодным для получения кормовых дрожжей, получение на основе гидролизатов многоатомных спиртов, которые используются в пищевой промышленности для производства аскорбиновой кислоты, замасливателей при производстве синтетических волокон, пластических масс, поверхностно активных веществ, торфяной мелассы.

ОПТИМИЗАЦИЯ РАБОТЫ УСТАНОВКИ КАТАЛИТИЧЕСКОГО РИФОРМИНГА БЕНЗИНОВ АЧИНСКОГО НПЗ

А.Г. Каракулов, Е.С. Шарова

Научный руководитель профессор Э. Д. Иванчина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Процесс каталитического риформинга для большинства НПЗ России – базовый процесс производства высокооктановых компонентов автомобильных бензинов. На некоторых НПЗ мощности по риформированию достигают 17-24 % от мощности первичной переработки. В среднем по России данное значение составляет около 11 %. Одновременно с развитием автомобильного парка страны шло наращивание мощностей по производству бензина и по увеличению его октанового числа. На протяжении последних лет требования к октановым характеристикам бензинов постоянно менялись, а технология риформинга совершенствовалась в направлении повышения ароматизации бензина. Введение новых жестких ограничений на содержание ароматических углеводородов, в том числе и бензола, наиболее сильно влияет на модернизацию процесса каталитического риформинга, поскольку именно с бензинами риформинга поступает основная доля этих токсичных углеводородов в состав бензинового фонда. Для соответствия новейшим экологическим требованиям необходимо наращивание мощностей процессов изомеризации и алкилирования при реализации технологии производства автомобильного бензина на НПЗ России. Однако установки каталитического риформинга будут играть важную роль в удовлетворении потребности НПЗ в водороде, а так же в обеспечении новых требований технологических условий на бензин к содержанию бензола и упругости насыщенных паров по Рейду.

Повышение уровня эксплуатации этого процесса влечет за собой снижение себестоимости продукции, выпускаемой на промышленных установках. Решение этой задачи осуществляется за счет разработки и внедрения новых катализаторов, а также за счет совершенствования реакторных и теплообменных аппаратов, реконструкции существующих схем [2]. При этом остается проблема дезактивации катализаторов, которая может быть решена в основном за счет увеличения стабильности их работы при эксплуатации. Объективная оценка стабильности работы платинового контакта предполагает непрерывный мониторинг работы установки в период межрегенерационного цикла. В последние годы в результате быстрого развития и практического применения метода математического моделирования специалисты-технологи перешли к созданию технологических моделирующих систем на основе физико-химических закономерностей промышленных процессов, с использованием которых стало возможным решение этих задач.

Программно-реализованная методика компьютерного мониторинга и прогнозирования работы установок каталитического риформинга позволяет провести исследования основных режимных показателей

работы установок с учетом типа сырья, марки используемого катализатора и технологических особенностей производства. Вместе с тем учитывается влияние «жесткости» проведения процесса риформинга на активность, селективность и стабильность работы эксплуатируемых катализаторов [1]. Расчет оптимального расхода хлорорганического соединения, снижение коксообразования и оценка межрегенерационного цикла при работе Pt-контакта на оптимальной активности, по результатам тестирования платинового катализатора, по условиям регенерации и формирования начальной активности катализатора являются наиболее важными задачами, ответы на которые в настоящее время стало возможным получить с помощью технологических моделирующих систем. Использование моделирующей системы, способной учитывать многофакторность системы катализатор-сырье, дает возможность объективно оценить работу катализатора в промышленных условиях, спрогнозировать его работу в будущем.

Ачинский НПЗ является единственным крупным нефтеперерабатывающим предприятием в Красноярском крае, а также играет важную роль на рынке нефтепродуктов прилегающих регионов. Установка каталитического риформинга Л-35-11/1000 является основным производителем высокооктанового компонента бензина на Ачинском НПЗ. Стабильность работы данной установки определяет производительность установок изомеризации, гидроочистки дизельного топлива и керосина, ГФУ.

Нестационарная кинетическая модель, отражающая кинетические зависимости спекания, старения, закоксовывания и отравления катализатора позволяет учесть практически все факторы, влияющие на дезактивацию катализатора в нестационарных условиях промышленной эксплуатации.

Для оценки стабильности катализатора проведен анализ работы четырех рабочих циклов установки Л-35-11/1000 Ачинского НПЗ, при сопоставимом объеме переработанного сырья.

Сбалансированный катализатор, загруженный на установке Л-35-11/1000 Ачинского НПЗ в 2007 году. В первом рабочем цикле выход стабильного риформата составил 85,4 % масс. при ОЧИ 94 пункта. Суммарный температурный перепад по реакторному блоку в начальный период эксплуатации составлял более 130 °С, концентрация водорода в циркулирующем ВСГ составляла 82-84 % об., длительность первого пробега катализатора составила более 2-х лет. Второй цикл работы является самым коротким (9 месяцев), это объясняется неудачно проведенной регенерацией катализатора в августе 2009 года. В данный период работы наблюдалось значительное уменьшение температурных перепадов по реакторам; снижение металлических и увеличение изомеризующих функций катализатора за счет повышения подачи хлорорганических соединений в реакционную зону; повышенное коксообразование на поверхности катализатора. Так же во втором цикле происходит падение селективности процесса до 80-81% масс.. В связи с этим в мае 2010 года после остановки реакторов на регенерацию катализатора было принято решение проанализировать образцы на наличие остаточного кокса. Для этого были отобраны пробы катализатора после окислительно-воздушной регенерации из всех реакторов (Р-202, Р-203 и Р-204).

Исследования данных образцов проводились методом термогравиметрии (ТГ). Это метод термического анализа, основанный на непрерывной регистрации изменения массы (взвешивании) образца в зависимости от его температуры в условиях нагревания образца с постоянной скоростью до температуры среды 1200 ºС. В этом случае каждому изменению массы пробы в процессе нагревания соответствует скачек на кривой ТГ.

В данной работе для проведения анализа катализаторов применялся анализатор SDT Q-600, который позволяет одновременно регистрировать изменения массы образца и процессы, сопровождающиеся выделением или поглощением тепла.

Анализ образцов катализатора был проведен в Научно-аналитическом центре НИ ТПУ.

Результатами данного анализа являются графики теплового потока, иллюстрирующие, что до температуры 200 °С выделяется поровая влага (5,5-6,0 % от массы образца). Затем для всех проб катализатора характерна эндотермическая стадия бертинирования коксогенных структур низкой плотности, то есть реакции термокрекинга первичных коксогенных структур с выделением газовых продуктов и уплотнением остатка. Это сопровождается незначительной потерей веса образцов. Выше 400 °С начинается интенсивный экзотермический процесс выжига аморфного кокса. Для анализируемых образцов (из Р-202 и Р-204) на кривой ДТА отсутствие ярко выраженного пика и незначительное изменение массы (около 1 %) говорит о том, что содержание аморфного кокса низкой плотности после воздушно-окислительной регенерации минимально. Для образца из Р-203 характерна высота пика горения коксогенных структур низкой плотности в интервале 450-600 °С это связано с остаточным содержанием аморфного кокса до 5,8 % массы исследуемого образца. Дальнейшее повышение температуры анализа образцов показало, что исследуемые образцы катализатора не содержат графитообразного кокса. После пуска установки и выхода на режим начальная активность катализатора составила 0,97 отн. ед., что говорит о качественно проведенной регенерации катализатора с последующими стадиями оксихлорирования, восстановления и осернения.

Наиболее высокая активность характерна для третьего рабочего цикла. Поддержание высокой активности катализатора в третьем цикле работы катализатора добиваются за счет высокой температуры входа в реакторы. Низкое содержание водорода в циркулирующем газе не позволяет эксплуатировать каталитическую систему риформинга при пониженном давлении. В третьем рабочем цикле для частичного гидрирования промежуточных продуктов уплотнения, являющихся предшественниками кокса, давление в системе поддерживается в интервале от 2,5 до 2,7 МПа при содержании водорода в ВСГ от 80 до 75 % об.

После регенерации катализатора в мае 2011 года, установка Л-35-11/1000 была запущена в эксплуатацию (4 рабочий цикл). Начальная активность катализатора составила 0,77 отн. ед. Относительно невысокий уровень начальной активности в четвертом рабочем цикле, не смотря на качественно проведенный процесс регенерации катализатора с последующими стадиями восстановления и осернения, объясняется

недостаточным содержанием хлорид-ионов на активной поверхности катализатора. Это может быть обусловлено недостаточной конверсией хлористого водорода в хлор в процессе оксихлорирования, в ходе которой происходит формирование ультрадисперсной активной фазы Pt-Re-катализатора и восстановление кислотной функции носителя. В случае же недовосстановления металлических центров на стадии оксихлорирования последние утратят или значительно снизят способность к саморегенерации в сырьевом цикле, в результате чего будет наблюдаться значительный сдвиг равновесия реакции гидрирования аморфных коксогенных структур на поверхности Pt-контакта в сторону образования коксогенных структур, что обусловит высокую скорость дезактивации катализатора и резкое падение его активности [3]. В итоге возможность компенсации потери активности путем подъема температуры на входе в реакторы или иными приемлемыми с технологической точки зрения способами будет утрачена значительно раньше, и возникнет необходимость вновь проводить регенерацию катализатора. В первый месяц эксплуатации выход стабильного риформата на установке составлял 84,26 % масс., в ходе дальнейшей эксплуатации выход составлял 82,0 % масс., в дальнейшем значительных изменений данного показателя не наблюдалось. Значение ОЧИ постепенно возрастало по мере насыщения активной поверхности катализатора хлором от 92 до 94-95 пунктов. В течении пяти месяцев эксплуатации температуры по реакторному блоку выдерживали 492 °С. Однако в ходе мониторинга последних двух циклов работы катализатора наблюдается изменение кинетических закономерностей в работе катализатора, особенно в конечный период эксплуатации. Наблюдается интенсификация реакций гидрокрекинга парафинов нормального и изо-строения наряду с падением металлической активности катализатора. Данные результаты работы катализатора представляют как научный интерес в области изучения каталитических систем в ходе промышленной эксплуатации, так и производственный.

Литература

1. Костенко А.В., Молотов К.В., Кравцов А.В., Иванчина Э.Д., Ясюкевич О.М. Мониторинг установки ЛЧ-35-11/1000 с использованием компьютерной системы контроля работы катализаторов риформинга // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. – М., 2007. – № 4. – с. 13-16.
2. Кравцов А.В., Иванчина Э.Д. Компьютерное прогнозирование и оптимизация производства бензинов. Физико-химические и технологические основы. – Томск: STT, 2000. – 92 с.
3. Кравцов А.В., Иванчина Э.Д., Костенко А.В., Шарова Е.С., Фалеев С.А. Анализ эффективности эксплуатации платиносодержащих катализаторов процесса риформинга бензинов с использованием компьютерной моделирующей системы // Нефтепереработка и нефтехимия. – М., 2008. – № 11. – С. 18-23.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА ОКУСКОВЫВАНИЕ КАМЕННОУГОЛЬНОЙ МЕЛОЧИ

А.А. Карандашев
Научный руководитель доцент С.Г. Маслов
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Добыча каменного угля в России является одним из приоритетных направлений горнодобывающей промышленности. Добычу ведут либо открытым способом (угольные карьеры), либо закрытым (шахты), причем выбор применяемого способа зависит только от расположения угольного пласта. Основной задачей угольной промышленности является создание наиболее эффективных и рациональных методов переработки ископаемых углей и улучшение качества угля. Технологическое исследование углей базируются на комплексе таких показателей, которые вскрывают природу и их физические свойства и определяют пути рационального использования топлива различных отраслях народного хозяйства. Одним из таких направлений является улучшение качества угля брикетированием [1].

Высокая степень механизации работ по добыче углей подземным способом обуславливает значительный выход угольной мелочи крупностью 0 – 6 мм. Среднее ее содержание в рядовых углях, поступающих на сжигание в энергетических установках, составляет около 50 %. Из-за значительного содержания мелочи в угле некоторые потребители кускового топлива не обеспечиваются им в необходимом количестве и вынуждены сжигать рядовой уголь.

Рядовые каменные угли не могут быть эффективно использованы при слоевом сжигании из-за больших потерь вследствие провала угольной мелочи через колосники топок и уноса пылевидной частицы угля потоком газов. Специальные исследования показывают, что повышенное содержание мелочи в угле приводит к увеличению расхода топлива в зависимости от марки сжигаемого угля от 0,17 до 1,76 %. Поэтому угли для улучшения их качества целесообразно окусковывать.

Окусковывание пылевидного топлива чаще всего производят брикетированием, т. е. превращением его в процессе обработки в прочные формованные брикеты. В настоящее время угли брикетируют для получения топливных брикетов и бездымного окусковывания топлива. Все большее значение придают брикетированию в связи с необходимостью расширения сырьевой базы коксования. Прессованные угли транспортабельны, выдерживают длительное хранение, при погрузках разрушаются незначительно и имеют большую насыпную плотность. Окусковывание отсеянной мелочи могут сохранить для народного хозяйства огромное количество топлива, теряемого при сжигании его в рядовом виде [2].

Как правило, каменные угли брикетируют со связующими веществами, в основном с органическими – каменноугольным пеком, нефтяными битумами, гудронами, бороугольной смолой и др. [3, 4]

В настоящей работе в качестве связующего для каменноугольной мелочи используется торф, характеристики которого приведены в таблице 1 и уголь Анжеро-Судженского месторождения.

Таблица 1

Характеристика объекта исследования

Шифр образца	Торфяное месторождение	Тип торфа	Вид торфа	Степень разложения R, %
902-7	Жарковское-3	низинный	травяно-осоковый	25

Торф формуют вручную в специальных формах в виде цилиндров. Формовки подсушивают до воздушно сухого состояния с применением искусственной сушки при различных температурах. Изменение параметров формовок в процессе сушки представлены в таблицах 2-3.

Таблица 2

Сушка торфа с влажностью 80 % при 40 °С

№ брикета	Вес после сушки, гр							
	исходное значение	1 ч	2 ч	3 ч	4 ч	5 ч	6 ч	среднее значение
1	31,8	29,7	28,5	27	25,8	24,5	22,2	27,07
2	38,1	36,1	34,8	33,3	32	30,8	28,2	33,33
3	32,6	30,6	29,4	28	26,8	25,6	23,4	28,06
5	34,1	32,2	31,1	29,7	28,5	24,3	24,9	29,26
6	32,9	31,2	30,1	28,8	27,7	26,6	24,3	28,80
7	27,8	26,1	25,1	23,8	22,6	21,7	19,6	23,81
8	30,6	28,6	27,4	26	24,7	23,5	21,1	25,99
9	28,3	26,6	25,6	24,3	23,3	22,2	20,1	24,34
10	26,2	24,3	23,2	21,8	20,6	19,5	17,2	21,83

Аналогично проведена сушка брикетов при 80 и 100 °С. Определена прочность брикетов на раздавливание по ГОСТ 21289-75. Результаты представлены в таблице 3.

Таблица 3

Прочность брикетов на раздавливание

Температура сушки, °С	40	80	100
Прочность на раздавливание, кг/см^2	5,86	13,86	9,72
	5,02	12,99	8,91
	5,53	12,99	8,10
	4,86	13,86	8,91
	5,19	14,73	9,72
	4,86	15,59	9,72
Среднее значение, кг/см^2	5,22	14,00	9,18

Зависимость сопротивления торфяных брикетов на раздавливание от температуры сушки представлена на рисунке (кривая 1).

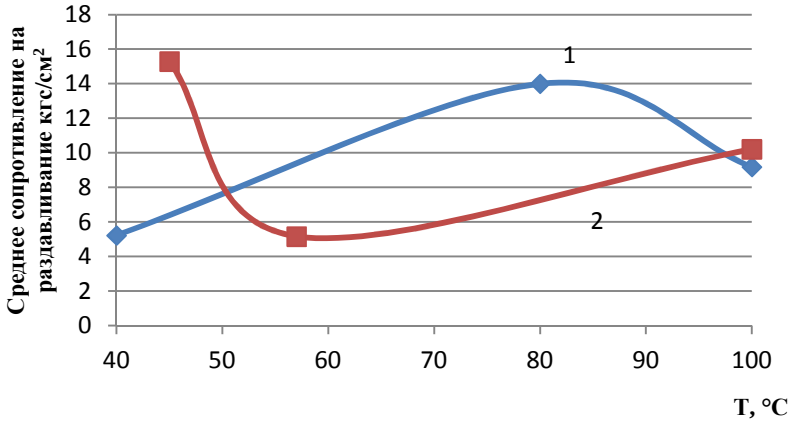


Рис. Зависимость сопротивления образцов на раздавливание от температуры сушки

Также были сформованы брикеты с соотношением уголь:торф 1:1. Проведена сушка брикетов при 45, 57 и 100 °С. Прочность полученных брикетов на раздавливание после сушки представлена в таблице 4.

Зависимость сопротивления торфо-угольных формовок на раздавливание от температуры сушки представлена на рисунке (кривая 2).

Таблица 4

Прочность брикетов на раздавливание при соотношении уголь:торф 1:1

Температура сушки, °С	45	57	100
Прочность на раздавливание, кг/см^2	10,66	6,7	8,64
	8,37	4,52	9,42
	7,16	4,52	7,85
	23,55	4,19	12,15
	26,69	5,86	12,97
Среднее значение, кг/см^2	15,29	5,16	10,21

Анализируя полученные данные, видно, что прочность на раздавливание угля с влажностью 80 % максимальная, если сушить уголь при 80 °С. Для увеличения прочности брикетов на раздавливание при соотношении уголь:торф 1:1 наиболее целесообразно проводить сушку при 45 °С.

Литература

1. Власов В.П. Технология производства торфа. – М.: Недра, 1974. – 136 с.
2. Костюк Н. С., Яцевич Ф. С. Производство мелкокускового торфа. – Минск: Наука и техника, 1975. – 136 с.
3. Лазарев А.В.,Технология производства торфа. – М., 1974, – 320 с.
4. Лиштван И. И., Терентьев А. А., Базин Е. Т., Головач А. А. Физико-химические основы технологии торфяного производства. – Мн.: Наука и техника, 1983. – 232 с.

РАСЧЕТ МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ МОДЕЛИРУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ HYSYS

С.Ф. Ким

Научный руководитель доцент М.А. Самборская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Математическое моделирование процессов первичной подготовки нефти является необходимым этапом при решении задач анализа, оптимизации, повышения эффективности действующих установок подготовки нефти (УПН).

Для создания модели установки подготовки нефти в системе HYSYS 7.2 необходим следующие исходные данные: состав сырья, технологические параметры работы аппаратов.

Состав сырья представлен в двух вариантах:

1. Покомпонентные составы нефти и газа однократного разгазирования (таблица 1), взятые из регламента УПН.

Таблица 1

Компонентный состав нефти и газа однократного разгазирования

Характеристика	Единица измерения	Значение	
Компонентный состав:		нефть	газ
метан	моль %	0,24	68,97
этан		0,41	13,52
пропан		1,09	8,43
и-бутан		0,51	1,53
н-бутан		1,88	3,31
и-пентан		2,18	1,00
н-пентан		2,57	1,08
C_{6+}		91,12	0,79
N_2		0,00	1,28
CO_2		0,00	0,02
H_2		0,00	0,07
Плотность при 20 °С	кг/м^3	864,1	-
Газовый фактор	м^3/т	153	-

2. Фракционный состав нефти на входе установки подготовки нефти (таблица 2), полученный в результате анализа пробы нефти, и покомпонентный состав газа однократного разгазирования из регламента УПН (таблица 1).

Собраны и проанализированы данные о параметрах работы промышленной установки и об анализах проб нефти с аппаратов за период 01.02.2012–10.02.2012 гг.

При создании модели УПН учтены основные технологические параметры работы каждого аппарата, перепады давлений и изменения температуры между аппаратами, распределения потоков водонефтяной эмульсии (рисунок 1).

Таблица 2

Фракционный состав нефти

Характеристика	Единица измерения	Значение
Фракционный состав:		
до 52 °С	% об.	0,0
до 100 °С		4,5
до 120 °С		7,0
до 150 °С		11,0
до 160 °С		12,5
до 180 °С		15,5
до 200 °С		18,5
до 220 °С		22,5
до 240 °С		25,5
до 260 °С		29,5
до 280 °С		33,0
до 300 °С		38,0
Плотность при 20 °С	кг/м^3	853,1

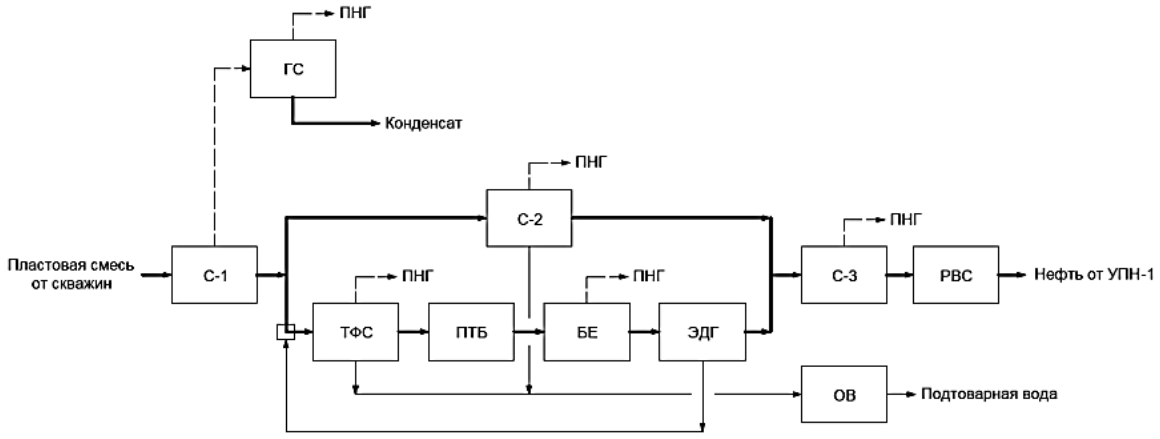


Рис. 1. Блок-схема установки подготовки нефти УПН:
С-1 – сепараторы первой ступени; С-2 – аппараты «Хитер-Тритер» I и II типа; ТФС – трехфазные сепараторы; ПТБ – печи трубчатые блочные; БЕ – буферная емкость; ЭДГ – электродегидраторы; С-3 – концевые сепараторы; РВС – резервуарный парк товарной нефти; ПНГ – попутный нефтяной газ

Результаты расчета технологических параметров с применением моделирующей системы HYSYS приведены в таблице 3.

Таблица 3

Сравнение результатов расчета и эксперимента

Место измерения параметров	Технологические параметры			
	Давление, кг/см^2	Температура, ^{0}С		Δ абс.
		Эксперимент	Расчет	
Вход УПН-1	9,60	2,67	2,44	0,23
С-1	8,61	2,16	2,18	0,02
С-2	2,53	41,66	41,86	0,20
ТФС	4,91	15,14	14,98	0,16
ЭДГ	3,11	28,88	34,99	6,11
ПТБ	-	34,79	36,00	1,21
С-3	0,12	31,38	35,54	4,16
ГС	7,48	1,31	1,48	0,17
Выход УПН-1	34,82	35,56	36,69	1,13

Согласно таблице 3 абсолютная погрешность по средней температуре в аппаратах равна 1,49 °С. Значения технологических параметров при проведении расчетов с использованием компонентного и

фракционного состава сырьевого потока установки отличаются незначительно. Результаты расчетов материальных потоков приведены в таблицах 4, 5.

Использование компонентного состава нефти в качестве исходного сырья позволяет получить меньшую погрешность по расходу газа (6,57 %).

Таблица 4

Материальные потоки УПН (вариант сырья 1)

Параметр		Единицы измерения	Значения		Относительная погрешность, %
			Эксперимент	Расчет	
Расход нефти		т/час	731,60	754,50	3,13
Расход газа		тыс. $м^3$/час	117,77	110,03	6,57
Расход воды	пресная	$м^3$/час	45,90	45,90	материальный баланс
	подтоварная		217,79	217,79	

Таблица 5

Материальные потоки УПН (вариант сырья 2)

Параметр		Единицы измерения	Значения		Относительная погрешность, %
			Эксперимент	Расчет	
Расход нефти		т/час	731,60	734,00	0,33
Расход газа		тыс. $м^3$/час	117,77	96,44	18,11
Расход воды	пресная	$м^3$/час	45,90	45,90	материальный баланс
	подтоварная		217,79	217,79	

Анализируя проведенные расчеты в моделирующей системе HYSYS 7.2, можно сделать следующие выводы:

1. Выполнение расчетов с использованием компонентного состава нефти дает более точные результаты по сравнению с применением фракционного состава.
2. При проведении расчетов процессов обезвоживания можно лишь задать значение остаточной обводненности. Таким образом, данная моделирующая система не позволяет прогнозировать остаточное содержание воды в нефти при изменении технологических режимов работы УПН.
3. Невозможно выполнить расчет электродегидраторов (ЭДГ) и аппаратов «Хитер-Тритер» II типа с электродегидраторными решетками, т. е. данные аппараты выполняют только функцию сепараторов, что вносит значительные погрешности в расчеты.
4. Проведение расчетов в стационарном режиме не позволяет учитывать гидродинамические потери, диаметры входных и выходных патрубков, размеры и внутреннюю конструкцию аппаратов, что необходимо при моделировании процессов подготовки нефти.

Исходя из вышеизложенного можно заключить, что для создания более полной математической модели необходимо учесть гидродинамические, конструктивные особенности и физико-химическую сущность процессов подготовки нефти [2]. Это позволит создать моделирующую систему, обладающую прогнозирующими свойствами и позволяющую решать задачи оптимизации процессов промысловой подготовки нефти.

Литература

1. Технология переработки природного газа и конденсата. Справочник / под ред. В.И. Мурина. – М.: ООО «Недра Бизнес-центр», 2002. – Ч. 1. – 517 с.
2. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. – Казань: ФЭН, 2000. – 415 с.
3. Ушева Н.В., Кравцов А.В., Мойзес О.Е., Кузьменко Е.А. Моделирование технологии промысловой подготовки нефти // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2005. – Т. 308 – №4. – С. 127-130.

ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА ТОВАРНЫХ БЕНЗИНОВ НА ОАО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ОНПЗ»

М.В. Киргина, Н.В. Чеканцев

Научный руководитель профессор, Э.Д. Иванчина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Процесс производства бензинов – компаундирование – представляет собой смешение прямогонных фракций с компонентами вторичных процессов переработки нефти, присадками и добавками. Производство экологически чистых высокооктановых бензинов – сложная проблема для ряда отечественных нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ), в силу того, что помимо повсеместно распространённого процесса каталитического риформинга, необходимы процессы каталитического крекинга, алкилирования и изомеризации лёгких парафинов, более жёсткие процессы гидроочистки.

На ОАО «Газпромнефть-ОНПЗ» сформирован один из самых полных наборов технологических процессов, существующих сегодня в нефтепереработке, что обеспечивает вовлечение большого количества компонентов в товарные продукты, позволяет выпускать топливо различных марок. В 2011 г. ОАО

«Газпромнефть-ОНПЗ» выпустил 4,1 млн. т. автомобильных бензинов, доля высокооктановых бензинов составила 86 % [1].

Технология приготовления бензина не является универсальной, а изменение норм и требований, предъявляемых к товарным бензинам, вынуждает корректировать даже отработанные рецептуры смешения. В условиях постоянно меняющегося состава сырья, экспериментальные методы довольно затруднительны, так что на настоящий момент целесообразно использовать для предварительных расчётов компьютерные моделирующие системы.

Ранее на кафедре Химической технологии топлива и химической кибернетики ТПУ была разработана математическая модель для расчета детонационных характеристик товарных бензинов, учитывающая вклад межмолекулярных взаимодействий в неаддитивность октановых чисел смешения [1].

Компьютерная моделирующая система, разработанная на основе созданных математических моделей, позволяет осуществлять расчёт детонационной стойкости и давления насыщенных паров, как отдельных потоков, так и их смеси с присадками и добавками. Также разработанный программный продукт позволяет рассчитывать оптимальную рецептуру смешения компонентов для получения товарного бензина требуемой марки, отвечающего современным экологическим требованиям.

С использованием разработанной моделирующей системы для ОАО «Газпромнефть-ОНПЗ» были проведены расчёты октановых чисел риформатов, получаемых в период работы установки каталитического риформинга бензинов с 2007 по 2009 гг.

В табл. 1 приведены результаты расчёта октановых чисел по моторному (ОЧМ) и исследовательскому методам (ОЧИ) с учётом межмолекулярных взаимодействий, также приведено содержание в риформатах ключевых компонентов, оказывающих основное влияние на октановое число.

Таблица 1

Результаты расчёта октановых чисел риформатов

Поток	ОЧМ	ОЧИ	Содержание компонентов, % мас.				
			Диметилбутаны	Изопентан	Ароматика		
					∑	в том числе	
						бензол	C_{9+}
риформат № 1	89,8	95,8	1,3	2,16	72,21	5,73	27,98
риформат № 2	90,3	96,6	0,97	1,98	74,08	5,27	27,88
риформат № 3	92,3	99,9	0,98	2,2	78,16	5,94	27,3
риформат № 4	93,2	99,9	1,12	2,18	77,82	6,2	28,86
риформат № 5	93,6	99,7	0,85	2,29	78,34	4,69	31,85
риформат № 6	93,4	99,3	1,09	2,32	77,25	5,17	32,54

Как видно из данных приведенных табл. 1, октановые числа риформатов в значительной степени различаются в зависимости от состава (диапазон различия до 4 пункта), решающее влияние на детонационную стойкость оказывает содержание ароматических углеводородов, с увеличением общего содержания ароматики в риформатах увеличивается и октановое число потока.

Аналогичные расчёты были проведены для изомеризата (ОЧМ – 80,9; ОЧИ – 82,7) и алкилата (ОЧМ – 90,7; ОЧИ – 98,0), получаемых на Омском НПЗ.

Как было показано, углеводородный состав компонентов высокооктановых бензинов не является постоянной величиной даже для одной и той же установки и изменяется в течение времени в зависимости от условий процесса и качества исходного сырья. Поэтому для оптимального проведения процесса компаундирования необходим оперативный расчёт оптимальной и точной рецептуры смешения компонентов, что и позволяет сделать разработанная компьютерная моделирующая система.

С использованием разработанной моделирующей системы было установлено максимальное использование продуктов риформинга для получения товарных бензинов соответствующих требованиям действующего Технологического регламента «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту» (табл. 2).

Таблица 2

Максимальное вовлечение продуктов риформинга в процесс приготовления товарного бензина

Поток	Требования технологического регламента	
	Евро-3 ароматики <42 % мас. бензола <5 % мас.	Евро-4, 5 ароматики <35% % мас. бензола <1 % мас.
риформат № 1	57	17
риформат № 2	56	19
риформат № 3	53	16
риформат № 4	53	16
риформат № 5	53	21
риформат № 6	54	19

Также с использованием разработанной моделирующей системы были выработаны рецептуры смешения бензинов различных марок с учётом динамики изменения состава риформатов, соответствующие всем требованиям Технологического регламента (табл. 3). Рецептуры рассчитаны с вовлечением в процесс компаундирования изомеризата, алкилата и риформатов Омского НПЗ (наиболее отличающихся по составу), н-бутана и изопентана, а также антидетонационной добавки на основе ММА (АДА) и добавки-оксигената МТБЭ.

Разработка рецептуры велась с учётом вовлечения максимального количества наиболее дешёвого и наиболее используемого базового компонента бензина – риформата и минимального вовлечения наиболее дорогостоящих компонентов – антидетонационных присадок и добавок-оксигенатов.

Таблица 3

Рецептуры смешения товарных бензинов

ПОТОКИ	Регуляр–92 (Евро 3)			Премиум–95 (Евро 4)			Супер–98 (Евро 5)		
	I	II	III	I	II	III	I	II	III
Содержание компонентов в товарном бензине, % мас.									
риформат № 1	56	-	-	17	-	-	16	-	-
риформат № 3	-	51	-	-	16	-	-	15	-
риформат № 6	-	-	52	-	-	19	-	-	18
изомеризат	30	45	40	27	17	35	25	20	30
алкилат	9	-	4	41	55	25	40	45	22
н-бутан	5	-	4	-	12	8	7	5	-
изопентан	-	4	-	10	-	5	-	5	15
МТБЭ	-	-	-	5	-	8	12	10	15
АДА	-	-	-	-	-	-	0,2	-	0,1
Характеристики товарных бензинов									
бензол, % мас.	3,21	3,03	2,69	0,97	0,95	0,98	0,92	0,89	0,93
ароматика, % мас.	40,44	39,87	40,17	12,28	12,51	14,68	11,56	11,73	13,91
ДНП, кПа	62,8	63,8	67,2	66,4	87,9	91,3	78,4	74,7	74,7

Таким образом, моделирование процесса приготовления высокооктановых бензинов на основе учёта межмолекулярных взаимодействий между углеводородами бензиновой смеси позволяет обеспечить расчёт наиболее целесообразных и экономически выгодных соотношений компонентов для каждой партии бензина. Предложенные оптимальные рецептуры смешения товарных бензинов различных марок, отвечающие требованиям действующего технологического регламента, позволяют обеспечить ресурсоэффективность производства.

Литература

1. Интернет ресурс: www.onpz.gazprom-neft.ru.
2. Киргина М.В., Иванчина Э.Д., Долганов И.М., Смышляева Ю.А., Кравцов А.В., Фан Фу. Моделирование процесса приготовления товарных бензинов на основе учета реакционного взаимодействия углеводородов сырья с высокооктановыми добавками // Нефтепереработка и нефтехимия. – М., 2012. – № 4. – С. 3-8.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ПАРАМЕТРОВ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОЦЕССА ДЕГИДРИРОВАНИЯ ПАРАФИНОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОМПЬЮТЕРНОЙ МОДЕЛИРУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ

С.В. Киселёва

Научный руководитель ассистент Е.В. Франция

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Процессы дегидрирования углеводородов занимают важное место в нефтехимической промышленности и входят в число самых крупнотоннажных. Дегидрированием получают непредельные углеводороды, являющиеся ценным сырьем для производства таких продуктов как, синтетический каучук, пластмассы, моющие средства и высокооктановые компоненты бензина.

Процесс дегидрирования высших парафинов С9-С14 до соответствующих олефинов является одной из стадий получения линейных алкилбензолов (ЛАБ) и алкилбензолсульфонатов, служащих сырьем для получения синтетических биоразлагаемых моющих средств. В промышленности этот процесс осуществляется при температуре 460…520 °С и давлении 0,2 МПа в присутствии нанесенного платинового катализатора. Помимо целевой реакции при дегидрировании алканов С9-С14 возможно протекание большого числа побочных реакций: дегидроциклизации, ароматизации, изомеризации, крекинга и коксообразования, которые приводят к образованию диенов и триенов с различным расположением двойных связей в молекуле, изоалкенов, циклоалканов и аренов. Поликонденсацией аренов и полиенов образуются коксогенные структуры [1].

Исследование проводилось на компьютерной моделирующей системе, разработанной на кафедре Химической технологии топлива и химической кибернетики Томского политехнического университета. В основу модели положены физико-химические зависимости протекания реакций на платиновом катализаторе [4]. Так, в

модели учитываются гидродинамический режим потоков вещества в реакторе и состав исходного сырья, в том числе и покомпонентный состав парафиновой составляющей [2].

В ходе данной работы был проведён мониторинг работы четырех циклов: 2008-2009гг., 2010-2011гг., 2011-2012гг., 2012-2013гг. В результате были построены графики зависимости концентрации олефинов, диолефинов от даты цикла, входной температуры реактора дегидрирования, прогнозного выхода ЛАБ, активности катализатора дегидрировании, концентрации кокса на катализаторе дегидрирования и ароматических соединений от объема переработанного сырья.

В результате данного исследования было установлено, что в циклах 2008-2009 и 2010-2011 выход олефинов уменьшается к концу рабочего цикла, а в циклах 2011-2012 и 2012-2013 увеличивается. Это обусловлено тем, что из-за жестких условий процесса (высокая температура, низкое давление), дегидрогенизация происходит не только до нормальных моноолефинов, но и до диолефинов, триолефинов. При этих условиях возможно также образование ароматических углеводородов и крекинг парафинов с образованием кокса и легких углеводородов. Однако реакция получения моноолефинов — преобладающая и равновесная в термодинамическом отношении, все побочные реакции далеки от равновесия, поэтому выход олефинов уменьшается незначительно и даже может увеличиваться.

Концентрация диолефинов к концу рабочего цикла увеличивается во всех исследуемых циклах. Выход ароматических соединений в цикле 2010-11 гг. остаётся практически постоянным, в остальных циклах он увеличивается, наиболее интенсивный рост наблюдается в циклах 2011-12 и 2012-13 гг.

Реакции превращения н-парафинов в олефины (в т.ч. моноолефины) с высокой селективностью (около 90%) проводятся при оптимальных температуре и давлении. При этом достигается сравнительно низкая степень превращения н-алканов – до 13%, что обуславливает значительное количество рециркулята с блока алкилирования.

Поскольку сырье процесса может содержать некоторое количество нелинейных парафиновых соединений – изопарафинов, алкилциклопарафинов, последние также могут превращаться в моноолефины, алкилциклоолефины. Алкилароматические углеводороды с разветвленной цепью могут расщепляться с образованием легких углеводородов и алкилароматических с одним метильным радикалом.

В результате этих реакций образуются побочные продукты, которые при поступлении в блок алкилирования способствуют увеличению количества тяжелых алкилатов и приводят к ухудшению качества основного продукта алкилирования – ЛАБ – за счет ухудшения его биоразлагаемости.

С увеличением объема переработанного сырья во всех циклах увеличивается входная температура реактора дегидрирования, также увеличивается концентрация кокса на катализаторе, причем концентрация кокса с повышенной подачей воды увеличивается менее интенсивно, чем с постоянной подачей. Дегидрирование парафинов в олефины – обратимая эндотермическая реакция, поэтому степень превращения увеличивается с подъемом температуры. При повышенном содержании серы в свежих парафинах снижается активность катализатора КД-1. Для восстановления его активности также требуется повышение температуры процесса, а это способствует увеличению отложения кокса на катализаторе и сокращению срока его службы. В связи с этим необходимо выбирать оптимальный вариант, при котором наряду с определенной степенью превращения обеспечивается полный срок службы катализатора [3]. В дегидрирования-процессе проектом принята сравнительно низкая конверсия н-парафинов, как уже отмечалось ранее, – 12-13% (по факту 10%), поэтому на блок алкилирования поступает значительное количество нормальных парафинов, которые после алкилирования возвращаются в качестве рециркулята в блок дегидрирования.

Снижение активности катализатора подтверждается расчётными данными программы, таким образом активность катализатора уменьшается с ростом объема переработанного сырья во всех четырех циклах. Прогнозный выход ЛАБ увеличивается с ростом переработанного сырья в всех рабочих циклах.

По целевым и побочным продуктам была определена погрешность данных, полученных экспериментальным путём. При этом относительная погрешность расчета концентрации целевых продуктов на модели составляет 4,5%, что не превышает погрешность хроматографического метода традиционно используемого для определения концентраций компонентов.

С использованием разработанной программы был произведён прогнозный расчёт четырех циклов работы реактора дегидрирования. По результатам расчёта были построены графики зависимости содержания кокса на катализаторе дегидрирования, входной температуры реактора дегидрирования, концентрации диолефинов и ароматических соединений и активности катализатора дегидрирования от даты при постоянном выходе олефинов 9,68%.

По прогнозным расчётам содержание кокса, входная температура, концентрация диолефинов, ароматических соединений и активность катализатора возрастает к концу цикла. Такая закономерность прослеживается для всех циклов.

Анализ прогнозного расчета и реальных данных показал, что полученные зависимости прослеживаются и на практике, но с меньшим темпом роста. Так, активность катализатора дегидрирования по реальным данным долгое время остается постоянной.

Литература

1. Булкатов А.Н. Применение процессов дегидрирования для переработки углеводородного сырья в продукты нефтехимии // Нефтепереработка и нефтехимия. – М., 2008. – №10. – с 30-36.

2. Волин Ю.М., Островский Г.М. Три этапа компьютерного моделирования химико-технологических систем // Теор. осн. хим. техн. – 2006., Т.40, №3. – С.302-312
3. Мартьянова С.К., Гайдай Н.А., Костюковский М.М., Киперман С.Л., Шашкин Д.П. Механизм и кинетика дегидрирования высших н-парафинов на промотированных платиновых катализаторах. IV. Исследование кинетики коксообразования при дегидрировании н-декана на алюмоплатиновом катализаторе // Кинетика и катализ., 1982. – Том XXIII, вып. 4. – С. 907-912.
4. IT-технологии в решении проблем промышленного процесса дегидрирования высших парафинов / А.В. Кравцов [и др.]: Томский политехнический университет (ТПУ). – Томск: STT, 2008. – 230 с.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА РАЗРУШЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

К.Е. Мархаева
Научный руководитель доцент О.Е. Мойзес
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день одной из распространенных проблем, которая существует в нефтедобывающей отрасли, является борьба с образованием стойких водонефтяных эмульсий. Эти явления значительно усложняют подготовку нефти, негативно влияют на работу нефтедобывающего оборудования, трубопроводных коммуникаций.

Подготовка нефти включает следующие основные этапы: сепарацию, каплеобразование и отстаивание.

В процессе обезвоживания нефти основную роль играет процесс каплеобразования, который зависит от физико-химических характеристик и условий подготовки нефти. Поэтому необходимо знать и прогнозировать влияние, оказываемое различными технологическими параметрами на процесс коалесценции.

Такие исследования могут быть успешно выполнены с применением математических моделей.

На кафедре химической технологии топлива и химической кибернетики разработана модель процесса каплеобразования, основанная на методике Тронова [1].

Целью данной работы является изучение методики процесса каплеобразования, поиск и обработка экспериментальных данных влияния химического реагента на поверхностное натяжение, разработка функциональных зависимостей и проведение исследований влияния различных технологических параметров на процесс каплеобразования с применением математической модели.

В работе [2] приведена зависимость поверхностного натяжения от концентрации подаваемого деэмульгатора.

На основании экспериментальных данных получена теоретическая зависимость поверхностного натяжения на границе раздела фаз от концентрации химического реагента, которая имеет следующий вид:

$$y = 2{,}4965x^{-0{,}40}$$

достоверность описания: $R^2 = 0{,}9628$.

С учетом полученного уравнения разработаны алгоритм и блок программы расчета, который включен в математическую модель процесса каплеобразования.

Разработанная зависимость позволяет учесть влияние концентрации деэмульгатора на размер образующихся в потоке водонефтяной эмульсии капель.

С применением математической модели были выполнены исследования влияния расхода нефти, диаметра трубопровода, концентрации раствора на показатели процесса каплеобразования.

На рисунках 1, 2, 3 представлены зависимости, которые отображают данные исследования.

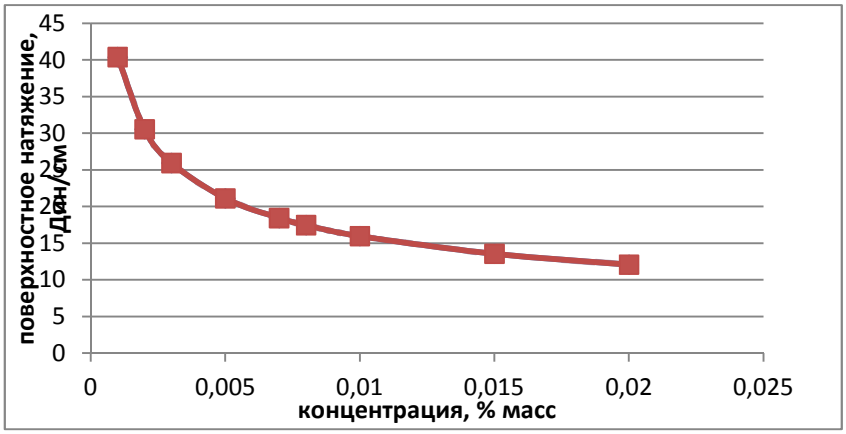


Рис. 1. Зависимость поверхностного натяжения на границе вода-нефть от концентрации подаваемого деэмульгатора

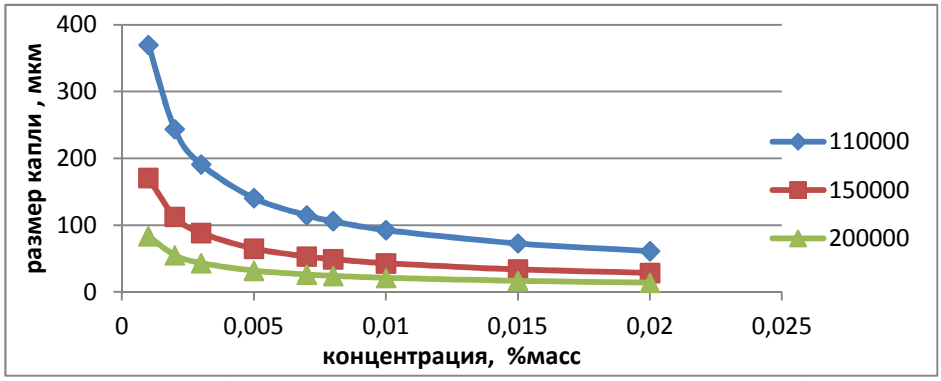


Рис. 2. Зависимость диаметра капель от концентрации раствора реагента

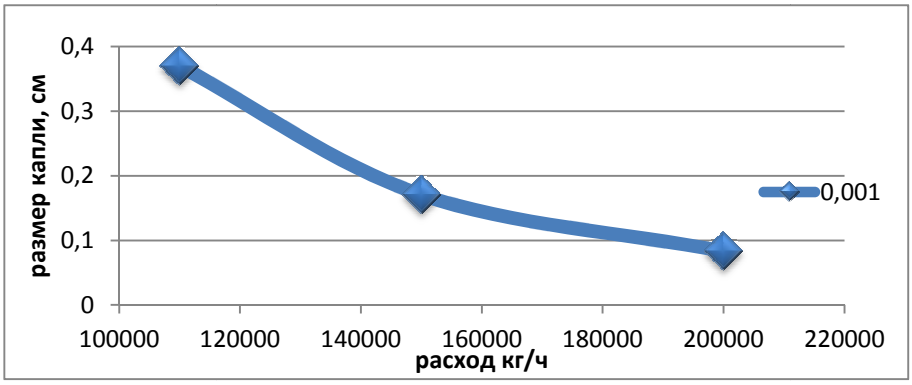


Рис. 3. Зависимость диаметра капель от расхода нефти

Выполненные с применением математической модели исследования показали, что увеличение концентрации раствора реагента с 0,001 до 0,02 % масс. приводит к снижению поверхностного натяжения от 40,395 до 12,079 Дин/см. (рис.1).

На рисунке 2 представлена зависимость размера капель от концентрации раствора реагента, которая показывает, что увеличение концентрации раствора реагента с 0,001 до 0,02 % масс. приводит к уменьшению диаметра капель с 369 до 61 мкм (при расходе 110000 кг/час).

Анализ результатов показал, что с увеличением расхода нефти от 110000 до 200000 кг/час (рис. 3) диаметр капель уменьшается (с 0,369 до 0,191 см).

Таким образом, разработанная зависимость поверхностного натяжения от концентрации, позволяет учесть влияние деэмульгатора на показатели процесса каплеобразования.

Литература

1. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти – Казань: ФЭН, 2000. – 16 с.
2. Голубев М.В., Халикова А.И. Оптимизация процесса подачи деэмульгатора // Нефтегазовое дело., 2004. – Вып. 2. – Режим доступа: http://www.ogbus.ru/authors/Golubev/Golubev_1.pdf, свободный.
3. Климова Л.З. Получение, исследование свойств и применение новых деэмульгаторов водонефтяных эмульсий: Автореф. Дис. … канд. тех. наук. – М., 2002. – 27 с.

ВЛИЯНИЕ МАГНИТНОЙ ОБРАБОТКИ НА ПРОЦЕСС ОСАДКООБРАЗОВАНИЯ И ВЯЗКОСТНО-ТЕМПЕРАТУРНЫЕ СВОЙСТВА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СМЕСИ

Т.В. Новикова[1], Ю.В. Лоскутова[2]
Научный руководитель доцент О.Е. Мойзес[1]
[1]Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия
[2]Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

Важнейшая проблема, стоящая перед газовой отраслью России – развитие мощностей по переработке газовых конденсатов (ГК) – ценнейшего углеводородного сырья для нефтехимии. За последние десятилетия произошли изменения в области переработки углеводородного сырья, обусловленные как изменением сырьевой базы, а именно вовлечением в переработку нефтегазоконденсатного сырья, так и экономическими факторами – желанием предприятий расширить ассортимент продукции и получить дополнительную прибыль от ее реализации. Вопросы транспортировки нефтегазоконденсатных смесей (НГКС) стали особенно актуальны в

связи со значительным увеличением в них доли высоковязких и высокозастывающих ГК и нефтей. Основные проблемы, возникающие при перекачке такого сырья, связаны с их малой подвижностью, высокой температурой застывания, с отложениями парафина на стенках трубопровода. В качестве воздействий, управляющих структурой веществ, в том числе и нефтяных дисперсных систем, актуально использование различных вариантов электрических, электромагнитных, магнитных, вибрационных или акустических полей [1].

Изучение влияние магнитного поля на кинетику процесса осадкообразования проводили на модельных смесях газовых конденсатов с добавкой нефти. Модельные смеси были получены из образцов месторождений Томской области – парафинистых газоконденсатов ГК1 и ГК2, а также парафинистой нефти (Н). Все пробы образцов являются нативными (характеризуются номерами добывающих скважин, периодом перфорации, местом и временем отбора). Физико-химические характеристики и состав образцов, используемых в качестве объектов исследования, представлены в таблицах 1 и 2.

Исследование структурно-реологических свойств образцов ГК1, ГК2, Н и их смесей при пониженных температурах, а именно, температуры застывания Тз и эффективной вязкости μ проводили с помощью измерителя низкотемпературных показателей нефтепродуктов ИНПН «Кристалл», количество парафинового осадка – методом «холодного стержня» в стационарном режиме в интервале температур «стенки» (или поверхности трубы) 0 °С и при температуре среды НГКС +20 °С и микроструктуры осадков – на микроскопе Axio Lab.A1 (Carl Zeiss) в проходящем свете при увеличении в 800 раз.

Таблица 1

Физико-химические свойства газоконденсатов и нефти

Характеристики	ГК1	ГК2	Н
Стандартная плотность, кг/м^3	728,0	711,0	871,0
Вязкость при 20 °С, мПа·с	3,3	1,8	21,3
Темп. застывания, °С	3,0	-9,8	7,8
Темп. помутнения, °С	18,5	20,9	11,0
Содержание парафинов, %мас.	3,2	3,8	9,4

Влияние МО на реологические свойства и процесс осадкообразования в НГКС исследовали с использованием устройства проточного типа на основе постоянных магнитов Ne-Fe-B серии МАУТ (ООО ПКФ «Экси-Кей», г. Томск). В ходе эксперимента ГК и НГКС по тефлоновой трубке диаметром 5 мм пропускались с помощью насоса через магнитную систему устройства МАУТ при 20 °С со скоростью 7,5 см^3/мин.

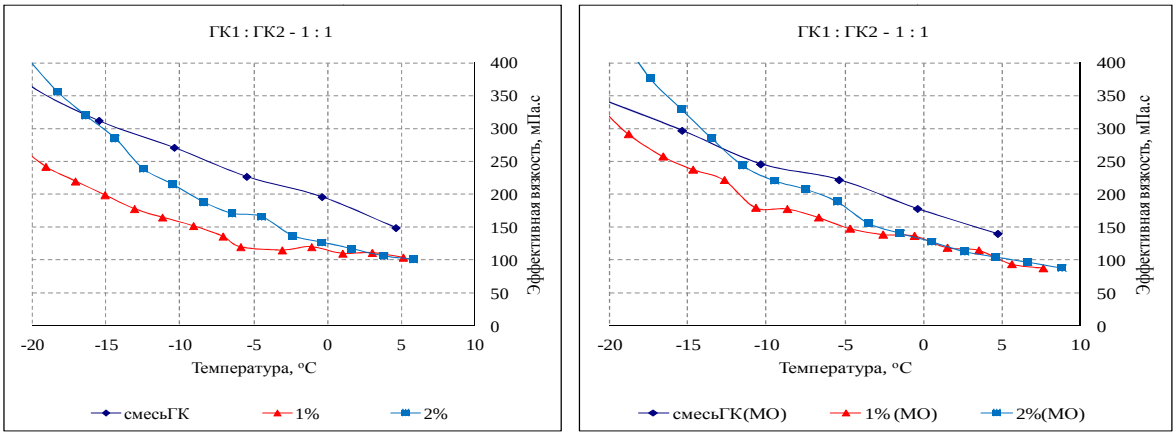
В таблице 2 приведены данные по количеству парафинового осадка, скорости осадкообразования и температуре застывания газоконденсатов и НГКС при соотношении ГК1 и ГК 2 – 9:1, 7:3 и смеси 1:1 с добавкой 1 и 2 %мас. нефти Н до и после магнитной обработки (МО).

Таблица 2

Кинетические параметры осадкообразования и температура застывания ГК и НГКС

Образец	Количество осадка, г/100г	Скорость осадкообразования, г/см^2·ч	Температура застывания Тз, °С
До магнитной обработки			
ГК1	2,3	0,103	3
ГК2	1,2	0,054	-9,8
ГК1:ГК2(9:1)	1,4	0,064	6,5
ГК1:ГК2(7:3)	1,7	0,075	3,3
ГК1:ГК2(1:1)	1,9	0,085	1,8
ГК1:ГК2(1:1)+1%Н	1,9	0,084	3,7
ГК1:ГК2(1:1)+2%Н	1,5	0,068	-1,4
После магнитной обработки			
ГК1	1,6	0,071	9,1
ГК2	0,6	0,028	-7,1
ГК1:ГК2(9:1)	2,1	0,096	5,6
ГК1:ГК2(7:3)	1,8	0,081	6,2
ГК1:ГК2(1:1)	2,1	0,097	5
ГК1:ГК2(1:1)+1%Н	1,5	0,07	3,4
ГК1:ГК2(1:1)+2%Н	1,5	0,068	4

Исследование протекания процесса осадкообразования в ГК и НГКС показало, что смешение ГК в различных соотношениях существенно влияет на количество образующегося осадка, но менее значительно на температуру застывания смеси – если количество осадка снижается на 17–38 %, то Тз смеси ГК1:ГК (9:1) не только не снижает Тз ГК1, но и ухудшает на 3,5 °С. Лишь для смеси ГК1:ГК в соотношении 1:1 наблюдается некоторое снижение Тз ГК1 на 4,4 °С.



а) ***б)***

Рис. 1 Изменение эффективной вязкости смеси ГК1:ГК2 (5:5) с добавкой 1 и 2 %мас. нефти Н до (а) и после (б) магнитного воздействия

Максимально высокую скорость осадкообразования имеет осадок ГК1 – 0,103 г/см^2·ч, а ГК2, практически, в 2 раза меньшую. Добавка в смесь ГК1:ГК2 (1:1) 1 % мас. нефти Н привела к росту $T_З$ на 1,9 °С, но не повлияла на скорость осадкообразования. При увеличении концентрации нефти в смеси до 2 % мас. наблюдается снижение скорости осадкообразования на 20 % и температуры застывания НГКС на 3,2 °С.

Установлено, что магнитная обработка (МО) также снижает количество образующегося осадка, при этом скорость осадкообразования снижается на 30 % для ГК1, практически на 50 % для ГК2. Однако обработка смесей ГК (9:1), (7:3) и (1:1), напротив, приводит к увеличению количества парафинового осадка. Лишь МО НГКС (1:1) с добавкой 1 % мас. нефти Н снижает скорость осадкообразования на 20 %.

На температуру застывания МО влияет не лучшим образом – практически для всех образцов наблюдается увеличение температуры застывания на 2–6 °С.

На рис. 1 представлены данные по изменению эффективной вязкости смеси ГК1:ГК2 (1:1) с добавкой 1 и 2 % мас. нефти Н до и после МО.

Ввод нефти приводит к снижению вязкости исходной смеси в интервале температур +5 – минус 15–20 °С. При этом с добавкой 1 % мас. Н вязкость во всем исследуемом интервале снижается на 40–50 %, а с добавкой 2 % мас. Н снижение вязкости наблюдается в интервале температур от +5 до -15 °С, при дальнейшем понижении температуры вязкость смеси с добавкой возрастает до значений выше, чем без добавок. После МО вязкость смеси ГК (1:1) снижается незначительно на 6–8 %, однако, обработка нефтегазовой смеси с добавкой 1 и 2 % нефти ухудшает ее вязкостно-температурные показатели (рис. 1б).

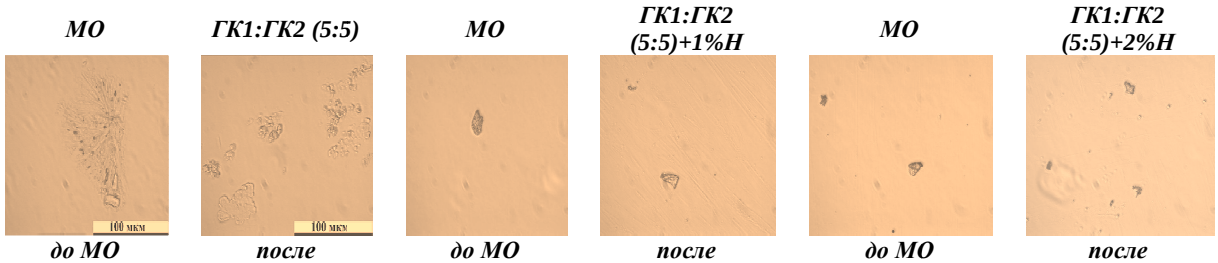


Рис. 2 Микрофотографии осадков нефтегазоконденсатной смеси (ГК1:ГК2 - 5:5) без добавки и с добавкой нефти Н до и после магнитной обработки

Было показано, что магнитное воздействие отрицательным образом сказывается на реологических свойствах смеси газоконденсатов с нефтью в соотношении (9:1) и (7:3) – происходит увеличение вязкости и температуры застывания.

С помощью микроскопического метода было изучено влияние МО на кристаллическую парафиновую структуру осадков, выделенных из ГК и НГКС. Микрофотографии осадков газоконденсатов (ГК1:ГК2 – 5:5) без добавки и с добавкой нефти Н до и после МО, представлены на рис. 2.

В структуре осадка ГК (5:5) наряду с мелкими дендритными образованиями присутствуют крупные (порядка 100–150 мкм) пластинчатые кристаллические образования разветвленной структуры. После добавки в смесь 1 и 2 %мас. нефти в структуре осадка не наблюдается крупных парафиновых агрегатов, лишь более мелкие агрегаты пластинчатой структуры размером 20–25 мкм.

После МО смеси ГК (5:5) крупные разветвленные парафиновые структуры разрушаются на ряд мелких, более рыхлых со множеством мелких пластинчатых кристаллов. При обработке НГКС структура осадка изменяется незначительно.

Литература

1. Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними. – М.: Недра, 1969. – 192 с.

СОЗДАНИЕ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПЛАСТОВОГО ФЛЮИДА ОДНОГО ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Е.А. Осипенко

Научные руководители профессор И.В. Гончаров, доцент Е.А. Кузьменко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Фазовые превращения систем природных углеводородов определяют массообменные процессы, протекающие при разработке и эксплуатации месторождений природных газов и нефти. Знание закономерностей фазовых превращений, умение их прогнозировать и анализировать необходимо для квалифицированного подсчета извлекаемых запасов, проектирования разработки залежей, промысловой обработки, заводской переработки и транспортировки добываемого сырья, развития методов повышения конденсато- и нефтеотдачи пластов.

Научной основой изучения фазовых превращений флюидов является применение термодинамического метода. Термодинамический метод состоит в изучении свойств системы взаимодействующих тел и базируется, в основном, на анализе равновесных состояний. Термодинамическое равновесие системы характеризуется неизменностью во времени ее состояния. Значения равновесных параметров термодинамической системы могут быть получены по уравнению состояния [1].

При разработке одного из новых месторождений были получены достаточно объемные массивы информации о физико-химических свойствах флюидов, их компонентном составе. Поэтому целью данной работы является систематизация полученных данных, выявление на их основе закономерностей (получение уравнения состояния), позволяющих в будущем комплексно прогнозировать динамику нефтедобычи с помощью созданной термодинамической модели пластового флюида.

Исследуемый пластовый флюид является летучей нефтью и относится к классу углеводородных систем, которые по составу и фазовому поведению занимают промежуточное положение между обычными нефтями и газоконденсатом. Летучие нефти невозможно с уверенностью отличить от газового конденсата, основываясь на характеристиках продукции скважин на поверхности [2]. Поэтому актуальной является проблема создания PVT-модели летучей нефти, как для уточнения фазового поведения углеводородной системы, так и для проверки результатов лабораторных экспериментов.

На сегодняшний день существует комплекс пакетов прикладных программ по моделированию процессов, протекающих при разработке месторождений. Для создания модели использовался программный пакет ECLIPSE, модуль PVTi, который позволяет на основе экспериментальных данных настроить уравнение состояния для пластового флюида. С помощью программы PVTi проводилось моделирование следующих экспериментов: расчёт давления насыщения, парожидкостного равновесие, стандартная (однократная) сепарация, ступенчатая сепарация, дифференциальное разгазирование.

Полученная модель позволяет достаточно точно прогнозировать значения плотности и вязкости нефти в пластовых условиях с небольшим отклонением от эксперимента (2 и 1,3 % соответственно). Значение давления, при котором начинает выделяться из нефти газ, сходится абсолютно точно.

При моделировании эксперимента стандартной сепарации получена хорошая сходимость значений плотности нефти, плотности газа, вязкости нефти, объемного коэффициента пластовой нефти. Значения газосодержания прогнозируются хуже, с отклонением 5,1 %.

Значения параметров при моделировании ступенчатой сепарации получены достаточно точно, за исключением газосодержания на третьей ступени сепарации (расхождение рассчитанного по модели значения с экспериментального составляет 15,8 %). Причиной этого отклонения является то, что нефть находится в околокритическом состоянии, поэтому возникают определенные сложности, как при проведении лабораторного эксперимента, так и при его моделировании.

В результате моделирования эксперимента дифференциального разгазирования, получены значения газосодержания и плотности нефти, которые хорошо сходятся с экспериментальными. Хуже всего прогнозируется значение газосодержания на первой ступени разгазирования (отклонение составляет 7,1 %).

В PVTi программе также была построена фазовая диаграмма пластового флюида, показывающая, что изучаемый пластовый флюид относится к типу «летучая нефть» (рис. 1).

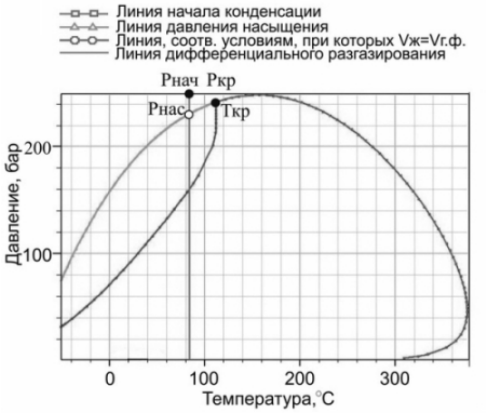


Рис. 1. Фазовая диаграмма пластового флюида изучаемого месторождения

По полученной диаграмме можно определить критические давление и температуру и давление насыщения пластовой смеси, а также наглядно убедиться в том, что нефть исследуемого месторождения Томской области находится в околокритическом состоянии.

Таким образом, созданная PVT-модель флюида позволяет достаточно точно прогнозировать:

- значение давления насыщения;
- плотность, вязкость, газосодержание и объемный коэффициент пластовой нефти;
- плотность, вязкость нефти, газосодержание и объемный коэффициент на ступенях сепарации и дифференциального разгазирования.
- фазовое состояние пластового флюида в условиях пласта.

Также с помощью программы ProSim Ternary Diagram была построена тройная диаграмма пластовой смеси и совмещена с тройной диаграммой, полученной Кронквистом [2] на основе анализа значительного количества экспериментальных исследований (рис. 2).

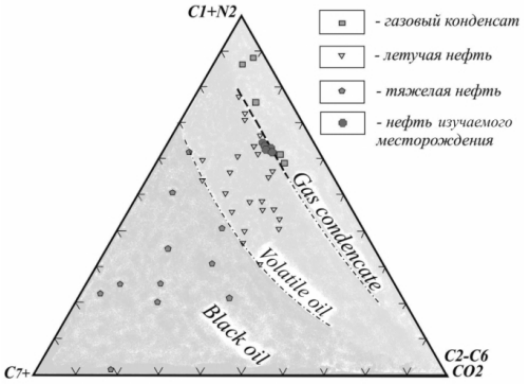


Рис. 2. Состав типичных пластовых углеводородных систем [2]

На полученной диаграмме видно, что изучаемая пластовая смесь представляет собой переходный тип между типичной черной нефтью и газовым конденсатом (летучая нефть).

Таким образом, в ходе работы:

- проведено обобщение и анализ информации по результатам лабораторных исследований состава и свойств пластового флюида;
- создана PVTi модель пластовой смеси;
- получена фазовая диаграмма пластового флюида;
- построена тройная диаграмма изучаемого пластового флюида;
- подтверждено, что исследуемый пластовый флюид представляет собой редко встречающийся в природе переходный тип между обычными нефтями (black oil) и конденсатами, называемый летучими нефтями (volatile oil).

Литература

1. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. – М.: «Грааль», 2002. – 575 с.
2. Кронквист Ч. Оценка и разработка пластов с летучей нефтью // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом., 1979. – № 4.

КЛАСТЕРНЫЙ АНАЛИЗ ПАЛЕОЗОЙСКИХ НЕФТЕЙ ЮГО-ВОСТОКА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

М.И. Пикалова
Научные руководители профессор И.В. Гончаров, доцент О.Е. Мойзес
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Для генетической классификации нефтей можно использовать различные подходы: кластерный анализ, корреляционные зависимости, векторный анализ и т. д. Во всех этих подходах используется различный набор данных. В данной работе был выбран кластерный анализ, как один из эффективных методов классификации. Преимуществом данного подхода является то, что он позволяет одновременно оценивать близость нефтей по нескольким молекулярным параметрам. Использование этого анализа позволит выделять подтипы палеозойских нефтей Юго-востока Западной Сибири. В перспективе встает вопрос о добыче и оценке потенциала залежей палеозойских нефтей, так как в скором времени ресурсы добываемых мезозойских нефтей исчерпают себя и тогда остро встанет вопрос о добыче и переработке нефтей палеозоя. Поэтому изучение этих нефтей на молекулярном уровне очень важно. Целью данной работы является классификация палеозойских нефтей палеозойских нефтей Юго-востока Западной Сибири с помощью кластерного анализа.

Экспериментальные исследования проводились в лаборатории Геохимии и пластовых нефтей ОАО «ТомскНИПИнефть». Были исследованы 13 проб типичных представителей палеозойских нефтей Юго-Востока Западной Сибири и на молекулярном уровне были проведены сравнения по биомаркерным параметрам, по содержанию и составу которых можно судить о типе органического вещества, условиях осадконакопления и уровне катагенеза. При анализе был использован хроматомасс-спектрометр «Hewlett Packard» 6890/5973, По данным хромато-масс-спектрометрии определены площади пиков индивидуальных веществ (биомаркеров), анализ которых позволили идентифицировать химические соединения, содержащиеся в образцах. В ходе выполнения работы были определены основные молекулярные параметры на основе содержания биомаркеров, которые наиболее полно отображают происхождение нефти и ее характеристики.

Кластерный анализ проводился для 13 типичных представителей палеозойских нефтей по 13 биомаркерным параметрам (отношение углеводородов биомаркеров). Под углеводородами-биомаркерами понимают молекулы органических соединений, унаследовавшие химическую структуру и многие элементы стереохимии от живых организмов. В составе биомаркеров в наибольших концентрациях встречаются следующие гомологические ряды насыщенных углеводородов: нормальные алканы (н), ациклические изопренаны (и), 2- и 3-метилалканы, стераны, гопаны, три- и тетрациклические терпаны и некоторые другие углеводороды – гаммацеран, олеанан.

Принцип кластерного анализа, применяемого в данной работе, состоит в последовательном объединении групп элементов сначала самых близких, а затем все более отдаленных друг от друга. Данный анализ позволил одновременно оценивать близость нефтей по нескольким биомаркерным параметрам (13 параметров), что значительно упростило процедуру анализа результатов экспериментов.

В таблице приведены исходные данные для кластерного анализа.

Таблица

Исходные данные для анализа

№		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
		Арчинское	Снежное	Южно - Урманская	Северо - Калиновое	Южно - Тамбаевское	Герасимовское (1)	Калиновое (1)	Кулгинское (1)	Герасимовское (2)	Кулгинское (2)	Останинское	Пинджинское	Калиновое (2)
1	Pr/Ph	0,98	1,26	1,34	1,03	1,25	1,44	1,3	1,65	1,83	1,5	1,52	1,08	1,13
2	Ki	0,23	0,28	0,24	0,36	0,14	0,39	0,39	0,13	0,4	0,13	0,36	0,35	0,41
3	Ts/Tm	0,98	0,96	1,28	0,75	1,62	0,79	0,67	0,61	0,82	0,45	1,03	0,75	0,65
4	29/30	0,57	0,58	0,36	0,76	0,68	0,50	0,65	1,06	0,60	1,31	0,35	0,59	0,71
5	C31HSR	0,52	0,57	0,51	0,54	0,52	0,60	0,52	0,52	0,51	0,53	0,55	0,54	0,56
6	h35/h34	0,67	0,97	0,72	0,97	0,80	0,78	1,02	0,66	0,79	0,78	0,45	1,00	0,86
7	C35/C34	0,10	0,17	0,11	0,16	0,09	0,13	0,15	0,11	0,13	0,12	0,08	0,16	0,14
8	T24/t26	1,30	1,07	0,43	1,09	5,15	0,92	1,19	4,54	0,96	4,96	0,79	1,42	1,09
9	C27/C28	1,17	0,90	0,83	1,25	0,91	1,23	1,20	1,24	1,21	0,93	0,79	1,29	1,05
10	C27/C29	0,50	0,83	0,58	0,49	0,33	0,56	0,48	0,51	0,54	0,44	0,79	0,49	0,47
11	ABI1	1,49	0,94	1,17	1,54	2,42	1,22	1,48	2,83	1,26	2,99	0,95	1,66	1,57
12	ABI2	2,12	1,35	1,58	2,22	3,74	1,71	2,13	3,33	1,83	3,60	1,34	2,37	2,28
13	Kb	1,80	1,36	1,27	1,70	2,45	1,59	1,57	1,10	1,69	1,15	1,38	1,76	1,66

На рис. 1 представлены результаты кластерного анализа в виде дендрограммы.

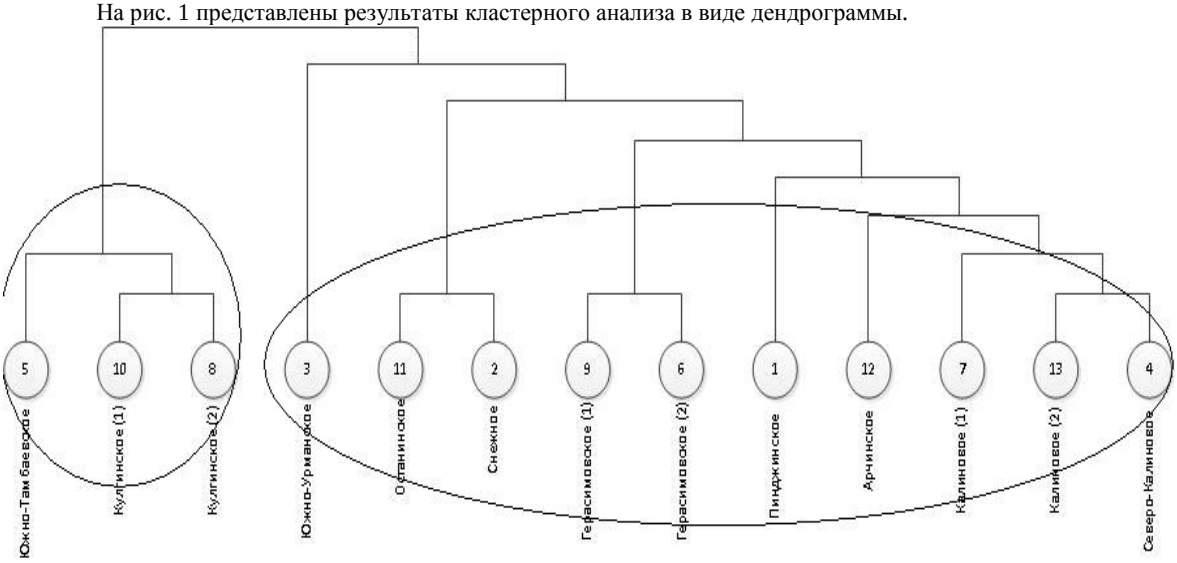


Рис. 1. Результаты кластерного анализа в виде дендрограммы

По результатам кластерного анализа (рис. 1) установлено, что палеозойские нефти Юго-востока Западной Сибири разделяются на два кластера. На рис. 2 также наглядно представлено, что все 13 нефтей разделяются на 2 группы.

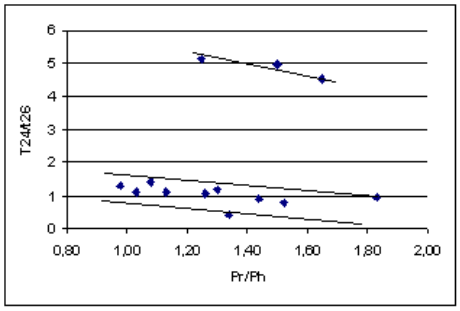


Рис. 2. Зависимость отношения T24/T26 от Pr/Ph

Из данных, представленных на рисунке 2 следует, что эти же нефти, которые выделились в меньший кластер (Южно-Тамбаевское, Кулгинское (1), Кулгинское (2)) по результатам кластерного анализа выделяются и по данной зависимости. Это объясняется тем, что в них преобладает тетрациклический терпан C_{24}, что свидетельствует об условиях осадконакопления лагунных с повышенной соленостью.

Но также из рис. 1 следует, что нефти внутри второго кластера очень отличаются своими свойствами. Это же подтверждается предыдущими исследованиями по параметрам, которые свидетельствуют об уровне зрелости нефтей (рис. 3).

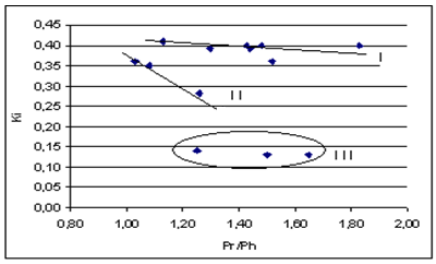


Рис.3. Зависимость изопреноидного коэффициента от Pr/Ph

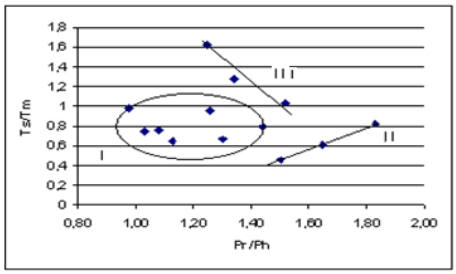


Рис. 4. Зависимость Ts/Tm от Pr/Ph

I- Арчинское, Северно-Калиновое, Пинджинское, Калиновое (1), Калиновое (2); Снежное; Герасимовское (1)
II- Герасимовское (2), Южно-Урманская, Останинская;
III- Кулгинская (1), Кулгинская (2) и Южно-Тамбаевская (2).

На этих примерах показано, что кластерный анализ позволяет объединять нефти в кластеры, при этом учитывается близость образцов по всем параметрам одновременно, что дает результат сопоставимый с исследованиями, проводимыми другими методами

Литература

1. Гончаров И.В. Геохимия нефтей Западной Сибири.- М.: Недра, 1987. – 181 с.
2. Костырева Е.А. Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири: Автореф. дис. … канд.геол.-минер.наук. – Новосибирск, 2003. – 20 с.
3. Peters, K.E., Walters, C.C., Moldowan, J.M. The biomarker guide. – Cambridge, U.K., 2005, – 1155 p.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ РАБОТЫ УСТАНОВКИ ПОЛУЧЕНИЯ ОЛЕФИНОВ ПРИ ИЗМЕНЕНИИ СОСТАВА СЫРЬЯ

В.В. Платонов, Е.В. Франциа
Научные руководители доцент Е.Н. Ивашкина, профессор Э.Д. Иванчина
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время одним из направлений использования олефинов является получение линейных алкилбензолов (ЛАБ). ЛАБ представляют собой смесь углеводородов ароматического ряда, которые после сульфирования используют в качестве полуфабриката при производстве синтетических моющих средств. Одним из основных достоинств ЛАБ является их безопасность для окружающей среды [1]. Процесс производства ЛАБ разделен на несколько этапов. На установке предфракционирования происходит выделение н-парафинов С10–С13, затем полученные парафины подвергают дегидрированию на платиносодержащем катализаторе. На третьем этапе происходит алкилирования бензола моноолефинами с получением ЛАБ. Завершающим этапом является сульфирование ЛАБ с получением линейных алкилбензолсульфонатов [2].

Одной из основных проблем при производстве ЛАБ является продление срока службы катализатора путем подбора оптимальных режимных параметров процесса дегидрирования с учетом постоянно меняющегося состава сырья. В связи с этим было проведено исследование работы установки получения олефинов при изменении состава исходного сырья при постоянной заданной концентрации целевого продукта – моноолефинов – в продуктовой смеси реактора дегидрирования.

В качестве исходных данных были взяты составы сырья, поступающего в блок дегидрирования (таблица).

Таблица

Состав сырья, поступающего с установки предфракционирования на стадию дегидрирования парафинов

Компоненты	Сырье 1	Сырье 2	Сырье 3
C_9H_{20}	0,01	0,00	0,00
$C_{10}H_{22}$	14,28	13,18	15,40
$C_{11}H_{24}$	29,45	35,79	31,06
$C_{12}H_{26}$	29,52	28,74	29,64
$C_{13}H_{28}$	23,25	19,11	19,85
$C_{14}H_{30}$	0,36	0,47	0,40
Циркулирующие ЛАБ	1,19	0,85	1,15
Изопарафиновые углеводороды	1,94	1,86	2,50

При проведении расчетов были заданы следующие условия: давление в блоке дегидрирования 0,19 МПа; мольное соотношение водород/сырье – 6,89; расход сырья – 75,07 $м^3$/ч; начальная подача воды – 4 л/ч; заданная концентрация моноолефинов 9,2 масс. %; давление в реакторе гидрирования 1,35 МПа; температура 181,93 ^oC; мольное соотношение водород/диолефины 1,46.

В ходе проведения расчетов была рассчитана прогнозная температура в реакторе дегидрирования, необходимая для поддержания постоянной выработки ЛАБ и концентрации олефинов в зависимости от изменяющегося состава сырья. Полученная зависимость представлена на рисунке 1.

Изопарафиновые углеводороды обладают большой реакционной способностью в реакциях дегидрирования и дециклизации. Из-за наличия тяжелых (изопарафиновых) углеводородов в исходном сырье в процессе дегидрирования на платиносодержащем катализаторе происходит образование коксогенных структур. Вследствие чего происходит падение его активности. В связи с этим необходимо увеличивать температуру в реакторном блоке для поддержания необходимой активности катализатора. На рисунке 1 видно, что срок службы катализатора при использовании сырья 3 заметно ниже, чем при использовании сырья 1 и 2. Это вызвано тем, что содержание тяжелых углеводородов в сырье 3 значительно больше, чем в сырье 1 и 2, следовательно, дезактивация катализатора будет происходить значительно быстрее.

Содержание тяжелых парафиновых в сырье 1 и 2 практически одинаково, тем не менее, срок службы катализатора при работе на сырье 2 ниже, чем на сырье 1. Это связано с тем, что концентрация углеводородов C_{12}-C_{13} в сырье 2 меньше, чем в сырье 1. Известно [3], что парафиновые углеводороды C_{12}–C_{13} обладают большей

реакционной способностью в реакциях дегидрирования, нежели углеводороды ряда C_{10}–C_{11}. Поэтому для поддержания необходимой концентрации олефинов в продуктовой смеси реактора дегидрирования требуется поддерживать менее «жесткий» температурный режим, чем при работе на сырье 2 (с высокой концентрацией компонентов C_{10}–C_{11}). Это позволяет, в свою очередь, эксплуатировать катализатор более длительное время.

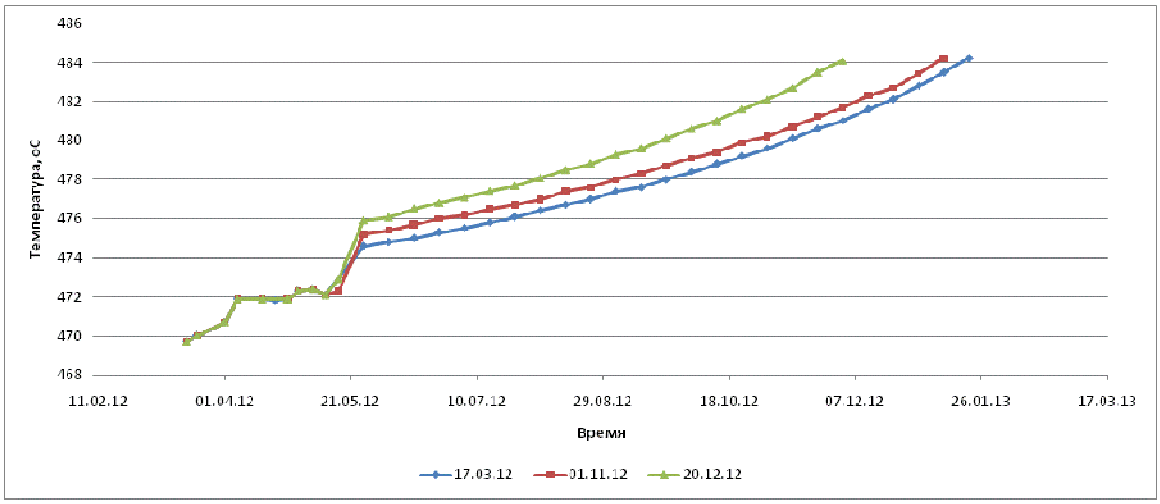


Рис. 1. Изменение температуры в процессе дегидрирования при заданной постоянной выработке ЛАБ и концентрации целевого продукта

Кроме того, одним из возможных вариантов продления срока службы платиносодержащего катализатора является обеспечение оптимального графика расхода воды в реактор дегидрирования, рис. 2. Ранее проведенные исследования [4] показали, что подача воды в реактор дегидрирования увеличивающимися порциями позволяет снизить интенсивность реакций коксообразования по сравнению с эксплуатацией катализатора при поддержании постоянного расхода воды, что подтверждается результатами проведенных расчетов и экспериментальными данными с промышленной установки.

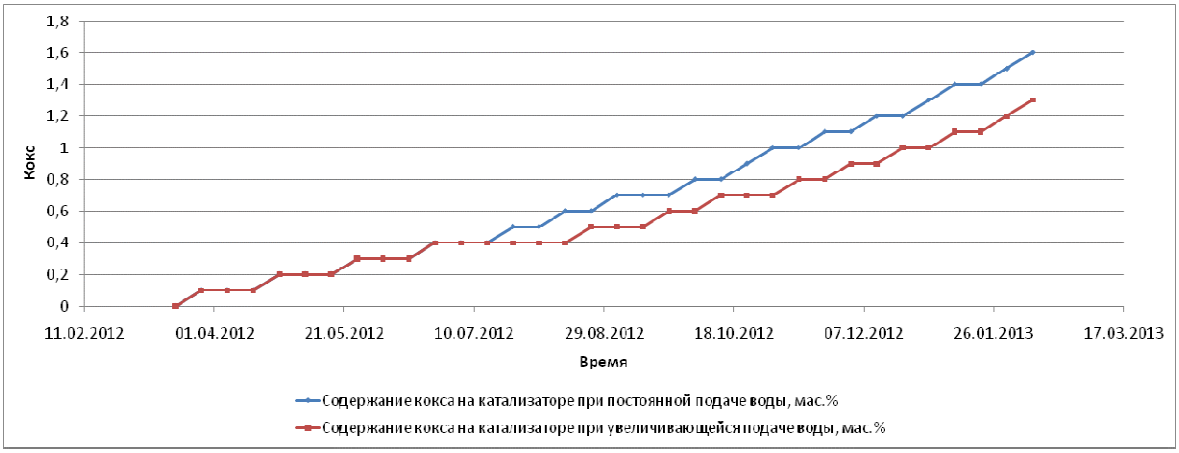


Рис. 2. Динамика коксообразования при различных графиках расхода воды

Согласно проведенным расчетам, при работе установки дегидрирования на сырье 1 срок службы катализатора составит 310 суток, при работе на сырье 2 – 300 суток, а на сырье 3 срок службы составит – 260 суток. Таким образом, для продления срока службы катализатора важно обеспечить оптимальный график подачи воды и оптимальный состав сырья, поступающего с установки предфракционирования. Регулирование режимов работы колонны предфракционирования позволяет обеспечить оптимальный состав сырья на входе в реактор дегидрирования.

Исследования выполнялись при поддержке гранта Президента РФ.

Литература

1. Ивашкина Е.Н., Иванчина Э.Д., Кравцов А.В. Совершенствование промышленных процессов производства линейных алкилбензолов. Монография. Изд. ТПУ. – Томск, 2011. – 358 с.
2. Баннов П.Г. Процессы переработки нефти. – Москва, 2011. – Т 2. – 429 с.
3. Скарченко В. К. Дегидрирование углеводородов. – Киев: Наукова думка, 1981. – 328 с.
4. Франция Е.В. Прогнозирование работы промышленного реактора дегидрирования высших алканов с использованием нестационарной кинетической модели: Дис… канд. техн. наук. – Томск, 2011. – 155 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПРИСАДОК И ДОБАВОК НА ОКТАНОВОЕ ЧИСЛО БЕНЗИНА

Е.В. Свиридова, М.В. Киргина
Научный руководитель профессор Э.Д. Иванчина
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

С каждым годом объем производимых в России бензинов растет, при этом качество моторных топлив не соответствует мировым стандартам. Из этого следует, что одной из основных задач нефтеперерабатывающей промышленности является улучшение качества выпускаемых нефтепродуктов; для чего необходимым является совершенствование технологии процесса компаундирования топлив – завершающей стадии производства товарного бензина. Компаундирование – процесс смешения различных углеводородных потоков, таких как продукты каталитического риформинга, изомеризации, крекинга, алкилирования, а также антидетонационные присадки и добавки-оксигенаты. В результате процесса компаундирования на выходе получается бензин с определенным октановым числом.

В товарном бензине в зависимости от состава может содержаться более двухсот индивидуальных углеводородов. Наличие такого большого числа компонентов усложняет процесс компаундирования, так как углеводороды, входящие в состав бензинов, могут взаимодействовать между собой. Вследствие чего, у производителей бензина возникает проблема разработки правильной рецептуры бензина и технологии его приготовления. Основными показателями бензина, к которым предъявляют жесткие требования, являются детонационная стойкость, давление насыщенных паров, фракционный состав, химическая и физическая стабильность и др. Ужесточение в последние годы экологических требований к качеству нефтяных топлив направлено на ограничение содержания в бензинах ароматических углеводородов, сернистых соединений и улучшение детонационных характеристик топлива. Развитие производства бензинов связано со стремлением улучшить основное эксплуатационное свойство топлива – детонационную стойкость, численным эквивалентом которой является октановое число (ОЧ) бензина.

В процессе приготовления бензинов смешением различных потоков определяющая роль отводится октановым числам смешения, которые отличаются от взвешенной суммы октановых чисел отдельных компонентов – не подчиняются правилам аддитивности. Октановые числа смешения зависят от углеводородного состава нефтепродукта, содержания различных компонентов в смеси и других факторов. Для повышения детонационной стойкости бензина используют различные методы, такие как использование в качестве базовых бензинов наиболее высокооктановых вторичных продуктов переработки нефти, широкое использование высокооктановых компонентов (изопарафины, ароматические углеводороды), а также применение антидетонационных присадок и добавок-оксигенатов. Наиболее широкое применение в промышленности нашли антидетонационная присадка на основе монометианилина (ММА) и наиболее высокооктановая добавка-оксигенат метилтретбутиловый эфир (МТБЭ).

Ранее на кафедре ХТТ и ХК ИПР ТПУ была разработана модель, позволяющая рассчитывать октановые числа потоков с учетом возникающих межмолекулярных взаимодействий, а также позволяющая учитывать влияние добавок и присадок на прирост октанового числа товарного бензина [1]. В ходе работы с использованием разработанных моделей были проведены расчеты октановых чисел по исследовательскому (ОЧИ) и моторному (ОЧМ) методам для продуктов каталитического риформинга (риформатов), получаемых на одном из НПЗ Сибири. Результаты расчета представлены в табл.

Таблица

Характеристики риформатов

Риформат	№1	№2	№3	№4	№5	№6	№7
ОЧМ	89,99	90,58	93,13	93,71	93,51	94	93,69
ОЧИ	95,96	96,76	99,4	100,12	99,74	99,96	99,52
Бензол, % мас.	5,73	5,27	6,07	5,94	6,2	4,69	5,17
Ароматика, % мас.	72,21	74,08	76,45	78,16	77,82	78,34	77,25
Алканы, % мас.	27,23	25,38	22,88	21,25	21,47	21,26	22,28

Из табл. 1 видно, что октановые числа риформатов разнятся в значительной степени (ОЧМ варьируются от 90 до 93,7; ОЧИ - от 96 до 100). Такая разница между октановыми числами риформатов может быть объяснена различиями в составе данных потоков. Так, например, сравнивая риформаты №1 и №4 (максимальное и минимальное значение октановых чисел), можно заметить, что в потоке №4 содержание ароматических углеводородов значительно больше, чем в потоке №1, а содержание предельных углеводородов наоборот

меньше. Таким образом, можно сделать вывод о том, что чем больше в риформате ароматических углеводород и чем меньше предельных, тем выше октановое число потока.

Для дальнейших исследований влияния присадок и добавок на октановое число были взяты рифораты №1 и №4, как наиболее отличающиеся по составу и октановому числу. С использованием разработанной модели были проведены расчеты октановых чисел рифоратов с вовлечением концентрации антидетонационной присадки ММА. Концентрация присадки варьировалась от 0 до 1,3 %, где 1,3 % - максимальное допустимое содержание ММА, согласно требованиям действующего Технического регламента. Результаты представлены ниже в виде графика.

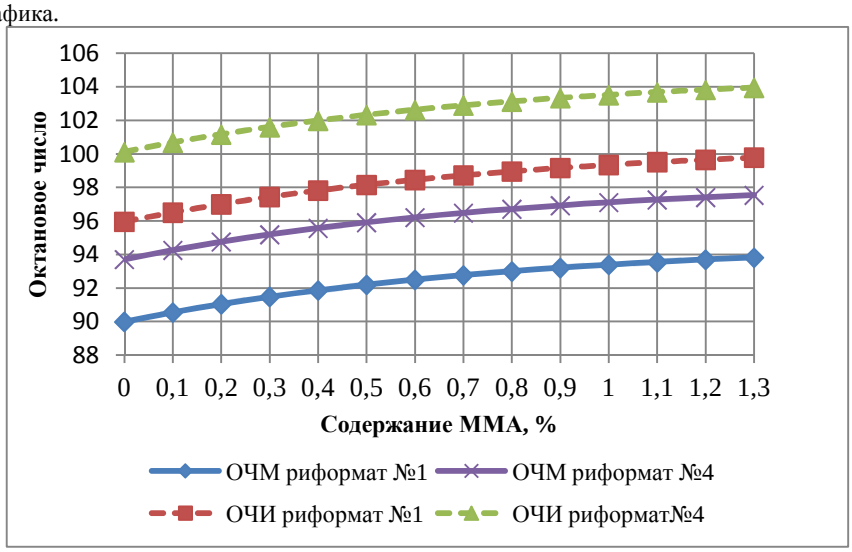


Рис. 1. Влияние присадки ММА на октановые числа рифоратов

Как видно из рис. 1 зависимость октанового числа от концентрации присадки ММА носит экспоненциальный характер. Исходя из этого, можно сделать вывод, что существует оптимальная концентрация присадки ММА, добавление после которой становится нецелесообразным, т. к. при значительных тратах дорогостоящего компонента не будет приводить к значительному приросту октанового числа. Используя график можно предположить, что оптимальной является концентрация присадки ММА равная 0,8 %.

Также было изучено влияние добавки-оксигената МТБЭ на прирост октанового числа рифоратов. Концентрация добавки варьировалась от 0 до 15 %, где 15 % – максимальное допустимое содержание МТБЭ, согласно требованиям действующего Технического регламента. Результаты представлены на рис. 2.

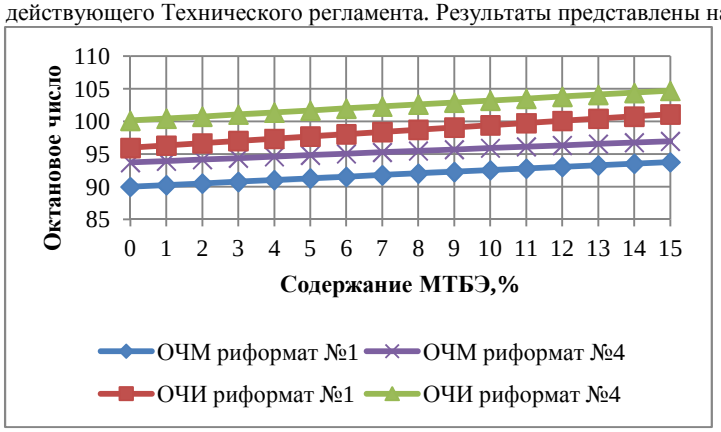


Рис. 2. Влияние добавки МТБЭ на октановые числа рифоратов

Как видно из рис. 2 зависимость октанового числа от концентрации МТБЭ носит линейный характер, и использование МТБЭ в качестве октаноповыщающей добавки ограничивается только требованиями экологических стандартов.

Наиболее значительного повышения октанового числа можно достичь при совместном применении ММА и МТБЭ. Концентрация присадки ММА варьировалась от 0 до 1,3 %, концентрация МТБЭ от 0 до 15 % с шагом 3 % (соответственно рецепты 1–6). Полученные результаты для рифората №1 представлены ниже.

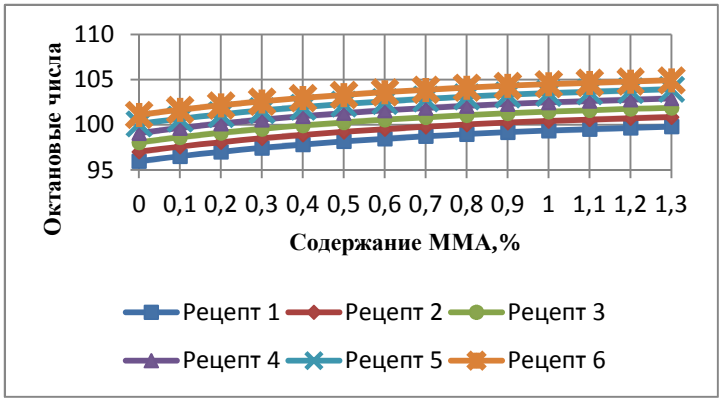


Рис. 3. Влияние ММА и МТБЭ на ОЧИ риформата №1

Из рис. 3 видно, что использование ММА в качестве меры для улучшения детонационных свойств топлива является более предпочтительным, так как для увеличения октанового числа потока на одно и тоже число надо затратить практически в 10 раз больше МТБЭ, чем ММА. На основе полученных данных, было предположено, что наилучшая пропорция присадок – 0,8 % ММА + 6% МТБЭ. Такое вовлечение ММА и МТБЭ позволяет увеличить октановое число риформата на 5 пунктов, что является существенным увеличением детонационных характеристик.

Литература

1. Киргина М.В., Иванчина Э.Д., Долганов И.М., Смышляева Ю.А., Кравцов А.В., Фан Фу. Моделирование процесса приготовления товарных бензинов на основе учета реакционного взаимодействия углеводородов сырья с высокооктановыми добавками // Нефтепереработка и нефтехимия. – М., 2012. – № 4. – С. 3-8.

ЭТАПЫ ПОСТРОЕНИЯ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПРОИЗВОДСТВА ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА

Г.Ю. Силко, Н.С. Белинская
Научные руководители доцент Е.Н. Ивашкина, профессор Э.Д. Иванчина
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Важнейшим направлением модернизации нефтеперерабатывающей промышленности России на современном этапе является увеличение глубины переработки нефтяного сырья; а также вовлечение в переработку «тяжелых» нефтепродуктов и нефтяных остатков с повышенным содержанием высококипящих фракций, серы, смол и металлов. Кроме того, ужесточение экологических требований к качеству моторных топлив, а также увеличение спроса на высококачественные низкозастывающие дизельные топлива в северных регионах России определяют необходимость совершенствования технологических процессов. Таким образом, задача производства низкозастывающих дизельных топлив, удовлетворяющих современным и перспективным экологическим требованиям, особенно актуальна на сегодняшний день.

Решение данной проблемы представляется возможным с привлечением метода математического моделирования, зарекомендовавшего себя как высокоэффективный инструмент в решении разнообразных задач нефтепереработки и нефтехимии.

Целью данной работы является создание компьютерной моделирующей системы процесса депарафинизации и его оптимизация для увеличения ресурсоэффективности производства низкотемпературных дизельных топлив.

На данном этапе работы решены следующие задачи:

1. Проведен термодинамический анализ реакций, протекающих в процессе гидродепарафинизации с использованием квантово-химических методов расчета.
2. Выполнено построение формализованной схемы превращений на основе термодинамического анализа.
3. Составлена кинетическая модель процесса гидродепарафинизации.
4. Разработана программнаю реализацию кинетической модели с применением языка программирования Pascal.

На основании имеющихся представлений о химизме и механизме процесса гидродепарафинизации, а также анализа технологических потоков на установке был составлен список реакций, протекающих в ходе процесса.

Таблица 1

Группы реакций процесса депарафинизации и изменение энергии Гиббса в ходе их протекания

№	Тип реакции	*ΔH*, кДж/моль	*ΔS*, кДж/моль*К	*ΔG*, кДж/моль
1	Гидрирование олефинов в парафины	– 145,11	– 143,36	– 52,31
2	Гидрокрекинг парафинов $C_{12} – C_{27}$	– 63,17	30,88	– 83,16
3	Гидрокрекинг нафтенов с образованием олефинов	– 83,43	– 65,56	40,99
4	Гидрокрекинг нафтенов с образованием парафинов $C_5 – C_{11}$	– 61,71	– 77,07	– 11,82
5	Изомеризация парафинов $C_{12} – C_{27}$	5,74	– 6,33	9,84
6	Гидрокрекинг изо-парафинов $C_{12} – C_{27}$	– 61,68	25,38	– 78,22
7	Циклизация изо-парафинов в нафтены	53,18	100,08	– 11,61
8	Гидрирование моно-ароматических углеводородов в нафтены	242,83	424,92	– 32,24
9	Гидрирование ди-ароматических углеводородов в моно-ароматические	– 48,31	25,98	– 65,14
10	Образование коксогенных структур (КГС)	87,89	525,93	– 252,92

Для оценки термодинамических свойств углеводородов, участвующих в реакциях процесса гидродепарафинизации, были использованы квантово-химические методы расчета. Расчеты проводили с использованием программных продуктов Gaussian 98 и GaussView. В качестве метода расчета выбран метод DFT – Density Functional Theory. Теоретическим приближением являлась модель B3LYP, теория функционала плотности Беке (B3), использующая электронную корреляцию Ли Янга и Пара (LYP). Базис 3-21G.

Основные группы реакций процесса депарафинизации и изменение энергии Гиббса в ходе их протекания представлены в таблице 1.

По результатам термодинамического анализа с учетом условия обратимости протекания реакций была составлена формализованная схема превращений углеводородов в процессе гидродепарафинизации, представленная на рис.

Согласно разработанной схеме превращений была составлена кинетическая модель процесса гидродепарафинизации. Скорости реакций записаны согласно закону действующих масс и представлены в таблице 2.

Программная реализация кинетической модели осуществлена с применением языка программирования Pascal. Разработанная программа используется для решения обратной кинетической задачи с целью определения кинетических параметров реакций (предэкспоненциальных множителей в уравнении Аррениуса и констант скоростей).

Таким образом, составление схемы превращений и разработка на ее основе кинетической модели процесса является важнейшим этапом в создании математической модели, так как в ходе решения обратной кинетической задачи с применением программно реализованной кинетической модели определяются кинетические параметры, которые будут заложены в математическую модель, учитывающую физико-химические закономерности протекания процесса, позволяющей проводить прогнозные расчеты работы установки и рекомендовать оптимальные условия процесса с целью повышения ресурсоэффективности производства малосернистых низкозастывающих дизельных топлив.

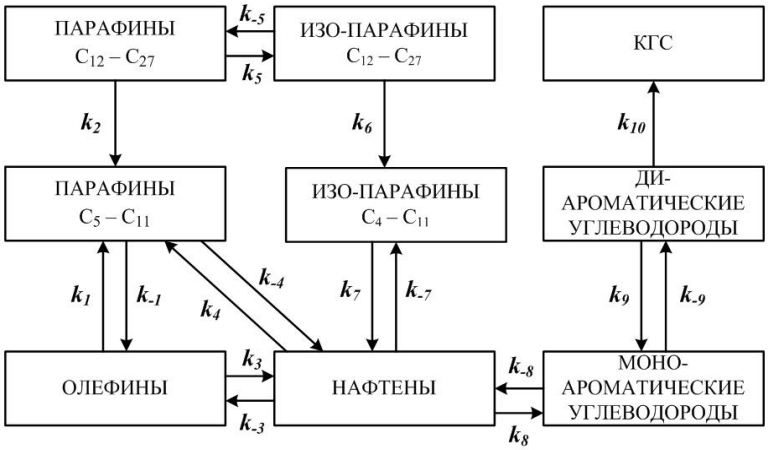


Рис. Формализованная схема превращений углеводородов в ходе процесса гидродепарафинизации

Таблица 2

Выражения скоростей реакций процесса депарафинизации

Реакция	Выражение для скорости реакции	
	Прямой реакции	Обратной реакции
1. Гидрирование олефинов в парафины	$W_1 = k_1 C_{Ол} C_{Водород}$	$W_{-1} = k_{-1} C_{Пар.C_5-C_{11}}$
2. Гидрокрекинг парафинов $C_{12} – C_{27}$	$W_2 = k_2 C_{Пар.C_{12}-C_{27}} C_{Водород}$	–
3. Циклизация олефинов	$W_3 = k_3 C_{Ол}$	$W_{-3} = k_{-3} C_{Нафт}$
4. Гидрокрекинг нафтенов с образованием парафинов $C_5 – C_{11}$	$W_4 = k_4 C_{Нафт} C_{Водород}$	$W_{-4} = k_{-4} C_{Пар.C_5-C_{11}}$
5. Изомеризация парафинов $C_{12} – C_{27}$	$W_5 = k_5 C_{Пар.C_{12}-C_{27}}$	$W_{-5} = k_{-5} C_{Изо-пар.C_{12}-C_{27}}$
6. Гидрокрекинг изо-парафинов $C_{12} – C_{27}$	$W_6 = k_6 C_{Изо-пар.C_{12}-C_{27}}$	–
7. Циклизация изо-парафинов $C_4 – C_{11}$ в нафтены	$W_7 = k_7 C_{Изо-пар.C_4-C_{11}}$	$W_{-7} = k_{-7} C_{Нафт} C_{Водород}$
8. Дегидрирование нафтенов в моно-ароматические углеводороды	$W_8 = k_8 C_{Нафт}$	$W_{-8} = k_{-8} C_{Моно-аром} C^3_{Водород}$
9. Гидрирование ди-ароматических углеводородов в моно-ароматические	$W_9 = k_9 C_{Ди-аром} C_{Водород}$	$W_{-9} = k_{-9} C^2_{Моно-аром}$
10. Образование коксогенных структур (КГС)	$W_{10} = k_{10} C_{Ди-аром} C^{18}_{Водород}$	–

Литература

1. Дружинин О.А. Деструктивные гидрогенизационные процессы при получении низкозастывающих дизельных топлив: автореф. дис. … канд. хим. наук. – Красноярск, 2009. – 21 с.
2. Ивашкина Е.Н. Совершенствование промышленных процессов производства линейных алкилбензолов: монография / Е.Н. Ивашкина, Э.Д. Иванчина, А.В. Кравцов; Томский политехнический университет.– Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 358 с.
3. Полещук О.Х., Кижнер Д.М. Химические исследования методами расчета электронной структуры молекул. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 146 с.
4. Сайкс П. Механизмы реакций в органической химии: пер. с. англ. – 3-е изд. – М.: Химия, 1977. – 319 с.
5. Салихов, А. И. Каталитическая гидродепарафинизация дизельного топлива и бензина на цеолитсодержащих катализаторах / А. И. Салихов. – Уфа, 2003. – 156 с.

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ТИПА КАТАЛИЗАТОРА ПРОЦЕССА ГИДРООЧИСТКИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОМПЬЮТЕРНОЙ МОДЕЛИРУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ

А.А. Татаурщиков

Научный руководитель доцент Н.И. Кривцова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Гидрокаталитические процессы в современной мировой нефтепереработке среди вторичных процессов получили широкое распространение. Такие процессы как гидроочистка и риформинг являются базовыми процессами, обязательно входящими в состав любого нефтеперерабатывающего завода, особенно при переработке сернистых и высокосернистых нефтей. Это обусловлено такими причинами как: непрерывное увеличение в общем балансе доли сернистых и высокосернистых нефтей; ужесточение требований по охране природы и качеству товарных нефтепродуктов; развитие каталитических процессов, таких как каталитический риформинг, крекинг, с применением селективных катализаторов с предварительным глубоким гидрооблагораживанием сырья [2, 3].

Снижение содержания серы в топливе может быть достигнуто путем гидроочистки, проводимой в более жестких условиях, либо подбором более эффективного для данного типа сырья катализатора. В настоящее время существуют проблемы выбора катализаторов процесса гидроочистки, прогнозирования их срока службы с учетом отравления каталитическими ядами и тяжелыми металлами, особенно при переработке тяжелых нефтяных остатков, а также регулирования технологических режимов процесса гидроочистки.

При гидроочистке в основном происходит гидрирование серо-, азот- и кислородсодержащих соединений, а также радикалов частичного расщепления [5]. Поэтому на катализаторах гидроочистки должна преобладать функция гидрирования и в очень малой степени проявляться функция расщепления; последняя необходима лишь для разрушения вышеназванных соединений.

Этим требованиям полнее всего соответствуют металлы, окислы и сульфиды элементов VI и VIII групп периодической системы элементов. Таким образом, катализаторы гидроочистки представляют собой сочетание окислов активных компонентов (никель, кобальт, молибден и др.) с носителем, в качестве которого чаще всего используют активную окись алюминия. Носитель в составе катализатора гидроочистки играет роль не только инертного разбавителя, но и участвует в формировании активных фаз, а также служит в качестве структурного

промотора, создающего специфическую пористую структуру, оптимальную для переработки конкретного сырья [4]. Состав катализаторов оказывает существенное влияние на избирательность реакций, поэтому соответствующим подбором компонентов катализаторов и их соотношений удается осуществлять управление процессом гидроочистки моторных топлив в широких пределах [2].

Таблица 1

Характеристика катализаторов процесса гидроочистки

Марка катализатора	Показатель		
	Удельная поверхность, $м^2/г$	Внешний вид	Химический состав
ГКД-202	236	Гранулы 1,6–3,5 мм	никель (NiO) – 4 % молибден (MoO_3) – 12,5 % кобальт (CoO) – 0,5 %
ГК-35	247	Гранулы 3,5–5 мм	никель (NiO) – 8 % молибден (MoO_3) – 17 %
ГДК-205	240	Гранулы 1,7–3,5 мм	никель (NiO) – 4,5 % молибден (MoO_3) – 12,5 %

На кафедре Химической технологии топлива Томского политехнического университета была разработана программа, предназначенная для расчета изменения остаточного содержания серы и расхода сырья процесса каталитической гидроочистки дизельного топлива с учетом свойств различных типов катализаторов. Данная программа обеспечивает подбор оптимального типа катализатора и оценку качества нефтепродуктов в зависимости от текущих технологических параметров на установке.

С использованием данной программы были протестированы катализатор ГКД-202, применяемый на установке ЛГ-24/7, ООО «КИНЕФ», а также отечественные катализаторы процесса гидроочистки дизельного топлива, такие как ТК-574, ГДК-205. Характеристика данных катализаторов приведена в таблице 1. Для исследования взяты четыре даты работы установки ЛГ-24/7, отличающиеся входным содержанием серы. Результаты испытаний фиксировались при температуре 320 °С, а также объёмной скорости 1,1 $ч^{-1}$.

Расчетные данные по активности катализаторов представлены в таблице 2. В результате того, что мы располагали исходными данными только по катализатору ГКД-202, погрешность расчета представлена по этому типу катализатора, которая составила от 5 до 10 %.

В качестве р-полупроводника во всех трех типах катализаторов выбран Mo, обусловливающий наличие на их поверхности свободных электронов, способствующих адсорбции, хемосорбции, гемолитическому распаду органических молекул. Для дегидро-гидрирующей активности катализаторов использованы Co и Ni. Сочетание Ni или Co с Mo придает их смесям и сплавам бифункциональные свойства – способность осуществлять одновременно и гомолитические, и гетеролитические реакции и, что особенно важно, стойкость по отношению к отравляющему действию сернистых и азотистых соединений, содержащихся в нефтяном сырье.

На активность катализатора также играет роль его удельная поверхность. Так влияние катализатора на скорость реакции характеризуется удельной каталитической активностью, за меру которой принимается скорость реакции в присутствии катализатора, отнесенная к единице поверхности катализатора. Таким образом, с повышением удельной поверхности катализатора повышается его активность. Из трех выбранных катализаторов наибольшим показателем удельной поверхности обладает катализатор ГК-35.

Катализатор марки ГК-35 показал лучшие результаты, чем катализатор марки ГКД-202 отличающийся от ГК-35 меньшим содержанием гидрирующих металлов (17 % мас.). Катализатор ГК-35, как и ГКД-202, промотирован введением в состав его носителя соответственно алюмосиликата и цеолита типа Y и потому обладает повышенной расщепляющей активностью. Носители, обладающие кислотными свойствами, такие как цеолиты, придают катализаторам дополнительно изомеризующие и расщепляющие (крекирующие) свойства. Катализаторы на таковых носителях, содержащие металлы VI и VIII групп, являются по существу полифункциональными. Усиление кислотной функции катализатора за счет введения высококислотного цеолита, обеспечивает понижение остаточной серы в гидрогенизате.

Таким образом, было отмечено, что при температуре 320 °С и объёмной скорости 1,1 $ч^{-1}$ все три типа катализаторов позволяли получить дизельное топливо с содержанием серы менее 100 ppm, при начальном содержании серы до 7300 ppm. При этом, на остаточное содержание общей серы значительно оказывает влияние начальная ее концентрация, что может быть также связано с различным групповым составом сернистых соединений находящихся в сырье и имеющих различную степень гидрирования и следовательно удаления из сырья [1].

Таблица 2

Сравнение расчетной и экспериментальной концентрации серы общей в гидрогенизате для различных марок катализатора

Дата	Катализатор	Входное содержание серы в дизельном топливе, ppm	Расчетное содержание серы в продукте, ppm	Данные из мониторинга по содержанию серы в продукте, ppm	Погрешность расчета, %
07.06.2007	ГКД-202	7000	60,27	67	10,0
	ГК-35		60,07	-	
	ГДК-205		60,65	-	
18.02.2008	ГКД-202	6900	19,03	20	4,8
	ТК-574		18,97	-	
	ГП-534		20,10	-	
21.12.2008	ГКД-202	8600	139,04	150	7,3
	ТК-574		141,19	-	
	ГП-534		140,61	-	
07.05.2009	ГКД-202	7300	92,67	100	7,3
	ТК-574		92,54	-	
	ГП-534		92,70	-	

Литература

1. Афанасьева Ю.И., Кривцова Н.И., Иванчина Э.Д., Занин И.К., Татаурщиков А.А. Разработка кинетической модели процесса гидроочистки дизельного топлива // Известия ТПУ. – Томск, 2012 – Т. 321 – №. 3 – С. 121-125.
2. Ахметов С.А.. Технология глубокой переработки нефти и газа. – Уфа: Гилем, 2002. – 671 с.
3. Баннов П.Г. Процессы переработки нефти. – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 2000. – 224 с.
4. Технология переработки нефти и газа. Процессы глубокой переработки нефти и нефтяных фракций: учеб. – метод. комплекс. Ч.1.Курс лекций/ сост. и общ. ред. С.М. Ткачева. – Новополоцк: ПГУ, 2006. – 392 с.
5. Солодова Н.Л. Гидроочистка топлив. – Казань: Изд-во КГТУ, 2008. – 104 с.

РАЗРАБОТКА КОМПЬЮТЕРНОЙ МОДЕЛИРУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ДЛЯ РАСЧЕТА ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ РЕАГЕНТОВ В ПРОЦЕССАХ ПРЕВРАЩЕНИЯ НЕФТЯНЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ

Фан Фу

Научный руководитель профессор Э.Д. Иванчина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Обеспечение рынка высококачественными бензинами при снижении издержек на производство является основной задачей, стоящей перед каждым нефтеперерабатывающим заводом (НПЗ). В решении этой задачи большая роль отводится процессу приготовления высокооктановых бензинов, так как он является завершающим и наиболее ответственным этапом при формировании качественных и количественных показателей товарной продукции.

В процесс приготовления товарного бензина вовлекается большое число различных компонентов: это различные углеводородные потоки – продукты вторичной переработки нефти, а также антидетонационные присадки и добавки-оксигенаты. Наличие такого большого числа компонентов приводит к сложностям оптимизации процесса.

Необходимость соблюдения жестких норм к качеству товарных нефтепродуктов, а также переход на современные экологические стандарты, вынуждают НПЗ делать запас по качеству выпускаемых бензинов, что влечет к увеличению их себестоимости. Повысить эффективность процесса приготовления товарных возможно за счет оптимизации рецептур смешения и совершенствования аппаратурного оформления процессов вторичной переработки нефти в зависимости от углеводородного состава преработанного сырья и технологии нефтеперерабатывающего завода.

Таким образом, целью работы является оптимизация рецептур смешения и аппаратурно-технологического обеспечения процесса приготовления товарных бензинов при переработке высокопарафинистых нефтей методом математического моделирования

Основными показателями бензина, к которым предъявляются жесткие требования, являются детонационная стойкость, давление насыщенных паров, плотность и вязкость.

Ужесточение в последние годы экологических требований к качеству бензинов направлено на ограничение содержания в бензинах ароматических углеводородов, в частности бензола, а так же олефинов.

В 2008 г. постановлением Правительства РФ был утвержден технический регламент о требованиях к автомобильному бензину, являющийся на сегодняшний день основным документом регламентирующим производство автомобильных бензинов в России.

Давление насыщенных паров характеризует испаряемость бензинов. По давлению насыщенных паров можно судить о наличии легкоиспаряющихся фракций в бензине, способных образовывать паровые пробки; о его пусковых свойствах, а также о возможных потерях при хранении и огнеопасности.

Расчет давления насыщенных паров углеводородов осуществлялся по формуле Антуана:

$$\ln P_T = A - B/(T + C) \quad (1)$$

где Т – температура, °К; А, В, С – константы, зависящие от природы вещества и температуры.

Согласно требованиям технического регламента значения ДНП товарного бензина должно лежать в пределах 45-80 кПа в летний период, 50-100 кПа в зимний период.

Плотность и вязкость являются показателями бензинов, влияющими на смесеобразование, оказывающими влияние на качество распыления топлива в карбюраторе автомобиля.

Расчет плотности углеводородов осуществлялся по формуле Д.И. Менделеева:

$$\rho^t_4 = \rho^{20}_4 - \Delta t \cdot (t - 20) \quad (2)$$

$$\Delta t = (18{,}310 - 13{,}233 \cdot \rho^{20}_4) \cdot 10^{-4} \quad (3)$$

где ρ^t_4 – плотность при температуре t, кг/м^3; ρ^{20}_4 плотность при температуре 20 ºС, кг/м^3; Δt – температурная поправка к плотности на 1 ºС.

Согласно требованиям технического регламента значения плотности товарных бензинов должно лежать в пределах 720-775 кг/м^3.

Расчет вязкости углеводородов осуществлялся методом Оррика и Эрбара.

$$\ln \frac{\eta}{\rho M} = A + \frac{B}{T} \quad (4)$$

где Т – температура, °К; ρ_L - плотность жидкости при Т = 20 ºС; М – молярная масса; А, В – константы, зависящие от природы вещества.

Расчет физико-химических свойств потоков осуществлялся по правилу аддитивности.

$$ДНП_i = \sum_{i=1}^{N} ДНП_i \cdot C_i \quad (5)$$

$$\rho_i = \sum_{i=1}^{N} \rho_i \cdot C_i \quad (6)$$

$$\mu_i = \sum_{i=1}^{N} \mu_i \cdot C_i \quad (7)$$

где *ДНПi*, *ρi*, *μi* – даление насыщенных паров, плотность и вязкость индивидуальных углеводородов соответсвенно, *Ci* – концентрация вещества в потоке, *N* – число индивидуальных углеводородов, для разработанной формализованной модели расчета процесса компаундирования товарных бензинов *N* = 69.

Был разработан моделирующий комплекс расчета процесса компаундирования высокооктановых бензинов, в основу которого положена математическая модель расчета детонационной стойкости бензинов с учетом межмолекулярных взаимодействий компонентов смеси.

Данная модель представляет собой сумму двух составляющих: аддитивной и неаддитивной.

$$ОЧ_{см} = \sum_{i=1}^{n} (ОЧ_i \cdot C_i) + B \quad (8)$$

где $ОЧ_{см}$ – октановое число смешения бензинов, *B* – суммарное отклонение октановых чисел от аддитивности, C_i – концентрация *i*-го компонента, отн. ед.

$$B = \frac{1}{100} \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=2}^{n} B_i B_j C_i C_j; \; B_i = \alpha \left(\frac{D_i}{D_{\max}} \right)^n \quad (9)$$

где B_i, B_i – величины, характеризующие склонность *i*-й молекулы к межмолекулярному взаимодействию с *j*-й молекулой, которую можно выразить через дипольные моменты молекул; α и *n* – кинетические параметры, определяющие интенсивность межмолекулярных взаимодействий в зависимости от дипольного момента *D*; D_{max} – максимальный дипольный момент молекул ароматических углеводородов C_{9+}.

Моделирующий комплекс позволяет осуществлять расчет детонационной стойкости, значения давления насыщенных паров, плотности и вязкости, как отдельных потоков, так и их смеси с присадками и добавками. Также разработанный программный продукт позволяет рассчитывать оптимальную рецептуру смешения компонентов для получения товарного бензина требуемой марки (Таблица).

Как видно все бензины соответствуют требованиям технического регламента.

Таким образом, процесс компаундирования бензинов является одним из самых важных процессов производства автомобильного топлива, в значительной степени определяющим качество готового продукта.

В ходе проделанной работы был разработан программный модуль расчета физико-химических свойств нефтепродуктов, позволяющий рассчитывать плотность, вязкость и давление насыщенных паров в зависимости от температуры.

С использованием компьютерной моделирующей системы были рассчитаны рецептуры смешения товарных бензинов, учитывающие требования экологических стандартов, а также номенклатуру технологических потоков.

Таблица

Рецептуры смешения бензинов

Поток	Регуляр-92	Премиум-95	Супер-98
Бензин КАС	15	49	59
Катализат	49	10	10
Фракция 35-70	21	12	11
изопентан	0	0	0
Н-бутан	5	5	5
изобутан	5	10	5
МТБЭ	5	15	15
ДНП, 38°С, кПа	64	67	66
Плотность кг/см^3	0,69	0,700	0,7225
Вякость, сПа	4,0	3,56	4,0
ИОЧ	92	95	98
МОЧ	83	84	86
Олефины	4	11	13
Ароматич.	34	21	24
Бензол	3	1	1

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА С ПРИМЕНЕНИЕМ МОДЕЛИРУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ

Е.С. Хлебникова

Научный руководитель доцент Н.В. Ушева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время разработка современных технологических процессов подготовки и переработки природного углеводородного сырья, а также оптимальное использование существующих производств невозможна без применения компьютерных моделирующих систем, имеющих высокую точность описания параметров технологических процессов и позволяющих выполнять исследования этих процессов. Что представляет из себя огромное значение как для проектирования, так и для функционирования действующих производств, так как позволяют учесть влияние изменения состава сырья, изменение требований к конечным и промежуточным продуктам и т. д. на показатели имеющихся производств [1, 2].

На сегодняшний день инженерам-технологам доступно большое число программных средств моделирования химико-технологических процессов. Эти средства являются универсальными при проведении инжиниринговых расчетов.

Поэтому для повышения эффективности и поиска оптимальных режимов действующих промышленных установок целесообразно применять технологические моделирующие системы, адаптированные к технологическим условиям конкретного промышленного объекта.

Разработанная ранее на кафедре Химической технологии топлива моделирующая система (МС) комплексной подготовки газа и газового конденсата имеет модульную структуру и включает математические модели процессов сепарации, каплеобразования, разделения жидкостей с учетом отделения водометанольных растворов и применяется для прогнозирования работы установок комплексной подготовки газовых конденсатов (УКПГ) [3, 4].

Целью данной работы являлось совершенствование моделирующей системы, разработка модуля расчета оптимальных режимов УКПГ и исследование влияния технологических параметров на выход и качество подготовки товарного газа процесса многоступенчатой низкотемпературной сепарации.

Структура усовершенствованной моделирующей системы, дополненной блоком оптимизации и моделями расчета температур точек росы по углеводородам и воде, приведена на рис.

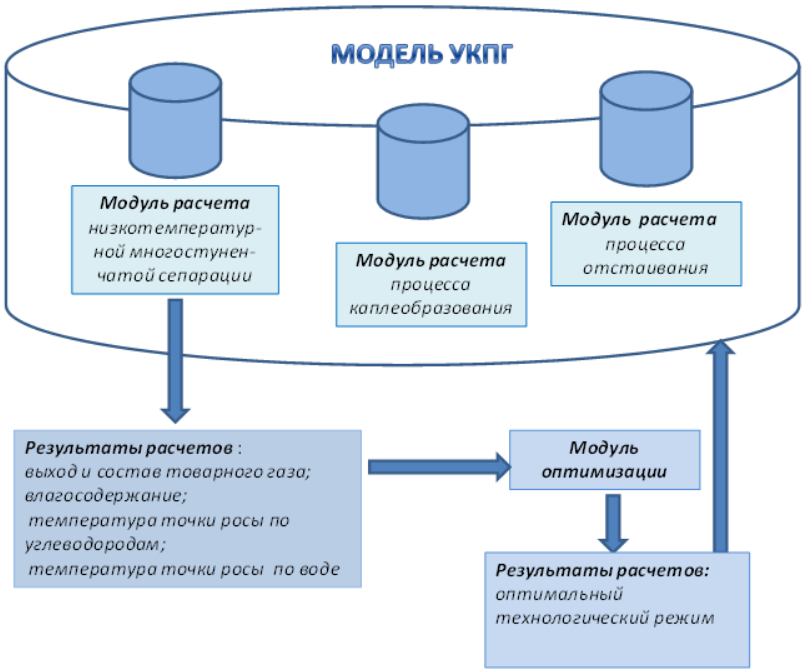


Рис. Схема моделирующей системы технологии комплексной подготовки газового конденсата

Известно, что основными показателями качества товарного газа, являются: температура точки росы по углеводородам и воде. В разработанной ранее моделирующей системе не был предусмотрен расчет температуры точки росы по воде.

Поэтому на основании данных ГОСТ Р 53763-2009 «Газы горючие природные. Определение температуры точки росы по воде» была получена зависимость температуры точки росы по воде от влагосодержания и давления товарного газа в газопроводе, которая включена в модуль расчета основных показателей качества товарного газа:

$y= b_0+b_1W+b_2P+b_3\ln(W)+b_4\ln(P)$,

где y – температура точки росы, °C;

bi – коэффициенты в уравнении регрессии;

P – давление, МПа;

W – влагосодержание, г/м^3.

Рассчитанные значения коэффициентов полинома и абсолютная погрешность температуры точки росы по влаге приведены в табл.

Следует отметить, что максимальная абсолютная погрешность результатов расчета по данной формуле для широкого диапазона давлений значительно превышает максимальные погрешности, соответствующие эмпирическим зависимостям для узких диапазонов давлений. Поэтому в математическое описание включены зависимости с коэффициентами уравнения для узких интервалов варьирования давления (табл.).

Таблица

Значения коэффициентов полинома

Давление, МПа	Коэффициенты					Абсолютная погрешность температуры точки росы по влаге
	b_0	b_1	b_2	b_3	b_4	
2,4 – 3	2,417662	17,70726	-0,25352	9,474480	11,56512	0,48
3 – 3,6	2,639120	18,76646	-0,191400	9,592568	11,38404	0,40
3,6 – 4,2	3,995595	19,73325	0,974113	9,65309	7,097624	0,35
4,2 – 4,8	6,759723	20,4702	1,524424	9,678565	3,554454	0,40
4,8 – 5,4	3,21795	21,17595	0,021408	9,712674	10,42282	0,34
5,4 – 6	5,40595	21,7098	0,486759	9,733106	7,634486	0,39
2,4 – 6	2,55568	20,1277	-0,199590	9,639727	11,47359	1,06

С применением МС были выполнены исследования при варьировании технологических параметров. Рассчитаны основные показатели процесса сепарации: выход товарного газа и нестабильного конденсата, содержание углеводородов C_{3+}, C_{5+}, влагосодержание, точка росы по углеводородам и по воде.

Для обработки данных вычислительного эксперимента разработан модуль, позволяющий автоматизировать выбор наиболее эффективного технологического режима.

Для определения оптимальных условий работы УКПГ газоконденсатного месторождения в качестве технологического критерия выбран наибольший выход товарного газа, с ограничениями по показателям качества его подготовки в соответствии с СТО Газпром 089-2010. Выбраны оптимизирующие параметры: давление и температура.

В результате проведенной работы определен оптимальный режим работы сепарационной установки, основными параметрами которого являются давление 2,9 МПа и температура -33,7°С в третьем сепараторе, температура точек росы по углеводородам составила -24,7°С и по воде -13,7°С. При данных показателях выход товарного газа равен 99,0 т/ч, что на 0,7 т/ч больше по сравнению с базовым технологическим режимом.

Таким образом, разработанный модуль оптимизации МС позволяет автоматизировать процесс выбора наиболее эффективного технологического режима работы установки промысловой подготовки газового конденсата, а модернизированная МС дает возможность оперативного расчета и прогнозирования технологических показателей работы УКПГ.

Литература

1. Под ред. В.И. Мурина. Технология переработки природного газа и конденсата. Справочник – М.: ОО «Недра Бизнесцентр», 2002. – Ч. 1. – 517 с.
2. Лисицын Н.В., Федоров В.И. Разработка моделей аппаратов химической технологии в системе компьютерного моделирования HYSYS – Санкт-Петербург, 2005. – 30 с.
3. Кравцов А.В., Ушева Н.В., Мойзес О.Е., Кузьменко Е.А., Рейзлин В.И., Гавриков А.А. Информационно-моделирующая система процессов промысловой подготовки газа и газового конденсата // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2011. – Т. 318 – №5. – С. 132–137.
4. Сергеев О.А., Князев А.С., Кравцов А.В., Ушева Н.В., Мойзес О.Е., Кузьменко Е.А., Рыжакина А.Н. Моделирование процессов отделения водометанольных растворов при промысловой подготовке газового конденсата // Газовая промышленность, 2008. – № 4. – С. 24–27.

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА РЕГЕНЕРАЦИИ КАТАЛИЗАТОРА РИФОРМИНГА

В.А. Чузлов
Научный руководитель доцент, Н.В. Чеканцев
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Основой любого нефтеперерабатывающего завода являются каталитические процессы, от оптимальной работы которых зависит себестоимость и конкурентоспособность продуктов нефтехимии и нефтепереработки. Поэтому одним из определяющих факторов эффективного функционирования предприятия в целом является прогноз свойств катализаторов на основе анализа текущих технологических и эксплуатационных параметров и принятие рациональных управляющих решений по технологическим режимам для интенсификации режимов эксплуатации установок.

Каталитический риформинг является одним из важнейших процессов нефтепереработки и нефтехимии, обеспечивающий одновременное получение высокооктанового базового компонента автомобильных бензинов, ароматических углеводородов, сырья для нефтехимического синтеза и водородсодержащего газа, используемого в большинстве гидрогенизационных процессов [1].

Основные показатели по качеству выпускаемой продукции зависят от свойств катализатора. Катализатор процесса является дорогостоящим компонентом, поэтому большое практическое значение имеет стадия его регенерации между технологическими циклами. Это необходимо, так как вследствие закоксовывания и спекания катализатора происходит снижение его активности и селективности. Также от качества регенерации катализатора будет зависеть срок его службы и качество выпускаемой продукции. Закоксованный катализатор подвергается огромной химической, термической и механической нагрузке. Последнее, в свою очередь усложняет технологические режимы и аппаратурное оформление установок, вызывает необходимость применения специальных устройств, значительно увеличивает капитальные и эксплуатационные затраты.

Процесс регенерации катализатора состоит из трёх стадий: на первом этапе происходит удаление кокса посредством его выжига с поверхности, на втором – посредством оксилительного хлорирования восстанавливают дисперсность катализатора, на третьем – введением микроколичеств сернистых соединений добиваются снижения избыточной активности металлических центров. В рамках данной работы были рассмотрены выжиг и оксихлорирование.

Анализ регенерационных циклов проводился с использованием программы «Регенерация», позволяющей проводить расчёт стадий выжига коксогенных структур и окислительного хлорирования. На стадии оксихлорирования расчет позволяет определять ключевые параметры процесса – оптимальную подачу хлорорганики в реактор, водно-хлорный баланс, а также количественно оценить влияние параметров ведения процесса на конверсию хлороводорода в хлор и подобрать оптимальные условия для ведения процесса с учетом технологических особенностей производства, что, в конечном счете, обеспечивает наиболее качественное формирование активной поверхности катализатора [2].

В ходе данной работы был составлен прогнозный режим регенерации катализатора RG–582 для Стрежевского НПЗ. При составлении данных рекомендаций были учтены задачи, поставленные предприятием – заказчиком, рекомендации по проведению процесса регенерации фирмы – производителя катализатора, а также

были дополнительно запрошены следующие данные, необходимые для проведения расчётов: входное давление ($P_{вх}$), давление в сепараторе ($P_{сеп}$), кратность циркуляции и подача воздуха. На первом этапе было определено количество кокса, накопленного на катализаторе: за весь период работы с 2004 года оно составило около 2,63 % масс (примерно 100 кг). При расчёте стадии выжига были взяты идеализированные условия горения коксовых отложений с перепадом температур в 35 °С.

Для достижения желаемой цели процесса окислительного хлорирования очень важно поддерживать значение конверсии хлороводорода в хлор на необходимом уровне. Согласно имеющемуся опыту регенерации катализатора риформинга RG–582 на установке ЛЧ-35-11/1000 (ООО «ПО Киришинефтеоргсинтез»), при оксихлорировании требуется поддержание расхода дихлорэтана на постоянном уровне. При этом регулирование конверсии в ходе процесса происходит за счет содержания кислорода в регенерационном газе. Анализ данных регенерационных циклов показал, что оптимальное значение конверсии хлороводорода в хлор лежит в диапазоне 30–35 %.

Ниже приведен график расчетного значения конверсии HCl в Cl_2 для режима оксихлорирования катализатора RG–582 ООО «Стрежевской НПЗ». Проведенные расчеты показывают, что в ходе процесса ее необходимо поддерживать на уровне 20–30 % (Рис. 1).

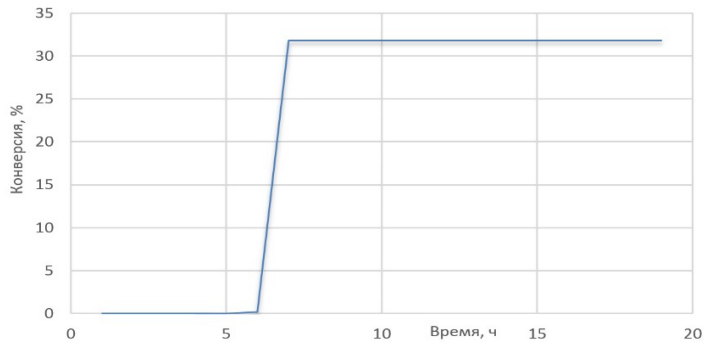


Рис. 1. Теоретическое значение конверсии HCl в Cl_2 (давление 6 атм. и температура в сепараторе – 25 °С)

На рисунке (Рис. 2) приведены результаты исследования влияния количества подаваемого хлорагента на конверсию хлороводорода в хлор.

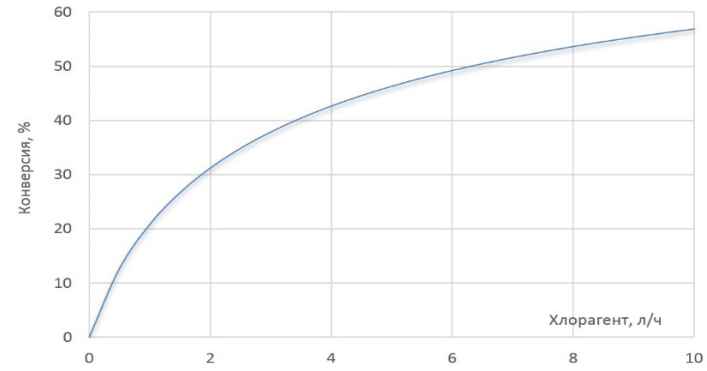


Рис. 2. Конверсия хлороводорода в хлор в зависимости от количества хлорагента, при P=12 атм., T= 510°С, концентрация кислорода в циркулирующем газе – 12 % об.

При давлении ниже 12 атм. согласно рекомендациям предприятия изготовителя катализатора необходимо повышать подачу хлорагента, однако для поддержания требуемой степени конверсии в хлор (Рис. 1) необходимо так же увеличивать содержание кислорода в системе.

В соответствии с проведёнными исследованиями влияния концентрации кислорода в регенерационном газе на степень превращения хлороводорода в хлор при различном давлении в системе, можно сделать вывод, что при снижении давления в системе происходит уменьшение величины степени конверсии хлороводорода в хлор, поэтому необходимо повышенное содержание кислорода в регенерационном газе, чтобы компенсировать снижение конверсии.

В целом по работе можно сделать следующие выводы:

1. Анализируя предыдущие регенерационные циклы, можно сказать, что при степени превращения HCl в Cl_2 равной около 20–30 % стадия окислительного хлорирования проходит наиболее эффективно. Также

важным параметром является подача кислорода, при правильном изменении которой можно достичь желаемой степени превращения при постоянной подаче хлорирующего агента.

2. Была рассчитана стадия выжига, время горения составило около 122 часов. При выжиге потребуется 351 кг NaOH и 356 литров дихлорэтана. Определенны необходимый расход дихлорэтана и NaOH для различных технологических условий стадии оксихлорирования, требуемое количество дихлорэтана составит 39–54 литров; NaOH 34–46 кг.
3. На стадии окислительного хлорирования необходимо поддерживать степень превращения на уровне 20–30 %. При различных условиях, ее регулирование возможно за счет концентрации кислорода в воздухе, подаваемом в реактор во время регенерации, а так же, за счет различного расхода хлорагента. Таким образом, повысить эффективность процесса оксихлорирования возможно с использованием компьютерной программы, которая рассчитывает конверсию хлороводорода при заданных условиях.

Литература

1. Баннов П.Г. Процессы переработки нефти. – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 2000 – 224 с.
2. Кравцов А.В., Иванчина Э.Д., Галушин С.А., Полубоярцев Д.С. Системный анализ и повышение эффективности нефтеперерабатывающих производств методом математического моделирования: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004 – 170 с.

РЕШЕНИЕ ВОПРОСА КОМПЛЕКСНОГО РАЦИОНАЛЬНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ БУРЫХ УГЛЕЙ

В.В. Шеин

Научный руководитель доцент С.Г. Маслов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Особое положение в обсуждении вопросов межотраслевого использования твёрдых горючих ископаемых занимают бурые угли, поскольку их можно рассматривать не только с позиции энергоносителей, а также с позиции выделения отдельных компонентов, входящих в их состав. Отдельные компоненты, входящие в состав бурого угля, содержатся в нем не в свободном виде, а в виде различных химических соединений друг с другом. О свойствах бурых углей, имеющих большое значение для процессов их химической переработки, судят на основании результатов специально поставленных экспериментальных исследований, которые предусматривают обработку пробы исследуемого угля химическими реагентами и растворителями.

На кафедре химической технологии топлива и химической кибернетики было проведено исследование группового состава бурых углей месторождения Харанор.

Целью данной работы является выдача рекомендаций по направлениям использования углей Харанорского месторождения.

В исследуемых углях определялись: влажность, зольность, выход летучих веществ, выход битумных веществ, выход общих гуминовых кислот и выход свободных гуминовых кислот. Остаток после выделения битумов и гуминовых кислот высушивали до воздушно-сухого состояния и определяли в нём влажность и зольность. Как и показывает схема. Выход фульвокислот рассчитывали по разности от 100 %. Результаты исследований приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1

Сводная таблица группового анализа

Шифр пробы	Выход битумов, %	Выход гуминовых кислот, %	ФК, %	Остаточный уголь, %
ХАР15-10	0,9	29,2	2,3	67,6
ХАР17-10	1,2	20,2	0,41	78,0
ХАР20-10	1,5	14,4	10,5	82,4

Таблица 2

Сводная таблица технического анализа

Шифр пробы	Влажность, Wa, %	ЗольностьAd, %	Выход летучих веществ, Vdaf, %
ХАР15-10	13,3	8,7	41,4
ХАР17-10	10,2	6,3	47,9
ХАР20-10	20,9	4,2	49,6

На основании полученных результатов можно заключить, что для получения гуминовых кислот могут быть рекомендованы угли с марками: ХАР15-10.

Кроме целевых направлений, для исследованных углей можно предложить следующие виды технологического использования:

1. Сжигание в печах различных конструкций. Для этих целей могут быть использованы все из исследованных углей.
2. Газификация. Для этого процесса могут быть использованы все из исследованных углей

3. Высокотемпературное буроугольное коксование. Для этого процесса могут быть использованы угли проб: ХАР15-10, ХАР17-10, ХАР20-10.

Основываясь на полученных данных, также можно рекомендовать следующие направления использования исследованных углей: брикетирование без применения связующих веществ высокотемпературное коксование бурого угля, полукоксование брикетов, газификация брикетов под давлением, газификация в куске, сжигание в пылеугольной топке, сжигание в топке с колосниковой решёткой, так как значение зольностей проб углей соответствует допустимым значениям данных процессов.

Литература

1. Голованов Н.Г. Бурый уголь как химическое сырьё для промышленности. – М.: «Углетехиздат», 1955. – 56 с.
2. Левашова А.И., Кравцов А.В. Химия природных энергоносителей и углеродных материалов: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2005. – 108 с.
3. Аронов С.Г., Нестеренко Л.Л. Химия твёрдых горючих ископаемых // Под ред. Брука А.С. – Харьков, 1960. – 371 с.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОМЫШЛЕННЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ РИФОРМИНГА РАЗЛИЧНЫХ МАРОК НА УСТАНОВКЕ Л-35-11/1000 ОНПЗ С ПРИМЕНЕНИЕМ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

М. С. Широкова

Научный руководитель ассистент М.С. Гынгазова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Риформинг – промышленный процесс переработки бензиновых и лигроиновых фракций нефти, предназначенный для производства компонентов высооктановых бензинов, ароматических углеводородов и водородсодержащего газа (ВСГ).

В настоящее время одной из наиболее важных проблем является оптимизация процесса риформинга с целью получения катализата высокого качества, соответствующего требованиям Евростандартов. Метод математического моделирования позволяет без значительных материальных и временных затрат провести оценку наиболее оптимального варианта проведения процесса риформинга.

Цель данной работы – выбор наиболее эффективного катализатора для установки каталитического риформинга с непрерывной регенерацией Л-35-11/1000 Омского НПЗ с помощью метода матмоделирования. Катализатор, который позволит снизить содержание легких ароматических соединений, в частности бензола, и повысить содержание изоалканов в риформате, будет являться оптимальным.

В ходе работы был проведен сравнительный анализ эффективности трех промышленных катализаторов: 1, 2 и 3 (таблица).

Таблица

Сравнительная характеристика катализаторов риформинга

Катализатор	Состав катализатора	Pt:Sn, % масс.	Примечание
1	Pt-Sn/γ–Al_2O_3	0,29:0,29	Сбалансированный по Pt и Sn
2	Pt-Sn/ γ–Al_2O_3	Pt – 0,25 %, Sn – нет данных	Несбалансированный по Pt и Sn. Катализатор обладает более плотной структурой Al_2O_3 с маленькими порами
3	Pt-Sn/ γ–Al_2O_3	0,25:0,17	–

Для расчетов использовалась программа, разработанная на кафедре ХТТ и ХК Томского Политехнического Университета. Данная программа позволяет рассчитать состав, выход, октановое число катализата, содержание кокса на катализаторе. В качестве данных для расчета использованы данные по составу сырья, полученные с помощью хроматографического анализа, и режимы эксплуатации установки Омского НПЗ.

На промышленной установке риформинга ОНПЗ получают риформат с октановым числом ≈ 103 п. по ИМ. Была проведена оценка температуры сырьевого потока, требуемая для получения катализата с ИОЧ 103, для каждого из трех рассматриваемых катализаторов. Прогнозные расчеты были получены для подобранных значений температур. Результаты расчетов представлены на рис. 1–3.

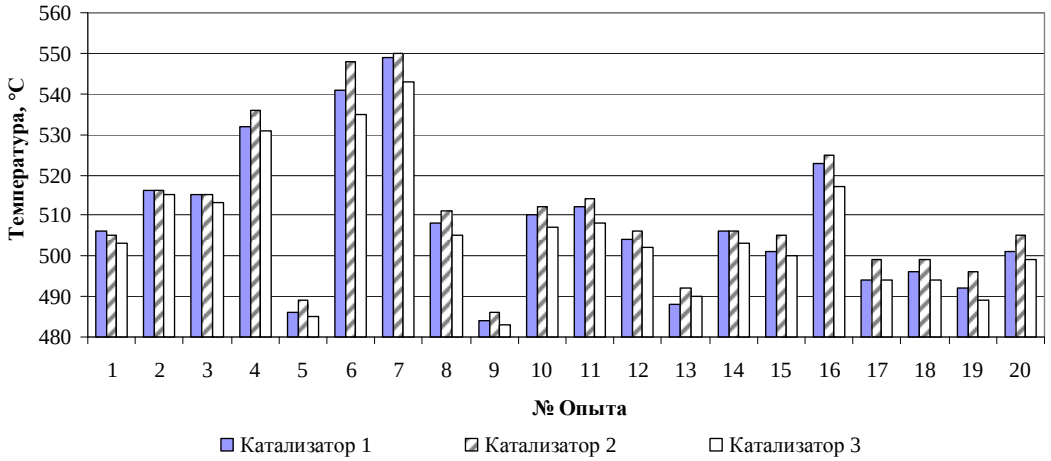


Рис. 1. Температура, необходимая для получения риформата с ИОЧ 103 для разных составов сырья

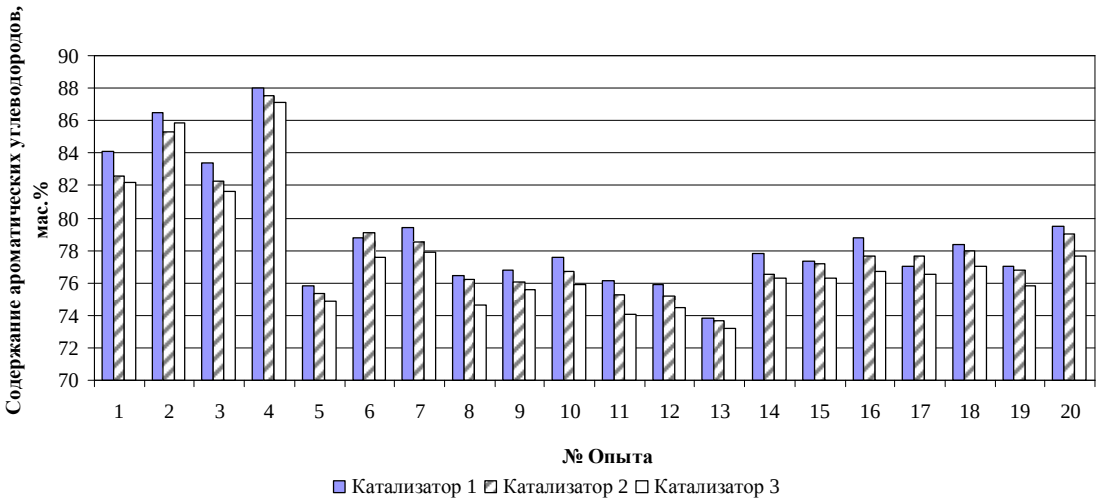


Рис. 2. Содержание ароматических углеводородов в риформатах, полученных при переработке различных типов сырья при использовании различных марок катализаторов

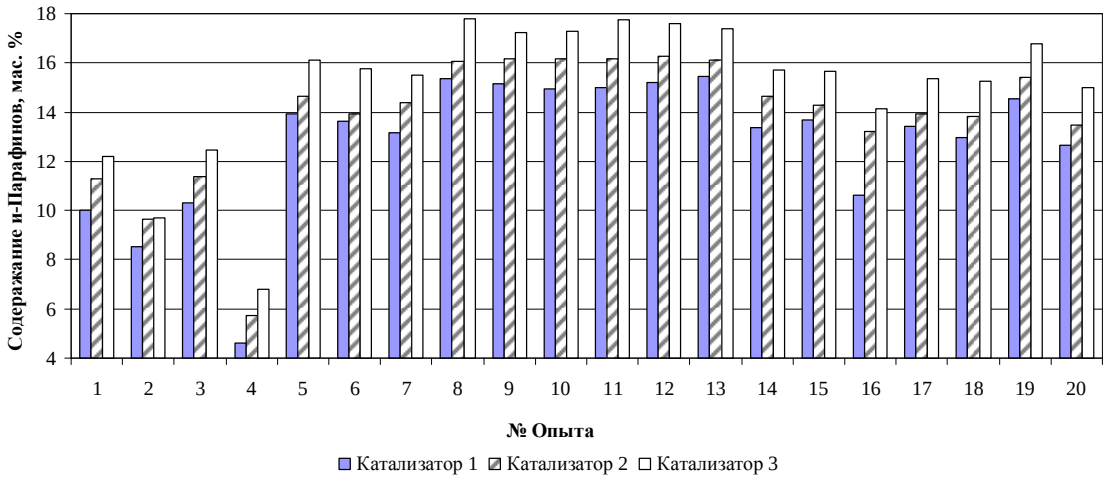


Рис. 3. Содержание и-парафинов в риформатах, полученных при переработке различных типов сырья при использовании различных марок катализаторов

В результате проведенного анализа основных показателей эффективности катализаторов, было установлено, что катализатор №3 является более эффективным, так как его использование позволяет получить катализат с более низким содержанием ароматических углеводородов и н-парафинов, но с более высоким содержанием и-парафинов, а также снизить температуру протекания процесса на 2-14 °С для получения ривормата с требуемым ИОЧ, что приводит к снижению степени коксообразования.

ЭТАПЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССА АЛКИЛИРОВАНИЯ ИЗОБУТАНА ОЛЕФИНАМИ

Ю.А. Щербакова[1], А.И. Линов[1], М.В. Короленко[2]
Научный руководитель доцент Е.Н. Ивашкина[1]
[1]Национальный исследовательский томский политехнический университет, г. Томск, Россия
[2]ОАО «Газпромнефть – Омский НПЗ», г. Омск, Россия

Получение высокооктановых бензинов с низким содержанием ароматики является весьма важной задачей нефтяной промышленности. Обусловлено это тенденцией ужесточения требований на выпускаемую продукцию, постоянным введением новых стандартов на производство топлив, а также проблемой загрязнения окружающей среды. Использование высокооктановых добавок к бензинам позволяет без увеличения габаритов карбюраторных двигателей повысить их мощность и, вместе с тем, одновременно, снизить удельный расход потребляемого топлива.

Для повышения октанового числа бензинов используют различные высокооктановые добавки, такие как диэтилбензол (октановое число115), метил-трет-бутиловый эфир (октановое число 110), трет-бутиловый спирт (октановое число 110), олигомеризат (октановое число 92). При этом алкилат занимает лидирующее место по показателям качества. Он не содержит соединений ароматических углеводородов, серы, тяжелых металлов. Очевидно, что увеличение выработки алкилата является перспективным направлением развития российской нефтепереработки, а задача повышения эффективности процесса алкилирования – актуальной.

Для оптимизации процесса алкилирования эффективно используют в настоящее время математические модели, с помощью которых прогнозируют работу оборудования при разных технологических условиях, рассчитывают показатели промышленных процессов в условиях изменяющегося состава сырья. При этом важное значение имеет тот факт, что прогнозирующей способностью обладают лишь математические модели, построенные на физико-химической основе, т. е. учитывающие термодинамику и кинетику химических превращений, протекающих в нефтехимическом процессе.

При всей значимости и распространенности процессов алкилирования, при их промышленной реализации возникают схожие трудности. Так, реакция алкилирования включает образование промежуточного карбениевого иона или родственных частиц с электрофильным углеродом [1], для осуществления химической реакции необходимо создать реакционные условия между углеводородами и кислотой Льюиса. Таким образом, процессы алкилирования, в основном, протекают по карбкатионному механизму в присутствии катализатора. Так, процесс алкилирования изобутана олефинами осуществляется в присутствии серной или фтористоводородной кислоты. Известно, что использование агрессивных сред – кислотных катализаторов, влечет сильный износ аппаратов вследствие коррозии, а также увеличивает в разы опасность производства. Весомым недостатком является еще и то, что кислотные катализаторы обладают низкой селективностью. Это влечет за собой большое количество побочных реакций. Данная проблема имеет значение при формировании математического описания процесса, усложняя его.

Основными этапами моделирования являются оценка термодинамических закономерностей процесса, определение кинетических параметров целевых и побочных реакций, составление модели реактора и проверка ее на адекватность.

Исследуя состав сырьевых потоков и анализируя имеющиеся представления о химизме процесса алкилирования изобутана бутиленом [2], была разработана формализованная схема превращений процесса и составлен список возможных реакций, которые протекают в контакторе алкилирования (табл.).

Термодинамическая возможность протекания представленных реакций была подтверждена расчетами изобарно-изотермической характеристики – изменения энергии Гиббса. Расчет проводился с использованием пакета прикладных программ программы Gaussian-98.

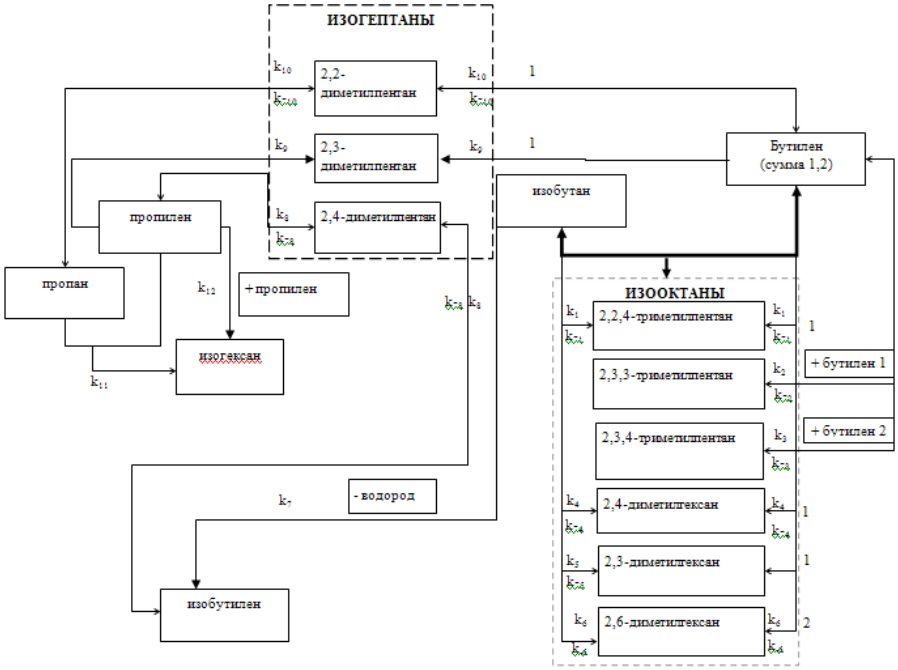


Рис. Формализованная схема превращений процесса сернокислотного алкилирования

Таблица

Основные реакции алкилирования и их термодинамические характеристики

№	Реагенты	Продукты	ΔH, кдж/моль	ΔG, кдж/моль	ΔS, дж/моль*К
1	Изобутан +Бутилен1 ↔	2,2,4-триметилпентан	-71,2	-17,6	-193,1
2	Бутилен1 + Бутилен1 ↔	2,3,3-триметилпентан	-58,5	-8,6	-179,6
3	Бутилен2 +Бутилен2 ↔	2,3,4-триметилпентан	-97,9	-41,5	-202,8
4	Изобутан +Бутилен1 ↔	2,4-диметилгексан	-79,2	-28,8	-181,4
5	Изобутан +Бутилен1 ↔	2,3-диметилгексан	-70,9	-19,1	-186,2
6	Изобутан + Бутилен2 ↔	2,5-диметилгексан	-63,6	-11,8	-186,1
7	Изобутан →	Изобутилен	-21,2	-53,4	115,9
8	Пропилен+Изобутилен↔	2,4-диметилпентан	-83,1	-33,0	-180,5
9	Пропилен +Бутилен1 →	2,3-диметилпентан	-140,4	-90,6	-179,5
10	Бутилен1 + Пропан ↔	2,2-диметилпентан	-84,5	-32,3	-187,8
11	Пропилен +Пропан →	Изогексан	-137,2	-80,6	-203,7
12	Пропилен+Пропилен →	2,3-диметилбутан	-141,6	-92,6	-176,3

В ходе исследования изучен химизм процесса алкилирования, построена схема превращений веществ и исследованы термодинамические закономерности процесса.

Следующим этапом станет составление гидродинамической модели реактора, создание полной математической модели аппарата, которая соединит в себе кинетическую и гидродинамическую составляющие, также предстоит проверка модели на адекватность и её программная реализация.

Литература

1. Боруцкий П.Н. Алкилирование. Изомеризация. Олигомеризация. В кн. Новый справочник химика и технолога. Сырье и продукты промышленности органических и неорганических веществ. // Под ред. Ю.В. Поконовой и В.И.Страхова. – Санкт-Петербург: Изд-во НПО «Профессионал», «Мир и семья», 2002. – Ч. 1. – 873 с.
2. Ф. Кери, Р. Сандберг. Углубленный курс органической химии: пер. с англ. В двух книгах // Под ред. В.М. Потапова. Книга первая. Структура и механизмы. – М.: Химия, 1981. – 520 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПЛАТИНОВЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ РИФОРМИНГА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОМПЬЮТЕРНОЙ МОДЕЛИРУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ

О.С. Юдина, Р.Т. Хасанова
Научный руководитель доцент Е.С. Шарова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день каталитический риформинг бензинов является одним из основных способов облагораживания прямогонных бензиновых фракций, характеризующихся низкими октановыми числами, с целью получения высокооктановых компонентов автомобильного топлива. Существенную роль в процессе риформинга бензинов играют катализаторы. Существует огромное разнообразие катализаторов риформинга, имеющих различную форму, размер и структуру, определяющуюся содержанием Pt и Re. Причем каждый катализатор работает при определенных условиях и имеет свою оптимальную активность. Этими характеристиками, главным образом, и определяется выход и детонационная стойкость катализата.

Ужесточение требований к качеству моторных топлив, а также высокая конкуренция отечественных марок катализаторов с лучшими зарубежными образцами служат стимулом для создания новых версий катализаторов, которые будут обладать улучшенными характеристиками и позволят получать продукт, соответствующий технологическим стандартам Евро-4 и Евро-5. Но, при этом, главной проблемой остается проблема выбора и эффективной эксплуатации промышленных катализаторов. Однако кроме катализаторов на качество получаемого риформата влияют технологические параметры эксплуатации установки, количество катализатора и его раскладка по реакторам, а также состав сырья. Поэтому эффективность эксплуатации одного и того же катализатора на различных установках может значительно отличаться. В связи с этим исследование катализаторов риформинга и поиск оптимального каталитического контакта для конкретного производства является на сегодняшний день актуальной задачей.

Целью данной работы является исследование различных катализаторов на установках риформинга бензинов и поиск оптимального Pt-контакта для конкретной технологической установки.

Так как оценка каталитических свойств катализаторов, поиск оптимального катализатора и установление закономерностей влияния тех или иных параметров на работу катализатора и качество продукта являются комплексными задачами, которые сложно, а иногда и невозможно решить лабораторными методами, для решения поставленных задач нами был применен метод математического моделирования. Он учитывает физико-химические превращения веществ, кинетику реакций, формализованный механизм превращения углеводородов и другие параметры, а созданная на его основе компьютерная моделирующая система «Тестирование и выбор катализаторов риформинга» (Рис. 1) позволяет проводить расчеты работы катализаторов при текущем и оптимальном режиме эксплуатации установки. Кроме того, с ее помощью можно составить прогноз работы катализаторов и дать рекомендации по выбору и замене катализатора с учетом специфики состава сырья и технологических параметров ведения процесса.

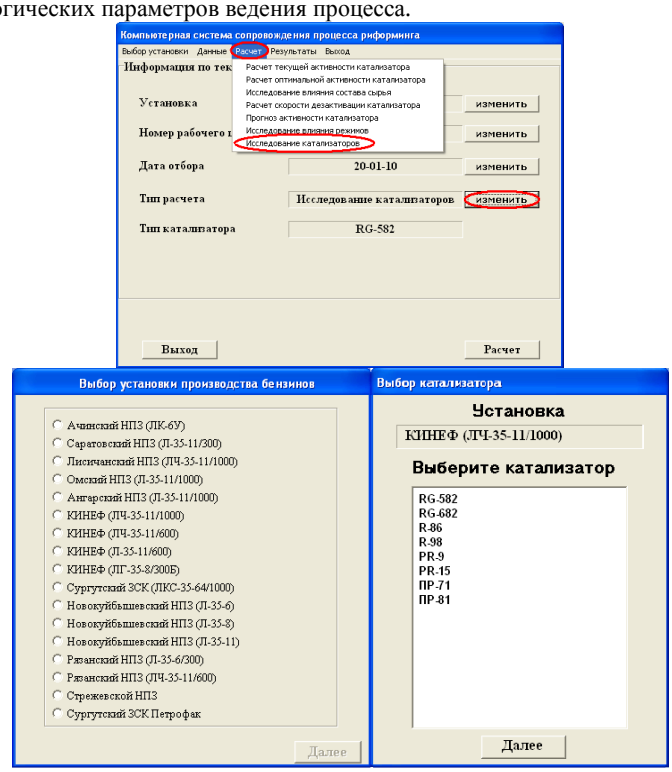


Рис. 1. Основные диалоговые окна компьютерной моделирующей системы «Тестирование и выбор катализаторов риформинга»

Анализ теоретических данных (по материалам тендеров), представленный на рис. 2 и в табл. 1 показал, что все современные катализаторы обеспечивают выход риформата 88,0-88,5 % масс. при октановом числе в 98 пунктов (ПР-81, R-86, R-98 и PR-15, RG-682). Однако результаты практической эксплуатации катализаторов (рис. 3, табл. 1) показывают, что теоретические показатели работы обеспечивает только свежий катализатор (1-ый цикл эксплуатации). На практике октановое число (ОЧИ) продукта для разных марок катализаторов изменяется от 93 до 96 пунктов, а выход – от 82 до 87 % масс. Результаты прогнозирования работы промышленной установки с использованием системы «Тестирование и выбор катализаторов риформинга» также представлены в табл. и на рис. 4.

Таблица

Сводная таблица по катализаторам

Марка катализатора	Установка	Выход продукта, % масс.			ОЧИ			Номер цикла
		теор	практ	расч	теор	практ	расч	
RG-582	ЛЧ-35-11/1000	87,3	86,0	86,8	98,0	96,0	96,4	9
R-98	Л-35-11/1000	88,3	82,0	85,1	98,0	95,0	96,4	3
PR-9	Л-35-11/450К	87,0	87,0	86,7	-	95,0	96,5	7
RG-682	Л-35-6/300	87,6	85,0	86,8	98,0	93,6	96,2	6
	Л-35-11/300		84,0			95,0		5
ПР-71	Л-35-11/300	87,0	87,0	87,3	-	94,0	96,4	1
R-86	Л-35-6/300	88,2	-	88,2	98,0	-	96,3	1
PR-15	Л-35-11/1000	88,5	87,0	89,3	98,0	94,3	96,5	3
ПР-81	-	88,0	-	87,8	98,0	-	96,4	-

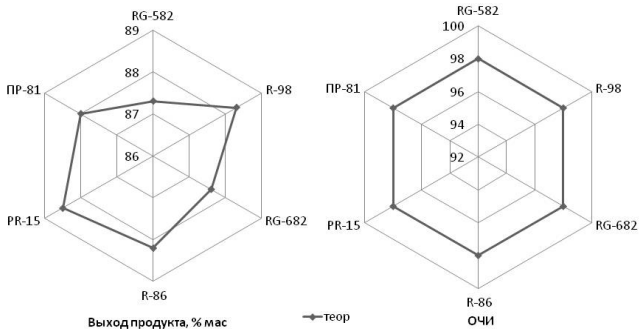


Рис. 2. Теоретические данные по выходу и октановому числу для разных марок катализаторов

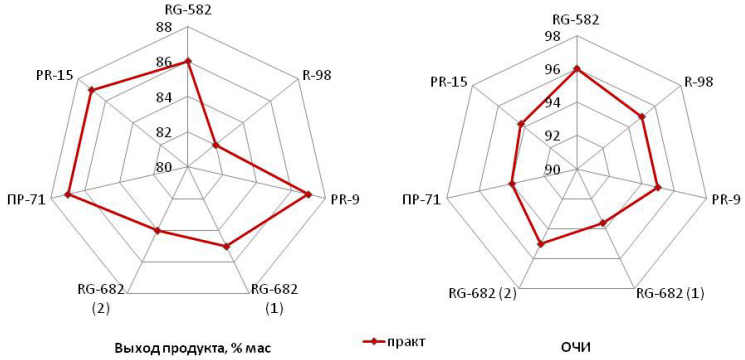


Рис. 3. Данные промышленной эксплуатации по выходу и октановому числу для разных марок катализаторов

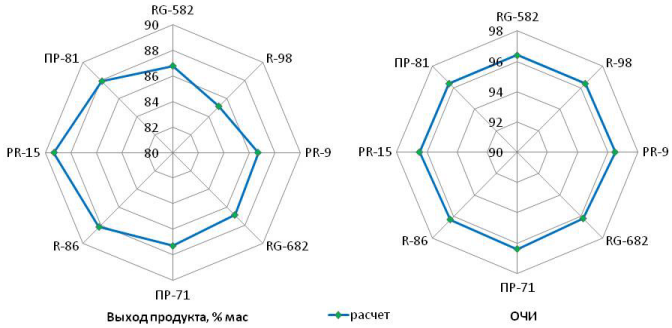


Рис. 4. Данные по выходу и октановому числу для разных марок катализаторов (расчет на модели)

Расчетное ОЧИ лежит в пределах 96,2-96,5 пунктов. Выход риформата 88,0-89,0 % масс. обеспечивают катализаторы ПР-81, R-86 и PR-15. Небольшое отличие этих результатов от результатов промышленной эксплуатации катализаторов связано с различным технологическим режимом и разным составом перерабатываемого сырья на разных установках риформинга бензинов.

Таким образом, с использованием метода математического моделирования показана необходимость проведения исследований катализаторов процесса риформинга бензинов для конкретной технологической установки, так как оптимальный катализатор для одной промышленной установки может быть неоптимальным для другой.

Установлено, что теоретические предложения разработчиков каталитических контактов не совпадают с результатами промышленной эксплуатации катализаторов (кроме 1-го сырьевого цикла).

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРИ МОНИТОРИНГЕ ПРОМЫШЛЕННОЙ УСТАНОВКИ КАТАЛИТИЧЕСКОГО РИФОРМИНГА БЕНЗИНОВ АЧИНСКОГО НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ЗАВОДА

И.В. Якупова

Научный руководитель профессор Э.Д. Иванчина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Каталитический риформинг бензинов – один из важнейших процессов нефтехимической промышленности, занимающий в России ведущее место в производстве высокооктанового компонента автомобильного бензина, ароматических углеводородов и водородсодержащего газа. Катализатор – наиболее важная составляющая риформинга. Практика показывает, что максимальная эффективность промышленного процесса риформинга может быть достигнута при рациональном и эффективном использовании контакта. Для этого необходимо исследовать и рассчитать, насколько эффективно они используется на том или ином нефтеперерабатывающем заводе. Решение этой многофакторной научно-прикладной задачи может быть выполнено только с применением метода математического моделирования. Реализация этого наукоемкого метода определила объективность постановки и актуальность выполнения настоящей работы.

Цель работы заключается в определении эффективности эксплуатации катализатора на Ачинском НПЗ с помощью метода математического моделирования. Для достижения этой цели были поставлены и реализованы следующие основные задачи:

- при помощи компьютерной моделирующей системы для мониторинга и прогнозирования работы промышленных установок каталитического риформинга бензинов рассчитать текущую и оптимальную активность катализатора, оценить степень влияния сырья;
- на основании полученных данных выполнить оценку эффективности катализатора в течение четвертого сырьевого цикла;

Для реализации поставленных задач была использована компьютерная моделирующая система «Контроль работы катализатора» (рис. 1), разработанная на кафедре химической технологии топлива и химической кибернетики ТПУ. В основу компьютерной моделирующей системы положена математическая модель процесса каталитического риформинга бензинов, которая учитывает физико-химические закономерности превращения углеводородов реакционной смеси и дезактивацию катализатора.

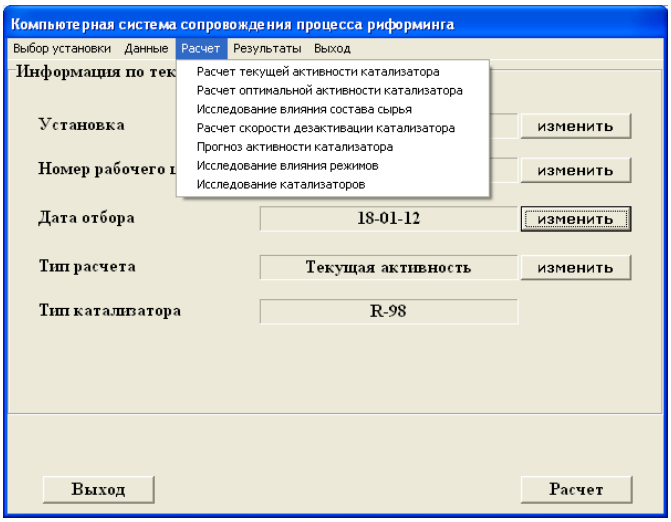


Рис. 1. Основное активное окно компьютерной моделирующей системы «Контроль работы катализатора»

При оценке эффективности катализатора были рассчитаны текущая и оптимальная активности катализатора в течение четвертого межрегенерационного цикла его эксплуатации (с 01.06.2011 по 02.05.2012 гг.) с использованием программы «Контроль работы катализатора». Результаты мониторинга приведены на рисунке

2, где показано, что текущая активность, которая определяется технологическими условиями, составом сырья и числом активных центров на поверхности катализатора в течение всего периода эксплуатации значительно отличается от оптимальной активности (самая большая разница составила 0,4 пункта). Отклонение от оптимального режима сказывается на таких показателях работы катализатора, как скорость коксонакопления и выход целевого продукта. Например, суммарное количество кокса на катализаторе на 2 % мас. выше суммарного количества, которое наблюдалось бы при работе на оптимальной активности. Этот вывод также подтверждается результатами расчета выхода катализата.

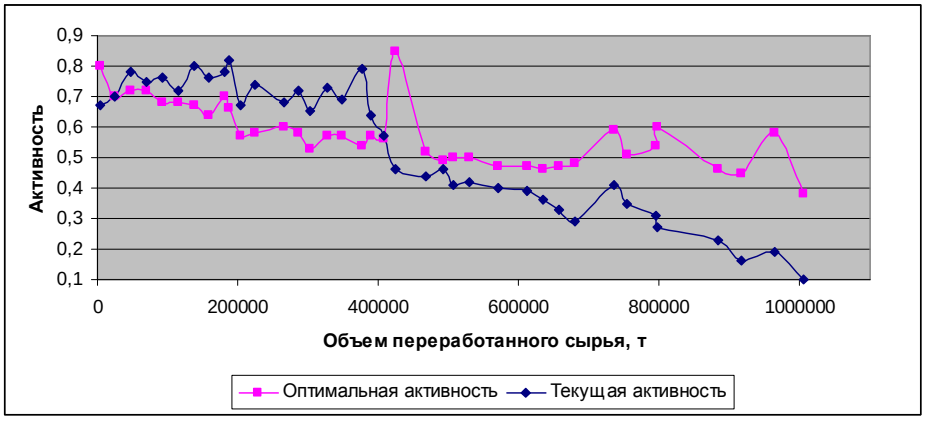


Рис.2. Сравнение текущей и оптимальной активности катализатора

Кроме этого компьютерная моделирующая система «Контроль работы катализатора» также позволяет учитывать реакционную способность индивидуальных компонентов. Это дает возможность адекватно оценивать работу промышленной установки риформинга. Скачкообразные изменения активности (рис. 2) подтверждают изменение состава перерабатываемого сырья в рабочем сырьевом цикле (уменьшение содержания ароматических углеводородов с 57,29 до 46,98 % мас.).

Основными управляющими параметрами, влияющими на эффективность работы установки, является температурный режим и загрузка установки по сырью. В течение рабочего цикла температуру в реакторе изменяют для компенсации степени дезактивации катализатора, а также для получения катализата с заданным октановым числом. Температура регулируется при изменении расхода и состава перерабатываемого сырья. Повышение температуры приводит к росту скорости коксообразования. Температурную зависимость необходимо рассчитывать на компьютерной моделирующей системе в режиме «Исследование технологических режимов». В таблице приведены исследования влияния температуры процесса для двух различных составов перерабатываемого сырья.

Таблица

Исследование влияния температуры на работу промышленной установки

Дата отбора	Сырье 1 (01.02.2012)			Сырье 2 (28.03.2012)		
Активность	1,02			0,94		
Перераб. сырьё т.	734943			963459		
Число крекинга	3,6			3,5		
Водород, %	73,4			67,1		
Выход водорода, %	2,54	2,58	2,61	2,51	2,56	2,6
Температура входа	495	498	501	495	498	501
Расход сырья м3/ч	175,5			185		
Пар/(Нафт+Аром)	0,8			0,9		
н-Пар/и-Пар сырьё	1,04			1,06		
Кратн. цирк. м3/м3	1128,2			1081,1		
Степень изомеризации	68	66	64	72	71	70
Степень ароматизации	32,91	34,34	35,66	29,27	30,61	32,02
Ароматика, %вес.	79,8	81,46	83,08	75,95	77,41	78,98
Октановое число о.ч.и.	103,2	104,1	105,1	101,7	102,6	103,5
Выход риформата	80,07	79,95	79,92	80,9	80,69	80,5

Таким образом, выполнены расчеты текущей и оптимальной работы катализатора, оценена степень влияния состава сырья, исследовано влияние технологических режимов, что позволяет сделать следующие выводы:

1. Установка работает в режиме относительно близком к оптимальному, заметное отклонение текущей активности от оптимальной наблюдается в конце цикла (0,4 пункта), что может быть связано с закоксовыванием и старением катализатора. Количество кокса на катализаторе при текущей активности на 2 пункта выше оптимального значения.
2. За весь сырьевой цикл входная температура в реакторы выросла в среднем на 23 °С.
3. Исследование влияние режимов показало, что разность между входными температурами в соседних реакторах не рекомендуется увеличивать более чем на 5-10 ^{o}C, так как при увеличении температуры выход целевого продукта снижается в среднем на 1 пункт (см. Табл. 1). Вместе с тем, необходимо также отметить, что увеличение температуры приводит к увеличению октанового числа на 2-3 пункта и ароматических углеводородов в продукте на 5 % (см. Табл. 1), но не стоит забывать о том, что высокая температура в реакторе способствует более быстрому закоксовыванию катализатора.

Секция 11

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ ОСВОЕНИЯ И ПЕРЕРАБОТКИ МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Подсекция 3.

ПЕРЕРАБОТКА МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ

ТЕХНОГЕННЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ – ПЕРСПЕКТИВНЫЙ ИСТОЧНИК МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ

В.В. Тихонов, доцент, О.И. Налесник, доцент

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последнее столетие в связи с бурным развитием промышленности, в местах интенсивной хозяйственной деятельности накоплено большое количество веществ, называемых отходами, хвостами, сбросами, шлаками, шламами и т.д.

По комплексному химическому и вещественному составу они представляют собой то, что в последнее время принято называть техногенными месторождениями.

Причины появления и накопления таких техногенных месторождений с высоким содержанием ценных компонентов, по крайней мере, на территории пространства бывшего СССР, разнообразны. Вместе с тем, можно выделить несколько основных причин:

1) организация производства с ориентацией чаще всего на один-два компонента;
2) плановый характер экономики и ценообразования, не стимулирующий глубокую переработку, в том числе и применение более высокоэффективных технологий;
3) низкие природоохранные требования;
4) кажущееся изобилие минеральных и природных ресурсов вообще.

Например, при относительно высоком процентном содержании и общих громадных объёмах платиноидов в медно-никелевых рудах Норильского месторождения, они отправлялись в отвал, так как не являлись целевым компонентом, требовали для извлечения дополнительной цепочки оборудования и не были «включены в план добычи».

К особенностям техногенных месторождений следует отнести то, что они:

1) располагаются в промышленно развитых районах или в непосредственной близости от них;
2) находятся на поверхности земли и, как правило, дезинтегрированы;
3) состоят из большего разнообразия минералов, чем природное месторождение.

Первые две особенности сокращают затраты, связанные с переработкой техногенных месторождений. Доля вскрышных работ или добыча и поднятие руды на поверхность, измельчение породы представляют существенные затраты, которые уже произведены и не накладываются на себестоимость в случае переработки техногенного сырья.

Разнообразие минералов в техногенном сырье определяет сложность переработки, и требуются другие технологии, чем для обычных руд, в том числе, основанные на последних достижениях науки и техники. Это одна из причин, почему немногочисленные попытки, при традиционно консервативном характере горного производства, вовлечь техногенные месторождения в переработку, или терпели неудачу, или ограничивались извлечением только части ценных компонентов, содержащихся в них, что чаще всего оказывалось нерентабельным.

Следует отметить, что в большинстве случаев, экономически выгодное комплексное извлечение цветных, редких и благородных металлов из отвалов не уменьшает количества отходов в виду малого содержания извлекаемых компонентов. Решить проблему отвалов в масштабном смысле возможно только с переработкой отвалов в ёмкие продукты для отраслей, таких как дорожное строительство, вертикальные отсыпки различного назначения, строительная индустрия, рекультивация горных выработок и др. Это ещё раз подчёркивает, что для успешного освоения техногенных месторождений необходимы комплексность подхода и межотраслевой характер продукции.

Существенное ограничение в плане вовлечения техногенных месторождений в переработку накладывается отсутствием, в отличие от природных месторождений, чёткой и понятной нормативно-правовой базы.

Для решения сложных задач, связанных с началом работ по разработке комплексных технологических подходов по переработке техногенного сырья, понимая, что потребуется координация действий разноплановых специалистов (в том числе – из разных ВУЗов и организаций), нами создаётся «Научно-образовательный Центр «Перспективных технологий» при Институте природных ресурсов ФГБОУ ВПО «Национальный

исследовательский Томский политехнический университет». Вырабатываются общие подходы к оценке свойств сырья. Ведётся работа по формированию комплекта нормативно-правовых документов, необходимых для работы с вовлечением техногенного сырья в переработку. Производятся согласования с будущими крупнотоннажными потребителями продуктов переработки.

Работа находится в самом начале, но уже вызвала встречный интерес со стороны владельцев техногенных месторождений (ТГК-11, ГК «Русская платина», НАК КазАтомПром и др.), департаментов Обладминистрации, мэрии г. Северска, потенциальных потребителей продукции (ООО «ТЗСМиИ», г. Томск, ООО Завод КПД ТДСК и др.). Ведутся деловые переговоры о сотрудничестве.

КИНЕТИКА ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОГО ОКИСЛЕНИЯ КАДМИЯ И МЕДИ В РАСТВОРАХ NH_4Cl И NaCl

А.С. Долинина

Научный руководитель профессор В.В. Коробочкин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Разработка эффективных способов получения наноразмерных порошков оксидов металлов обусловлена расширяющейся сферой их применения в современных технологиях. Это в частности, относится к нанодисперсным оксидам кадмия и меди, которые обеспечивают прогресс в производстве катализаторов, сорбентов, пигментов, керамических и композитных материалов, сенсорных датчиков.

Электрохимический синтез оксидов металлов имеет два основных преимущества. Первое – образование дисперсных оксидов с активной поверхностью, формирующейся при использовании переменного синусоидального тока в условиях, далеких от равновесия. Второе – частичное рафинирование продуктов от некоторых примесей непосредственно в процессе синтеза. На скорость процесса электролиза влияют состав и концентрация электролита, плотность тока и температура [2].

Применение переменного тока позволяет устранить пассивацию электрода, а также значительно упростить технологию производства нанопорошков. Также обнаружено, что при одинаковых плотностях тока напряжение при использовании переменного тока почти в два раза ниже, чем при использовании постоянного, что делает процесс энергетически более выгодным. К тому же установлено, что размер частиц и характеристика пористой структуры материалов при проведении процесса на переменном токе обеспечиваются заданными параметрами электролиза (плотностью переменного тока, составом и концентрацией электролита) и режимами последующей обработки, таким образом, варьируя параметрами процесса можно получить порошки с заданными свойствами [3].

Для получения нанодисперсных оксидов кадмия и меди методом электрохимического окисления металлических кадмия и меди на переменном токе промышленной частоты необходимо в первую очередь определить скорость процесса в зависимости от параметров электролиза. Таким образом, целью настоящей работы является изучение кинетики окисления металлических меди и кадмия в растворах хлоридов.

Исследования проводились по ранее разработанной методике авторов Коробочкина В.В. и Хановой Е.А. в растворах хлоридов аммония и натрия с кадмиевым и медным электродами одновременно и при различной концентрации электролитов от 3 до 25 %, плотностях тока 1–3 À / ñì ^{2} и при температуре 100 °С [1].

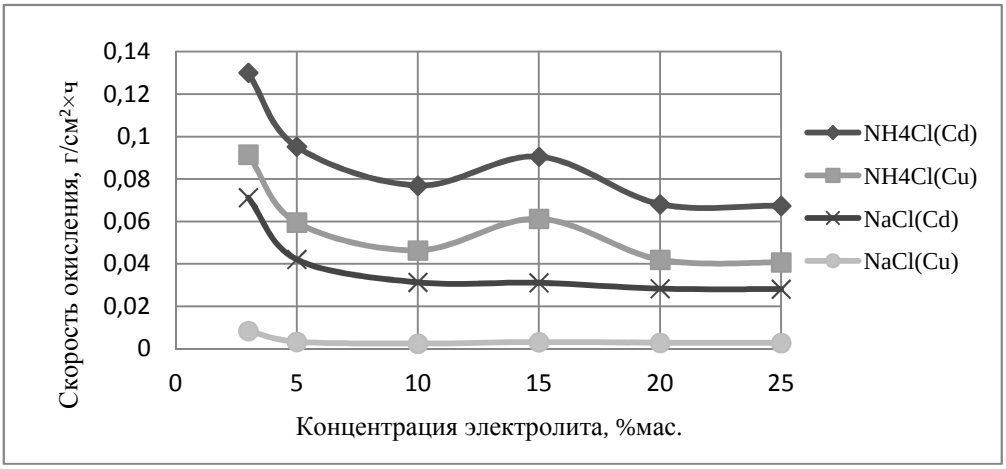


Рис. 1 Зависимости скорости окисления кадмия и меди от концентрации электролитов NaCl, NH_4Cl в растворе при плотности тока 2 А / ñì ^{2} и температуре 100 °С

На рис. 1 представлена зависимость скорости окисления кадмия и меди от концентрации электролитов. Видно, что скорость окисления меди и кадмия выше при электролизе в растворе хлорида аммония во всем

исследуемом интервале концентраций. Скорость окисления кадмия в растворах хлоридов аммония и натрия возрастает с уменьшением концентрации электролита до 3 % мас. включительно и уменьшается с увеличением концентрации до 25 % мас. Такая же зависимость наблюдается и у меди при аналогичных условиях электрохимического синтеза.

Эксперименты показали, что влияние температуры на скорость процесса менее значимо, чем концентрации электролита: скорость процесса возрастает линейно с увеличением температуры независимо от величины плотности тока, и достигает своего максимума при температуре равной 100 ºС, при концентрации 3% мас. Принимая во внимание это обстоятельство, дальнейшие эксперименты по выявлению зависимости скорости процесса от плотности переменного тока проводились при данной температуре. Полученные результаты представлены на рисунках 2 и 3.

Выбранный интервал плотности тока обусловлен тем, что при плотности тока ниже 1 $À / ñì^2$ скорость процесса низкая и не представляет практического интереса; при плотности тока выше 3 $À / ñì^2$ происходит интенсивный разогрев раствора и его выкипание, что приводит к нарушению стабильного режима работы установки.

Исследования показали, что скорость окисления кадмия под действием электролиза на переменном токе возрастает в интервале плотности тока 1–3 $À / ñì^2$ в 3–4 раза при всех значениях концентраций NH4Cl в растворе, а для меди в 6–8 раз при тех же условиях. Наибольшая интенсификация процесса достигается при концентрации 3 % мас.

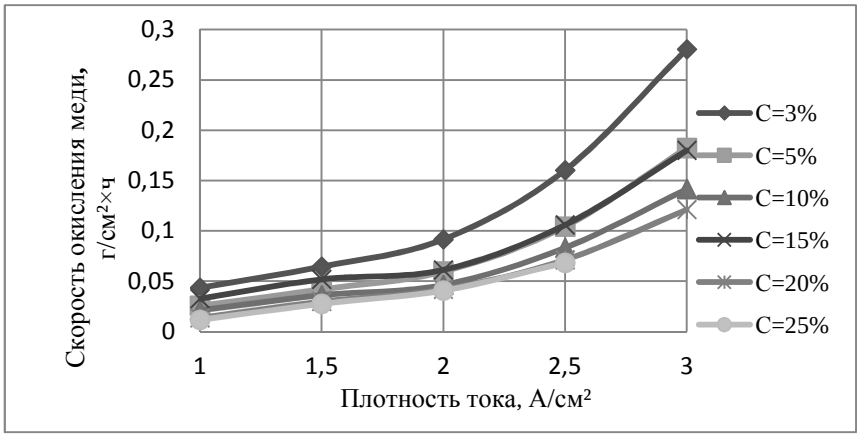


Рис. 2 Зависимости скорости окисления меди от плотности тока при различной концентрации хлорида аммония

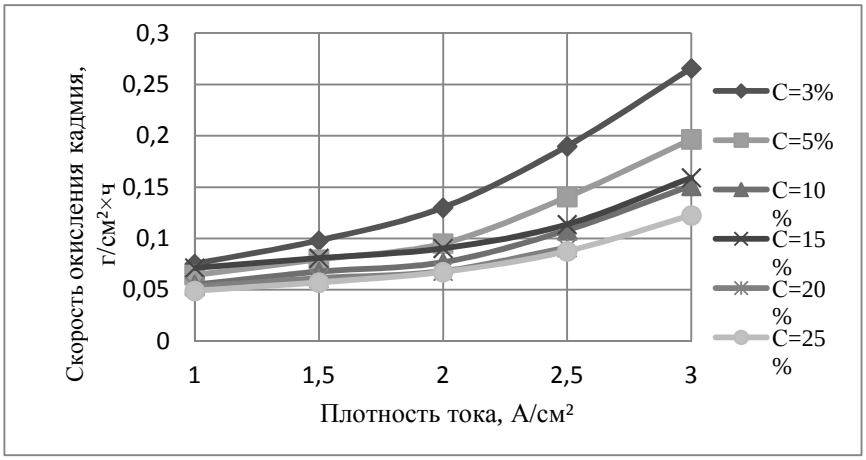


Рис. 3 Зависимости скорости окисления кадмия от плотности тока при различной концентрации хлорида аммония

Литература

1. Коробочкин В.В., Ханова Е.А. Определение количества окисленных титана, кадмия и меди при электролизе на переменном токе // Заводская лаборатория. Диагностика материалов. – Москва, 2005. – Т. 71. – № 6. – С. 20 – 23.
2. Кубасов В.Л., Банников В.В. Электрохимическая технология неорганических веществ. — М.: Химия, 1989. – 288 с.
3. Озеров А.М. Нестационарный электролиз. – Волгоград: Нижне-Волж. из-во, 1972. – 160 с.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗРАБОТКИ УЧАСТКА «ТИТАНОВЫЙ-1» ЯРЕГСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

О.В. Ершова

Научный руководитель профессор А.М. Плякин

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Ярегское месторождение содержит запасы тяжелой нефти и титановой руды, которые сосредоточены в одном мощном пологозалегающем пласте кварцевых песчаников. По своим масштабам Ярегское месторождение является самым крупным и наиболее богатым месторождением титана. В нем сосредоточено 40% запасов промышленных категорий от суммарных балансовых запасов титана в России.

Титановая залежь расположена в нижней части 3-го пласта и пересекается плоскостью условного водонефтяного контакта. Часть залежи, находящуюся ниже ВНК, относят к сорту руды с низким содержанием нефти – водоносный сорт руды. Руда, расположенная выше ВНК, с содержанием нефти более 5 % называется нефтетитановой рудой. Нефтенасыщенная титановая руда Ярегского месторождения содержит 9–12 % двуокиси титана и 6–9 % нефти. Титаноносным минеральным компонентом песчаников является рутил-анатаз-кварцевый лейкоксен, основным минералом пустой породы – кварц.

Участок «Титановый-1» расположен в западной части нефтешахты №3 Ярегского нефтяного месторождения, п. Нижний Доманик, Республика Коми. Участок «Титановый-1» приурочен к нефтенасыщенным рудам. Площадь проекции испрашиваемого лицензионного участка, ограниченного угловыми точками 1-9 на горизонтальную плоскость равна 0,497 кв. км (497 000 ì ^{2}). Непосредственный участок для проведения опытно-промышленных работ (ОПР) (блок 2Т-2) расположен внутри участка «Титановый-1» и имеет площадь 40 òûñ. ì ^{2}.

На 01.01.2012 г на Государственном балансе Российской Федерации по Ярегскому нефтетитановому месторождению числятся остаточные запасы нефти по категории А+В+С1 в количестве: геологические – 154692 тыс. т; извлекаемые – 51269 тыс. т. Запасы (лейкоксен-кварцевые нефтеносные песчаники, диоксида титана по категории А+В+С1) составляют: руды – 602635 тыс. т; диоксида титана – 63271 тыс. т. Начальные геологические запасы Афонинского горизонта (D2ef) в границах испрашиваемого лицензионного участка В: сырой руды – 7 663 тыс. т; TiO_2 – 715 тыс. т.

Первая партия диоксида титана была получена в декабре 1965 г. на опытно-промышленной установке, построенной в 1964 г. для отработки технологии получения пигментного диоксида титана хлорным способом из титановой руды Ярегского месторождения. С 1995 по 2004 гг. производство продукции было приостановлено. В 2004 году были проведены ремонтно-восстановительные работы в цехе флотации, выжига и пигментной установки, приобретено и изготовлено оборудование, что позволило провести опытно-промышленные работы. В ходе этих работ получены пробные партии диоксида титана и титанового коагулянта (16 тонн).

Проведение опытно-промышленных работ по добыче нефтетитановой руды на участке «Титановый-1» планируется на существующем технологическом комплексе Нефтешахты №3 НШУ «Яреганефть» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». То есть, добычу титановой руды будет осуществлять ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Переработку руды до получения конечного продукта – титанового коагулянта будет осуществлять ЗАО «СИТТЕК».

Предварительные расчеты эффективности, проведённые специалистами ЗАО «СИТТЕК», свидетельствовали о существенно более высокой эффективности производства титанового коагулянта в сравнении с производством диоксида (по причине более высокого выхода продукции из руды при сопоставимых затратах). Проведение опытно-промышленных работ по добыче титаносодержащей руды на планируемом к приобретению лицензионном участке «Титановый-1» необходимо для обеспечения сырьем производственных мощностей ЗАО «СИТТЕК» с целью получения титанового коагулянта.

Отработка залежи при разработке проектируемого опытного участка «Титановый-1» Ярегского месторождения будет производиться очистными заходками с применением горнопроходческих комбайнов. Опытно-промышленные работы по разработке участка будут производиться очистными заходками с применением комбайна, креплением очистного пространства в процессе очистной выемки и последующей закладкой выработанного пространства. Залежь, вертикальная мощность которой колеблется от 8 до 10 м, отрабатывается в два слоя по 4 – 4,5 м по вертикали. В первую очередь отрабатывается верхний, а затем нижний слой. Технологические участки отрабатываются очистными заходками шириной 4–6 м высотой, равной высоте отрабатываемого слоя и длиной, равной длине технологического участка [4].

Нефтетитановая руда с рудника доставляется на площадку опытно-промышленной обогатительной фабрики, разгружается в приемный бункер рудоприемного отделения фабрики и системой транспортеров доставляется в существующее дробильное отделение.

Технология извлечения нефти из нефтенасыщенных песчаников – это комплексная технология переработки нефтетитанового песчаника [1]. Комплексная технология переработки ярегских нефтетитановых песчаников начинается с их обогащения флотацией. Подготовка к флотации базируется на идее сохранения присутствующей в песчанике нефти и последующего использования ее в качестве основного флотационного агента. Флотоконцентрат после его обезвоживания содержит 25–35 % нефти и соответственно 75–65 % минеральной фазы, представляющей собой в основном лейкоксен и не полностью удаленный с хвостами кварц, а также глинистые шламы с несущественными количествами таких примесных минералов, как сидерит, пирит, слюды, циркон. Содержание двуокиси титана в минеральной фазе флотационного концентрата в зависимости от качества исходного песчаника и конкретной технологии флотации может колебаться в значительных пределах и достигать 60 %, однако оптимальным считается 50–52 %.

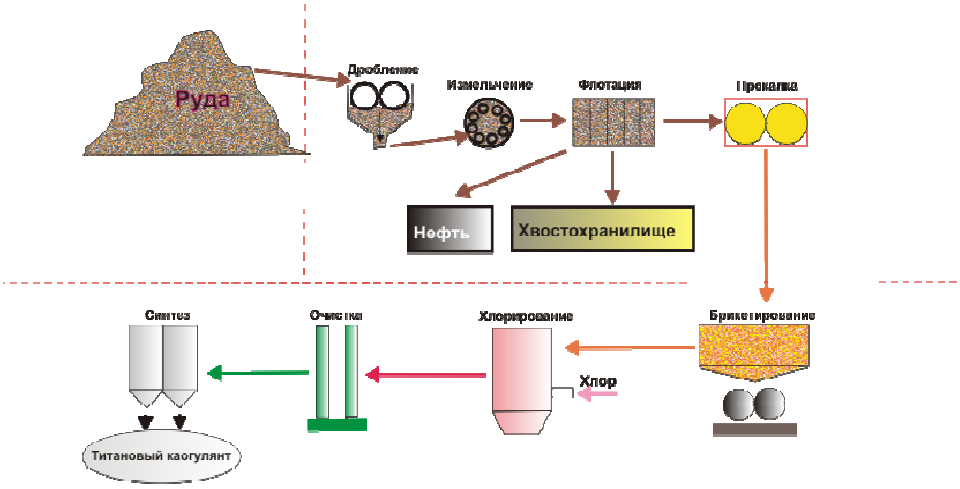


Рис. Принципиальная схема технологических циклов по переработке нефтетитановых руд

Технология переработки нефтетитановых руд состоит из следующих основных операций (рис.) [2]:

- дробление нефтетитановой руды;
- измельчение нефтетитановой руды (посредством шаровой мельницы нефтетитановая руда додрабливается до 0,3 мм и отправляется на флотацию);
- обогащение руды методом флотации, получение нефти и флотационного нефтетитанового концентрата (в основу процесса флотации руды положена технология с использованием присутствующей в руде нефти в качестве основного флотационного агента). Выполняя функцию собирателя лейкоксена, нефть сама концентрируется в пенном продукте флотации – коллективном нефтетитановом концентрате, который представляет собой аэрированную суспензию – эмульсию минеральной фазы и нефти в воде.
- прокалка нефтетитанового титанового концентрата. Прокаленный флотационный концентрат подается на хлорирование.
- брикетирование титанового концентрата;
- хлорирование титанового концентрата, получение тетрахлорида титана.

Технологический процесс хлорирования титанового концентрата до технического тетрахлорида состоит из следующих операций:

а) измельчение компонентов шихты (прокаленный флотационный концентрат, пековый кокс);
б) смешивание их в присутствии связующей добавки;
в) брикетирование;
г) коксование;
д) хлорирование.

- синтез титанового коагулянта.

Синтез титанового коагулянта состоит из следующих технологических операций:

а) растворение тетрахлорида титана;
б) синтез титанового коагулянта;
в) сушка и фасовка титанового коагулянта.

Готовый жидкий титановый коагулянт поступает на сушку в распылительную сушилку непрерывного действия. Отходящие газы сушки коагулянта вентилятором направляются на газоочистку. Готовый высушенный титановый коагулянт транспортируется на затаривание в мягкие контейнеры типа «биг-бег» и затем – на склад готовой продукции. Синтез титанового коагулянта защищен патентами.

Титановый коагулянт – инновационный продукт, не имеющий мировых аналогов, применяется для очистки питьевой воды, природных и сточных вод, для подготовки воды котлового качества. Продукт является

отечественной разработкой и защищен патентом. Титановый коагулянт является заменителем алюминиевого коагулянта, применяемого для очистки воды в настоящее время.

Оценить экономическую эффективность инвестирования в крупномасштабное освоение нефтетитановых ресурсов объектов 3-го пласта Ярегского нефтетитанового месторождения при постоянно растущих потребностях рынка в нефти и продуктах титанового производства невозможно без наличия апробированных в реальных условиях технологий добычи и переработки нефтетитанового сырья.

К общим перспективам разработки данного участка следует отнести:

- возможность разработки технологии совместной добычи двух полезных ископаемых (титановой руды и нефти);
- повышение общей эффективности в результате совмещения производства титанового коагулянта и добычи нефти;
- возможность вовлечения в разработку запасов высоковязкой нефти Афонинского горизонта III пласта.

Литература

1. Единые правила безопасности при разработке рудных, нерудных и россыпных месторождений полезных ископаемых подземным способом. ПБ03-553-03. 2004 г.
2. Тюнькин Б.А., Коноплёв Ю.П. Опыт подземной разработки нефтяных месторождений и основные направления развития термошахтного способа добычи нефти // Научно-исследовательский и проектный институт «ПечорНИПИнефть». – Ухта: ПечорНИПИнефть, 1996. – 160 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРАВЛЕНИЙ УТИЛИЗАЦИИ ОТХОДОВ ОТ СЖИГАНИЯ ДРЕВЕСИНЫ

А.Ю. Захарова
Научный руководитель доцент И.В. Фролова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последнее время большой интерес вызывает утилизация отходов от сжигания древесины. Процесс сжигания твердых видов биотоплива зависит от вида используемого твердого биотоплива, его физических характеристик и химического состава. Вследствие расширения практики использования биомассы для производства энергии, растёт и количество твёрдых отходов, таких как зола, содержание которой в биотопливе колеблется от 0,5 весовых процентов для мягких пород древесины до 4-8 весовых процентов для коры.

Для устойчивого использования золы очень важно замкнуть цикл обращения компонентов золы и включить золу биомассы в естественные циклы обращения веществ. По этой причине цикл обращения минералов (почва/питательные вещества → корни/растение → сжигание → зола → почва) должен быть максимально замкнутым [1].

В установках для сжигания биомассы обычно присутствуют три фракции золы: зольный остаток (подовая зола), зола уноса из циклонов; зола уноса из фильтров.

Подовая зола образуется на решетке в топке. Эта зольная фракция часто смешивается с минеральными примесями, содержащимися в биотопливе, такими как песок, камни и земля. Минеральные примеси могут вызывать образование шлака (ввиду понижения температуры плавления) и спекание частиц золы в зольном остатке.

Циклонная зольная пыль включает мелкие, в основном неорганические частицы золы, уносимые вместе с топочным газом и осаждаемые преимущественно в мультициклонах. Эта зольная фракция, в основном, содержит крупные частицы золы уноса.

Фильтрационная зола уноса представляет собой вторую, более мелкую фракцию, осаждаемую в электростатических фильтрах, тканевых фильтрах или в виде конденсационного шлама в блоках конденсации топочного газа (обычного расположенных за мультициклонами). Эта зольная фракция, в основном, включает аэрозоли [4].

В таблице 1 показаны стандартные значения среднего распределения по массе различных фракций золы относительно общего её содержания в топке с неподвижным слоем.

Таблица 1

Процентное содержание различных зольных фракций от общего количества золы

Биотопливо/зольная фракция	Кора	Древесная щепа	Опилки
Подовая зола	65 – 85	60 – 90	20 – 30
Циклонная зола уноса	10 – 25	10 – 30	50 – 70
Зола уноса фильтров тонкой очистки	2 – 10	2 – 10	10 – 20

В результате исследования направлений утилизации отходов от сжигания древесины были выбраны следующие варианты применения золы:

1. Зола как универсальное удобрение.
2. Производство поташа для производства мыла и стекла.
3. Производство композитных материалов.

Зола – это несгораемый остаток, образующийся из минеральных примесей топлива при полном его сгорании. Зола древесных пород и травянистой массы, а также торфа считается хорошим универсальным удобрением, которое иногда называют местным.

В состав золы входят главным образом соли щелочноземельных металлов, а элементарный химический состав древесины разных пород практически одинаков.

Таблица 2

Химический состав 100 граммов древесной золы

Химическое вещество	Количество на 100 г, %
$CaCO_3$	17
$CaSiO_3$	16,5
$CaSO_4$	14
$CaCl_2$	12
K_3PO_4	13
$MgCO_3$	4
$MgSiO_3$	4
$MgSO_4$	4
Na_3PO_4	15
NaCl	0,5

Древесная зола является хорошим калийным и фосфорным удобрением для кислых или нейтральных почв. Помимо калия и фосфора, которые находятся в золе в легкодоступной для растений форме, зола содержит кальций, магний, железо, серу и цинк, а также многие микроэлементы, необходимые овощам, многолетникам, а также плодовым и декоративным деревьям, и отсутствует азот и хлор.

Зола нейтрализует кислотность, поскольку содержит в значительных количествах известь. В зависимости от исходного материала (трава, деревья, торф) состав и количество питательных веществ в золе изменяется.

Золу нельзя смешивать с азотными удобрениями – аммиачной селитрой, сульфатом аммония, содержащими аммонийный азот, так как под воздействием поташа, содержащегося в золе, из этих удобрений выделяется аммоний, который переходит в газообразное состояние (аммиак) и теряется без пользы [1, 2].

Поташ – карбонат калия K_2CO_3 – можно выделить из древесной золы. Поташ – одна из солей, известных людям ещё в древности. Общий ход получения поташа из золы состоит в том, что сначала водой выщелачивают растворимые соли, содержащиеся в золе, полученный щелок выпаривают и затем сырой поташ прокаливают.

Выщелачивание золы производят в деревянных чанах. В чан, наполненный золой до 3/4 высоты, наливают холодной или горячей воды и оставляют на 4 часа, после спускают первый щелок, который подвергается выпариванию. Затем в золу наливают еще 2 раза воду, давая настояться каждый раз по 2 часа. Таким образом, зола в каждом чане подвергается выщелачиванию три раза. Получаемый щелок содержит углекалиевую соль (K_2CO_3), немного угленатриевой соли и сернокислых солей калия и натрия, и, кроме того, малые количества хлористых и кремнекислых солей щелочных металлов, органические вещества, окрашивающие щелок в грязновато-бурый цвет, и механические примеси.

Выпаривание щелока производится в железных сковородах и в чугунных котлах на голом огне. Щелок в сковородах только сгущается, в котле же окончательно выпаривается досуха. Цвет щелока во время выпаривания становится темнее, по достижении надлежащей концентрации из него начинают выделяться твердые соли.

Получаемый сырой поташ имеет грязно-бурый цвет, на воздухе легко расплывается, дает бурый водный раствор. Поэтому такой поташ подвергают прокаливанию или кальцинированию в пламенных или в отражательных печах. При кальцинировании удаляется вода и сгорают органические вещества, так что кальцинированный поташ имеет белый цвет и дает бесцветный водный раствор [2].

Известно применение золы от сжигания древесных шпал в качестве частичной замены цемента. Цемент является основной составляющей в композитных системах, применяемых в транспортном строительстве при закреплении грунтов. Наряду с цементом в состав входят бентонит и жидкое стекло. Химический состав золы определяли рентгенофлюоресцентным методом. Концентрация металлов составила соответственно, ppm: As – 15,125; Ni –53.29; Си – 326,9; Sn – 7863,5; Fe – 63837,5; Co-225,0; Mn – 779,77; W – 48,221; Mo – 95,821.

Таким образом, зола от сжигания деревянных шпал представляет агрегат частиц сплава состоящего из железа, кобальта и меди в виде кубиков погруженных в тонкодисперсную массу вещества, чередующихся с чешуйчатыми обособлениями слоистого алюмосиликата-каолинита, монтмориллонита, гидрослюды, зерен кварца, кальцита и других минералов не несущих основную нагрузку в золе по содержанию микроминеральных фаз.

В данной работе в композитных системах заменяли от 2 до 50% цемента золой от сжигания шпал (рис.).

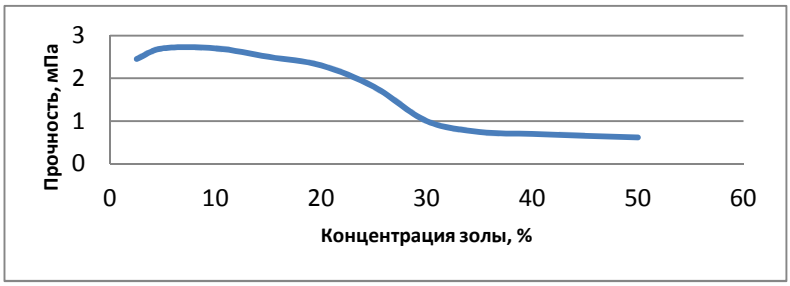


Рис. Прочность композитных растворов через двадцать восемь суток после приготовления от содержания золы в смеси

С увеличением содержания золы сначала происходит рост прочности, а затем ее снижение. Прочность системы возрастает при замене 5% цемента золой на 30% по сравнению с контрольным образцом [3].

Литература

1. Исхаков Х.А., Колосова М.М. Летучая зола в качестве источника микроэлементов и средства для подавления слёживаемости минеральных удобрений // Региональные проблемы устойчивого развития природоресурсных регионов и пути их решения: Труды 4 Всероссийской научно-практической конференции. – Кемерово, 2003. – Т. 2. – С. 310 – 312.
2. Мамыкина Л.В., Кулагин Е.П. Использование отходов химической переработки коры в качестве удобрений // Тезисы докладов 8 Нижегородской сессии молодых ученых. Технические науки. – Нижний Новгород, 2003. – С. 156 – 157.
3. Устинова М.В., Зубрев Н.И., Аксёнов В.А. Утилизация золы от сжигания деревянных железнодорожных шпал в составе композитных систем // Наука и техника транспорта. – Москва, 2011. – №4. – С. 61 – 64.
4. Федорец Н.Г., Бахмет О.Н. Органические удобрения из отходов деревообрабатывающей и целлюлозно-бумажной промышленности // Экология и промышленность России. – Москва, 2008. – №4. – С. 13 – 15.

ПОЛУЧЕНИЕ МАГНЕЗИАЛЬНЫХ ВЯЖУЩИХ ВЕЩЕСТВ НА ОСНОВЕ ЦЕОЛИТОВЫХ ПОРОД

Ю.А. Колбасюк

Научный руководитель доцент С.В. Эрдман

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Исходя из современных проблем строительного комплекса, создание новых и совершенствование существующих технологических процессов должно быть направлено на разработку и производство эффективных и конкурентно-способных строительных материалов, изделий и конструкций при максимальном использовании местных и нетрадиционных видов сырья. Разработка вяжущих и изделий на их основе с использованием природных цеолитов – новое направление в исследованиях как цеолитового сырья, так и в химии и технологии вяжущих строительных материалов. Проблемами изучения и рационального использования природных цеолитов специалисты во всем мире активно занимаются в течение последних тридцати лет. В России цеолиты были признаны самостоятельным видом полезного ископаемого только в последнее десятилетие. Природные цеолиты несколько уступают по своим свойствам синтетическим, но дешевле их. В работе исследована возможность использования цеолитового сырья в производстве магнезиальных материалов для получения декоративно-отделочной плитки.

В качестве объекта исследования было выбрано Сохоптинское месторождение - цеолит. Химический состав приведен в таблице 1.

Цеолиты – гидратированные алюмосиликаты щелочных элементов. Цеолиты бывают природные и синтетические, обладают селективными, адсорбционными и ионообменными свойствами, находят применение во многих областях хозяйства.

Внешний вид: плотная мелко-зернистая крошка. Цвет: зеленый, светло-серый.

Цеолит предварительно измельчался, затем смешивался с порошком магнезиальным каустическим в соотношениях от 50 до 70%. Образцы для испытаний изготовлялись в форме кубиков размером 20×20×20 мм.

Гидравлическая активность цеолита была определена по ГОСТ 25094-82 (количество поглощаемого реагента, мг/г исследуемой породы) и по методу М.И. Стрелкова. Результаты приведены в таблице 2.

Таблица 1

Химический состав и потери массы цеолита

Содержание оксидов, мас. %								
SiO_2	Al_2O_3	Fe_2O_3	CaO	MgO	K_2O	TiO_2	Na_2O	Δm
67,70	11,97	1,04	1,37	0,42	3,63	0,08	2,52	11,39

Таблица 2

Гидравлическая активность цеолита

Гидравлическая активность, мг/г добавки					
По ГОСТ 25094-82		По поглощению из раствора		По методу М.И. Стрелкова	
$Ca(OH)_2$	$CaCl_2$	$Mg(OH)_2$	$MgCl_2$	$CaSO_4$	$MgSO_4$
185	100	175	84	160	87

По гидравлической активности цеолит можно отнести к активным.

В зависимости от количества вводимого компонента определялись основные физико-механические свойства разработанных материалов: сроки схватывания; предел прочности при сжатии; водопоглощение; объемная масса, коэффициент водостойкости.

Состав и свойства смешанных магнезиальных вяжущих материалов (табл. 3,4) свидетельствуют о том, что они характеризуются высокой механической прочностью, стандартными сроками схватывания. Материал обладает высокой водостойкостью.

Таблица 3

Физико-механические свойства смешанных магнезиальных вяжущих материалов на основе магнезиального каустического порошка (ПМК-75) в воздушно-влажной среде и на воздухе

Вяжущее	Соотношение компонентов	Пластичное тесто			Образцы-изделия		
		Нормальная густота, %	Сроки схватывания, мин		Предел прочности при сжатии, МПа		Коэффициент водостойкости
			Начальный период	Конечный период	Возд. среда	Возд-влажная среда	
Цеолит-ПМК-75-$MgSO_4$	50:50	60	170	250	33,0	40,0	1,2
	60:40	58	195	250	38,0	41,0	1,1
	70:30	56	185	250	39,0	48,0	1,2

Таблица 4

Физико-механические свойства смешанных магнезиальных вяжущих материалов на основе (цеолит: каустический магнезит, затворитель $MgSO_4$)

Вяжущее	Соотношение компонентов	Пластичное тесто			Образцы-изделия	
		Нормальная густота, %	Сроки схватывания, мин		Предел прочности при сжатии, МПа	Коэффициент водостойкости
			Начальный период	Конечный период		
Цеолит -MgO-$MgSO_4 \cdot 7H_2O$	50:50	60	120	210	31,0	1,0
	60:40	58	180	210	33,0	1,0
	70:30	56	130	200	34,0	0,9

Результаты проведенных исследований свидетельствуют о целесообразности использования цеолита в производстве смешанных магнезиальных вяжущих материалов.

Литература

1. Бакунов В.С., Балкевич В.Д. и др. Практикум по технологии керамики и огнеупоров. – М.: Высшая школа, 1972. – 352 с.
2. Брэгг У.Л. Кристаллическая структура минералов. – М.: Мир, 1967. – 390 с.
3. Кузнецов А. М. Производство каустического магнезита. – М.: Высшая школа, 1948. – 240 с.

ГРАНУЛИРОВАНИЕ ПЫЛИ, ОБРАЗУЮЩЕЙСЯ ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ КЕРАМЗИТА

И.В. Крупко, А.М. Ежов

Научные руководители доцент И.В. Фролова, доцент В.В. Тихонов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Керамзитовая пыль – это отход, образующийся при обжиге керамзитового гравия во вращающихся печах.

Утилизация керамзитовой пыли представляет серьезную проблему. На крупных керамзитовых заводах ежесуточно может образовываться до 7-8 тонн пыли, что составляет 10 % от массы использованного сырья [1].

Керамзитовая пыль представляет большую ценность при производстве многих строительных материалов. Она может быть использована при производстве лёгких и ячеистых бетонов. Благодаря высокому содержанию аморфного химически активного кремнезёма керамзитовая пыль обладает активностью связывания извести до 115 мг/г. Кроме того, в состав керамзитовой пыли может входить до 10-15% необожженной глины. Таким образом, керамзитовая пыль может одновременно исполнять роли активного микронаполнителя и заполнителя [3].

Керамзитовую пыль, мелкий керамзитовый песок можно применять вместо кварцевого песка в силикатных материалах автоклавного твердения. Перспективными направлениям является использование керамзитовой пыли в пенобетонах как общестроительного, так и специального назначения, а также её применение как посыпочного материала лицевого слоя в рулонных кровельных материалах [4].

Однако весьма целесообразным является возвращение керамзитовой пыли в производство керамзитового гравия. Этого можно достичь её добавлением к глине или же её предварительным гранулированием.

Целью данной работы является выбор оптимального и эффективного метода и условий гранулирования керамзитовой пыли для последующего её возврата в производство керамзитового гравия.

Керамзитовая пыль представляет собой тонкодисперсный порошок темно-красного или коричневого цвета обладающий свойствами активных минеральных добавок. Химический состав пыли, определенный методом химического анализа, представлен в таблице 1.

Таблица 1

Химический состав керамзитовой пыли

Вещества	CaO	MgO	K_2O	SiO_2	Na_2O	Al_2O_3	Fe_2O_3	SO_3	ППП
Содержание, %	2,12	2,64	2,30	67,38	1,15	6,59	17,35	0,14	0,33

Рентгеноструктурный анализ показал, что керамзитовая пыль содержит кварц (35-38%), метакаолин (10-12%), полевой шпат (30-40%), гематит (15-20%).

Важной характеристикой дисперсных материалов является их гранулометрический состав. В данной работе гранулометрический состав определён методом ситового анализа, результаты которого представлены в таблице 2.

Таблица 2

Распределение частиц исследуемого материала по размерам

Размер фракции, мм	<0,1	0,25-0,1	0,5-0,25	1-0,5	2-1	3-2	5-3	>5
Содержание, %	9,9	7,5	13,9	24,6	13,4	8,8	7,6	14,3

Как видно из таблицы, в исследуемой пыли находится примерно равное содержание фракций с размером частиц менее 1 мм и более 1 мм. Это означает, что отсев представляет собой как мелкодисперсные, не требующие дополнительного измельчения, так и крупнодисперсные образования, которые следует предварительно измельчить перед гранулированием. Измельчение крупной фракции проводили в шаровой мельнице.

Кроме того, в работе определены физико-механические характеристики пыли. Результаты экспериментов представлены в таблице 3.

Таблица 3

Физико-механические характеристики керамзитовой пыли

Наименование материала	Влажность W, %	Удельная поверхность S, ñì ^{2} / ã	Насыпная плотность $Y_í$, ã / ñì ^{3}	Истинная плотность α, ã / ñì ^{3}
Керамзитовая пыль	1,6	4372,4	1,2	5,3

В работе предложено гранулирование методом окатывания на тарельчатом грануляторе, обладающем следующими преимуществами: позволяет получать гранулы с более узким фракционным составом, предоставляет большие возможности управления и контроля гранулообразования, в том числе возможность визуального контроля за процессом. [2].

Гранулирование осуществляли на тарельчатом грануляторе лабораторного типа с диаметром тарели 40 см, угол наклона тарели составил около 47°, скорость вращения 36 об/мин. В качестве связующего материала был выбран торфогель.

Торфогель представляет собой концентрат в виде гомогенной суспензии темно-коричневого цвета. Главными достоинствами торфогеля являются его малая стоимость и хорошая связываемость порошковых материалов в достаточно прочные гранулы.

Эксперименты по гранулированию проводились с различным содержанием связующего в исходной шихте.

Таблица 4

Результаты экспериментов

Содержание торфогеля в шихте, %	Время гранулирования, мин	Влажность гранул, %	Прочность влажных гранул, МПа	Прочность сухих гранул, МПа	Выход гранул, %
35	17	34,56	0,67	1,0	74,3%
45	15	31,8	1,3	3,51	94,2%

Как видно из таблицы, наиболее стабильно проходил процесс гранулирования шихты, в составе которой содержится 45% торфогеля. Прочность сухих гранул, с содержанием 35% торфогеля низкая, гранулы мелкие, непрочные. На рисунке наглядно представлен грансостав шихты с содержанием торфогеля 45%.

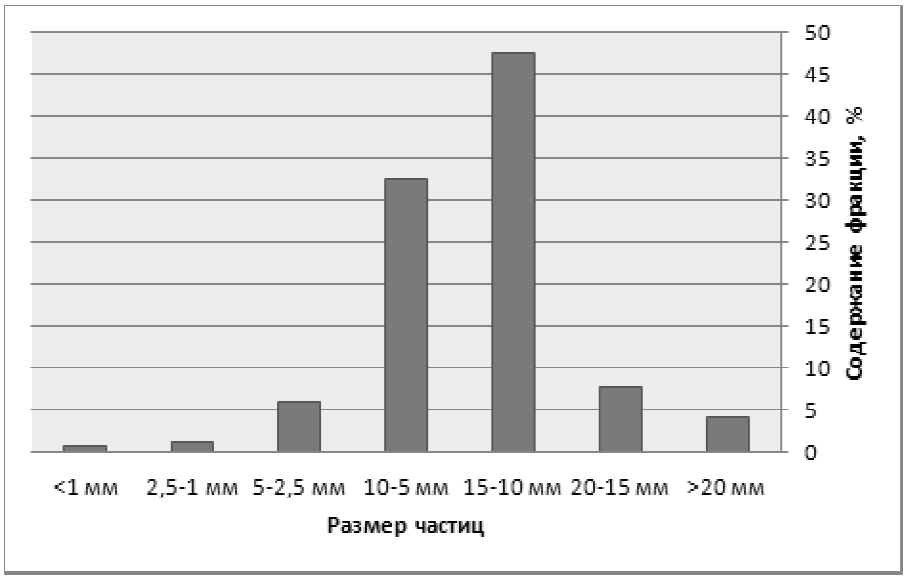


Рисунок. Гистограмма распределения гранул по размерам

По полученной гистограмме видно, что наиболее объёмной является фракция с размером гранул 10-15 мм, то есть больше всего получено крупных гранул, подходящих для обжига при производстве керамзитового гравия.

Прочность полученных гранул является достаточной для проведения дальнейших технологических операций.

Литература

1. Строительные материалы: Справочник / Под ред. А.С. Болдырева, П.П. Золотова. – М.: Стройиздат, 1989. – 567 с.
2. Классен П.В., Гришаев И.Г., Шомин И.П. Гранулирование. – М.: Химия, 1991. – 238 с.
3. http://moskeramzit.narod.ru/tehnologia.htm
4. http://bibliotekar.ru/spravochnik-110-stroitelnye-materialy/35.htm

ВЛИЯНИЕ КОНЦЕНТРАЦИИ ХЛОРИДА КАЛИЯ И ПЛОТНОСТИ ТОКА НА ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЕ ОКИСЛЕНИЕ МЕДИ ПОД ДЕЙСТВИЕМ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

М.И. Лежнина

Научный руководитель доцент Д.А. Горлушко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Рассмотрено влияние концентрации электролита хлорида калия и плотности тока на скорость электрохимического окисления металлической меди под действием переменного тока промышленной частоты.

Электрохимический синтез оксидов металлов на переменном токе позволяет получать оксиды металлов с условным диаметром первичных частиц в нанометровом диапазоне. Высокая дисперсность, развитая поверхность, наличие преобладающего объема мезопор и низкое содержание примесей в продуктах электрохимического синтеза положительно отличают их от оксидов металлов, приготовленных другими методами [1, 4].

Основное преимущество данного способа – возможность получения очень чистых гидроксидов и оксидов, а регулирование электрических параметров процесса электролиза позволяет формировать порошки с заданной дисперсностью, что еще более повышает их практическую ценность. Установлено, что наибольшее влияние на скорость процесса образования фазовых оксидов металлов оказывают следующие факторы: состав и концентрация электролита, температура электролиза и плотность переменного тока, являющаяся технологическим параметром, наиболее интенсифицирующим процесс электролиза [2-4]. В большинстве случаев удельная площадь поверхности оксидов металлов растет с увеличением плотности переменного тока.

Одной из определяющих тенденций развития существующих промышленных методов получения неорганических веществ путем электролиза является интенсификация электрохимических процессов за счет увеличения плотности тока, несмотря на повышение расхода электрической энергии. Экономическая эффективность в этом случае достигается за счет повышения производительности электролизеров, снижения капитальных затрат и существенного улучшения качества продукции [4].

При использовании постоянного тока основным затруднением для повышения плотности тока является возникновение пассивного состояния анодов, как следствие, торможение процесса и получение некачественных продуктов. Применительно к оксидам металлов это выражается в уменьшении их активной поверхности, сокращении пористости. Наиболее действенные методы, позволяющие снять пассивацию, предполагают применение нестационарных режимов проведения электролиза. Одним из таких приемов является использование переменного тока, который позволяет дополнительно упростить аппаратурное обеспечение процесса и снизить энергетические затраты на его проведение. Таким образом, значительный интерес для решения важнейшей задачи обеспечения страны нанопорошками представляют электрохимические процессы с разрушением металлических электродов под действием переменного тока с образованием гидратированных и негидратированных оксидов, которые можно выделить в качестве самостоятельной фазы [4].

Изучение электрохимического окисления металлов с использованием переменного тока приобретает актуальность не только для синтеза чистых оксидов металлов, но и в связи с получением экспериментальных данных по коррозионной стойкости металлов под действием токов промышленной частоты. Закономерности процессов, протекающих с использованием переменного тока, сложны и требуют дальнейшего изучения [4].

Электрохимический синтез имеет ряд преимуществ перед известными технологиями. Во-первых, он позволяет получить нанопорошки высокой чистоты. Эффект очистки непосредственно связан с механизмом образования фазовых оксидов металлов и свойственен электрохимическим процессам, протекающим под действием переменного тока. Рафинирование происходит за счет высвобождения ионов примесей из решетки металла или оксида при циклическом действии поляризующего напряжения, что невозможно осуществить в процессах получения нанодисперсных оксидов металлов другими методами. Во-вторых, обеспечивает экологически чистое и практически безотходное производство [5, 6].

В данной работе проводились исследования скорости разрушения меди при электролизе переменным током промышленной частоты в растворе KCl. Эксперименты проводились при постоянной температуре (90 °C) и плотности тока 1 и 2 $À / ñì^2$, концентрация раствора электролита изменялась от 3 до 25 %. Скорость разрушения меди определялась по убыли массы электродов весовым методом [5]. По результатам экспериментов были получены следующие значения, представленные в таблице.

Таблица

Влияние природы и концентрации электролита на скорость разрушения меди при плотности тока 1 $À / ñì^2$ и температуре 90 °C

Плотность тока, $À / ñì^2$	Концентрация электролита (KCl), % мас.					
	3	5	10	15	20	25
	Скорость разрушения меди в KCl, $ã / ñì^2 \cdot ÷$					
1	0,0226	0,0119	0,0129	0,009	0,0093	0,0109
2	0,067	0,0045	0,0037	0,02	0,015	0,016

По данным таблицы была построена зависимость скорости разрушения меди от концентрации электролита при постоянной температуре и плотности тока, представленная на рисунке.

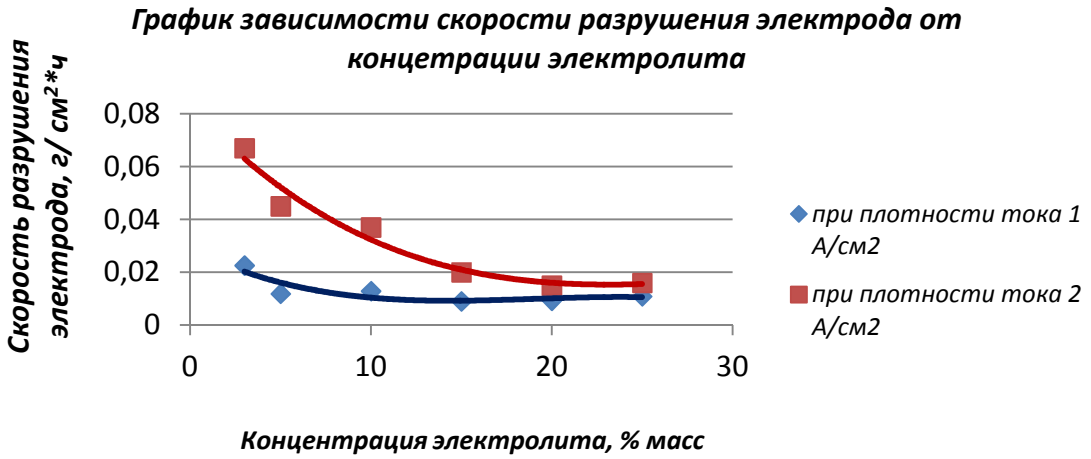


Рис. 1 Зависимость скорости разрушения меди от концентрации электролита при постоянной температуре (90 °С) и плотности тока (1 и 2 À / ñì ^{2})

Из рисунка видно, что с ростом концентрации KCl в интервале 3–25% мас. скорость окисления меди уменьшается. Максимальная скорость окисления наблюдается в 3 %-ном растворе KCl, и составляет 0,0226 и 0,067 ã / ñì $^2 \cdot \div$, соответственно. Исходя из полученных результатов, можно сделать вывод о том, что при увеличении плотности тока скорость разрушения электрода также растет. Также скорость разрушения электрода зависит от химической природы образующихся на поверхности электрода оксидов и растет с увеличением плотности тока при исследуемом температурном режиме [4]. Таким образом, чтобы увеличить выход продукта, необходимо увеличить плотность тока до оптимального уровня.

Литература

1. Коновалов Д.В., Коробочкин В.В., Ханова Е.А. Электрохимический синтез оксида цинка на переменном токе // Известия ТПУ. Химия. – Томск, 2003. – Т. 306. – № 5. – С. 67 – 71.
2. Коробочкин В.В., Косинцев В.И., Быстрицкий Л.Д., Ковалевский Е.П. Получение геля гидроксида алюминия электролизом на переменном токе // Неорганические материалы. – Москва, 2002. – Т. 38. – № 9. – С. 1087 – 1090.
3. Коробочкин В.В., Усольцева Н.В., Горлушко Д.А., Балмашнов М.А. Закономерности синтеза нанодисперсных оксидов меди электролизом на переменном токе в растворе щелочи // Известия ТПУ. Химия. – Томск, 2010. – Т. 317. – № 3. – С. 13 – 16.
4. Коробочкин В.В. Процессы получения нанодисперсных оксидов с использованием электрохимического окисления металлов при действии переменного тока: Дис. … докт. техн. наук. Томск, 2004.- 273 с.
5. Никифорова Е.Ю., Килимник А.Б. Закономерности электрохимического поведения металлов при наложении переменного тока // Вестник ТГТУ. – Тамбов, 2009. – Т. 15. – № 3. – С. 604 – 614.
6. Розенфельд И.Л., Жиганова К.А. Ускоренные методы коррозионных испытаний. – М.: Металлургия, 1966. – 347 с.

ОЧИСТКА ВОДЫ ОТ СОЛЕЙ ВРЕМЕННОЙ ЖЕСТКОСТИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИМ СПОСОБОМ С ПРИМЕНЕНИЕМ АММИАЧНОГО РАСТВОРА

Нгуен Мань Хиеу, Н.В. Маланова
Научный руководитель профессор В.И. Косинцев
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время жёсткость воды является проблемой, особенно для технологического производства, где требуется очень высокая степень очистки воды. При нагревании воды, соли жесткости, выпадающие из пересыщенных растворов воды в виде накипи на стенках теплового оборудования как техногенного, так и бытового, приводят к дополнительным тепловым, а следовательно к энергетическим затратам, т.е. к затратам электрической энергии. Кроме этого, повышенная жёсткость воды негативно сказывается на здоровье человека, вызывая различные заболевания, включая сердечно-сосудистые. Поэтому удаление солей жёсткости из воды – задача весьма актуальная.

Для умягчения воды применяют различные методы: термические, ионные обмены, реагентные. Но эти методы обладают существенными недостатками.

При использовании термического метода умягчения воды полностью устранить жесткость не удается, поскольку карбонат кальция хотя и незначительно (13 мг/л при температуре 18 °С), но все же растворим в воде. Кроме того, недостатками метода являются огромные энергозатраты и большая потеря воды в виде паров при нагревании.

Умягчение воды методом ионного обмена дает глубокую степень очистки воды, но при этом необходимо использовать большой расход реагентов и воды для отмывки ионита от регенерационного раствора. Также образуется большое количество сточных вод, качество которых не соответствует нормативам.

При реагентной обработке ионы Ca^{2+} и Mg^{2+} связываются в практически нерастворимые соединения с последующим их отделением в осветлителях и фильтрах, но эти методы не применяются для подготовки питьевой воды из-за высокой щелочной реакционной среды.

В данной работе рассмотрен процесс очистки воды от солей временной жесткости гидродинамическим способом с применением аммиачного раствора. Сущность метода заключалась в предварительной обработке водных растворов с получением водных микропузырьковых газожидкостных сред, введении в обработанные растворы аммиачной воды и дальнейшем удалении солей жесткости из раствора водопроводной воды в виде осадка.

Для изучения процесса умягчения использовали модельный раствор $CaCl_2 + NaHCO_3 + NH_4OH$ с содержанием ионов кальция 76,15 ì ã / äì ^{3}, гидрокарбонат-ионов 240,27 ì ã / äì ^{3}.

Было установлено [1], что подвижность ионов в системе ($H_2O - Ca(HCO_3)_2$) составляет 755,38 ñì ^{2} / (Ом-г-экв), а в системе $(H_2O - Ca(HCO_3)_2 - NH_4OH)$ – 1026,8 ñì ^{2} / (Ом-г-экв) и при умягчении происходят следующие реакции:

$$Ca(HCO_3)_2 + NH_4OH \leftrightarrow CaCO_3\downarrow + (NH_4)_2CO_3 + 2H_2O \quad (1)$$

$$Ca(HCO_3)_2 + NH_4OH \leftrightarrow CaCO_3\downarrow + NH_3 + 2H_2O + CO_2 \quad (2)$$

$$CO_2 + H_2O + 2NH_3 \leftrightarrow (NH_4)_2CO_3 \quad (3)$$

$$CO_2 + 2NH_{3(p)} + H_2O_{(æ)} \leftrightarrow (NH_4)HCO_3 \quad (4)$$

На основании вышеизложенного можно сделать вывод, что при добавлении аммиака в систему $H_2O - Ca(HCO_3)_2$) увеличивается подвижность ионов на 26,4%, т.е. интенсифицируется процесс образования кристаллов $CaCO_3$.

Так как процесс удаления солей жесткости является гетерогенным, то одним из наиболее перспективных путей интенсификации процесса является радикальное увеличение степени дисперсности систем, переход на мелкодисперсные газожидкостные среды [2].

Была предложена установка и метод удаления солей временной жесткости воды, основанные на предварительной обработке водных растворов с получением водогазовой дисперсионной системы, которая образуется в гидродинамических генераторах. Принцип работы генератора заключается в том, что жидкость из водопроводного крана поступает в барботажную колонку. После заполнения барботажной колонки водой, газ из ресиверной емкости поступает в барботёр. Под давлением газ в виде пузырьков диаметром 0,5-1 мм поступает в жидкую среду, где растворяется под давлением. Концентрация растворенного в жидкости газа согласно закону Генри прямо пропорциональна давлению. Жидкость с растворенным в ней газом поступает на специальное форсуночное устройство, представляющее сопло определенной геометрии и кавитационное устройство. В результате резкого сброса давления в кавитационном устройстве образуется микропузырьковая газожидкостная среда (МГС) с диаметром пузырьков 10-20 мкм [3]. За счет образования газожидкостной пузырьковой системы при прохождении водных растворов через гидродинамический генератор происходит увеличение поверхности контакта фаз, что позволяет интенсифицировать процесс удаления солей жесткости с последующим применением водного раствора аммиака для удаления ионов кальция и магния.

Результаты экспериментов представлены в таблицах.

Таблица 1

Изменение физико-химических свойств водопроводной воды после предварительной обработки водных растворов с получением МГС

До обработки МГС				
Концентрация HCO_3^-, мг/л	Жесткость, °Ж	pH	УЭП, мкСм/см	Солесодержание, мг/л
390	6	7,246	573	278
С обработкой МГС				
390	6	7,390	554	271

Из таблицы 1 видно, что после обработки водных растворов с получением микропузырьковых газожидкостных сред pH раствора увеличивается из-за освобождения свободной углекислоты (процесс

образования микропузырьковой газожидкостной среды является обратным процессом аэрации), в то время как удельная электропроводность и солесодержание раствора уменьшаются.

При введении в систему раствора аммиака, как показано в таблице 2, удельная электропроводность, pH и солесодержание увеличиваются, в то время как временная жесткость воды уменьшается.

Таблица 2

Изменение физико-химических свойств обработанной водопроводной воды от концентрации раствора аммиака

С обработкой МГС в аммиачной среде				
Количество NH_4OH, мл/л	Жесткость, °Ж	pH	УЭП, мкСм/см	Солесодержание, мг/л
0,025	5	8,9	606	293
0,05	4,8	9,1	611	297
0,1	2,4	9,5	624	303
0,2	2,2	9,7	705	343

Применение данного способа очистки воды позволять умягчить водопроводную воду до 2,2 °Ж при исходной жёсткости 6 °Ж. Эффективность очистки будет увеличиваться с усовершенствованием технологии создания микропузырьковой газожидкостной среды, т.е. данный метод является перспективным.

Литература

1. Маланова Н.В., Косинцев В.И., Сечин А.И., Яворовский Н.А., Нгуен Х.М. Термодинамический расчет равновесных концентраций ионов кальция при удалении солей временной жесткости с применением реактивов // IV Международная студенческая электронная научная конференция «Студенческий научный форум 2012» // http://www.rae.ru/forum2012/pdf/1404.pdf
2. Куликова М.В. Устранение временной жесткости воды аммиачным способом в аппаратах интенсивного перемешивания: Автореферат. Дис. … канд. техн. наук. – Томск, 2011. – 19 с.
3. Бошенятов Б.В. Гидродинамика микропузырьковыхгазожидкостных сред // Известия Томского политехнического университета. Технические науки. – Томск, 2005. – Т. 308. – №6. – С. 156 – 160.
4. Косинцев В.И., Маланова Н.В., Сечин А.И. Умягчение водных растворов с применением гидродинамического способа // Современные наукоемкие технологии. – Москва, 2012. – № 11. – С. 66.

РАЗРАБОТКА РЕСУРСОСБЕРЕГАЮЩЕЙ ТЕХНОЛОГИИ ПОЛУЧЕНИЯ ДИОКСИДА КРЕМНИЯ ИЗ РАСТИТЕЛЬНОГО СЫРЬЯ

Нгуен Тхи Нгок Ань

Научный руководитель доцент С.В. Эрдман

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Кремний является одним из элементов, достаточно хорошо изученных человеком. Анализ научной литературы показывает, что он упоминается более чем в 25 тысячах литературных источников. Диоксид кремния играет важную роль в различных областях таких, как производство стекла, керамики, абразивов, бетонных изделий, получение кремния, а также как наполнитель в производстве резин, при производстве кремнезёмистых огнеупоров, в хроматографии и др.

Таблица

Производительность диоксида кремния

Масса золы, г	Концентрация NaOH, моль/л	Масса SiO_2, г	Масса SiO_2 по теории	Производитель-ность, Н%
20	0,5	0	17,04	0
20	1	8,954	17,04	52,55
20	1,5	9,944	17,04	58,36
20	2	12,265	17,04	71,98
20	2,5	12,342	17,04	72,43
20	3	12,93	17,04	75,88
20	3,5	13,43	17,04	78,81
20	4	14,694	17,04	86,23
20	4,5	15,642	17,04	91,8
20	5	16,329	17,04	95,83
20	5,5	16,133	17,04	94,68
20	6	16,375	17,04	96,1

Двуокись или диоксид кремния – это наиболее устойчивое и характерное соединение кремния с кислородом. Химическая формула SiO_2. Свободная двуокись кремния (кремневый ангидрид, кремнезем) в природных условиях встречается в виде минерала кварца, из которого состоит обычный песок, а также кристобалита и тридимита. Диоксид кремния образуется с выделением значительного количества тепла ($Si + O_2 = SiO_2 + 203$ êêàë) и представляет собой бесцветное твердое вещество, имеющее температуру плавления 1713°C. Не растворим в воде и не подвержен воздействию кислот, за исключением плавиковой – HF.

Рисовая шелуха, главными составляющими которой являются целлюлоза, лигнин и минеральная зола, состоящая на 92-97% из диоксида кремния, представляет собой крупнотоннажный побочный продукт производства риса. Утилизация этого отхода представляет собой важную техническую задачу. Подвергнутая физико-химической переработке рисовая шелуха может служить ценнейшим сырьем для получения всевозможных соединений кремния, обладающих уникальными свойствами. Переработка рисовой шелухи состоит из следующих операций: выщелачивание рисовой шелухи раствором минеральной кислоты; промывка водой; сушка; сжигание шелухи при температуре 550 °C в течение 2 часов. Результаты приведены в таблице.

Анализ экспериментальных данных показал, что диоксид кремния, полученный данным методом, является высокочистым и может быть рекомендован к использованию в технической промышленности.

ИССЛЕДОВАНИЕ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ЗОЛЫ УГЛЕЙ КУЗБАССА С ЦЕЛЬЮ ЕЁ УТИЛИЗАЦИИ

А.П. Полторанина, К.Ю. Черкашина, Ю.И. Клюйкова

Научные руководители доцент И.В. Фролова, доцент В.В. Тихонов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Добыча и потребление угля в России увеличивается с каждым годом. На тепловых электростанциях России, работающих на каменном угле, образуется до 40 млн. т в год зольных отходов, а используется только около 4 %. Остальное размещается на территории золошлакоотвалов. Из всего количества используемых зольных отходов 30 % применяется для нейтрализации кислых почв (химический мелиорант), 0,2 % – для производства химических удобрений, 0,02 % – для извлечения редких и рассеянных элементов, а остальное используется для производства бетонов, кирпича, шлакоблоков, цемента и т.д. [3].

В последнее время в России экологическим аспектам развития техники и технологии стали уделять более пристальное внимание, в связи с чем вновь актуальным стал комплексный подход в решении задач по утилизации различных отходов, в том числе зол и шлаков, которые обладают специфическими свойствами, определяющими возможность их эффективного использования в производстве различных строительных материалов, что подтверждается многолетними научными исследованиями и практическим опытом [4].

Известно, что золу ГРЭС можно применять при изготовлении как монолитных, так и сборных бетонных и железобетонных конструкций. Использование золы позволяет управлять процессами структурообразования, регулировать подвижность и жизнеспособность бетонной смеси (интервал времени до потери смесью подвижности), скорость твердения и прочность в заданном возрасте [1].

Эффективным направлением является использование зол в шлакосиликатных бетонах, применяемых для ремонта аэродромов, дорог, мостов, а также для устройства щелоче- и кислотостойких полов в животноводческих комплексах, цехах химических, металлургических и других производств, работающих с агрессивными средами.

Зольный вяжущий материал может найти широкое применение для изготовления строительных конструкций влажно-воздушного и гидротермального твердения. Данным материалом можно заменить цемент при производстве товарных бетонов, строительных растворов и готовых изделий, выпускаемых строительными комбинатами. Особенно целесообразно создавать такие комбинаты в непосредственной близости от ТЭЦ и ГРЭС.

Состав золы и шлаков определяется минеральным составом углей, который зависит от месторождения, глубины залегания пластов, методов добычи и обогащения, причем зольность угля постоянно повышается.

Объектом исследования в работе явилась зола Томской ГРЭС, работающей на углях Кузбасса. Пробы исследованной нами золы отобраны из отвала, непосредственно прилегающего к выводным трубам, через которые зола выносится водой в виде пульпы из котельных установок станции.

По макроскопическим признакам зола отвала представляет собой сыпучий материал темно-серого цвета, вскипающий при действии соляной кислоты. Особенностью состава золы является преобладание в ней стекловидного вещества в виде сферических образований. Их поверхность оплавленная, гладкая, блестящая. Цвет преимущественно светло-серый. Встречаются шарики белого, буровато-серого цвета. Большинство шариков имеют пузырчатое строение – пустотелые и реже встречаются плотные. При размоле сферические частицы разрушаются и дают однородную тонкозернистую массу. Химический состав исследуемого материала, определённый методом химического анализа, приведён в таблице 1.

Таблица 1

Химический состав золы

Наименование	Содержание оксидов, %							
	SiO_2	Al_2O_3	Fe_2O_3	MgO	CaO	TiO_2	SO_3	п.п.п.
Зола ТЭЦ	62,49	20,80	3,96	1,81	3,30	0,17	0,23	7,24

Химический состав золы соответствует составу монтмориллонитовых глин, которые, вероятно, сопутствовали процессам образования углей разрабатываемых месторождений. Потери при прокаливании обусловлены наличием кокса и несгоревших частиц угля. Известно, что частицы несгоревшего угля в присутствии влаги легко окисляются, увеличиваясь при этом в объёме до 15% и более [1]. Поэтому высокое содержание в золе потерь при прокаливании является нежелательным.

Физико-механические характеристики золы, определённые по стандартным методикам, представлены в таблице 2.

Таблица 2

Физико-механические характеристики золы

Наименование	Влажность, %	Удельная поверхность, ñì ^{2} / ã	Удельный вес, ã / ñì ^{3}
Зола углей Кузбасса	30,37	3560	3,44

Важной характеристикой дисперсных материалов является их гранулометрический состав. В данной работе гранулометрический состав определен методом ситового анализа. Результаты приведены на рисунке 1.

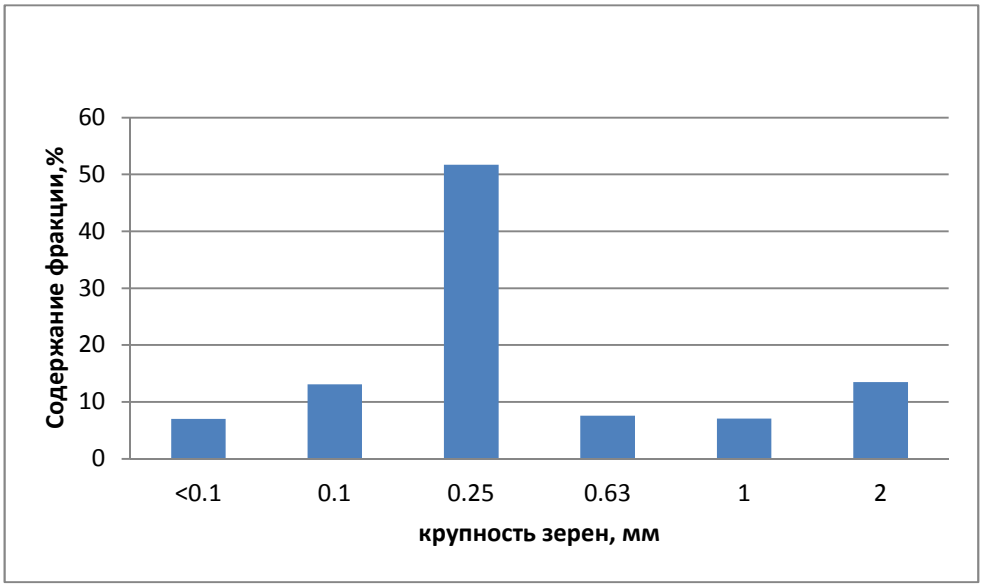


Рисунок 1. Гранулометрический состав золы ГРЭС

В данной работе рассмотрена возможность использования золы для изготовления вяжущего. Известно, что зола без дополнительной обработки вяжущими свойствами не обладает. Её активность возрастает после дополнительного размалывания (до удельной поверхности в 5000-5200 ñì ^{2} / ã). Активность размолотой золы равна от 3 до 6 êã / ñì ^{2} в 28-дневном возрасте [1].

Вяжущие свойства исследуемой золы резко возрастают при введении в неё активирующих добавок, например гашеной или негашеной извести. При добавлении извести от 10 до 30 % возрастает гидравлическая активность зольного вяжущего, уменьшается время начала схватывания. Активность известково-зольного вяжущего находится в прямой зависимости от степени его измельчения.

Литература

1. Волженский А.В., Иванова И.А., Виноградов Б.Н. Применение зол и шлаков в производстве строительных материалов. – М.: Стройиздат, 1984. – 216 с.
2. Крашенинникова Н.С., Эрдман С.В., Коробочкин В.В., Фролова И.В. Химическая технология неорганических веществ: Лабораторный практикум. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – 172 с.
3. http://www.sts54.ru/penobeton/zola_unosa.php
4. Пат. 2452703 МПК C04B7/28 Золоцементное вяжущее (зольцит) на основе кислых зол тепловых электростанций. Прокопец В.С., Хлестунов В.М. Заявлено 15.06.2010; Опубл. 10.06.2012.

ЗАВИСИМОСТЬ СТЕПЕНИ ПРЕВРАЩЕНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ГОРЮЧИХ СЛАНЦЕВ И СОСТАВА ПРОДУКТОВ ОТ pH СРЕДЫ МЕХАНООБРАБОТКИ

В.В. Савельев [1,2]

Научный руководитель профессор А.К. Головко [1]

[1] ***Институт химии нефти СО РАН, г.Томск, Россия***

[2] ***Национальный исследовательский Томский государственный университет, г.Томск, Россия***

Тенденция увеличения объема потребления продуктов нефтехимической промышленности (топливо, смазки и др.), и сокращения запасов и добычи легких нефтей заставляет искать альтернативные источники углеводородов. В качестве таких источников можно использовать сырье, такое, как уголь, горючие сланца, природные битумы, запасы которых в несколько раз превышают запасы нефти. Однако особенности состава и структуры компонентов альтернативных источников углеводородов обусловливают необходимость использования для их деструкции новых высокоэффективных способов воздействия, таких как сверхкритическая экстракция, обработка СВЧ-излучением, механообработка и др. Для высокозолистых твердых каустобиолитов, таких как горючие сланцы, наиболее перспективно применение механохимической обработки.

В качестве объекта исследования использовался высокозолистый горючий сланец месторождения Хуут Булаг с содержанием 0,9 % битумоидов и 11,1 % мас. нерастворимого органического вещества – керогена. Минеральная составляющая сланца представлена преимущественно карбонатно-глинистыми компонентами. Механообработку сланца проводили с добавлением концентрированных кислот (HCl) и оснований (NaOH). Соотношение жидкая среда:образец составляло 1:2 по весу. Термолиз предварительно механообработанных образцов проводили в автоклаве в среде воды в течение 1 час при 350 °C.

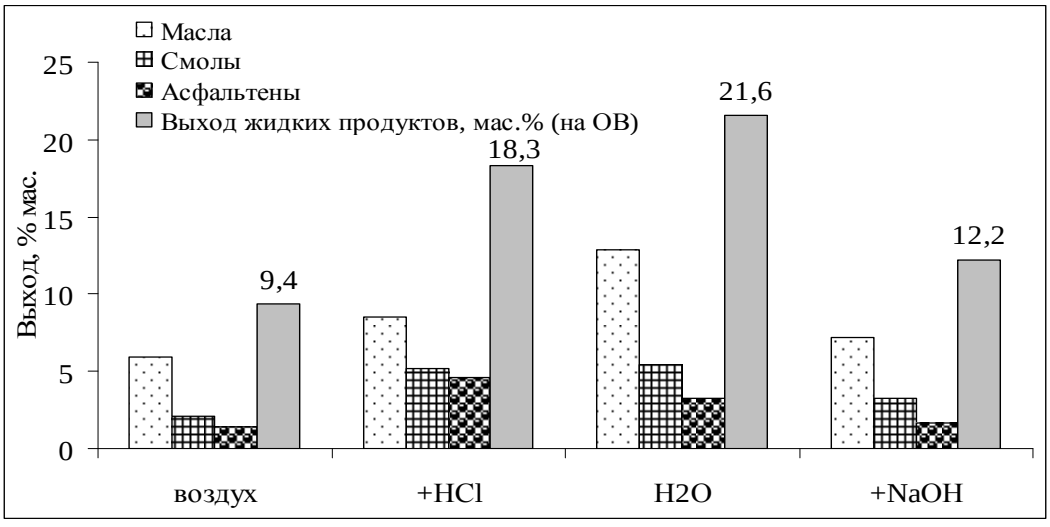


Рис. 1. Выход и вещественный состав жидких продуктов, полученных при механообработке горючего сланца (время - 10 мин., скорость вращения реакторов – 1820 ì è í $^{-1}$)

На рисунке 1 представлены данные по выходу и вещественному составу жидких продуктов горючих сланцев после механообработки. Наибольший выход жидких продуктов, полученных после механоактивации сланца, наблюдается в среде воды и составляет около 22 % мас. в пересчете на органическое вещество. Применение кислоты при механообработке горючего сланца также увеличивает выход жидких продуктов до 15-18 % мас. по сравнению с механообработкой сланца в воздухе. Очевидно, это связано с разложением соляной кислотой карбонатов сланца и вовлечением в процессы механодеструкции большего количества керогена.

На рисунке 2 приведены данные по выходу и вещественному составу жидких продуктов акватермолиза горючих сланцев после предварительной механообработки. Выход и состав продуктов, полученных при термической деструкции органического вещества сланцев, существенно разнятся от таковых, полученных при механообработке. Из представленных данных видно, что существенную роль при предварительной

механообработке сланца играет pH среды. Использование кислоты при механообработке сланца с последующим акватермолизом позволяет получить около 80 % мас. жидких продуктов на органическое вещество сланца. При акватермолизе сланца без механообработки выход жидких продуктов не превышает 30% мас., а при предварительной механообработке горючего сланца в воздухе, в среде воды или оснований выход жидких продуктов достигает 53 % на органическое вещество сланца.

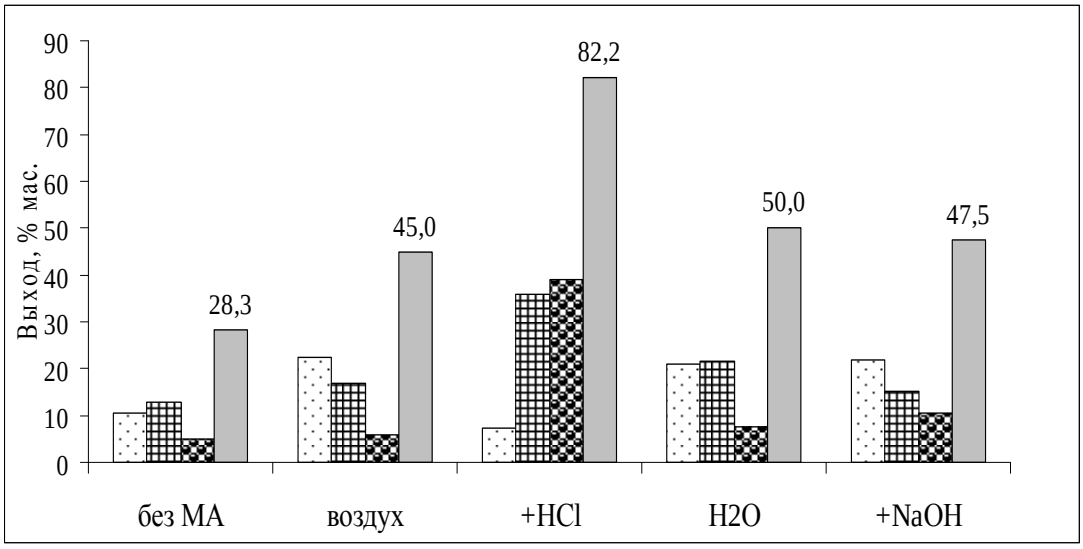


Рис. 2. Выход и вещественный состав жидких продуктов, полученных при акватермолизе (1 час, T=350 °C) предварительно механообработанного горючего сланца

Показано, что предварительная механообработка горючего сланца при высоких значениях pH среды позволяет в процессе последующего термолиза увеличить выход жидких продуктов до 80 % на органическое вещество сланца. Использование щелочной среды при механообработке сланца приводит к незначительным изменениям в выходе и вещественном составе жидких продуктов по сравнению с продуктами, полученных при механообработке сланца в нейтральных средах. В жидких продуктах, полученных после механообработки горючих сланцев, преобладают углеводородные соединения, в продуктах, полученных в процессе последующего акватермолиза – смолисто-асфальтеновые вещества.

МОДЕЛИРОВАНИЕ УСЛОВИЙ КАРБОНИЗАЦИИ ПРОДУКТОВ НЕРАВНОВЕСНОГО ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОГО ОКИСЛЕНИЯ МЕДИ И АЛЮМИНИЯ

Н.В. Усольцева

Научный руководитель профессор В.В. Коробочкин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Разработанная технология электрохимического окисления металлов под действием переменного тока с получением наноразмерных оксидов металлов и их систем [1] была использована для синтеза такой важной системы, как медь-алюминиевая оксидная система. Показано [3], что окисленные продукты электролиза на воздухе подвергаются карбонизации за счет соединений углерода, содержащихся в воздухе. Продуктами карбонизации являются основной карбонат меди и гидрат карбоната меди-алюминия. Последнее соединение представляет особый интерес, поскольку его слоистая структура обеспечивает формирование оксидной системы с ценными характеристиками пористой структуры [4, 5].

Являясь природным источником реагента, воздух обладает таким недостатком, свойственным всем природным источникам, как непостоянство состава, следовательно, нестабильностью свойств продуктов. Относительно продуктов неравновесного электрохимического окисления меди и алюминия, нестабильность характеристик воздуха проявилось в образовании одного или обоих приведенных выше соединений. Принимая во внимание изложенное, была проведена работа, нацеленная на создание условий для протекания карбонизации за счет неприродного источника диоксида углерода.

В качестве такого источника был использован гидрокарбонат натрия ($NaHCO_3$). Данный реагент является легкодоступным и для его разложения требуется невысокая температура.

Методика неравновесного электрохимическое окисление меди и алюминия представлена в [2]. Ранее установлено [3], что сушка продукта электролиза при остаточном давлении 3-5 кПа позволила избежать образования указанных выше карбонатов. Согласно результатам рентгенофазового анализа продукт электролиза состоит из оксида меди (I) и оксигидроксида алюминия (бемита). Продукт электролиза не отмывался от ионов электролита во избежание изменения его фазового состава при старении под раствором.

Для сравнения интенсивности карбонизации в естественных и искусственных условиях продукт неравновесного электрохимического окисления меди и алюминия был разделен на две части. Карбонизация одной части проводилась за счет диоксида углерода, содержащегося в воздухе, а другой с помощью диоксида углерода, образующегося при разложении гидрокарбоната натрия.

Разложение гидрокарбоната натрия в результате нагрева протекает по реакции:

$$2NaHCO_3 = Na_2CO_3 + CO_2 + H_2O\,. \quad (1)$$

Для насыщения суспензии продукта электролиза диоксидом углерода газ, выделяющийся при разложении гидрокарбоната натрия, пропускался через суспензию, помещенную в колбу Бюхнера. О выделении диоксида углерода судили по качественной реакции с гидроксидом кальция:

$$CO_2 + Ca(OH)_2 = CaCO_3 + H_2O\,. \quad (2)$$

Диоксид углерода, не растворившийся в суспензии, из колбы Бюхнера подавался в колбу с раствором гидроксида кальция. Образующийся по реакции 2 карбонат кальция выпадал в осадок.

В процессе барботажа, образование карбонатов не наблюдается. Исходная суспензия представляет собой продукт электролиза, равномерно распределенный по объему раствора электролита. После того, как через суспензию был пропущен газообразный продукт разложения гидрокарбоната натрия, продукт электролиза оседал в течение нескольких минут. Дестабилизация суспензии может быть вызвана уменьшением толщины двойного электрического слоя и заряда коллоидных частиц вследствие химического растворения диоксида углерода.

Продукт электролиза, имеющий характерную для оксида меди (I) желтую окраску, хранился в статических условиях под раствором, насыщенным диоксидом углерода. Через сутки верхний слой осадка приобрел характерную для карбонатов голубую окраску. Со временем вся масса осадка подверглась карбонизации. Для того, чтобы избежать воздействия воздушной среды на состав продукта после искусственной карбонизации продукт электролиза не отмывался от ионов электролиза и сушился при остаточном давлении 3-5 кПа, затем в печи при температуре 110 °С в среде воздуха. Согласно результатам рентгенофазового анализа высушенного образца (рис. 1), продукт неравновесного электрохимического окисления меди и алюминия, подвергнутый искусственной карбонизации, состоит из основного карбоната меди $Cu_2(OH)_2CO_3$, оксида меди Cu_2O и бемита AlOOH.

Вследствие отсутствия фазы двойного карбоната меди-алюминия, представляющей наибольший интерес, карбонизация с использованием неприродного источника оксида углерода нецелесообразна. Тем не менее, не следует оставлять без внимания факт того, что карбонизация продукта неравновесного электрохимического окисления меди и алюминия может быть осуществлена. Каково бы ни было применение продукта электролиза, в том числе содержащего карбонаты, его следует отделить от ионов электролита. В данной работе выделение целевого продукта проводилось методом декантации. Как известно, по мере удаления электролита увеличивается толщина двойного электрического слоя. Это вызывает электростатическое отталкивание частиц, как следствие, снижение скорости осаждения вплоть до стабилизации суспензии. При отмывке продукта электролиза наблюдалось замедление осаждения и некоторая стабильность суспензии, однако, основная часть продукта оседала достаточно быстро. В процессе декантации продукт электролиза, подвергнутый искусственной карбонизации, контактировал с воздушной средой. Таким образом, сушка при минимальным остаточным давлением не имеет смысла (рис. 2).

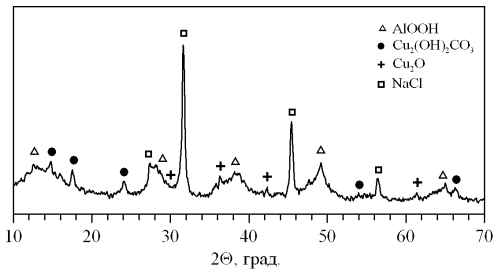


Рис. 1. Рентгенограмма продукта электролиза, подвергнутого искусственной карбонизации и сушке при минимальном остаточном давлении

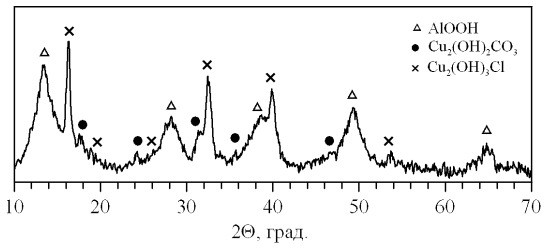


Рис. 2. Рентгенограмма продукта электролиза, подвергнутого искусственной карбонизации и сушке в среде воздуха

Различие фазового состава продуктов естественной и искусственной карбонизации, по-видимому, обусловлено содержанием растворенного диоксида углерода в надосадочной жидкости. В условиях естественной карбонизации пониженное содержание растворенного диоксида углерода приводит к формированию двойного карбоната меди-алюминия, а повышенное – способствует образованию основного карбоната меди. Данный вывод основывается на сравнении фазового состава продукта естественной карбонизации при разных условиях [6]. При пониженном содержании растворенного оксида углерода в надосадочной жидкости, о чем свидетельствует низкая скорость процесса карбонизации, формируется только двойной карбонат меди-алюминия. Достаточно высокое содержание растворенного оксида углерода создает условия, благоприятные для формирования обоих указанных выше углеродсодержащих фаз. Наибольшее содержание растворенного диоксида углерода при условии искусственной карбонизации приводит к формированию основного карбоната меди и не дает возможности для формирования двойного карбоната меди-алюминия. Барботаж газообразного продукта разложения гидрокарбоната натрия через суспензию продукта электролиза приводит к значительному насыщению надосадочной жидкости диоксидом углерода. Об этом свидетельствует тот факт, что надосадочная жидкость, оставшаяся после полной карбонизации части продукта электролиза, была успешно повторно использована для карбонизации того же продукта.

Принимая во внимание негативное влияние высокого содержания растворенного диоксида углерода, полагаем, что дальнейшие исследования целесообразно сконцентрировать на контролируемом насыщении раствора. Это позволит установить, при каком содержании растворенного диоксида углерода получается продукт требуемого состава.

Литература

1. Коробочкин В.В. Процессы получения нанодисперсных оксидов с использованием электрохимического окисления металлов при действии переменного тока: Дис. … докт. техн. наук. Томск, 2004.- 273 с.
2. Коробочкин В.В., Усольцева Н.В., Балмашнов М.А. Электрохимический синтез медь-алюминиевой оксидной системы в неравновесных условиях // Фундаментальные исследования. – Москва, 2012. – № 11 (1). – С. 143 – 147.
3. Коробочкин В.В., Усольцева Н.В., Балмашнов М.А. Фазовый состав наноразмерных продуктов неравновесного электрохимического окисления меди и алюминия // Известия Томского политехнического университета. Химия. – Томск, 2012. – Т. 321. – № 3. – С. 59 – 63.
4. Handbook of Layered Materials. Edited by S.M. Auerbach, K.A. Carrado, P.K. Dutta. – New York: Marcel Dekker, Inc., 2004. – 646 p.
5. Rives V. Layered double hydroxides: present and future. – New York: Nova Science Publishers, Inc., 2001. 499 p.
6. Usoltseva N.V., Korobochkin V.V. The Environmental Influence of Substances Obtained by Nonequilibrium Electrochemical Copper and Aluminium Oxidation on Liquid-Phase Carbonization // Образованието и науката на XXI век: Материали за 8-а Международна научна практична конференция. – Том 37. – Лекарство. Химия и химически технологии. – София, 2012. – С. 83 – 85.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПОЛУЧЕНИЯ КОМПЛЕКСНОГО УДОБРЕНИЯ НА ОСНОВЕ ЗОЛЫ УНОСА ОТ СЖИГАНИЯ ДРЕВЕСИНЫ

С.Н. Харитоненко, Чан Ван Чинь
Научные руководители доцент В.В. Тихонов, доцент И.В. Фролова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время в мире есть огромный запас древесных топлив и используется большое число различных видов, таких, например, как дровяная древесина, древесная щепа, гранулированная и брикетированная древесина, кора, опилки, стружка. Древесины являются источником энергии при процессе сжигания и, благодаря расширению практики использования биомассы для производства энергии, растет количество твердых отходов, таких как зола. В связи с увеличением расходов на утилизацию золы, получаемой от сжигания биомассы, встаёт вопрос о необходимости её регулируемого использования. Объектом исследования в данной работе явилась зола уноса от сжигания древесины.

В установках для сжигания древесины обычно присутствуют три фракции золы:

• зольный остаток (подовая зола);
• зола уноса из циклонов;
• зола уноса из фильтров.

Подовая зола образуется на решетке в топке. Эта зольная фракция часто смешивается с минеральными примесями, содержащимися в биотопливе, такими как песок, камни и земля. Минеральные примеси могут вызывать – особенно в котельных установках с неподвижным слоем при большом содержании коры – образование шлака (ввиду понижения температуры плавления) и спекание частиц золы в зольном остатке.

Циклонная зольная пыль включает мелкие, в основном неорганические, частицы золы, уносимые вместе с топочным газом из топки и осаждаемые преимущественно в мультициклонах, расположенных за топкой. Эта зольная фракция, в основном, содержит крупные частицы золы уноса размером более нескольких микрометров.

Фильтрационная зола уноса представляет собой вторую, более мелкую фракцию, осаждаемую в электростатических фильтрах, тканевых фильтрах или в виде конденсационного шлама в блоках конденсации топочного газа (обычного расположенных за мультициклонами). Эта зольная фракция, в основном, включает аэрозоли с частицами диаметром менее 1 мкм [1].

Стандартные значения среднего распределения по массе различных фракций золы относительно общего её содержания в топке с неподвижным слоем, показаны в таблице 1.

Таблица 1

Процентное содержание различных зольных фракций от общего количества золы

Зольная фракция	Кора	Древесная щепа	Опилки
Подовая зола	65 – 85	60 – 90	20 – 30
Циклонная зола уноса	10 – 25	10 – 30	50 – 70
Зола уноса фильтров тонкой очистки	2 – 10	2 – 10	10 – 20

Указанные различия обусловлены применением различных технологий сжигания и различными размерами измельчённого биотоплива. Распределение по массе также зависит от геометрии топки, подачи воздуха для горения, системы управления процессом и используемой технологии отделения пыли.

В таблице 2 показаны средние значения содержания растительных питательных веществ в золе, получаемой при сжигании коры, щепы и опилок. Анализируемые типы золы содержат значительное количество растительных питательных веществ, что делает использование золы экономически привлекательным. Единственное растительное питательное вещество, отсутствующее в золе от сжигания биомассы, – это азот. Во время сгорания топлива азот окисляется и почти полностью уходит вместе с топочными газами[2].

Таблица 2

Средняя концентрация питательных веществ в различных зольных фракциях, получаемых при сжигании коры, щепы и опилок в котельных установках

Питательные вещества	Зольный остаток		Циклонная зольная пыль		Зольная пыль фильтра тонкой очистки	
	Ср. значение	Ст. откл.	Ср. значение	Ст. откл.	Ср. значение	Ст. откл.
CaO	41,7	8,7	35,2	11,8	3,2	6,9
MgO	6,0	1,2	4,4	0,9	3,6	0,7
K_2O	6,4	2,1	6,8	2,3	14,3	7,2
P_2O_5	2,6	1,0	2,5	0,9	2,8	0,9
Na_2O	0,7	0,2	0,6	0,3	0,8	0,6
Примечание: Концентрация в весовых процентах (по сухой массе). Типы используемой биомассы: щепа и кора ели. Ст. откл. = стандартное отклонение.						

Концентрация кальция в золе, получаемой при сжигании коры и древесной щепы, значительно больше. Для калия и фосфора самые большие концентрации содержатся в золе уноса из фильтров. Значения концентрации магния аналогичны для золы, получаемой при сжигании всех анализируемых видов биотоплива.

Кроме питательных веществ летучие соединения золы включают тяжелые металлы цинка, кадмия, свинца, меди и.т.д. Концентрация летучих и экологически активных соединений тяжелых металлов увеличивается по мере перехода от зольного остатка к зольной пыли. Это объясняется тем, что летучие соединения тяжелых металлов переходят в паровую фазу в процессе сгорания и затем конденсируются, или вступают в реакцию, образуя новые, очень мелкие зольные частицы (аэрозоли), или аккумулируются на поверхности существующих частиц золы уноса. Содержание определенных тяжелых металлов в самых мелких зольных фракциях – фильтрационной золе – значительно превышает соответствующие предельные значения, что не позволяет использовать эту фракцию на сельскохозяйственных полях или в лесах. Следовательно, её необходимо подвергать утилизации или промышленной переработке. Остальные зольные фракции (подовую золу и циклонную золу, которые обычно составляют более 90 весовых процентов) следует смешивать в

определенном отношении (так называемая пригодная зола) и использовать на сельскохозяйственных полях или в лесах для удобрения или известкования.

В данной работе объектом исследования является зола уноса. Важная характеристика золы – гранулометрический состав. Определение гранулометрического состава проводили методом ситового анализа. Результаты приведены на рисунке 1.

По гранулометрическому составу в исследуемой золе находится максимальное содержание фракций с размером менее 0,1 мм. Это означает, что отсев представляет собой в большей степени мелкодисперсные образования, не требующие дополнительного измельчения.

В работе были определены следующие физико-механические характеристики: влажность, удельная поверхность, удельный вес и насыпная плотность. Физико-механические характеристики золы, определенные по стандартным методикам. Уставлено, что исследуемый материал имеет влажность 2,09 %, удельную поверхность 3068 ñì ^{2} / ã , удельный вес 2,37 ã / ñì ^{3} и насыпную плотность 464,9 êã / ì ^{3}.

В данной работе проведено гранулирование золы уноса методом окатывания на тарельчатом грануляторе с углом наклона тарели - 47°, скоростью вращения 150 об/мин, время гранулирования составило 15 мин. В качестве связующего в работе предложено использовать торфогель. Затем уплотненный материал просеивали через набор контрольных сит с целью классификации гранул.

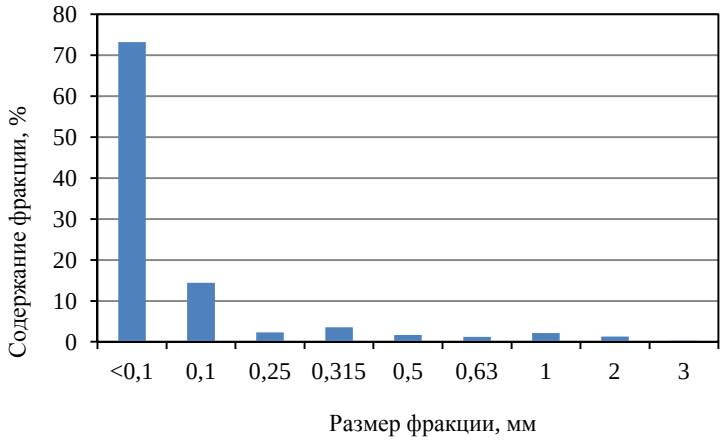


Рисунок. 1. Гранулометрический состав золы

Торфогель представляет собой концентрат в виде гомогенной суспензии темно - коричневого цвета, в состав которого входят более 30 элементов минеральных и органических веществ, включая основные микроэлементы. Торфогель – удобрение со стимулирующим эффектом и фунгицидной активностью, является продуктом кавитационной обработки натурального торфа, в котором при этом переводятся в активную водорастворимую форму соединения азота, фосфора, калия, микроэлементы, а гуминовые кислоты из нерастворимых переведены в растворимые одновалентные соли.

Результаты опытов по гранулированию показали, что процесс гранулирования шихты на основе золы и торфогеля проходил стабильно. Максимальный выход гранул наблюдается при внесении торфогеля в шихту в количестве 60%. При этом выход гранул составил 84%, влажность – 18,2%, прочность гранул – 150-200 г/гранул (диаметр гранул ~0,4 см). Установлено, что с увеличением концентрации торфогеля в шихте увеличивается прочность и снижается влажность полученных гранул, а также улучшаются основные питательные свойства полученных удобрений.

Гранулирование золы позволяет снизить уровень образования пыли в процессе переработки и внесения. Кроме того, уменьшается выщелачивание питательных веществ из золы, что делает ее близкой по составу к почве и снижает возможное активное кислотно-щелочное воздействие на растения.

Таким образом, установлена возможность получения комплексного удобрения на основе золы уноса от сжигания древесины.

Литература

1. Вильдбахер Н. Утилизация золы котельных, работающих на древесном топливе. – Минск, 2007. – 28 с.
2. Obernberger I., Biedermann F., Kohlbach W. FRACTIO – Fraktionierte Schwermetallabscheidung in Biomasseheizwerken. Annual report. Institute of Chemical Engineering, Graz University of Technology. – Austria, 1995.
3. Классен П.В., Гришаев И.Г., Шомин И.П. Гранулирование. – М.: Химия, 1991. – 238 с.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИКИ РАСЧЁТА НА ПРОЧНОСТЬ РОТОРА ЦЕНТРИФУГИ

С.О. Черкасов
Научный руководитель доцент В.М. Беляев
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Разнообразные центрифуги, как устройства для разделения или фильтрования суспензий и эмульсий с использованием центробежной силы, широко используются на предприятиях химической, нефтехимической, металлургической, пищевой, оборонной и других отраслей промышленности. Первая центрифуга была сконструирована германским инженером Лефельдом (W. Lefeld) в 1877 году [1].

Для проектирования роторов центрифуг, которые работают под воздействием центробежных сил вращающейся массы самого ротора и обрабатываемой среды, используется безмоментная (мембранная) теория расчета напряжений, возникающих в механически нагруженных деталях. Эта теория, основанная на гипотезах Г. Кирхгофа (1850 г.), была разработана механиком Х. Ароном (Aron H.) в 1874 году [2] и уточнена в 1935 году [4] математиком и механиком А.Э.Х. Лявом (Love A.E.H.). Нами был проведен сравнительный анализ краевых нагрузок в сопряжениях цилиндрической обечайки с плоским бортом и плоским днищем по методике [7] и по методике из учебного пособия [5] определили значения действующих краевых напряжений по безмоментной теории. Методика расчёта, описанная в учебном пособии [5] является применимой, хотя в результате расчёта значения напряжений и краевых нагрузок получаются больше по сравнению со значениями, рассчитанными по методике, описанной в РД 26-11-17-88 [7]. Значения моментов и поперечных усилий, определяемые по методике РД 26-11-17-88 меньше определяемых по учебному пособию [5], что связано с различиями в методике вычисления перемещений в краевой зоне, поэтому и значения действующих напряжений будут меньше. Несмотря на расхождения в методиках нахождения краевых нагрузок и действующих напряжений в сопряжениях цилиндрической обечайки с бортом и днищем, они достаточно близки друг другу.

Однако безмоментная (мембранная) теория применима для тонкостенных обечаек и имеет ограничения по соотношению толщины стенки к ее радиусу (например, для стали, алюминиевых и медных сплавов при $R \geq 0{,}1$ и $s/R \leq 0{,}2$) и по величине распределенной нагрузки ($p \leq 10$ МПа). Кроме этого, использование в известных нам методиках расчета ротора центрифуги [5-8] приближенного значения радиуса кольцевого сечения, не учитывающего толщину стенки ротора ($R_t = R + s/2 \approx R$), вносит существенную погрешность в определение кольцевых напряжений даже для тонкостенных обечаек ($s/R \leq 0{,}2$).

При проектировании роторов скоростных центрифуг, у которых фактор разделения $Fr > 3500$, величина s/R может быть больше 0,2 и погрешность расчета кольцевых напряжений будет еще выше. В этой связи нами предлагается определять кольцевые напряжения в роторах центрифуг по методике расчета быстровращающихся дисков [3], т.е. рассматривать ротор как быстровращающийся диск с отверстием. Однако в указанном литературном источнике, как и в других цитированных работах [5-8], нет решения задачи быстровращающегося диска с отверстием, нагруженным изнутри распределенной нагрузкой (p_c) от обрабатываемой в центрифуге среды. Нами были взяты выведенные в [3] общие формулы для вычисления кольцевых (σ_t) и радиальных (σ_r) напряжений в быстровращающемся диске:

$$\sigma_t = \frac{E}{1-\mu^2}\left[(1+\mu)C_1 + (1-\mu)\frac{C_2}{r^2} + (1+3\mu)\frac{Ar^2}{8}\right]; \quad \sigma_r = \frac{E}{1-\mu^2}\left[(1+\mu)C_1 - (1-\mu)\frac{C_2}{r^2} + (3+\mu)\frac{Ar^2}{8}\right].$$

По известным радиальным напряжениям на внутренней ($\sigma_{r\hat{a}} = -p_c$) и наружной ($\sigma_{r\acute{i}} = 0$) сторонах обечайки ротора были найдены выражения для констант интегрирования C_1 и C_2:

$$C_1 = \frac{(1-\mu)\,p_C R^2}{E\left(R_{\text{Í}}^2 - R^2\right)} - \frac{(3+\mu)\left(R_{\text{Í}}^2 + R^2\right)A}{8(1+\mu)}; \qquad C_2 = \frac{(1+\mu)\,p_C R^2 R_{\text{Í}}^2}{E\left(R_{\text{Í}}^2 - R^2\right)} - \frac{(3+\mu)\,R_{\text{Í}}^2 R^2 A}{8(1-\mu)}$$

.

При их подстановке в приведенные формулы выражения становятся громоздкими, но применение современных вычислительных средств не вызывает трудностей при их использовании. Вычисленные по полученным в программе MathCAD формулам значения кольцевых напряжений (σ_t) для нормальной центрифуги при s/R < 0,2 и скоростной центрифуги при s/R > 0,2 приведены на рис. 1,2. Значения радиальных напряжений на рисунках не показано из-за их относительной малости по сравнению с кольцевыми напряжениями. Для рис.1 σ_r практически линейно увеличивается от -1,035 до 0, а на рис. 2 – от -7,144 до 0 МПа.

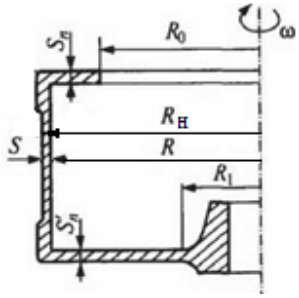
Как видно из рис. 1 максимальное кольцевое напряжение для нормальной центрифуги (Fr =1005) по безмоментной (мембранной) теории при s/R =0,2 незначительно меньше, чем по уточненной методике (84,28-82,72=1,56 МПа). При этом погрешность определения кольцевого напряжения по безмоментной (мембранной) теории дает значение, заниженное на 1,0 % (-1,65 МПа).

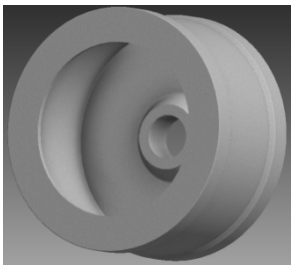
Абсолютная и относительная погрешность значений σ_M вычислялись по формулам:

$$\Delta\sigma_{\text{м}} = \left|\frac{\partial\sigma_{\text{м}}(R_t)}{\partial R_t}\right|\Delta R = \frac{-\omega^2\left|\rho_{\text{с}}R^2 + 2s\rho_{\text{м}}R - \rho_{\text{с}}R_{\text{о}}^2\right|}{2}; \quad \frac{\Delta\sigma_{\text{м}}}{\sigma_{\text{м}}}100\% = \left|\frac{\partial ln\sigma_{\text{м}}(R_t)}{\partial R_t}R_t\right|\frac{\Delta R_t}{R_t} = \frac{-100s}{(2R+s)}.$$

Для скоростной центрифуги (Fr =4047) это различие уже становится весьма существенным (215,0-153,2=61,8 МПа) даже при относительно небольшом отношении s / R =0,25 (рис. 2). А погрешность определения кольцевого напряжения по безмоментной (мембранной) теории дает значение, заниженное на 11,1 % (-38,30 МПа).

Таким образом, предлагаемая методика расчёта ротора центрифуги на прочность существенно влияет на точность расчета скоростных центрифуг, у которых фактор разделения Fr > 3500.





$R_o := 0.3 \cdot м \quad R := 0.4 \cdot м \quad R_н := 0.408 \cdot м$

$\mu := 0.3 \quad \omega := 157 \cdot \frac{1}{с} \quad E := 200000 \cdot МПа$

$\rho_м := 7850 \cdot \frac{кг}{м^3} \quad \rho_с := 1200 \cdot \frac{кг}{м^3}$

$p_с = 1.035 \times 10^6 Па$

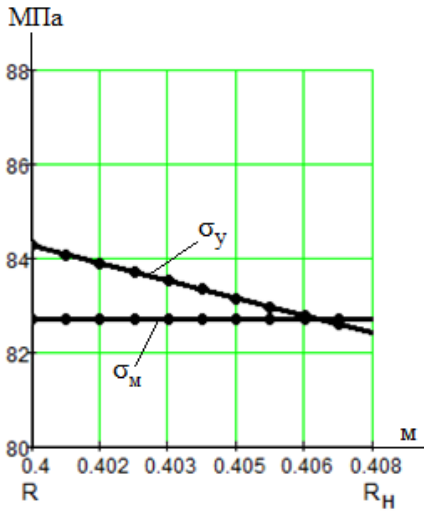


Рис. 1. Кольцевые напряжения в обечайке нормальной центрифуги (Fr =1005) при s/R=0,2 по мембранной теории (σ_M) и по уточненной методике (σ_y)

$R_o := 0.2 \cdot м \quad R := 0.4 \cdot м \quad R_н := 0.5 \cdot м$

$\mu := 0.3 \quad \omega := 315 \cdot \frac{1}{с} \quad E := 200000 \cdot МПа$

$\rho_м := 7850 \cdot \frac{кг}{м^3} \quad \rho_с := 1200 \cdot \frac{кг}{м^3}$

$p_с = 7.144 \times 10^6 Па$

$A := \frac{\mu^2 - 1}{E} \cdot \rho_м \cdot \omega^2$

$p_с := \frac{\rho_с \cdot \omega^2 \cdot \left(R^2 - R_o{}^2\right)}{2}$

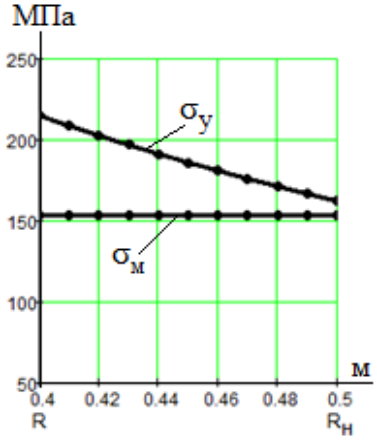


Рис. 2. Кольцевые напряжения в обечайке скоростной центрифуги (Fr =4047) при s/R=0,25 по мембранной теории (σ_M) и по уточненной методике (σ_y)

Литература

1. Использование центрифуги [Электронный ресурс] URL: http://baza-referat.ru/Использование_центрифуги (дата обращения: 31.01.2013).
2. История сопротивления материалов http://mysopromat.ru/uchebnye_kursy/istoriya_soprotivleniya_materialov/ [Электронный ресурс] URL: http://baza-referat.ru/Использование_центрифуги (дата обращения: 31.01.2013).
3. Канторович З.Б. Основы расчета химических машин и аппаратов. – М.: Машиностроение, 1960. – 744 с.
4. Ляв А. Математическая теория упругости. - М.: ОНТИ, 1935. - 674 с.

5. Михалев М.Ф., Третьяков Н.П., Мильченко А.И., Зобнин В.В. Расчет и конструирование машин и аппаратов химических производств. Учеб. пособие. – М.: Машиностроение, 1984. - 302 с.
6. Остриков А.Н., Абрамов О.В. Расчет и конструирование машин и аппаратов пищевых производств. – СПб.: ГИОРД, 2003. – 352 с.
7. РД 26-11-17-88 Роторы центрифуг. Нормы и методы расчета на прочность.
8. Соколов В.И. Основы расчета и конструирования машин и аппаратов пищевых производств: – М.: Машиностроение, 1983. – 447 с.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА В КАЧЕСТВЕ СОРБЕНТОВ ДЛЯ РЕГЕНЕРАЦИИ ОТРАБОТАННЫХ МАСЕЛ

А.А. Шевченко
Научный руководитель доцент О.К. Семакина
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефтяные масла находят широкое и разнообразное применение при эксплуатации современной техники. Каждый год увеличиваются объемы потребления смазочных материалов и, как следствие, объемы отработанных масел. Отработанные нефтепродукты токсичны, имеют невысокую степень биоразлагаемости (10–30 %) и являются опасными отходами, которые подлежат обязательному сбору и утилизации, а в отдельных случаях – уничтожению. Однако законодательство в России по этому вопросу до сих пор отсутствует. 26–77 % всех отработанных масел нелегально сбрасывается на почву и в водоемы; 40–48 % – собирается, но из собранных отработанных масел только 14–15 % идет на очистку, а остальные 26–33 % используются как топливо или сжигаются.

В отработанных маслах идентифицировано 38 химических соединений, которые обладают канцерогенным и мутагенным воздействием, в том числе бензопирен, полихлордифинилы, диоксины, фураны и другие вещества. Два из них – полихлордифинилы и диоксины – включены Стокгольмской конвенцией в список 12-ти самых опасных стойких органических загрязнителей (СОЗ) планеты. Эти отходы являются также одними из основных загрязнителей почвенных вод. Степень воздействия отработанных минеральных масел на гидроресурсы следующая: всего один литр отработанного масла способен загрязнить 7 миллионов литров почвенных вод [1].

На современном этапе развития российской промышленности важным и актуальным является вопрос вовлечения в производство вторичного сырья, а именно отработанных масел, которые представляют собой сырьевую базу для получения ценных нефтепродуктов при надлежащей переработке.

Наиболее эффективным способом утилизации является регенерация отработанных масел, с целью полного восстановления их первоначальных свойств. Не менее важной задачей является вовлечение новых материалов для решения экологических и ресурсосберегающих проблем. Это возможно как с помощью совершенствования известных технологий очистки и регенерации, так и разработки новых эффективных и более экономичных сорбентов. При этом решается как задача снижения расхода природных ресурсов и утилизация отработанных материалов, так и обеспечения предприятий недорогими дефицитными маслами.

Целью данной работы является исследование возможности получения сорбента в виде гранул из отходов производства, который в дальнейшем можно использовать для очистки отработанных минеральных масел.

В качестве отходов использовался минеральный осадок, оставшийся после аэрации артезианской воды, который представляет собой тонкодисперсный порошок красно-коричневого цвета. Исследованиями было установлено, что осадок представлен аморфной формой оксигидрата железа (ОГЖ) с примесью карбонатов [2]. Для предотвращения пыления и удобства работы желательно, чтобы сорбент находился в гранулированном виде (таблетки, черенки, сфера). Для получения сорбента нами был выбран метод экструзионного формования [3] через фильеру с диаметром отверстий 3 мм. Образующиеся при этом длинные цилиндрические черенки разрезают вручную на гранулы размером 5–7 мм и высушивают.

В качестве связующей жидкости использовали метилцеллюлозу (МЦ), поливиниловый спирт (ПВС) и моноалкилфениловый эфир полиэтиленгликоля на основе полимердистиллята (ОП-7). Содержание связующей жидкости в грануле варьировалось от 0,25 до 3 % мас. Для получения пластичной формующейся массы было выбрано оптимальное соотношение твердой фазы и связующей жидкости, Т: СЖ = 1: 0,25–1.

Исследованы физико-механические свойства исходного порошка и полученных гранул сорбента: фракционный состав, прочность на раздавливание в статических условиях, суммарный объем пор.

Полученные гранулы после сушки при комнатной температуре исследовали на прочность в статических условиях в зависимости от концентрации каждой связующей жидкости (рис. 1).

Проанализировав полученные зависимости, сделали вывод, что наиболее высокой прочностью обладают гранулы, полученные с использованием в качестве связующей жидкости ПВС. По сравнению с гранулами, полученными с использованием МЦ и ОП-7, прочность гранул с ПВС больше в 1,6–2 раза.

В дальнейшем была проведена термообработка гранул в течение двух часов при температуре 100 и 250 °С и исследована их прочность на раздавливание (рис. 2–3).

Результаты исследования показали, что прочность гранул, полученных с использованием в качестве связующего ОП-7, после термообработки изменилась незначительно. При использовании МЦ прочность гранул после термообработки уменьшилась, это объясняется разрушением молекул органического вещества под воздействием температуры. Наиболее прочными оказались гранулы, полученные с использованием в качестве

связующего ПВС, их прочность на раздавливание после термообработки увеличилась в 1,5 раза. При этом концентрация ПВС варьировалась в пределах от 0,125 до 1%. . Это можно объяснить свойствами ПВС, который кристаллизуется при термообработке в интервале 80–225 °С, достигая степени кристалличности 68 %.

Суммарный объем пор для полученных гранул определяли по адсорбции паров бензола. Как показали результаты, с увеличением концентрации связующей жидкости объем пор уменьшается. Это объясняется тем, что при сушке из гранул удаляется вода, а увеличение связующего вещества, соединяющего между собой порошкообразные частицы, уменьшает свободный объем пор. Наибольшим объемом пор 0,4 ñì ^{3} / ã обладают гранулы, полученные с использованием в качестве связующего МЦ с концентрацией 0,5–1 % мас. после термообработки при 250°С.

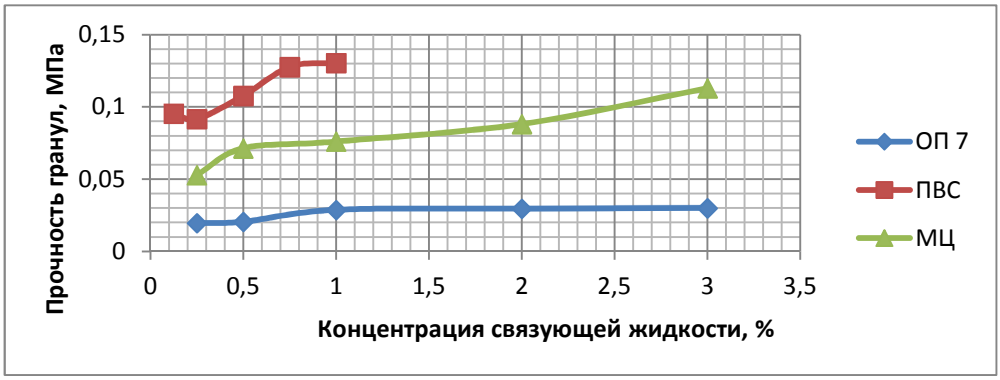


Рис.1. Зависимость прочности гранул от концентрации связующей жидкости при 20 °С

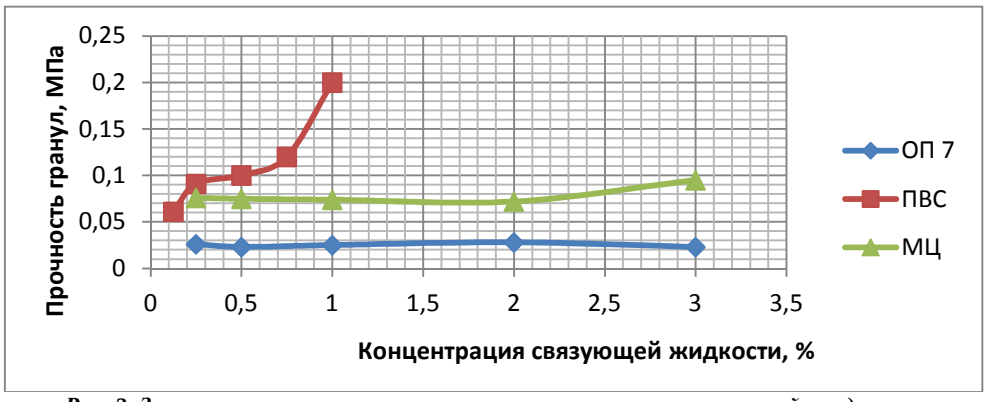


Рис. 2. Зависимость прочности гранул от концентрации связующей жидкости после термообработки при 100°С

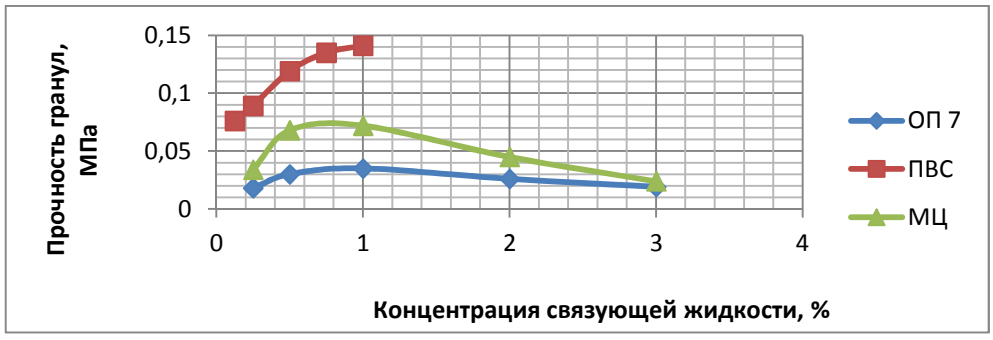


Рис. 3. Зависимость прочности гранул от концентрации связующей жидкости после термообработки при 250°С

Гранулы были исследованы в Институте химии нефти на сорбционную емкость. Результаты показали, что степень извлечения фенола из индустриального масла составила 90–92 %.

Литература

1. Казакова Л.П., Крейн С.Э. Физико-химические основы производства нефтяных масел. – М.: Химия, 1978. – 320 с
2. Каменчук Я.А. Отработанные нефтяные масла и их регенерация: Автореферат. Дис. … канд. хим. наук. – Томск, 2006г. – 24 с.
3. Семакина О.К., Бабенко С.А., Миронов В.М. и др. Гранулирование дисперсных материалов в жидких средах. – Томск: Изд. Института оптики атмосферы СО РАН, 2003. – 346 с.

ПОЛУЧЕНИЕ МАГНЕЗИАЛЬНЫХ ВЯЖУЩИХ ВЕЩЕСТВ НА ОСНОВЕ ПРИРОДНОГО СЫРЬЯ

О.А. Штумпф

Научный руководитель доцент С.В. Эрдман

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Сегодня одной из эффективных разновидностей минеральных добавок в гипсовые и магнезиальные вяжущие являются цеолитсодержащие материалы. Выявлено, что введение цеолитсодержащих добавок повышает прочность, морозо- и термостойкость, коррозионную стойкость. Однако требования ресурсо-, энергосбережения и экологии делают необходимым наращивание исследований по дальнейшей разработке и развитие производства вяжущих материалов на основе природных цеолитов. Особую актуальность приобретает вопрос разработки композиционных магнезиальных вяжущих материалов с вовлечением в производство как местных техногенных, так и природных силикатов магния.

В работе исследована возможность использования цеолитового сырья в производстве магнезиальных материалов для получения декоративно - отделочной плитки и пенобетона.

В качестве объекта исследования были выбраны цеолитовые породы Сахоптинского месторождения - цеолит. Химический состав приведен в таблице 1.

Цеолит – метаморфическая порода светло-коричневого, светло-зеленого или темно-буро-зеленого цвета, характеризующаяся слоистой структурой с открытым двухслойным пакетом слоев. Кристаллы цеолита имеют игольчатую форму [1].

Таблица 1

Химический состав и потери массы цеолита

Содержание оксидов, мас. %						
SiO_2	Al_2O_3	Fe_2O_3	CaO	MgO	K_2O	Δm
64,84	12,77	2,46	2,50	1,79	3,20	11,12

Цеолит предварительно измельчался, затем смешивался с каустическим магнезитом и порошком магнезиальным каустическим в соотношениях от 50 до 70%. Образцы для испытаний изготовлялись в форме кубиков размером 20×20×20 мм.

Гидравлическая активность цеолита была определена по ГОСТ 25094-82 (количество поглощаемого реагента, мг/г исследуемой породы) и по методу М.И. Стрелкова [2]. Результаты приведены в таблице 2.

Таблица 2

Гидравлическая активность цеолита

Гидравлическая активность, мг/г добавки					
По ГОСТ 25094-82		По поглощению из раствора		По методу М.И. Стрелкова	
$Ca(OH)_2$	$CaCl_2$	$Mg(OH)_2$	$MgCl_2$	$CaSO_4$	$MgSO_4$
185	100	175	84	160	87

По гидравлической активности цеолит можно отнести к активным. В зависимости от количества вводимого компонента определялись основные физико-механические свойства разработанных материалов: сроки схватывания; предел прочности при сжатии; водопоглощение; объемная масса, коэффициент водостойкости.

Состав и свойства смешанных магнезиальных вяжущих материалов (табл. 3) свидетельствуют о том, что они характеризуются высокой механической прочностью, стандартными сроками схватывания. Материал обладает высокой водостойкостью.

Результаты проведенных исследований свидетельствуют о целесообразности использования цеолита в производстве смешанных магнезиальных вяжущих материалов.

Таблица 3

Физико-механические свойства смешанных магнезиальных вяжущих материалов на основе магнезиального каустического порошка (ПМК-75) в воздушно-влажной среде и на воздухе

Вяжущее	Соотношение компонентов	Пластичное тесто			Образцы-изделия		
		Нормальная густота, %	Сроки схватывания, мин		Предел прочности при сжатии, МПа		Коэффициент водостойкости
			начало	конец	Возд-влаж ср.	Возд. ср	
Цеолит-ПМК-75-$MgCl_2$	50:50	60	95	210	9,5	5,5	1,7
	60:40	58	170	240	8,8	3,5	2,5
	70:30	56	175	260	4,5	2,0	2,3
Цеолит-ПМК-75-$MgSO_4$	50:50	60	170	250	8,5	2,1	4,0
	60:40	58	195	250	8,1	2,0	4,0
	70:30	56	185	250	8,3	2,0	4,2

Литература

1. Бергер А.С., Яковлев Л.К. О термографической характеристике цеолитов типа А // Журн. прикл. химии. – Санкт-Петербург, 1965. – Т. 38. – № 6. – С. 1240 – 1246.
2. Сендеров Э.Э., Хитаров Н.И. Цеолиты, их синтез и условия образования в природе. – М.: Наука, 1970. – 237 с.
3. Неймарк И.Е. и др. В сб.: «Цеолиты, их синтез, свойства и применение». – М. – Л.: Наука, 1965. – С. 146 – 171.

Секция 12

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ И ПОДГОТОВКА СПЕЦИАЛИСТОВ ДЛЯ БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН В ТОМСКОМ ПОЛИТЕХНИЧЕСКОМ УНИВЕРСИТЕТЕ

В.Д. Евсеев, профессор

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На физической карте страны с детства помнится огромное зеленое пространство, занимающее центральную часть нашей Родины. На этом зеленом пространстве было много горизонтальных черточек, говорящих о том, что в этом месте находится болото. Возникало впечатление, что занимающее центральную часть страны болото и есть главное богатство этого края. Но это был поверхностный взгляд юного школьника на возможное основное богатство Западной Сибири. С начала прошлого века о возможных природных богатствах этого региона шли большие споры. Но даже специалистам не совсем очевидным было наличие огромных запасов нефти и газа в Западной Сибири вообще и на территории Томской области, в частности.

Открытие в 1984 г. кафедры бурения нефтяных и газовых скважин в Томском политехническом институте разрешило затянувшуюся на долгие годы парадоксальную ситуацию, связанную с тем, что Томские высшие учебные заведения даже к началу 80-х годов минувшего века не готовили инженеров для бурения разведочных и эксплуатационных скважин на нефть и газ на территории Томской области. И это несмотря на то, что к тому времени уже 20 лет добывалась нефть на севере Томской области. Необходимо было готовить буровиков-нефтяников на своей земле, опираясь на местные людские ресурсы, обеспечивая стабильное развитие региона. Отметим, что в указанные годы несколько инженеров буровиков-нефтяников было подготовлено по индивидуальной программе на кафедре техники разведки месторождений полезных ископаемых (ТРМПИ) для работы в буровых организациях, занимающихся бурением нефтяных и газовых скважин.

Чем объяснить возникновение и длительное существование такой ситуации? Может быть тем, что тяжело далось открытие нефти на территории Западной Сибири, вообще, и в Томской области, в частности. А может быть тем, что отсутствовали до поры до времени в Томске пассионарные личности, способные не только поставить вопрос на повестке дня о подготовке буровиков-нефтяников в вузах г. Томска, но и способных, главное, воплотить желаемое в действительность. А, может быть, верно и то и другое.

Еще в начале прошлого века неудачные попытки шведской фирмы «Нобиле» найти нефть в Минусинской котловине на некоторое время не только остановили поиск нефти и газа, но и сдерживали появление публикаций на эту тему в научных журналах. И лишь спустя несколько десятков лет в результате кропотливых исследований многих ученых появился план бурения опорных скважин профессора ТПИ М.К. Коровина, успешно реализованный Н.Н. Ростовцевым.

На территории Томской области первая нефть была добыта в 1954 г. с глубины 2500 м при бурении Колпашевской опорной скважины. Летом 1956 г. около пос. Назино Александровского района было начато бурение двух структурно-поисковых скважин. При бурении одной из них 1 февраля 1958 г. появилась нефть. Первый промышленный приток нефти в Томской области был получен 18 августа 1962 г. из скважины № 1, пробуренной на Соснинской площади около села Александровского. В этом же году был получен промышленный фонтан газа с конденсатом из скважины, пробуренной у села Каргасок. Пришло время бурения эксплуатационных скважин в Томской области. Но, вероятно, даже после открытия нефти в недрах Томской области далеко не все понимали, что ее поиск и добыча – это всерьез, надолго и есть большой смысл в подготовке буровиков–нефтяников на Томской земле. Нам думается, это в какой-то степени и явилось причиной того, что в вузах г. Томска так долго не открывалась кафедра, призванная готовить инженеров-буровиков для нефтяной отрасли области.

Положительным откликом региона, на территории которого открываются нефтяные богатства, является организация подготовки специалистов для подъема обеспечения добычи этого богатства, опираясь на местные людские ресурсы. Однако прошли долгие 30 лет со дня открытия нефти в недрах Томской области пока, наконец, была открыта кафедра бурения нефтяных и газовых скважин (БНГС), основной задачей которой стала подготовка инженерных кадров для бурения скважин на нефть и газ.

Инициатором подготовки горных инженеров по специальности 090800 «Бурение нефтяных и газовых скважин» в Томском политехническом институте стал декан геолого-разведочного факультета, профессор ТПИ С.Л. Шварцев, которого поддержали ректор политехнического института, профессор И.П. Чучалин и секретарь партийной организации института, профессор Л.Я. Ерофеев.

Подготовка горных инженеров по специальности «Бурение нефтяных и газовых скважин» была начата в Томском политехническом институте 1 сентября 1982 г. на кафедре ТРМПИ. Практически сразу же после открытия этой специальности началась подготовка документов на открытие самостоятельной кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, которую инициировал доцент кафедры ТРМПИ Ю.Л. Боярко при поддержке декана ГРФ С.Л.Шварцева

Формированием кадрового состава преподавателей и учебно-вспомогательного персонала будущей кафедры занимались зав. кафедрой ТРМПИ, профессор С.С. Сулакшин и доцент Ю.Л. Боярко. Им было поручено

сформировать на базе кафедры техники разведки месторождений полезных ископаемых кадровую основу новой кафедры бурения нефтяных и газовых скважин.

Кафедра БНГС была открыта 1 сентября 1984 г. приказом № 1582 от 22.08.84 г. ректора ТПИ И.П. Чучалина. Заведующим кафедрой был назначен доцент Ю.Л. Боярко. В соответствии с приказом ректора из состава кафедры техники разведки на кафедру БНГС были переведены доценты А.П. Проскурин, Л.С. Редутинский, В.Я. Симонов (Беккер) и учебный мастер А.И. Аликина.

Помещения для кафедры БНГС были выделены на втором этаже двухэтажной пристройки к восьмому учебному корпусу политехнического института. Пришлось потеснить соседей - лабораторию НИИ высоких напряжений. Огромную помощь в решении территориального вопроса оказал ректор ТПИ, профессор И.П. Чучалин.

На 1 сентября 1984 г. кафедра БНГС обучала уже студентов первых трех курсов. Ежегодный набор на первый курс состоял из двух групп студентов дневного отделения и одной группы студентов заочного отделения.

Весной 1985 г. в связи с ростом учебной нагрузки профессорско-преподавательский состав кафедры БНГС пополнился ассистентом, к.т.н., К.И. Борисовым, осенью этого же года – ассистентом В.Д. Евсеевым, в 1987 г. – ассистентом А.Н. Паласухиным, в 1989 г. - к.т.н., доцентом В.И. Рязановым и т.д.

Разработка учебных планов и рабочих программ учебных дисциплин, подготовка лекций, лабораторных и практических занятий для студентов специальности «Бурение нефтяных и газовых скважин» началась первым составом преподавателей еще на кафедре техники разведки месторождений полезных ископаемых. Кафедра ТРМПИ была организована на 30 лет раньше кафедры БНГС. За более чем 30 лет работы на этой кафедре сформировался высококвалифицированный коллектив преподавателей, имеющих большой опыт работы в создании рабочих программ учебных дисциплин, организации производственных практик студентов, организации работы ГАК.

В первые годы самостоятельной жизни кафедры БНГС происходило и создание её учебно-лабораторной базы. Огромную помощь в этом оказали такие производственные предприятия, как Колпашевская нефтегазоразведочная экспедиция и Стрежевское управление буровых работ. Они не только выделили буровой инструмент, но и доставили его на автотранспорте в г. Томск прямо к 8 учебному корпусу политехнического института.

В 1985 г. начала реализовываться научно-исследовательская программа «Нефть и газ Томской области». В соответствии с этой программой кафедрой БНГС была получена лаборатория буровых растворов «Раствор-1», буровой станок СКБ-5, токарный станок и другое буровое оборудование.

С целью повышения качества подготовки специалистов кафедре БНГС пришлось приложить немало сил для организации учебных и производственных практик. Для закрепления теоретических знаний на производственную практику студенты выезжали после второго, третьего и четвертого курсов. Производственную практику они проходили в качестве помощников бурильщика, либо стажерами инженеров-технологов по бурению.

С 1984 г. и по настоящее время студенты в период учебной практики обучались рабочей профессии. Обучение студентов рабочим профессиям - обязательное требование для успешного прохождения ими производственных практик на рабочих местах. До 1996 г. студенты обучались в УКК ПО «Томскнефть» только одной рабочей профессии - помощника бурильщика эксплуатационного и разведочного бурения нефтяных и газовых скважин, а с 1996 г. - еще и профессии помощника бурильщика капитального ремонта скважин.

Защита дипломных проектов, в настоящее время называемых выпускными квалификационными работами (ВКР), на кафедре БНГС началась в 1987 г. В этот год обучение по специальности «Бурение нефтяных и газовых скважин» завершило получением диплома горного инженера 27 студентов очного и заочного отделений: А.Е. Асерчев, Е.Ю. Ачкасов, А.Т. Батеев, Н.Г. Беспалов, И.А.Волков, Е.А. Гензе, Б.П.Демин, В.Н. Иконников, П.В.Ковалева, С.О. Колусенко, А.И. Коршунов, А.М. Кравченко, С.В. Липанчиков, А.М. Мамедов, Л.Г. Незнаева, Ж.Ч. Нурмухаметов, В.М. Пархоменко, Ю.И.Рыбин, Г.А. Сарнаева, В.В. Стенников, Г.А.Степанов, В.М. Суслов, Ю.А.Тонконогов, В.В.Устинов, Е.В.Филиппов, Р.Х. Худайкулыев, А.Ю. Юсубов. Интересно отметить, что первыми инженерами нефтяного бурения стали девушки: Гензе Елена Артуровна, Незнаева Лилия Геннадьевна, Ковалева Полина Викторовна, Сарнаева Галина Анатольевна.

В первые годы становления кафедры БНГС специальность 090800 считалась остродефицитной. Чтобы привлечь абитуриентов, преподаватели кафедры активно занимались новым набором: выезжали в командировки для выступлений перед воинами Советской Армии, выступали в средних школах г.Томска, отвечали на письма, поступающие от иногородних абитуриентов, и пр. В конце восьмидесятых годов на первый курс дневного обучения на специальность 090800 принимали уже три группы студентов. Соответственно возросло и число выпускников кафедры БНГС. Таким было начало подготовки буровиков в Томском политехническом институте по специальности «Бурение нефтяных и газовых скважин».

Со дня основания кафедры БНГС прошло 29 лет, которые были насыщены работой сотрудников кафедры, направленной на повышение качества подготовки выпускников. Со дня первого выпуска в 1987 г. до 2012 г. кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин (с 2003 г. – специальностью БНГС в составе кафедры бурения скважин) подготовлено 906 инженеров для ведения буровых работ на нефть и газ.

Выпускающая буровая кафедра – начальный цех любого бурового предприятия. Этот цех обязан готовить кадры высокой квалификации, от работы этого цеха зависит в значительной степени благополучие и отдельно взятой производственной буровой структуры и благополучие всей отрасли. На протяжении указанного времени кафедра всегда направляла студентов на производственные практики и всегда распределяла студентов на работу в производственные организации Западно-Сибирского региона (Томская и Тюменская области, в

основном). К настоящему времени география распределения выпускников стала обширной: Стрежевской филиал ЗАО «Сибирская сервисная компания», Нефтеюганский филиал ЗАО «Сибирская сервисная компания», ОАО «Нефтепромбурсервис», ООО «Томскбурнефтегаз», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» (Мегионское УБР), ОАО «Нижневартовскбурнефть», ОАО «Когалымнефтегаз», ООО «БСК «ГРАНД», Красноярский филиал ЗАО «Сибирская сервисная компания», ООО Стрежевской филиал «СГК-Бурение», ООО Нефтеюганский филиал «СГК-Бурение», ООО Когалымский филиал «СГК-Бурение» и др.

Расширение географии распределения выпускников кафедры поставило вопрос непрерывного повышения уровня подготовки выпускников. Буровые предприятия Тюменской области на протяжении многих лет ориентировались на выпускников кафедр БНГС Уфимского государственного нефтяного технического университета (ранее УНИ) и Тюменского государственного нефтегазового университета. Вывод напрашивался однозначный: для успешной конкуренции на рынке труда выпускник кафедры БС ТПУ не должен уступать в подготовке своим коллегам-выпускникам родственных кафедр других ВУЗов страны. Для этого необходимо постоянно совершенствовать учебный процесс: учебные планы, содержание лекционного материала и лабораторных и практических занятий, повышать техническое оснащение учебного процесса. Делать это с каждым годом становится сложнее как по причине постоянного снижения уровня подготовки выпускников средних школ, поступающих на направление «Нефтегазовое дело», и растущего у них желания получить высшее образование, не утруждая себя напряженным учебным трудом, так и по причине перехода обучения в ТПУ на двухуровневую учебную траекторию.

Подготовка инженеров по специальности «Бурение нефтяных и газовых скважин» на кафедре прекращена в 2011 г. В этот год защитили выпускные квалификационные работы последние 27 студентов очной формы обучения. Выпуск инженеров заканчивается и на заочной форме обучения.

Поступившие учиться в 2011 г. на кафедру БС, учатся уже по другой образовательной траектории: бакалавратура (4 года) и магистратура (2 года). На кафедре разработана магистерская программа «Строительство глубоких скважин в сложных горно-геологических условиях». Такая траектория обучения принята на Западе. Россия, подписав Болонские соглашения, обязана готовить людей, получающих высшее образование, именно по такой учебной траектории. Задача каждого ВУЗа России и каждой кафедры заключается в том, что бы не опустить уровень подготовки выпускаемых специалистов (бакалавров, магистров).

В последние годы в связи с проводимой в стране реформой высшего образования много ведется разговоров на всех уровнях (от домашней кухни до Министерства образования и науки РФ) относительно того, какими отличительными особенностями должен обладать студент, оканчивающий бакалавратуру, магистратуру высшего учебного заведения.

Для того, чтобы не ошибиться, отвечая на данный вопрос, мы должны четко ответить на самый важный вопрос: «А для чего мы обучаем студентов в высшей школе?». Вопрос совершенно не праздный. В советское время, например, все выпускники высшего учебного заведения обязательно распределялись на производство, все кафедры были одинаковы в несении ответственности за тех, кого подготовили и направили работать на производственные предприятия. В настоящее же время ситуация круто изменилась: выпускники не всех кафедр распределяются на производство и работают там. Многие выпускники ВУЗов находят себе работу в других сферах: продавцами в многочисленных торговых киосках и пр. В этом случае ответственности за качество подготовки студентов у выпускающих кафедр нет. Ситуация в определенном смысле и «хороша»: никто не напишет рекламацию на плохую подготовку студентов, нет острой необходимости в отчислении студентов из учебного заведения, не справляющихся с учебной нагрузкой, можно обучать студентов по любой образовательной траектории, не неся при этом ответственности за качество выпуска и т.п.

Для преподавателей кафедры бурения скважин ответ на поставленный выше вопрос очевиден: выпускник кафедры, как бы он ни назывался (бакалавр, инженер, магистр), должен быть на рынке труда (в буровой организации) более предпочтителен по сравнению с выпускниками кафедр бурения других ВУЗов страны. Конкурентное состязание не только выпускников, но и студентов при прохождении производственных практик, на рынке труда происходит очень просто. Например, в Стрежевской филиал ЗАО «Сибирская сервисная компания» приезжают на работу и на производственную практику выпускники и студенты не только кафедры бурения скважин ИПР ТПУ, но и студенты и выпускники из Уфимского государственного нефтяного технического университета, Тюменского государственного нефтегазового университета, Пермского государственного технического университета и пр.

В настоящее время в России более 20 кафедр в высших учебных заведениях страны готовят специалистов в области бурения нефтяных и газовых скважин. И если раньше Томск был самым восточным городом, в котором готовили инженеров по специальности «Бурение нефтяных и газовых скважин», то в настоящее время таких специалистов готовят в Сибирском федеральном университете (г. Красноярск), Иркутском государственном техническом университете (г. Иркутск), Северо-Восточном федеральном университете им. М.К. Аммосова (г. Якутск). На производственные практики и на работу студенты из перечисленных городов приезжают в Западную Сибирь, в Томскую область. В европейской части страны буровиков-нефтяников стали готовить в гг. Ижевск, Мурманск, Архангельск, Новочеркасск. Выпускники кафедр бурения различных вузов страны стали создавать здоровую, но жесткую конкуренцию при приеме на работу.

Ответственные от предприятия за прием на работу выпускников кафедр бурения скважин различных ВУЗов уже на стадии прохождения студентами производственной практики получают представление об уровне подготовки студентов. И буровое предприятие будет отдавать предпочтение выпускникам и студентам той кафедры, выпускники и студенты которой лучше подготовлены. Такое оценивание подготовки студентов и выпускников происходит на всех буровых предприятиях и в настоящее время. На рынке труда идет постоянное

конкурентное состязание между студентами и выпускниками различных ВУЗов. И только выигрыш в этом состязании обеспечит постоянное приглашение на работу выпускников кафедры (магистров) и студентов на производственную практику.

Делая осознанный выбор программы магистерской подготовки перед поступлением в магистратуру, студент должен учиться по такому учебному плану, который нацелен на максимальное развитие инженерных навыков буровика, если не сформированных в окончательном виде в бакалавриате, то, во всяком случае, четко обозначенных. При учебе в магистратуре уже не допустим переход с одной учебной программы на другую. Три первых семестра должны содержать учебные дисциплины, способствующие более глубокому постижению магистрантами технологии бурения. В учебном плане должны преобладать специальные дисциплины, а не дисциплины, направленные на общее развитие магистранта. Выпускника кафедры бурения скважин ждет не работа продавцом на рынках города Томска, а работа на буровом предприятии в должности инженера. Если же учебный план подготовки магистранта составлен так, что в течение первого года обучения вообще отсутствуют специальные дисциплины, необходимые для подготовки инженера буровика, то означает это то, что кафедра бурения скважин Национального исследовательского Томского политехнического университета превратится в кафедру, выпускники которой будут работать продавцами на вещевых и продовольственных ранках, так как с рынка труда они будет вытеснены выпускниками кафедр бурения скважин других ВУЗов.

Следует вернуться к государственному распределению студентов на производство, но после окончания ими бакалавриата. Это позволит выпускнику сделать перерыв в обучении между бакалавриатом и магистратурой, набраться за это время практического опыта, работая на буровом предприятии, и поможет сделать более осмысленным выбор программы магистерской подготовки, необходимой как буровому предприятию, так и работнику предприятия для его успешной карьеры. Полагаю, что следует уменьшить продолжительность обучения студентов в магистратуре до одного года. Это будет большим преимуществом данной магистерской программы обучения.

Необходимо учебные планы подготовки бакалавров максимально приблизить к учебным планам подготовки инженеров, сократив в них вес общественных дисциплин, но увеличив вес специальных дисциплин. Такой процесс уже идет в вузах исключительно нефтегазовой направленности: УГНТУ (г.Уфа), ТюмГНГУ (г.Тюмень), РГУ им.И.М Губкина (г.Москва). Если этого не сделать в Национальном исследовательском Томском политехническом университете, то рынок труда мы уступим выпускникам кафедр бурения нефтяных вузов страны. И развитие нефтегазового комплекса Западной Сибири будет проходить без нашего активного участия.

ОСНОВНЫЕ ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ОЧИСТКИ СТВОЛА НАКЛОННО--НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ОТ ШЛАМА

В.Ю. Афиян

Научный руководитель ассистент А.В. Епихин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Появление наклонно-направленного бурения относится к концу 90-х годов XIX века. Войслав С.Г. провёл этим способом скважину на воду в районе Брянска. В 1938-1941 в СССР разработаны основы теории непрерывного наклонного регулируемого турбинного бурения при неподвижной колонне бурильных труб. Опыт первого успешного направленного бурения скважины с помощью турбобура был реализован в Бухте Ильича (Баку) по предложению Иоаннесяна Р.А., Шумилова П.П., Тагиева Э.И., Гусмана М.Т. в 1941 году. Это положило начало внедрению турбинного бурения, которое стало основным методом направленного бурения в СССР, а также получило применение за рубежом. В 1972 в СССР наклонно-направленное бурение сооружено около 25% общего метража скважин на нефть. В настоящее время объемы наклонно-направленного бурения составляют до 80-90% от общего объема эксплуатационного бурения. Идет постоянное совершенствование технологий и техники сооружения скважин, разрабатываются новые системы интеллектуальной геонавигации скважин. В последние годы область применения турбобуров существенно снизилась. Им на смену пришли более надежные и обладающие меньшими габаритами винтовые забойные двигатели. При сооружении направленных скважин частично применяется и роторное бурение. В последнее время иностранными компаниями тестируются в геонавигации скважин роторные управляемые компоновки [1-5].

Наклонно-направленное бурение оказывается целесообразным при: сложном рельефе местности (например, при расположении залежи под дном крупного водоёма или под капитальными сооружениями); геологических условиях залегания полезных ископаемых, не позволяющих вскрыть их вертикальными скважинами; кустовом бурении или многозабойном бурении; тушении горящих нефтяных и газовых фонтанов. Стоимость сооружения направленной скважины естественно выше, чем вертикальной и обуславливается затратами на искусственное искривление и вывод в заданную точку пласта, а также издержками на проведение профилактики аварий и осложнений, вероятность которых существенно возрастает. С другой стороны, возможность сооружения до 20 скважин с одного кустового основания позволяет окупить указанные затраты за счет экономии на сооружении отдельно стоящих буровых площадок (если рассматривать эксплуатационное бурение вертикальных скважин) и достигнуть наиболее высоких значений цикловой скорости бурения [1-3].

Не смотря на вековую историю развития технологии, наклонно-направленное бурение имеет ряд проблем. Одна из них связана с проблемой качественной очистки ствола скважины от выбуренного шлама. Это обуславливает многие осложнения и аварии, происходящие в наклонном стволе. Избыточный крутящий момент,

сопротивление расхаживанию бурильной колонны, прихваты бурильного инструмента, потеря циркуляции, кольматация приствольной зоны, плохое качество цементирования, осложнения при спуске каротажного инструмента на стальном канате и др.

Бурение при неполном выносе шлама приводит к образованию так называемых шламовых подушек, которые при подъеме бурильной колонны перемещаются вместе с более широкой частью компоновки низа бурильной колонны (КНБК). В результате чего происходит закупоривание кольцевого пространства, сопровождающееся затяжками, которые могут привести к прихвату с полной потерей циркуляции. Неудовлетворительная очистка забоя скважины является основной причиной сальникообразования.

Появление сальников, в свою очередь, также приводит к прихватам бурильной колонны с потерей циркуляций, что, как правило, существенно снижает механическую скорость бурения, а также из-за уменьшения гидродинамического диаметра вызывает повышение давления на насосе и забое. Причиной сальникообразования, прежде всего, является недостаточное ингибирование бурового раствора, то есть гидратация и разбухание глин при взаимодействии с ним [6]. Кроме этого скопление шлама в скважине приводит к повышению крутящего момента и аксиального трения бурильной колонны, что вызывает «подвисание» бурильной колонны и понижение осевой нагрузки на долото. Из-за диспергирования шлама и насыщения раствора твердой коллоидной фазой, негативно действующей на проницаемость призабойной зоны пласта, повышается стоимость бурового раствора. Шламовые подушки вызывают посадки при спуске бурильной колонны и зарезке боковых стволов. Скопившийся в скважине шлам значительно осложняет проходимость каротажных приборов, что нередко приводит к необходимости дополнительной проработки скважины, а также вызывает проблемы при спуске обсадных колонн, препятствует формированию качественного цементного камня и контакта на границе горная порода – цементный камень [6-8].

Основным условием выноса шлама при бурении вертикальной скважины является превышение скорости восходящего потока над скоростью оседания твердых частиц в используемом растворе. Обеспечение выноса шлама при бурении наклонно-направленных скважин является значительно более сложной задачей, чем при бурении вертикальных скважин. Увеличение угла наклона скважины меняет направление оседания частиц шлама от оси скважины к радиальному, что снижает эффективность выноса шлама потоком и способствует накоплению шлама на нижней стенке скважины [9].

Одним из факторов, оказывающих существенное негативное влияние на эффективность выноса шлама, является неравномерный профиль скоростей потока в кольцевом пространстве, при эксцентричном расположении колонны бурильных труб относительно оси скважины (рис.) [10].

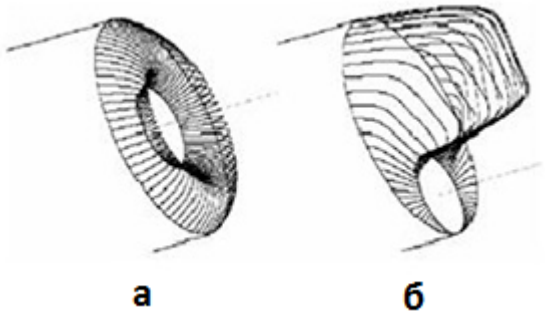


Рис. Профиль скоростей потока бурового раствора в кольцевом пространстве

На рис.а показан пример профиля скоростей при отсутствии эксцентриситета бурильной колонны относительно ствола. В концентричном затрубном пространстве скорость движения раствора равномерно распределена относительно бурильной колонны, а вместе с ней и энергия раствора, обеспечивающая вынос шлама. На рис.б показан профиль скоростей, имеющий смещенную форму, что вызвано эксцентричным расположением бурильной колонны в стволе скважины. Такое положение профиля характерно для наклонно-направленного бурения [10]. В результате смещения профиля максимальная скорость потока достигается над бурильной трубой. Скорости потока в левом и правом пространствах относительно колонны труб остаются минимальными, что способствует накоплению шлама в этих зонах и образованию застойных зон. Профиль скважины оказывает наибольшее влияние на вид профиля скоростей потока бурового раствора в стволе, а, следовательно, на вынос шлама. Но в процессе бурения отклоняться от проектного профиля нельзя и регулирование этого фактора не представляется возможным. При прочих равных условиях изменения профиля скоростей в кольцевом пространстве можно достичь с помощью регулирования реологических характеристик промывочной жидкости. Таким образом, пресные диспергируемые растворы с высокой вязкостью (где вязкость формируется за счет бентонита и эфиро-целлюлозных полимеров) в значительной степени уступают в способности к очистке ствола наклонно-направленных скважин малоглинистым ингибированным растворам, которые обработаны разветвленными полимерами и обладают меньшей пластической и условной вязкостью. Это вызвано тем, что из-за высокого степенного коэффициента реологической модели течения диспергируемого глинистого раствора профиль скорости течения способствует образованию застойных зон и шламовых подушек [11].

На втором месте по важности для очистки наклонно-направленных скважин находится движение бурильной колонны. Нет оснований полагать, что без вращения бурильной колонны выбуренный шлам выносится из наклонно-направленной скважины полностью.

Следующим фактором, определяющим качество очистки скважины, является скорость потока в затрубном пространстве. Скорость течения раствора в затрубном пространстве рассматривается как ключевой параметр очистки ствола. Увеличение скорости течения улучшает транспортировку шлама, несмотря на режим потока. При очень высокой скорости (турбулентный поток) большинство твердых частиц выносится потоком. Низкая кольцевая скорость позволяет частицам концентрироваться на нижней стенке скважины и в итоге сформировать шламовую подушку. Ранее считалось, что турбулентный поток является наиболее подходящим режимом для очистки скважины в горизонтальных интервалах. Это основывалось на опыте скважин, пробуренных в твердых, уплотненных горных породах с использованием чистых растворов. Если турбулентность может быть достигнута и поддержана, то вязкость раствора и эксцентричность буровой трубы не имеют большого значения вне зависимости от типа раствора. При ламинарном режиме хорошая очистка ствола скважины может быть достигнута только, когда все реологические свойства раствора подобраны правильно [9-11].

При этом использование турбулентного режима потока бурового раствора возможно только при выполнении следующих условий:

- не происходит значительного размыва стенок скважины;
- в самой широкой части кольцевого пространства можно поддерживать число Рейнольдса, превышающее 4000;
- предполагается вымыв только бурового шлама (а не больших кусков обвалившейся породы);
- производительность насосов может обеспечить заданный расход;
- обеспечивается повышенная скорость движения раствора в затрубном пространстве (не менее 0,84 м/с).

Четвертым по значимости фактором, оказывающим влияние на очистку скважин, является реология бурового раствора. Реологические свойства буровых растворов оказывают значительное влияние на вынос выбуренной породы на дневную поверхность, создание гидродинамического давления в скважине. Гидродинамическое давление, в свою очередь, определяет возможность возникновения осложнений в процессе строительства скважин: проявление или поглощение бурового раствора, гидроразрыв горных пород, а также загрязнение продуктивного пласта. Следовательно, задача управления реологическими характеристиками буровых растворов в скважине становится особо актуальной. Эта задача решается путем химической обработки буровых растворов различными реагентами. Чрезмерное завышение реологических свойств раствора приводит к появлению таких явлений, как: свабирование и поршневание; к циклическому гидродинамическому воздействию на породу, слагающую стенки скважины, вызывающему потерю устойчивости ствола; повышению давления на насосе и в скважине; снижению механической скорости. Увеличение реологических параметров ведет также к значительным затратам, связанным, в первую очередь, с применением дорогостоящих реагентов, придающих буровому раствору уникальный реологический профиль, позволяющий обеспечить удовлетворительную очистку ствола скважины от выбуренного шлама [10. 12-14].

В рамках научной работы была проанализирована одна из наиболее острых проблем наклонно-направленного бурения – эффективность очистки ствола скважины от шлама. Приведены факторы, влияющие на нее, а также сделан вывод о том, что основным рычагом для решения этой проблемы является буровой раствор. Правильный подбор рецептуры и реологических свойств раствора позволит обеспечить наиболее эффективную очистку ствола от выбуренного шлама и обеспечить безаварийную проводку скважины.

Литература

1. Благов О.Н., Васильев Г.Г., Гориянов Ю.А., Иванова И.Н., Кечаев А.С., Кинцлер Ю.Э. Сооружение подводных переходов газонефтепроводов методом наклонно-направленного бурения. – М.:Лори, 2003. – 318 с.
2. Музапаров М.Ж. Направленное бурение.Том 3. Безориентированная технология. Бурение винтовыми забойными двигателями: Учебник. - Алматы: КазНТУ, 2005. - 204 с.
3. Лебедев В.В. Бурение горизонтальных скважин: Учебник инженера по бурению горизонтальных скважин. – Оренбург, 2003. - 334 с.
4. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие для вузов. - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2002. - 632 с.
5. Болотов В.П. и др. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие. В.П. Болотов, А.А. Кукьян, В.М. Плотников, А.М. Нацепинская. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2008. – 55 с.
6. Христенко А.В. Обоснование химической обработки буровых растворов для предупреждения сальникообразования при разбуривании пластичных горных пород/дисс. раб…канд. техн. наук. – Уфа, 2010. – 194 с.
7. Михеев В.Л. Технологические свойства буровых растворов. - М., Недра, 1979. 239 с.
8. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам. – Оренбург: Издательство «Летопись», 2005. — 664 с.
9. Пеньков А.И. Учебное пособие для инженеров по буровым растворам. - Волгоград, изд-во "Интернешнл Касп Флюидз", 2000. – 139 с.
10. Горпинченко В., Дилмиев М. Применение синтетического полимерного волокна для увеличения эффективности выноса шлама при бурении долотами PDC//«Си Айрлайд»: официальный сайт. URL: http://www.volokno.su/documentation/articles/articles_65.html (дата обращения:10.02.2013).

11. Шарафутдинов З.З., Шарафутдинова Р.З. Буровые растворы на водной основе и управление их реологическими параметрами// Нефтегазовое дело, 2004. – С. 3-21.
12. Учебно-методический модуль № 1. Строительство скважин. Учебно-методический блок № 3 Буровые растворы. - Томский политехнический университет. НК ЮКОС. Теоретический обзор. –Томск, 2000. – 46 с.
13. Экологический мониторинг нефтегазовой отрасли. Физико-химические и биологические методы: Учеб. пособие /Саксонов М. Н., Абалаков А. Д., Данько Л. В., Бархатова О. А., Балаян А. Э., Стом Д. И. – Иркутск: Иркут. ун-т, 2005. – 14 с.
14. Официальный сайт ООО НПП «Буринтех»: http://burinteh.com.

ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА

А.Н. Балацкий, А.П. Шленчак
Научный руководитель заведующий сектором моделирования пластовых процессов
А.Г. Скрипкин
ОАО «ТомскНИПИнефть» г.Томск, Россия

Проект проведения комплекса лабораторных исследований ОАО «ТомскНИПИнефть», направлен на повышение качества первичного вскрытия продуктивных горизонтов и обеспечение более эффективного строительства горизонтальных скважин. Качество первичного вскрытия пласта, особенно в условиях низкопроницаемых или истощенных продуктивных горизонтов, во многом зависит от применяемого бурового раствора. С целью определения бурового раствора, оказывающего наименьшее негативное влияние на проницаемость продуктивного пласта, в лаборатории ОАО ТомскНИПИнефть впервые для месторождения Западной Сибири был проведен ряд сравнительных фильтрационных экспериментов. Эксперименты заключались в исследовании проницаемости горной породы до и после воздействия бурового раствора.

В качестве тестируемых буровых растворов были выбраны 7 рецептур (с учетом различных плотностей):

Биополимерный хлоркалиевый буровой раствор, использующийся при бурении на месторождениях Западной Сибири.

Два раствора производства M-I SWACO: раствор на водной основе ФлоТру и раствор на углеводородной основе МегаДрил. Исследовались растворы с разными плотностями 1,08 г/см^3 и 1,20 г/см^3.

Два раствора на основе формианта натрия один из которых был дополнительно утяжелен карбонатом кальция. Данные растворы имеют высокую плотность и рекомендованы к применению при строительстве скважин в Нижневартовском регионе.

Проведение фильтрационных экспериментов.

Для проведения фильтрационных экспериментов были отобраны 14 образцов. Исследования проводились на образцах четырех различных групп по проницаемости: 10 – 30мД, 50 – 100мД, 200 – 300мД, 500 – 600мД.

Исследования проводились с использованием лабораторной установки УИПК-2 моделирующей фильтрационные процессы в условиях пласта (температура 65ºС, пластовое давление 160 атм).

Схема проведения эксперимента моделировала процесс вскрытия пласта.

определение начальной фазовой проницаемости по нефти при остаточной водонасыщенности. через образец керна проводилась фильтрация нефти в «прямом» направлении («из пласта в скважину»).

в «обратном» направлении («из скважины в пласт») в течение 4 часов производилась динамическая фильтрация бурового раствора, моделирующая этап проходки.

статическая фильтрация бурового раствора предполагала создание постоянного перепада давлений на входе и выходе из кернодержателя (около 25 атм.) в течение 16 часов.

в течение 1 часа реализовывался динамический режим фильтрации бурового раствора (моделирующий промывку). По окончании этого этапа эксперимента образец извлекался из кернодержателя и фотографировался для отражения наличия и толщины корки бурового раствора на его торце (рис. 1).

производилось определение фазовой проницаемости нефти после воздействия бурового раствора на образец.

Итогом фильтрационного эксперимента являлся коэффициент восстановления проницаемости по нефти, оцениваемый в процентах.

$$K = \frac{K_{нефти-2}}{K_{нефти-1}} \times 100\%;$$

K – коэффициент восстановления проницаемости образца по нефти, %

$K_{нефти-1}$ – проницаемость образца по нефти до воздействия на него бурового раствора, мД,

$K_{нефти-2}$ – проницаемость образца по нефти после воздействия бурового раствора, мД.

Результаты экспериментов

По итогам фильтрационных исследований первой группы образцов (с проницаемостью по газу 10…30 мД) были выбраны три рецептуры буровых раствора, показавших наивысшие значения коэффициента восстановления проницаемости ФлоТру плотностью 1,20 г/см^3, МегаДрил плотностью 1,08 г/см^3, ФлоТру плотностью 1,08 г/см^3.

Указанные три буровых раствора были использованы при проведении фильтрационных экспериментов со второй группой образцов. По результатам экспериментов отобраны буровые растворы ФлоТру плотностью 1,20 г/см^3 и МегаДрил плотностью 1,08 г/см^3.

Рис.1 Образец керна с кольматирующей коркой МегаДрил плотностью 1,18…1,20 г/см3

В соответствии с выбранной стратегией работ, эти две рецептуры были использованы для тестирования образцов третьей группы, для которой коэффициенты восстановления проницаемости оказались весьма близкими. Завершающий эксперимент с образцом четвертой группы проводился с буровым раствором МегаДрил плотностью 1,08 г/см3 и показал коэффициент восстановления проницаемости 34,04 %.

Выводы

Впервые для месторождения Западной Сибири в лаборатории физики пласта ОАО «ТомскНИПИнефть» были проведены исследования влияния буровых растворов на коллекторские свойства пласта.

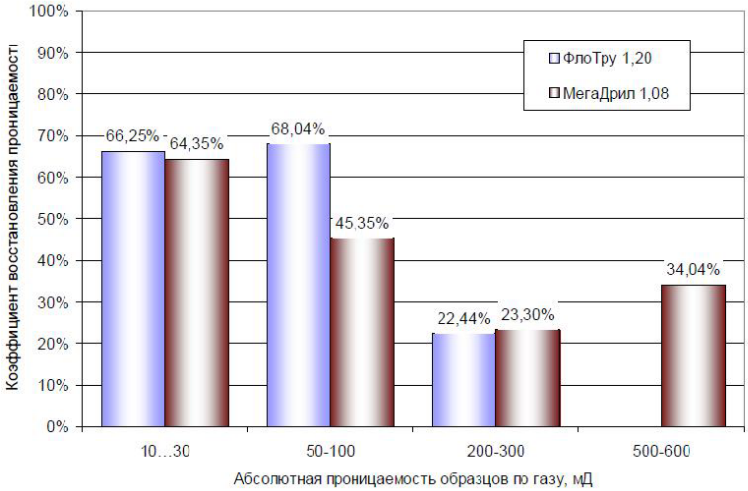


Рис. 2 Динамика значений коэффициента восстановления проницаемости для двух лидирующих рецептур буровых растворов

По результатам экспериментов протестированные буровые растворы на водной основе показали весьма сходное негативное влияние, связанное с кольматацией керна, а также набуханием глинистой составляющей образцов в результате взаимодействия с фильтратом (водой). Выявлено два буровых раствора (раствор на углеводородной основе МегаДрил с плотностью 1,08 г/см3 и раствор первичного вскрытия на водной основе ФлоТру с плотностью 1,20 г/см3), показавших наилучшие и весьма близкие результаты. Формально наилучшие результаты продемонстрировал раствор МегаДрил с плотностью 1,08 г/см3, но при этом разница между коэффициентами восстановления проницаемости для указанных двух растворов для группы образцов с проницаемостью по газу 10…30 мД находится в пределах погрешности эксперимент.

В результате воздействия буровых растворов, проявляется последовательное уменьшение коэффициента восстановления проницаемости по нефти для более проницаемых образцов (рис.2). Это означает, что для участков призабойной зоны пласта с лучшими коллекторскими свойствами падение проницаемости по нефти в процентном выражении будет более выраженным, чем для участков с низкими фильтрационными

свойствами. Этот эффект связан с глубиной проникновения бурового раствора в поровое пространство при статической и динамической фильтрации.

Рекомендуется в дальнейшем провести подобные исследования на различных месторождения Западной Сибири, а также протестировать другие используемые буровые растворы на образцах керна.

ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ РУО КАК СПОСОБА РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМЫ ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

К.В. Бузанов

Научный руководитель старший преподаватель Л.Н. Нечаева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время в бурении скважин на нефть и газ все больше находят свое применение растворы на углеводородной основе. На применение данных растворов оказывает влияние множество факторов, одним из наиболее важных является лучшая сохранность коллекторских свойств продуктивного горизонта, по сравнению с результатами применения растворов на водяной основе.

Также внедрение РУО позволяет решить ряд технологических задач, таких как решение вопроса устойчивости покрышки ВЧ-1, бурение солевых отложений и предотвращение размыва, предотвращение коррозийного воздействия промывочной жидкости на скважинное и неземное оборудование, увеличение механической и коммерческой скорости проходки, снижение коэффициента трения и возможность бурения скважин с большими отходами, снижение объемов приготавливаемого бурового раствора и отходов, увеличение общей технико-экономической эффективности бурения.

Исходя из практических результатов применения РУО на Верхнечонском месторождении, а также из фактического опыта работы с таким раствором рассмотрим каковы итоги внедрения в бурение скважин на Верхнечонском месторождении раствора MEGADRIL. Это новая система раствора на основе низко-токсичного минерального масла, являющаяся инвертным эмульсионным раствором на углеводородной основе. Растворы на основе инвертных эмульсий обладают непревзойденными ингибирующими и смазывающими характеристиками, недостижимыми при использовании растворов на водной основе. Использование таких систем является практически единственным вариантом при бурении скважин с большими отходами, поскольку они обеспечивают максимально возможную стабильность ствола, сложенного склонными к разупрочнению породами, также позволяют управлять инструментом в процессе бурения за счет низкого коэффициента трения. Система MEGADRIL более устойчива к загрязнению водой и выбуренной породой. Использование системы MEGADRIL предоставляет дополнительные ресурсы по улучшению очистки ствола скважины (более высокая подача насоса при прочих равных условиях), а также по снижению У/В отношения, что позволит снизить стоимость раствора на тех интервалах, где менее строгие требования к технологическим аспектам проводки скважины. Помимо вышеперечисленного, применение системы MEGADRIL позволит снизить затраты времени на приготовление раствора, упростить логистику, снизить транспортные затраты.[2]

Однако, обязательно следует упомянуть о недостатках или, если быть более корректным, об особенностях применения РУО, которые в равной степени относятся и к раствору MEGADRIL, а именно это:

Оборудование буровой установки

Буровая установка должна соответствовать современным требованиям ОТ и ПЭБ и оборудована гидравлическим диспергатором для создания стабильной эмульсии, где скорость потока на выходе из насадок составляет не менее 70 м/с. Необходимо полностью исключить попадание воды в раствор на поверхности

Низкие температуры окружающего воздуха, ММП

Необходим дополнительный разогрев реагентов и обогрев емкостного блока. Низкие температуры раствора приводят к высоким рабочим давлениям и ЭЦП, по сравнению с РВО, а также к сложностям приготовления раствора

Геологические исследования скважин

Не все электрические методы (КС, ПС, БКЗ и МТ) работают в РУО в связи с высоким удельным сопротивлением раствора. Интерпретация проводится по индукционным, радиационным и акустическим данным

Цементирование скважин

Требуется использование специальных моющих буферов для РУО (низковязкие/высоковязкие, растворитель/ПАВ – Reaclean, Reawash)

Особенности заканчивания

Для предотвращения образования эмульсии в зоне открытого продуктивного ствола скважины, рекомендуется его замещение на углеводородную основу (диз. топливо, нефть, газоконденсат), а эксплуатационной колонны - на жидкости заканчивания (рассол требуемой плотности).[1]

Стоит упомянуть о человеческом ресурсе. При использовании РУО необходимы специальные респираторы для персонала вахты при работе в ЦСГО. Также необходимы сплошные пластины, которыми накрываются все решетчатые полы над раствором во избежание опасного испарения. При СПО на роторе запрещается использование воды, трубы обмываются дизельным топливом. Это в свою очередь влечет больший расход человеческих ресурсов в сравнении с применением РВО. К сожалению, неоспоримым будет тот факт, что применение РУО неизбежно влечет за собой несоизмеримо больший вред для персонала вахты, нежели РВО, несмотря на преимущества для процесса бурения.

В настоящее время интенсивно разрабатывается вопрос оптимизации растворов на углеводородной основе. Основный направления модернизации схематично изображены на рисунке.

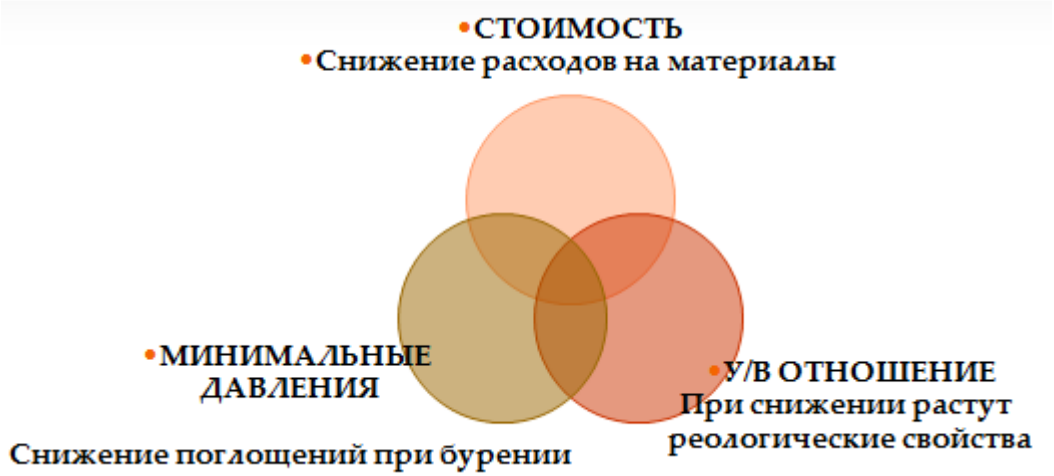


Рис. Основные направления модернизации РУО

Бесспорно, что применение РУО сокращает сроки и стоимости строительства скважин при прочих альтернативных затратах. Однако, при выборе РУО или РВО конечным «рисовым зерном», от которого весы склонятся в пользу первого или второго раствора должен быть человеческий фактор. При всех преимуществах РУО перед РВО, необходимо добиваться того, чтобы вред, оказываемый на здоровье коллектива вахты сравниваемыми растворами, был также сопоставим.

Литература

1. Технико-экономическое обоснование применения РУО на Верхнечонском месторождении. – Mi: Swaco, 2011. – 68 с.
2. Буровые растворы на углеводородной основе. – Руководство компании –Mi: Swaco, 2011. – 124с.

РАЗРАБОТКА ЖИДКОСТИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ОТБОРА ИЗОЛИРОВАННОГО КЕРНА

И.В. Гаврилов
Научный руководитель старший преподаватель Н.А. Баркалов
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Промышленная ценность нефтяных и газовых месторождений в значительной степени определяется физическими свойствами коллекторов пластовых жидкостей и газов, а также видом и запасом пластовой энергии. Источниками получения информации о физико-механических свойствах горных пород являются геофизические исследования с применением различных видов каротажа, отбора глубинных проб нефти, газа и воды, замеров пластового давления и другие исследования. Однако, наиболее достоверные данные получают при изучении свойств горных пород по кернам, отбираемым из определенных частей разреза. Керн необходим для тщательного изучения геологического строения нефтяных и газовых месторождений, для уточнения результатов геологоразведочных работ. Рациональная разработка месторождения может быть успешно осуществлена только при наличии информации о физико-химических свойствах продуктивных коллекторов по керну: пористости, проницаемости, гранулометрического состава, удельной поверхности, карбонатности, сжимаемости, насыщенности нефтью, газом и водой.

Отбор керна является сложной технологической операцией, требующей значительных финансовых и временных затрат. В то же время получение достоверной информации о продуктивных пластах часто осложняется тем, что при бурении и подъеме на поверхность керн длительное время контактирует с промывочной жидкостью. Объем проникновения зависит от свойств коллектора и бурового раствора, параметров бурения (особенно механической скорости проходки) и фильтрационных характеристик бурового раствора. Это приводит к искажению такой важной характеристики керна, как остаточная водонасыщенность, которая используется для обоснования подсчетных параметров запасов нефти и газа. Кроме того, «загрязнение» керна твердой фазой, содержащейся в буровом растворе, не позволяет в дальнейшем достоверно оценить коллекторские свойства исследуемых образцов.

Применяемые в настоящее время технологии для отбора керна с помощью растворов на водной основе допускают нарушение сохранности физико-химических свойств керна при контакте с буровым раствором, при подъеме его на дневную поверхность и транспортировке. Во время подъема керна из скважины в процессе

снижения давления от забойного до атмосферного существенно изменяются свойства керна, т.к. с уменьшением гидростатического давления увеличивается объем газа, который выталкивает жидкость из керна.

Проникновение фильтрата бурового раствора во время отбора керна может привести к недостоверным результатам анализа, не поддающимся четкой интерпретации, или вовсе исключить возможность испытания образцов в первичном состоянии [1].

Данная статья посвящена разработке изолирующей жидкости для повышения качества отбора керна.

Для отбора изолированного керна используется высоковязкая жидкость с практически нулевой мгновенной водоотдачей. Поскольку изолирующая жидкость вступает в прямой контакт с керном непосредственно на забое в области контакта бурильной головки с горной породой, дальнейшее загрязнение образца сводится к минимуму, также снижается степень разрушающего воздействия и проникновение фильтрата бурового раствора на столбик отбираемого керна. Дополнительное преимущество герметизации керна в скважине очевидно для слабо сцементированной (рыхлой) породы с небольшим пределом прочности на сжатие. Высоковязкая жидкость стабилизирует слабо сцементированные породы с небольшим пределом прочности на сжатие и повышает целостность керна. При извлечении керна на поверхность его контакт с воздухом значительно снижается, что устраняет риск потерь пластовой жидкости, усыхания и изменения степени смачиваемости, т.е. изолирующая жидкость служит в качестве полунепроницаемого барьера.

В Томской лаборатории тампонажных материалов ГК СКС, была подобрана рецептура жидкости для отбора изолированного керна и проведены опытные испытания. Разработанная рецептура показала отличные результаты в промысловых испытаниях, данные представлены в таблице 1.

В основу рецептуры вошел лигносульфонат (ЛС), который является безвредным веществом при условии использования его в нормальных условиях. Лигносульфонат (ЛС) используется для создания непроницаемой корки на поверхности керна [2]. Химический продукт имеет низкую степень острой пероральной токсичности, не раздражает кожу и плохо абсорбируется. В рецептуру изолирующей жидкости также включены добавки для улучшения фильтрационных характеристик и повышения вязкости.

Жидкость представляет собой вязкую однородную гелеобразную массу коричневого цвета. Лабораторные испытания проводились на мгновенную фильтрацию, плотность и вязкость.

Тест на мгновенную фильтрацию проводился согласно стандарта API 13IMSO 10416:2002 при помощи фильтр-пресса HPHT пр-ва OFITE и керамических дисков с проницаемостью 0,4 дарен при T=75°C и AP=3,4 МПа по истечению 30 минут. Плотность при 20 °C равна 1,1 г/см^3. Пластическая вязкость при 20 °C, составила 200 сПз. Определение показателя вязкости и плотности проводились для подтверждения эффективности использования жидкости при температуре и давлении в скважинных условиях.

Таблица

Результаты отбора керна с сохранением пластовых свойств керноприемным устройством УКР-СПС-180/100 в скважине № 1 Восточно-Лугинецкой площади ТФ ЗАО «ССК»

№ рейса	Интервал отбора керна, м	Проходка, м	Вынос керна	
			м	%
Ø100 мм				
юрские отложения				
1	2380,0–2388,5	8,5	8,5	100
2	2388,5–2401,0	12,5	12,5	100
3	2401,0–2413,0	12,0	12,0	100
Итого:		33,0	33,0	100
Ø80 мм				
палеозойские отложения				
4	2603,0–2605,0	2,0	0,6	30
5	2605,0–2605,8	0,8	0,25	31
6	2605,8–2610,3	4,5	3,7	82
7	2610,3–2610,6	0,3	0,07	23
8	2610,6–2615,45	4,85	3,3	68
9	2615,45–2616,55	1,1	0,3	27
10	2636,3-2638,7	2,4	2,03	85
11	2638,7-2640,57	1,87	0,8	43
12	2640,57-2646,72	6,15	4,05	66
13	2646,72-2647,72	1,0	0,32	32
14	2647,72-2652,12	4,4	3,55	81
Итого:		29,37	18,97	65

Преимущества:

- обладает вязкоупругими свойствами и имеет подвижную консистенцию геля;
- обладает хорошей смазывающей способностью и обеспечивает снижение коэффициента трения в контакте керн-керноприемник;
- не проникает в керн боле чем 1,5-2 мм;

- не оказывает влияния на промывочную жидкость и узлы циркуляционной системы (насосы, вибросита, гидроциклоны);
- не перемешивается с буровым раствором, не изменяет свойства буровых растворов как на водной, так и на нефтяной основе;
- сохраняет свои свойства при повышении температуры до 110 градусов С;
- отвечает санитарным требованиям;
- имеет продолжительный срок хранения.

Общая проходка с отбором керна составила 40,3 м, вынос керна – 37,55 м или 93%, в том числе:
- по юрским отложениям проходка 33,0 м, вынос керна – 33,0 м или 100%,
- по отложениям палеозоя проходка 7,3 м, вынос керна – 4,55 м или 62%.

Выводы на основе промысловых испытаний

1. Результаты опытно-промышленных работ показали, что применение разработанных техники и технологии отбора керна СПС позволило на достаточно высоком уровне решить поставленную задачу и обеспечить изоляцию керна от проникновения фильтрата бурового раствора в процессе отбора керна, его извлечения и транспортировки.
2. Промысловые испытания подтвердили, что изолирующая жидкость не перемешивается с буровым раствором на водной основе и, следовательно, не изменяет его свойств.

Литература

1. Скопец Р.А., Г. Мак-Лед. Последние достижения в технологии отбора керна: новые методы для повышения эффективности оценки свойств коллектора и снижения затрат на отбор керна // научно-практический журнал: Нефтяное сообщество Канады, 1997 – том 36 – № 11.
2. Рязанов Я. А. Справочник по буровым растворам / Я. А. Рязанов. – М.: Недра, 1979. – 215 с.

ОБЛЕГЧЕННЫЕ ТАМПОНАЖНЫЕ РАСТВОРЫ НА ОСНОВЕ ВЕРМИКУЛИТА

К.М. Минаев[1], В.М. Горбенко[1], В.А. Кайль[1], А.С. Бубнов[2], И.А. Бойко[2]
[1]Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия
[2]ООО «НИИТЭК «ТПУ-Бурение», г. Томск, Россия

Цементирование скважин представляет собой сложный технологический процесс, успешное выполнения которого в большей степени определяется используемым тампонажным раствором. Основными требованиями, предъявляемыми к тампонажным растворам, являются обеспечение герметичности затрубного пространства и исключение межколонных перетоков пластовых флюидов. Исходя из этого, тампонажные растворы и образующийся цементный камень должны соответствовать необходимым реологическим и структурно-механическим свойствам в зависимости от гидрологических и геологических условий строительства скважин. На ряде месторождений строительство скважин осложняется наличием в разрезе многолетнемерзлых пород, высокопроницаемых пластов и пластов с низким поровым давлением. Наиболее эффективным технологическим решением, позволяющим существенно сократить затраты на цементирование обсадной колонны в данных условиях, является использование облегченного тампонажного раствора с заданной плотностью. Использование сверхлегких систем цементирования в современных осложненных скважинах может значительно повысить качество тампонирования и производительность скважины [1].

Анализ литературных данных показывает, что с целью снижения плотности тампонажных растворов для цементирования скважин в сложных геокриологических условиях может применяться воздухововлекающая добавка вермикулита.

Вермикулит – минерал из группы гидрослюд, является продуктом вторичного преобразования слюды биотита, обладает тепло- и звукоизолирующими свойствами, а также высокой впитывающей способностью, может впитать жидкости до 500% собственного веса. Минерал не подвержен разложению и гниению под действием микроорганизмов, химически инертен, нейтрален к действию щелочей и кислот, является нетоксичным экологически чистым и стерильным материалом, не содержит тяжёлых металлов [2].

По мнению ряда авторов [3, 4, 5, 6], эффективность облегченных тампонажных цементов (ОТЦ) с вермикулитом обусловлена физико-химическими процессами его взаимодействия с цементом с образованием новых гидратных фаз, упрочняющих структуру композиционного материала. По сравнению с широко применимыми гельцементными растворами, такой тампонажный раствор обладает лучшими закупоривающими свойствами; способствует увеличению высоты подъема цементного теста в трещиноватых породах. Кроме того, он характеризуется низкой теплопроводностью, обеспечивающей лучшие условия твердения цемента; релаксирующей способностью, повышающей морозостойкость и трещиностойкость.

Цель данной работы – разработка облегченного тампонажного раствора на основе вермикулита, обладающего низкой водоотдачей, с повышенной прочностью и низкой усадкой цементного камня. Основные задачи: подбор рецептуры облегченного тампонажного цемента, соответствующего стандарту ГОСТ 1581-96 «Портландцемент тампонажный. Технические условия»; совершенствование разработанной рецептуры путем введения в состав тампонажной смеси КМЦ и крахмала, модифицированных глиоксалем.

На первом этапе был проведен подбор рецептуры облегченного тампонажного цемента, обеспечивающей наименьшую плотность при сохранении требуемой подвижности цементного теста в

соответствии с ГОСТ 1581-96. В качестве цементной составляющей во всех экспериментах использовали ПЦТ-I-G-СС-1. Плотность и растекаемость измеряли с использованием калиброванных рычажных весов-плотномера и конуса АзНИИ соответственно. Результаты испытаний приведены в таблице 1.

Таблица 1

Плотность и растекаемость цементного теста

Измеряемые параметры	Смесь I (90% цемент G, 10% вермикулит)			Смесь II (87,5% цемент G, 12,5% вермикулит)			Смесь III (85% цемент G, 15% вермикулит)			Требования ГОСТ 1581-96
	В/Т			В/Т			В/Т			
	0,65	0,75	0,8	0,65	0,75	0,8	0,65	0,75	0,8	
Плотность, г/см^3	1,6	1,55	1,5	1,57	1,53	1,48	-	1,46	1,44	1,4-1,5
Растекаемость, мм	145	170	250	120	150	210	-	<90	165	Не менее 180

На основании результатов, представленных в таблице 1 выбрана оптимальная рецептура тампонажного раствора - смесь I (90% цемента, 10% вермикулита, водотвердое соотношение 0,8). Выбран состав, обладающий значительной подвижностью цементного теста, так как в дальнейших исследованиях предполагается улучшение свойств цементного камня путем введения в тампонажный раствор полимеров, обеспечивающих увеличение вязкости цементного раствора.

На втором этапе полученный состав облегченного тампонажного раствора был испытан на соответствие требованиям к физико-механическим свойствам цементов типа III согласно ГОСТ 1581-96. Время загустевания и водоотделение полученного цементного теста определялись с помощью настольного консистометра OFITE модель 80 и мерного цилиндра соответственно. Испытания балочек полученного цементного камня на изгиб проводились с помощью машины для определения прочности материалов при сжатии MATEST модель E160. Результаты испытаний приведены в таблице 2.

Таблица 2

Результаты испытания цемента состава I

Измеряемые параметры	Состав I	Требования ГОСТ 1581-96
Плотность, г/см^3	1,5	1,4-1,5
Растекаемость, мм	250	Не менее 180
Время загустевания, мин - 30Вс (75^{0}С)	110	90
Время загустевания (комнатная температура)	>430	Не регламентируется
Прочность на изгиб через двое суток, МПа (30^{0}С)	2,4	1,0
Прочность на изгиб через двое суток, МПа (60^{0}С)	2,3	Не регламентируется
Водоотделение, см^3	1,4	<7,5

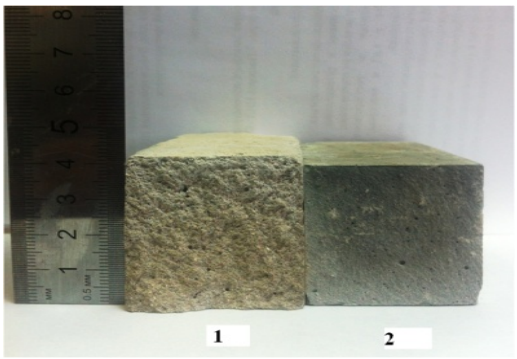


Рис. 1. Поверхность тампонажного камня в процессе испытания балочек на изгиб:
1 – Состав I; 2 – цемент ПЦТ-I-G

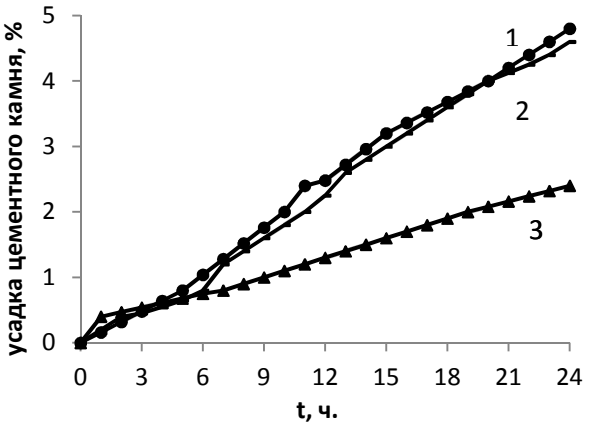


Рис. 2. Зависимость объемной усадки цемента от времени:
1 – ПЦТ-I-G; 2 – РТМ-75; 3 - Состав I

На основании результатов, представленных в таблице 2 можно сделать вывод, что разработанный облегченный тампонажный цемент состава I соответствует требованиям ГОСТ 1581-96. Следует отметить, что прочность цементного камня в данном случае превышает регламентируемую более чем в два раза.

В ходе проведения испытания прочности балочек на изгиб обнаружен эффект расширения цементного камня облегченного тампонажного цемента состава I. Для сравнения, на рисунке 1 представлена фотография цементного камня на основе состава I и цемента марки ПЦТ-I-G.

Было проведено сравнительное изучение объемной усадки разработанного состава I, ПЦТ-I-G-CC-1 и РТМ-75, результаты представлены на рисунке 2 и в таблице 3. Испытания проводили на приборе измерения объемного расширения/усадки цемента OFITE 120-54 при постоянном давлении 100 psi.

Таблица 3

Объемная усадка цементов через 24 часа

Цемент	Усадка, %
Цемент ПЦТ-I-G	5,95
РТМ-75	4,67
Состав I	2,5

Из результатов испытаний можно сделать вывод, что наименьшей усадкой обладает разработанный состав I, содержащий вермикулит.

С целью улучшения свойств цементного камня, проведено изучение влияния добавок полисахаридов (КМЦ, крахмал), модифицированных глиоксалем. Результаты представлены в таблице 4.

Таблица 4

Результаты испытаний состава I с добавками полимеров

Измеряемые параметры	Состав ОТЦ			
	Состав I	Состав I+0,12%КМЦ (мод. глиоксалем)	Состав I+0,24%КМЦ (мод. глиоксалем)	Состав I+0,06% крахмал (мод. глиоксалем)
Плотность, г/см^3	1,5	1,5	1,5	1,5
Растекаемость, мм	250	250	210	205-210
Время загустевания, мин – 30 Вс (75^{0}С)	110	148	Более 200 (наблюдается седиментация в растворе)	152
Прочность на изгиб через двое суток, МПа (30^{0}С)	2,4	2,4	-	1,76
Водоотделение, см^3	1,4	2,4	3,1	1,0

На основании результатов представленных в таблице 4 можно сделать вывод, что добавка полисахаридов хотя и приводит к снижению подвижности тампонажного раствора, но не снижает водоотделение, а также не способствует увеличению прочности цементного камня.

В результате проделанной работы:

1. подобран оптимальный состав облегченного тампонажного раствора на основе вермикулита, отвечающий требованиям ГОСТ 1581-96;
2. разработанный тампонажный раствор обладает значительно меньшей усадкой цементного камня в сравнении с ПЦТ-I-G и РТМ-75;
3. следует продолжить поиск полимерных добавок, способствующих увеличению прочности цементного камня и уменьшению водоотделения.

Литература

1. Шарафутдинов З.З., Чегодаев Ф.А., Шарафутдинова Р.З. Буровые и тампонажные растворы. Теория и практика : справочник. — СПб.: Профессионал, 2007. — 416 с.
2. Большая Советская Энциклопедия: в 30 т. / гл. ред. А.М. Прохоров. — 3-е изд. — М.: Советская энциклопедия, 1970 — Т. 4: Брасос - Веш., 1971. — 500 с.
3. Клюсов А.А. Разработка и исследование цементных тампонажных композиций, твердеющих при пониженных температурах: Диссертация д.т.н. — М., 1993. — 560 с.
4. А.с. 884367 СССР, МКИЗ Е 21 В 33/138. Облегченный тампонажный раствор для низкотемпературных скважин/ А.А. Клюсов (СССР). — № 2977437/ 22-03. Заявлено 25.08.80.
5. А.с. 1339233 СССР, МКИЗ Е 21 В 33/138. Тампонажный раствор/ А.А. Клюсов, Т.В. Кузнецова, М.М. Шаляпин, Н.А. Данюкин, Е.М. Нанивский, Ю.Ф. Захаров (СССР). — № 4056952/22-03. Заявлено 16.04.86.
6. Клюсов А.А. К эффективности использования тампонажных растворов пониженной плотности// ЭИ Геология, бурение и разработка газовых и морских нефтяных месторождений. — М, 1985. — Вып. 10. — С. 9-11.

ПРИМЕНЕНИЕ ЦЕМЕНТНЫХ СИЛОСОВ НА АВТОНОМНЫХ ОБЪЕКТАХ

А.В. Горшенев, К.Д. Чернышов
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Данная работа посвящена одному из важнейших этапов в строительстве скважин – креплению. От качественного крепления во многом зависит дальнейшая судьба скважины: возможность её испытания и эксплуатации. Крепление скважин – довольно затратный процесс, и в этой работе будет рассмотрен один из путей снижения затрат на цементирование скважин.

Разведочное бурение имеет ряд отличительных особенностей от эксплуатационного. Одним из важных факторов, усложняющим строительство разведочных скважин и увеличивающим их стоимость является удаленность объектов от существующих населенных пунктов, путей сообщения, коммуникаций. В результате этого для избегания высоких затрат на мобилизацию бурового оборудования авиацией, завоз ресурсов на автономные объекты производится в период действия зимнего проезда.

Не является исключением и спецтехника для цементирования скважин. Буровые сервисные компании как правило не обладают собственным тампонажным цехом, поэтому обеспечение объектов спецтехникой производится за счет привлечения подрядных организаций.

При пользовании техникой подрядных организаций, буровая компания платит им не только непосредственно за работу, но и за отстой техники. Связано это с тем, что комплект тампонажной техники на каждую скважину приобретается примерно на 9-11 месяцев: возможность мобилизации и демобилизации техники существует только во время действия зимних проездов.

В большинстве проектов на строительство скважин для цементирования требуется применение тампонажного флота. Однако применение флота в условиях автономных скважин приведет к существенному удорожанию стоимости строительства скважины.

Для снижения удельных затрат на содержание цементировочной техники на большинстве разведочных скважин применяется схема расстановки техники 2х2. Данная схема расстановки не соответствует ни одному проекту на строительство скважины. Из-за этого периодически возникают проблемные ситуации при согласовании планов на крепление скважины Заказчиками.

Схема 2х2 весьма рискованная, т.к. при отказе одной единицы техники очень велик шанс получения недоподъема цемента, получения ненормативного цементного стакана и т.д. Также серьезным недостатком такой схемы является то, что в процессе цементирования зачастую существует необходимость дотаривания смесителей цементом при помощи крановой техники, т.к. в среднем на эксплуатационную колонну требуется 50-70 т цемента, а два смесителя УС-6 могут вместить 36т. Отказ крановой техники при цементировании может привести к серьезным проблемам.

Ещё одной отрицательной стороной является зачастую неудовлетворительное состояние тампонажной техники, предоставляемой подрядными организациями, т.к. на техника на автономные объекты поставляется по «остаточному» принципу. Связано это с тем, что работа техники в составе флота при наличии дорог приносит организациям гораздо больше прибыли, чем предоставление её на автономные объекты.

Даже при схеме расстановки техники 2х2, плата за отстой зачастую составляет больше, чем плата непосредственно за работу. Особенно ярко это видно на примере цементосмесительных установок УС-6 (СМН-20). Общая сумма затрат на услуги УС-6 на примере разведочной скважины №3 Южно-Шингинского месторождения составляет порядка 1,5 млн. рублей (таблица 1). Стоит отметить, что из этой суммы большую часть составляет отстой – ориентировочная сумма оплаты за отстой составляет 1,3 млн. рублей. Фактически работа УС-6 за время строительства скважин составляет 3-4 дня, всё остальное время техника простаивает.

Таблица 1

Общая сумма затрат на услуги УС-6

Скважина №3 Южно-Шингинского месторождения	Количество суток / км	Цена за час/км без НДС	Стоимость на скважину с НДС, р
Работа УС-6	4	640,00	66 457,60
Отстой УС-6	272	192,00	1 355 735,04
Мобилизация/демобилизация УС-6	630	42,00	124 891,20
ИТОГО	1 547 083,84 р.		

Для снижения затрат на тампонажную технику возможен вариант с перебрасыванием цементосмесительных установок УС-6 авиатранспортом, однако при массе 16-20 т это возможно только при помощи применения тяжелых вертолетов МИ-26, в результате чего вся возможная экономическая эффективность сводится на нет.

Предлагается произвести замену применяемых в настоящее время смесителей УС-6 на цементные силоса. На рисунке 1 приведена принципиальная схема конструкции цементного силоса.

Загрузка цемента в силос производится через трубу закачки 3, либо крановой техникой через люк сверху. К затвору 4 подводится водяная линия от цементировочного агрегата ЦА-320, устанавливается горшок. После смешивания цемента и воды тампонажный раствор подается в осреднительную емкость. Подача цемента к затвору осуществляется при помощи шнека, установленного посередине силоса, а также системы

сводообрушения, работающей за счет вибрационного воздействия на корпус силоса. В таблице 2 приведены основные технические характеристики цементного силоса СЦ-22.

Таблица 2

Технические характеристики цементного силоса СЦ-22

Наименование	СЦ-22
Вместимость, тонн	22
Объем силоса, м3	15
Толщина банки, мм	4
Диаметр трубы, мм	10
Система сводообрушения	Есть
Система аэрации	Есть
Затвор ручной	Есть
Датчик верхнего уровня цемента	Есть
Масса не более, кг	2055
Высота, мм	8021
Ширина, мм	3200
Диаметр банки, мм	2350

Произведем оценку затрат на оснащение одной буровой установки цементными силосами (за основу берутся цементные силоса производства Златоустского завода бетоносмесительного оборудования). Стоимость изготовления одного силоса составляет 400 тыс. рублей, доставка одного силоса из Златоуста в Томск оценивается в 106 тыс. рублей. Таким образом, приобретение одного силоса обойдется примерно в 500 тыс. рублей.

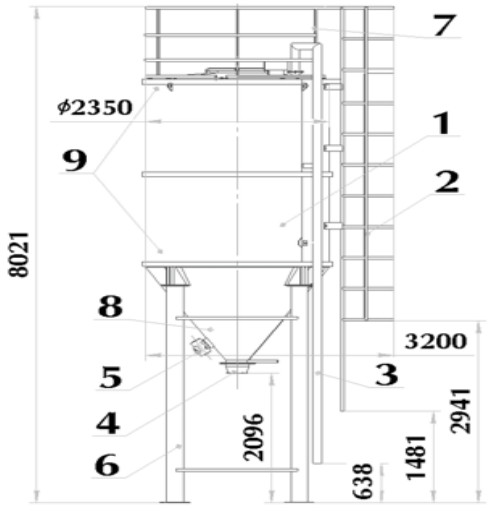


Рис. 1 Схема конструкции цементного силоса

Как было сказано ранее, для цементирования эксплуатационной колонны необходимо три силоса СЦ-22. Исходя из этого, затраты на оснащение одной буровой установки цементными силосами составят 1,6 млн. рублей.

Стоит отметить, что именно такая сумма тратится на услуги УС-6. В дальнейшем такая сумма будет тратиться на УС-6 ежегодно, а затраты на приобретение силосов больше не потребуются. Примем затраты на ремонт и обслуживание силосов как 10% от стоимости ежегодно, или 150 тыс. рублей в год.

Таким образом, если оснастить одну буровую установку цементными силосами, то в первый год экономической эффективности от оснащения не будет, однако каждый последующий год будет приносить экономию порядка 1,4 млн. рублей ежегодно. Результаты оценки экономической эффективности от оснащения каждой буровой установки силосами сведены в таблице 3, таблице 4.

Таблица 3

Экономическая эффективность от оснащения силосами каждой буровой установки в первый год

	Применение УС-6	Применение СЦ-22		
		Количество	Цена	Сумма
Приобретение силосов	-	3	400 000	1 200 000
Доставка силосов	-	3	106 000	318 000
Техобслуживание силосов	-	3	40 000	120 000
Итого расходы	1 500 000			1 638 000
Экономический эффект	Перерасход 138 000 рублей			

Таблица 4

Экономическая эффективность от оснащения силосами каждой буровой установки в последующие года

	Применение УС-6	Применение СЦ-22		
		Количество	Цена	Сумма
Приобретение силосов	-	-	400 000	-
Доставка силосов	-	-	106 000	-
Техобслуживание силосов	-	3	40 000	120 000
Итого расходы	1 500 000			120 000
Экономический эффект	Экономия 1 380 000 рублей ежегодно			

После проведения оценки экономической эффективности замены цементосмесительных установок УС-6 на цементные силоса СЦ-22 видно, что в результате такой замены достигается значительная ежегодная экономия денежных средств на крепление скважин.

НОВЫЕ ПОДХОДЫ В МЕТОДИКЕ ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТОВ ПО РЕГИСТРАЦИИ РЕЛАКСАЦИОННЫХ ТОКОВ, ВОЗНИКАЮЩИХ ПРИ РАЗРУШЕНИИ ГОРНЫХ ПОРОД БУРЕНИЕМ

А.В. Епихин, Е.А. Батеев

Научные руководители профессор В.Д. Евсеев, доцент М.А. Самохвалов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Исследования релаксационных токов, генерируемых при разрушении горных пород, проводятся уже более 15 лет на кафедре бурения Томского политехнического университета. Основная их цель: обеспечение возможности получения информации для контроля процесса бурения по амплитудно-частотным характеристикам релаксационных токов, возникающих на границе раздела «долото - горная порода». В течение этого времени было проведено значительное количество лабораторных и полевых экспериментов в данном направлении [1-6]. В 2005 году был совершен выезд на Игольско-Таловое месторождение, где проводились исследования по регистрации релаксационных токов на двух скважинах. Они подтвердили возможность использования релаксационных токов для получения информации о процессе бурения [1, 4].

Основное направление исследований на данный момент заключается в наработке экспериментальной базы в лабораторных условиях, чтобы с помощью усовершенствованных экспериментальных методов изучить процессы, происходящие на забое скважины. В дальнейшем предполагается использование данных методов в условиях реального бурения. Поэтому главной задачей лабораторных исследований является использование такой экспериментальной установки и методов исследования, которые обеспечивали бы наибольшее приближение к процессу реального бурения. Выбранная для проведения экспериментов установка должна с максимальной точностью «моделировать» процесс бурения скважины.

В настоящее время исследования проводятся с использованием двух лабораторных установок: установка ПОБ-1 (для резки образцов алмазными дисками) и буровая установка, смонтированная на базе сверлильного станка ГС2112. Обе установки оснащены информационными каналами для регистрации релаксационных токов [2].

На рис. 1-2 представлены фотографии установки ПОБ-1 и ее принципиальная схема. Эксперимент заключается в следующем: образец зажимают в подвижной каретке 5, которая двигается по направляющей 4 после включения двигателя установки и разрушается алмазным диском 10. В результате, импульсный микроток, двигается и регистрируется на замкнутом контуре 11-14-13-9 (рис. 1). Акустические сигналы фиксируют через микрофон с помощью контура: 7-8-9 [4].

При использовании ПОБ-1 затруднительно говорить о понятии «бурение образца», хотя механизм разрушения горной породы здесь сходен с некоторыми современными долотами (например, долот режущего и режуще-скалывающего действия). При этом, данная установка обладает существенным преимуществом: возможностью использовать промывочные жидкости разных типов. Это обусловлено тем, что смена одного промывочного агента на другой происходит без существенных затрат времени, что, в свою очередь, является проблемной ситуацией для установки, смонтированной на базе сверлильного станка [2].

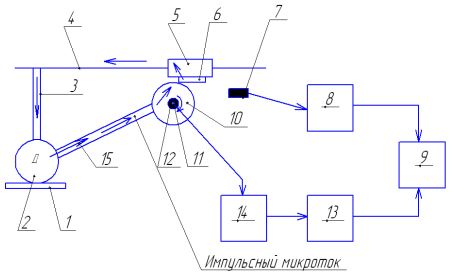


Рис. 1 Схема установки для регистрации акустических сигналов и импульсного тока при резании образцов горной породы: 1 – основание; 2 – электродвигатель; 3 – передаточный механизм подвижной каретки; 4 – направляющая; 5 – подвижная каретка; 6 – образец горной породы; 7 – микрофон; 8 – усилитель; 9 – компьютер; 10 – алмазный круг; 11 – шпиндель; 12 – индукционный датчик; 13 – осциллограф; 14 – усилитель; 15 – передаточный механизм шпинделя

Буровая установка на базе сверлильного станка обладает четырьмя основными составляющими: базовая часть сверлильного станка с двигателем, циркуляционная система замкнутого типа, система подачи осевой нагрузки и система регистрации (для установки, регулирования и фиксирования всех параметров и результатов эксперимента) [2]. Общий вид установки представлен на рис. 4. Принципиальные схемы контуров регистрации и снятия падения напряжения (релаксационных токов) на образце изображены на рис. 5-6.

Рис. 2 Фотографии установки ПОБ-1: в центре – разрушающий элемент (алмазный диск диаметром 98 мм), слева – общий вид, справа – подвижная каретка, алмазный диск и емкость для заполнения промывочной жидкостью

Методика проведения эксперимента может изменяться в зависимости от того какой параметр режима бурения остается фиксированным, а какие варьируются. Но в общем виде она может быть представлена в виде блок-схемы, представленной на рис. 3. В 2010-2011 гг. исследования проводили только с одним каналом регистрации, который представлен на рис. 5. В частности, проанализирована возможность регистрации с его помощью падения напряжения на сопротивлении в измерительном контуре, как при сухом бурении, так и при использовании промывки. Предлагаемая схема регистрации позволяла производить запись, но сигнал оказывался незначительным, особенно на фоне помех, создаваемых вращением вертлюга, который является одной из точек съема полезного сигнала. Значительный недостаток заключался в невозможности регистрации падения напряжения именно на контакте «ПРИ – горная порода».

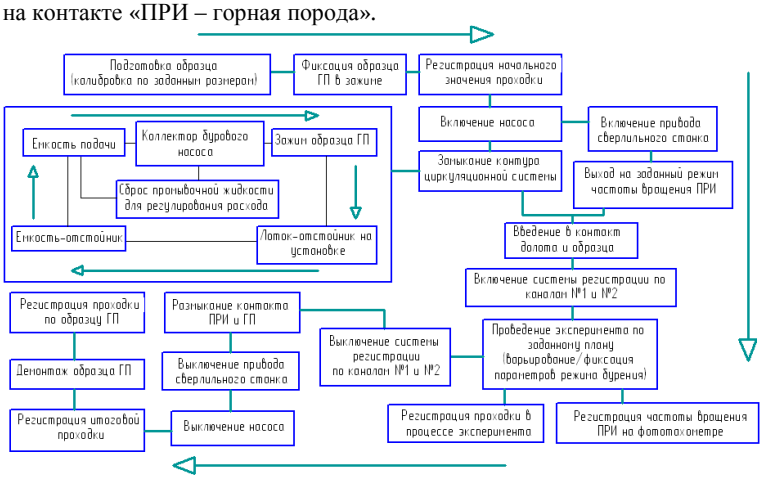


Рис. 3 Блок-схема проведения эксперимента

Рис. 4 Общий вид экспериментальной установки на базе сверлильного станка

СХЕМА ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ ЧАСТИ

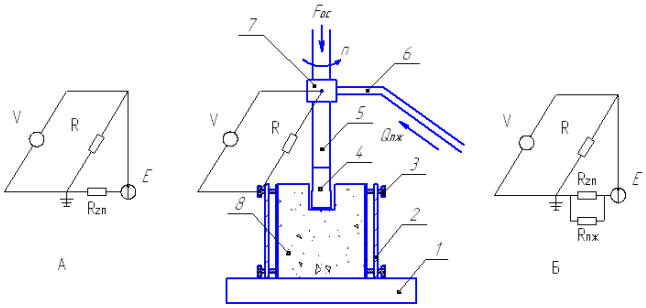


Схема измерительной части: А – сухое бурение, Б – бурение с промывочной жидкостью,
1 – станина бурового станка, 2 – зажим горной породы, 3 – зажимной болт,
4 – породоразрушающий инструмент, 5 – бурильная колонна, 6 – буровой шланг, 7 - вертлюг,
8 – образец горной породы.

Рис. 5 Схема измерительной части с одним каналом регистрации

В связи с обозначенными выше недостатками было принято решение реализовать новую принципиальную схему с двумя каналами регистрации (рис. 6). Первый канал (рис. 6А) предназначен для регистрации релаксационных токов, стекающих по контуру через тело разрушаемого образца на свинцовый электрод, расположенный между образцом и изоляционной подставкой. Предлагаемая принципиальная схема позволяет регистрировать падение напряжения на измеряемом образце. При этом возникает потребность в полной изоляции образца от всех элементов установки с высокой электропроводностью (зажим горной породы, станина). Данный способ реализуем только в случае применения в качестве промывочного агента жидкости.

Второй канал регистрации (рис. 6Б) предназначен для регистрации падения напряжения в промывочной жидкости за счёт электрических токов растекания с помощью электродов, погруженных в промывочную жидкость. Как и предыдущие варианты, данная схема не может быть реализована без промывки во время бурения. На величину регистрируемого сигнала в этом случае будет влиять и насыщенность промывочной жидкости шламом, а также изменение ее химического состава [1,7].

При выборе образцов для бурения приоритет отдавался реальным горным породам: гранит (Китай), мрамор (Абакан, РФ), бетон (как модель гравелита), песчаник (Степановский карьер Томской области, РФ); горные породы типового геологического разреза Западной Сибири (керн – песчаники, алевролиты, аргиллиты, известняки, угли) (рис. 7). Для максимального приближения условий эксперимента к полевым работам для бурения пород используются реальные долота, которые традиционно применяются в колонковом бурении: буровая головка с резцами PDC (диметр – 38 мм), одношарошечное долото (диаметр – 50 мм), алмазная буровая головка матричного типа (диаметр – 36 мм), лопастное долото (диаметр – 44 мм), двухшарошечное долото (диаметр – 58 мм) (рис. 8).

Буровая установка на базе сверлильного станка использовалась для проведения исследований по поиску зависимостей амплитудно-частотных характеристик релаксационных токов от параметров режима бурения (осевая нагрузка, частота вращения долота, расход промывочной жидкости), состава промывочной жидкости, насыщения образцов нефтью, гранулометрического состава образцов, определение границ переслаивания различных горных пород [4-7]. Установка на базе станка ПОБ-1 использовалась для исследований по оценке влияния промывочной жидкости и разрушаемых образцов на величину регистрируемых релаксационных токов [3-5].

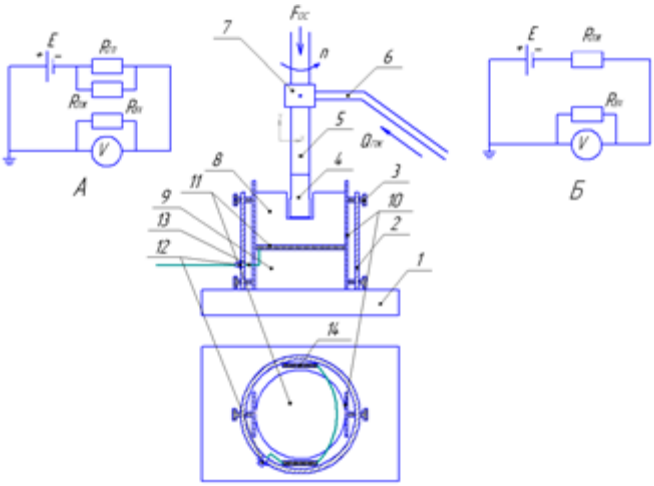


Рис. 6 Схема измерительной части с двумя каналами регистрации: 1– станина бурового станка, 2 – зажим горной породы, 3 – зажимной болт, 4– породоразрушающий инструмент, 5 – бурильная колонна, 6 – буровой шланг, 7 - вертлюг, 8– образец горной породы, 9 – изолирующая подставка из капролона; 10 – изоляционные вставки из текстолита; 11 – свинцовый электрод; 12 – вывод для передачи сигнала на ПК; 13 – проводник; 14 – электроды.

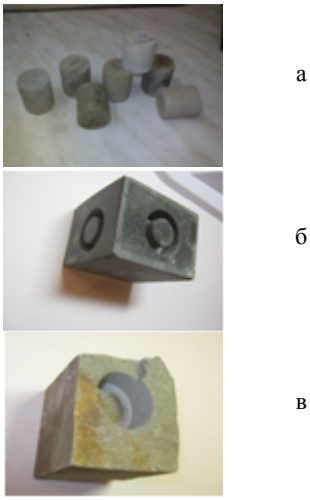


Рис. 7 Образцы для проведения исследований: а – цилиндры из керна для разрушения на ПОБ-1; б – гранит; в – песчаник.

Рис.8 Типы используемых породоразрушающих инструментов: 1 – алмазная буровая головка, 2 – буровая головка с резцами PDC, 3 – одношарошечное долото

Благодаря наличию двух разноплановых установок для разрушения горных пород, комплекта породоразрушающих инструментов и реальных горных пород в качестве образцов мы имеем возможность исследовать процесс генерации релаксационных токов и влияющие на него параметры практически в том же исполнении, что и при реальном бурении. Таким образом, возникают перспективы применения результатов данных исследований в информатизации процесса реального бурения. Однако главной проблемой является адаптация используемых схем регистрации к полевым условиям. Кроме того, уровень полезного сигнала с глубины 2-3 км на реальных скважинах будет существенно ниже, чем в лабораторных исследованиях. Таким образом, для проведения полевых исследований потребуется разработка дополнительных забойных усилителей сигнала.

Литература

1. Евсеев В.Д., Епихин А.В., Самохвалов М.А. Новые возможности контроля процесса бурения скважин //Бурение и нефть, 2010, - № 10. - С. 28-30.
2. Епихин А.В., Карнеев К.В. Экспериментальная буровая установка для изучения явлений на контакте буровое долото - горная порода. // Сб.тр. XIII Междунар. научн. симп. студентов и молодых учёных им. акад. М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр». – Томск: изд-во ТПУ, 2009. – С.510-512.
3. Епихин А.В. Исследование влияния промывочной жидкости на импульсные электрические токи, возникающие при бурении скважин. // Сб.тр. XII Междунар. научн. симп. студентов и молодых учёных им. акад. М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр». – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – С.509-512.
4. Евсеев, В.Д., Самохвалов, М.А., Петухов, М.В. Отчет по НИР Разработка комплекса диагностики эффективности разрушения горных пород при бурении скважин. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 50 с.
5. Отчет по I этапу х/д 10-2/2012 по теме НИОКР «Разработка информационного канала связи с забоем скважины, путем регистрации и анализа амплитудно-частотных характеристик релаксационных токов,

возникающих при разрушении горных пород, для использования при сооружении скважин методом глубокого и колонкового бурения», 2012.
6. Епихин А.В., Ковалев А.В., Григоренко А.К. Оценка влияния осевой нагрузки на электрические токи, генерируемые при разрушении горных пород на забое скважины. // Сб.тр. XV Междунар. научн. симп. студентов и молодых учёных им. акад. М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр». – Томск: Изд-во ТПУ, 2011. – Т. – С.247-249.
7. Григоренко А.К., Евсеев В.Д., Епихин А.В., Ковалев А.В., Самохвалов М.А. Релаксационные токи с забоя скважины и параметры режима бурения //Повышение качества строительства скважин: II Международная научно-техническая конференция – Уфа, Уфимский гос. нефтяной техн. ун-т, 7-9 декабря 2010. – Уфа: Изд. Нефтегазовое дело, 2010. – С. 92-97.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ РАСХОДА ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ НА РЕЛАКСАЦИОННЫЕ ТОКИ, ГЕНЕРИРУЕМЫЕ ПРИ РАЗРУШЕНИИ ГОРНЫХ ПОРОД БУРЕНИЕМ

А.В. Епихин, А.С. Захаров, Е.А. Батеев
Научные руководители: профессор В.Д. Евсеев, доцент М.А. Самохвалов.
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На кафедре бурения скважин Томского политехнического университета исследуются возможности использования релаксационных токов с забоя для получения информации о процессе сооружения скважины. Релаксационными токами называют движение зарядов, стекающих по границам трещины нормального и тангенциального отрыва. Эти исследования являются продолжением работ профессора Воробьева А.А. и его последователей, которые определили, что электрические явления, возникающие при механическом и термическом воздействии на горные породы, могут нести полезную информацию о процессе их разрушения [1-3]. Кроме того, в ходе экспериментов было доказано, что на амплитудно-частотные характеристики генерируемых электрических сигналов влияет как способ воздействия, так и свойства объекта воздействия (твердость, гранулометрический состав, насыщенность жидкостями или газами, элементный состав) и среда (жидкость, газ и т.д.), в которой это взаимодействие происходит [4-6].

Основываясь на результатах исследований явления электризации твердых тел при их механическом нагружении сотрудники кафедры бурения изучают возможность применения его для информатизации процесса бурения [7-8]. Идея заключается в том, чтобы извлекать полезный сигнал, генерируемый на забое скважины при механическом разрушении горных пород, и, интерпретируя его, получать информацию о процессе разрушения, работе породоразрушающего инструмента, влиянии на эффективность разрушения используемой промывочной жидкости, а также о составе, свойствах и насыщенности флюидами горных пород. Тем самым процесс бурения будет обеспечен «естественным забойным генератором информации», который станет основой для разработки систем телеметрического сопровождения сооружения скважин нового типа. Основные проблемы, с которыми придется столкнуться разработчикам – наличие большого количества помех, ослабление сигнала с ростом глубины забоя, а также широкий спектр процессов происходящих на забое скважины (механические, термические, химические). Эти процессы в разной степени могут оказывать влияние на амплитудно-частотные характеристики регистрируемых сигналов.

Первой задачей, которую предстоит решить, является оценка влияния на механоэлектрические преобразования при бурении скважин наиболее существенных факторов, влияющих на величину и характеристики регистрируемых токов, а именно:

- технологические (параметры режима бурения, состав и свойства промывочной жидкости);
- технические (тип используемого породоразрушающего инструмента);
- геологические (тип, минеральный состав и свойства разрушаемой горной породы, состав и свойства насыщающего ее флюида, ее текстура и структура).

На данный момент основным направлением наших исследований является изучение влияния технологических факторов на амплитудно-частотные характеристики регистрируемых сигналов. Важно оценить не только вклад каждого из параметров, но и их комплексное влияние. Наличие взаимосвязей и характеризующие их зависимости были определены уже для осевой нагрузки [9] и частоты вращения [10] породоразрушающего инструмента. В частности было доказано, что по спектрам регистрируемых релаксационных токов можно определить частоту вращения на забое используемого породоразрушающего инструмента, а для шарошечных долот и частоты вращения шарошек [10]. В перспективе предполагается проведение серии экспериментов с шарошечными долотами с целью определения числа ударов вооружения долота о забой в единицу времени. На данный момент это пока не достижимо из-за слишком малой разрешающей способности регистратора. Влияние осевой нагрузки на величину релаксационных токов было оценено по результатам экспериментов с различными типами породоразрушающих инструментов [9]. До последнего времени наиболее слабо изучено влияние расхода промывочной жидкости на величину регистрируемых сигналов. В связи с этим было принято решение о проведении серии экспериментов, для оценки влияния интенсивности промывки на величину и характер регистрируемых сигналов.

Исследования проводились на буровой установке, смонтированной на базе сверлильного станка [11], с возможностью варьирования параметров режима бурения Общий вид установки представлен на рис. 1. В качестве образцов горной породы использовался песчаник Степановского карьера г. Томска, подготовленный для проведения экспериментов на камнерезном станке в виду параллелепипедов размером 60*60*80 мм (рис.2) Для бурения использовалась алмазная буровая головка матричного типа диаметром 36 мм (рис. 3). В рамках

исследований было проведено 3 серии экспериментов (по 3 шт.), параметры режима бурения для которых представлены в таблице 1. Регистрация релаксационных токов проводилась по двум каналам: а) регистрировалось падение напряжения между долотом (электрод №1) и свинцовой пластиной (электрод №2), расположенной под образцом; б) регистрировалось падение напряжения на промывочной жидкости между долотом и электродами, расположенными по периметру зажима образца (рис. 4). Для снижения погрешности измерений вследствие различия свойств используемых образцов, каждая серия экспериментов проводилась на отдельном образце. Перед каждым экспериментом образец обрезался для обеспечения забуривания с нулевой отметки забоя.

Рис. 1 Общий вид экспериментальной установки на базе сверлильного станка

Рис. 3 Алмазная буровая головка матричного типа

Рис. 2 Образцы песчаника для проведения исследований

Согласно таблице 1 величина механической скорости для серии 2 (Q_{MIN}), чем для серии 1 (Q_{MAX}), что противоречит теории бурения скважин. Это может быть обусловлено тем, что на алмазную буровую головку действует противодавление промывочной жидкости, которое снижает величину осевой нагрузки на забой. Величина противодавления прямо пропорциональна давлению на забое.

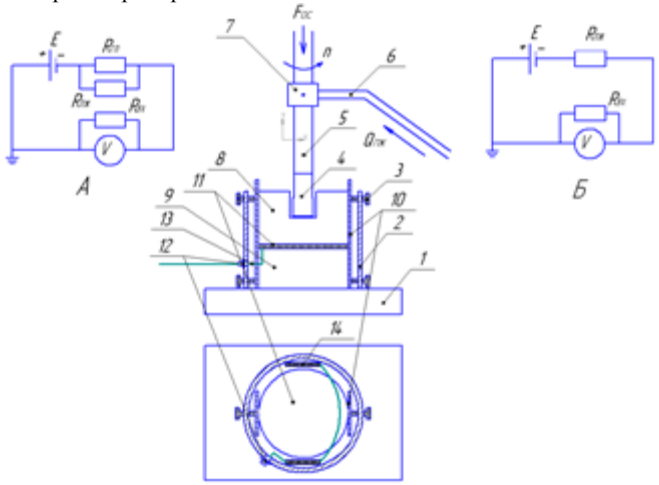


Рис. 4: 1 – станина бурового станка, 2 – зажим для образца горной породы, 3 – зажимной болт, 4 – породоразрушающий инструмент, 5 – бурильная колонна, 6 – буровой шланг, 7 - вертлюг, 8 – образец горной породы, 9 – изолирующая подставка из капролона; 10 – изоляционные вставки из текстолита; 11 – свинцовый электрод; 12 – вывод для передачи сигнала на ПК; 13 – проводник; 14 – электроды.

Поэтому снижение осевой нагрузки при максимальном расходе, при котором давление на забое около 1,4 кг/см^2, более значительно, чем при минимальном, при котором на забое устанавливается давление около 0,6 кг/см^2. Расчётное снижение осевой нагрузки, за счёт противодавления на ПРИ, в рамках проводимых экспериментов может достигать 25% (до 5 кгс).

Результаты обработки данных, характеризующие изменение величины падения напряжения постоянной составляющей тока на образце песчаника в течение эксперимента для различных значений расхода представлены на рис. 5А-Б. На основе анализа графиков был сделан вывод о том, что полученные зависимости характеризуются, в основном, особенностями разрушения горной породы при различных значениях расхода, вследствие которых существенно изменяется электрохимический потенциал среды за счёт частичного растворения кислого шлама. Промывочная жидкость первоначально имела pH>7 в связи с насыщением технической воды щелочным шламом при бурении мрамора в предшествующих экспериментах. При высокой

интенсивности промывки в призабойной зоне pH промывочной жидкости была больше 7 и потенциал на измерительном электроде был отрицательным, что иллюстрирует график в первой половине эксперимента (до 100-110 с), когда значения постоянной составляющей падения напряжения отрицательны. По мере разрушения образца песчаника (кислая горная порода) pH в призабойной зоне понижался и на измерительном электроде возникал положительный потенциал, что иллюстрируется графиком во второй половине эксперимента. В случае экспериментов при минимальных значениях расхода промывочной жидкости в призабойной зоне сразу образуется кислая среда за счёт высокой концентрации кислого шлама и наблюдаются более высокие значения положительного потенциала (рисунок. 5).

Таблица 1

Параметры режима бурения, используемые в рамках проводимых исследований

Серия	Образец	Продолжительность бурения, мин.	Осевая нагрузка, кгс	Расход промывочной жидкости, л/с	Частота вращения ПРИ, об/мин	$V_{мех}$, мм/мин
1	1	3	20	Q_{MAX}=0,21	505	1,6
	1	3	20	Q_{MAX}=0,21	513	1,3
	1	3	20	Q_{MAX}=0,21	511	1,3
2	2	2	20	Q_{MIN}=0,07	512	2,5
	2	2	20	Q_{MIN}=0,07	514	1,7
	2	2	20	Q_{MIN}=0,07	521	2,2
3	3	3,5	20	от Q_{MAX}=0,21 к Q_{MIN}=0,07	506	от 5,0 к 3,0
	3	3,5	20	от Q_{MAX}=0,21 к Q_{MIN}=0,07	511	от 5,3 к 2,6
	3	3,5	20	от Q_{MAX}=0,21 к Q_{MIN}=0,07	510	от 2,6 к 2,3

Изменение величины импульсной составляющей падения напряжения на образце песчаника при изменении интенсивности промывки соответствует наблюдавшемуся изменению механической скорости бурения при изменении расхода промывочной жидкости, что иллюстрируют графики на рисунке 6. С ростом механической скорости бурения увеличивается импульсная составляющая падения напряжения, что соответствует ранее выявленным закономерностям изменения импульсной составляющей тока при изменении осевой нагрузки на долото.

Полученные результаты свидетельствуют о существовании разных источников для постоянной и импульсной составляющих электрических сигналов возникающих в контуре «долото – горная порода – станок – долото» при бурении скважин с промывкой.

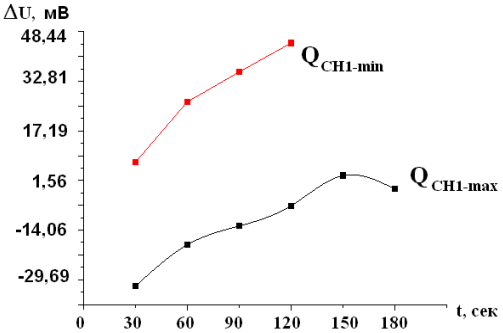


Рис. 5 Изменение величины падения напряжения постоянной составляющей тока по времени при различных значениях расхода при регистрации на первом канале

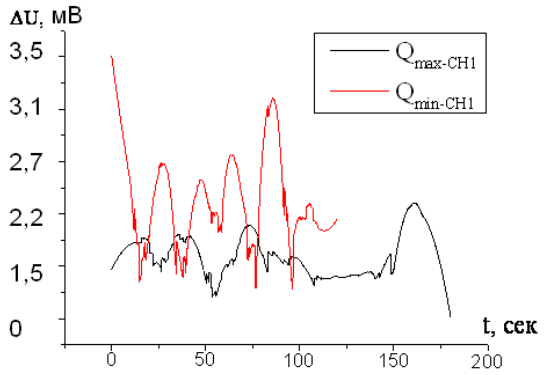


Рис. 6 Вариации импульсной составляющей падения напряжения от времени эксперимента для первого канала регистрации при различных значения расхода

Резюмируя вышесказанное можно определить следующие выводы:

1. Величина расхода промывочной жидкости влияет на амплитудные характеристики как постоянных, так и импульсных токов и напряжений в контуре «долото – горная порода – станок – долото» при бурении с промывкой.
2. На постоянную составляющую в контуре «долото – горная порода – станок – долото» влияет электрохимического потенциала в призабойной зоне.
3. Импульсная составляющая в контуре «долото – горная порода – станок – долото» определяется в основном интенсивностью механоэлектрических преобразований на забое скважины..

Литература

1. Воробьев А.А. О возможности электрических разрядов в недрах Земли //Геология и геофизика, 1970 – №12 – С. 3-13.
2. Воробьев А.А., Завадовская Е.К., Приезжев В.Н., Сальников В.Н. Применение метода счета частичных разрядов в геологии// Тез. Докл.: Вопросы геологии Сибири – Томск: Изд-во ТГУ, 1971 – С. 234-235.
3. Воробьев А.А. К вопросу об инициировании землетрясений подземными грозовыми явлениями // Электрическая аппаратура и электрическая изоляция. - М.: Энергия, 1970 – С.494-506.
4. Воробьев А.А., Ширяев В.Ф., Защинский Л.А., Евсеев В.Д. О природе электромагнитных волн, излучаемых горными породами при их нагружении // Проблемы нефти и газа Тюмени., 1974. – Вып.4. – С.77-80.
5. Воробьев А.А., Ширяев В.Ф., Защинский Л.А., Нацеткин В.Ф, Импульсное электромагнитное поле, возникающее при деформациях грунтов в лабораторных условиях //Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых, 1981 – № 6, – С. 119-120.
6. Гольд Р.М., Марков Г.П., Могила П.Г., Самохвалов М.А. Импульсное электромагнитное излучение минералов и горных пород, подвергнутых механическому нагружению //Изв. АН СССР. Физика Земли, 1975 – № 7 – С. 109 –111.
7. Евсеев В.Д., Епихин А.В., Самохвалов М.А. Новые возможности контроля процесса бурения скважин //Бурение и нефть, 2010 – № 10 – С. 28-30.
8. Евсеев, В.Д., Самохвалов, М.А., Петухов, М.В. Отчет по НИР Разработка комплекса диагностики эффективности разрушения горных пород при бурении скважин. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 50 с.
9. Епихин А.В., Ковалев А.В., Григоренко А.К. Оценка влияния осевой нагрузки на электрические токи, генерируемые при разрушении горных пород на забое скважины. // Сб.тр. XV Междунар. научн. симп. студентов и молодых учёных им. акад. М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр». – Томск: Изд-во ТПУ, 2011. – Т.2. – С.247-249.
10. Григоренко А.К., Евсеев В.Д., Епихин А.В., Ковалев А.В., Самохвалов М.А. Релаксационные токи с забоя скважины и параметры режима бурения //Повышение качества строительства скважин: II Международная научно-техническая конференция – Уфа: Изд. Нефтегазовое дело, 2010. – С. 92-97.
11. Епихин А.В., Карнеев К.В. Экспериментальная буровая установка для изучения явлений на контакте буровое долото - горная порода. // Сб.тр. XIII Междунар. научн. симп. студентов и молодых учёных им. акад. М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр». – Томск: Изд-во ТПУ., 2009. – С.510-512.

НЕСТАЦИОНАРНЫЙ РЕЖИМ ПРОМЫВКИ ЗАБОЯ СКВАЖИНЫ ПРИ БУРЕНИИ

В.И. Иванников, И.В. Иванников, Х.Н. Курбанов
Научный руководитель профессор В.И. Иванников
Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, г. Москва, Россия

Темп углубления скважины и в первую очередь механическая скорость бурения существенно зависят от степени очистки забоя от выбуренной породы и активного воздействия потока промывочного раствора на процесс разрушения породы на забое.

Стационарный поток, независимо от геометрии системы промывки долота, совершает работу по размыву и удалению осадка разрушенной породы. Однако, процесс промывки не согласован с работой долота и в этом, на наш взгляд, кроется основная причина снижения показателей проходки скважины по мере ее углубления. Здесь уместно привести известную диаграмму Бингхема (рис.1), которая дает наглядное представление о влиянии очистки забоя на эффективность разрушения разбуриваемых пород.

Бурение скважин до 2000м. ведется в породах не достигших предельного уплотнения, поэтому в этом интервале скорость проходки достаточно высокая, т.к. дифференциальное давление меньше сказывается на буримости пород. На глубинах свыше 2000м. влияние дифференциального давления на процесс разрушения породы становится определяющим.

Эмпирическая зависимость скорости проходки от перепада давлений имеет вид:

$$V = V_0 * e^{-a(P_{гс}-P_{пл})},$$

где: V_o – скорость проходки при $P_{гс} = P_{пл}$

$P_{гс}$ – гидростатическое давление в скважине на данной глубине,

$P_{пл}$ – пластовое давление на данной глубине,

а – экспериментальная константа (по Бургойну и Янгу, $a = (1{,}2 * 2{,}3) * 10^{-7}ПА^{-1}$)

Рассмотрим единичный акт разрушения породы шарошечным долотом (рис.2). Как видно из рисунка 2 здесь после выкола консолей имеет место фильтрация жидкости в ядро разрушения. Следовательно выравнивание давлений будет определяться на скоростной фильтрации жидкости в пористую породу, а в трещины деформированного забоя. Препятствием, задерживающим фильтрацию, является глинистая корка или глинистые частицы, содержащиеся в буровом растворе.

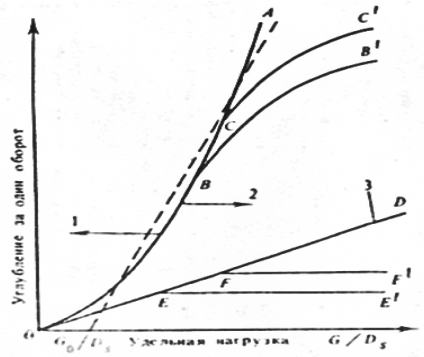


Рис.1. Диаграмма Бингхэма: 1-область совершенной очистки;2-область несовершенной работы;3-линия минимального углубления

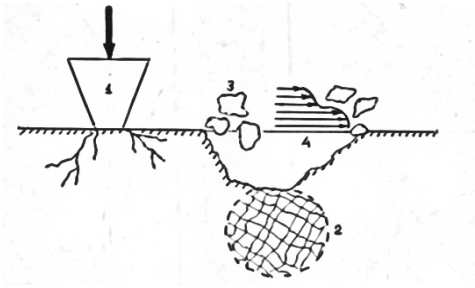


Рис.2.Механизм рахрушения твердой породы зубьями шарошечного долота:1-зуб долота;2-ядро разрушения;3-обломки выкола консолей;4-тангенциальный поток

Последующее внедрение зубьев долота идет по преднарушенному забою и здесь мы имеем дело фактически со шламовой подушкой, набитой глинистым материалом. Вот почему гидромониторный эффект дает свои результаты.

Таким образом, работа шарошечного долота даже в однородной толще пород происходит как бы дискретно (рис.3): в одном слое долото работает на разрушение (создание трещин), а в следующем слое оно выполняет функцию рыхлителя. И процесс очистки забоя идет также неравномерно: при Q = const количество шлама в фазе рыхления резко возрастает и он полностью не удаляется с забоя. Отсюда происходит перемалывание породы и возникает наддолотные глиношламовые сальники.

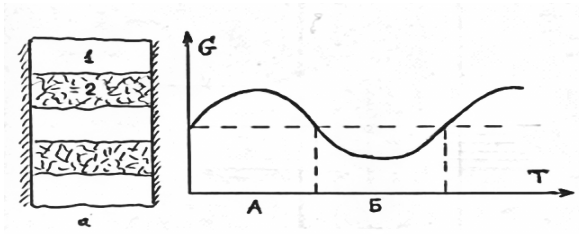


Рис.3. Дискретный процесс углубления долота при бурении: G-кол-во выбуренной породы;T-время;А-фаза рыхления; Б-фаза разрушения ;А-иллюстрация послойного разрушения породы на забое

Имея ограниченный запас гидравлической мощности насосов, по мере увеличения потерь давления в скважине (особенно при бурении с забойными двигателями и гидромониторными долотами) мы вынуждены постепенно снижать расход промывочной жидкости, подводимой к забою. Следствием этого является ухудшение очистки скважины и преждевременный износ долот. Пути выхода из этого тупика имеются. Нами [3 и др.] неоднократно указывалось. Что один из путей интенсификации процесса бурения на глубинах свыше 2000м. – переход на нестационарный режим промывки забоя скважины. Под нестационарным режимом подразумевается импульсный (пульсирующий) режим подачи жидкости на забой.

Рациональный подход к решению задачи создания нестационарного режима промывки забоя состоит в том, что энергетически более выгодно преобразовать стационарный поток в пульсирующий (или кавитирующий) непосредственно над долотом, чтобы локализовать возмущение в призабойной зоне скважины. Во-первых, это исключит вредное влияние импульсного воздействия на стенки скважины, незакрепленные обсадной колонной, иначе их можно спровоцировать к обрушению или получить гидроразрывы пластов. Во-вторых, необходимо оперативно управлять режимом пульсаций, чтобы согласовать

их с работой долота. В частности, частота пульсаций должна соответствовать числу поражений забоя зубьями долота за один оборот или быть кратной. Такое условие позволяет в фазе отрицательного импульса (рис.4) разрыхлять и поднять частицы породы в ядре разрушения (рис.2) и следовательно работать по чистому забою.

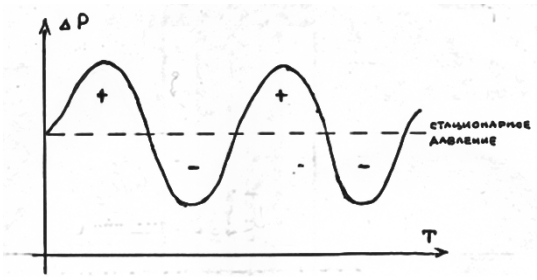


Рис.4. Давление в пульсирующем потоке на забое скважины

Для реализации нестационарного режима нами были разработаны гидропульсаторы, выполненные в размерах обычного переводника, которые включались в состав компоновки низа бурильной колонны (КНБК). Регулирование частоты и амплитуды пульсаций осуществлялось за счет изменения производительности буровых насосов.

Для оптимизации работы гидропульсаторов и кавитаторов они конструктивно выполняются на заданный режим работы долота с возможностью изменения своих параметров в диапозоне расходной характеристики буровых насосов.

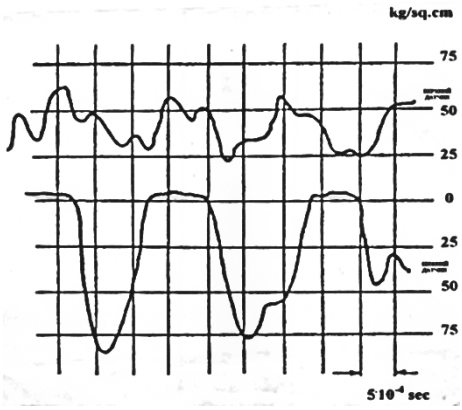


Рис.5. Осцилограмма работы кавита□ора

Кавитаторы типа ГВШ используются для создания на забое перепадов давления, а также для разрыва сплошности потока, что позволяет усилить эффект воздействия на разбуриваемую породу. На рисунке 5 показана осциллограмма рабочих давлений, генерируемых потоком промывочного раствора во входной и выходной полостях кавитатора.

Моторесурс современных долот с маслонаполненной опорой позволяет обеспечить реальную проходку до 500м. и более за рейс при высокой механической скорости, однако из-за несовершенной очистки забоя наступает преждевременный износ вооружения и опорных элементов долота (особенно при турбинном приводе), что вынуждает прерывать процесс углубления скважины.

Ссылки многих исследователей на тот факт. Что с глубинной возрастает прочность разбуриваемых пород,, на наш взгляд, не оправданы. Твердость пород в частности глинистых разностей, действительно возрастает, но на глубинах свыше 2000м. начинает проявляться их напряженность, которая способствует разрушению при вскрытии долотом. Наши аналитические исследования [6] по вопросу напряженного состояния забоя бурящейся скважины подтвердили эту ситуацию.

Литература

1. Cunningham R.A. An empirical approach for relating drilling parameters. // Journal of Petroleum Technology. , 1968. – V. 30 – № 7. – pp. 310-315.
2. Vidrine A.I., Benit E.I. Field verification on the effect of differential pressure on drilling rate. // Journal of Petroleum Technology. ,1968. – V. 30 –, № 7. – pp. 116-118.
3. Буяновский И.Н. О применении пульсирующего потока для усовершенствования очистки забоя скважины. // Мат-лы IV Всесоюзного семинара по гидравлике промывочных жидкостей и цементных растворов в бурении. – Октябрьский, 1971. – С.33-35.
4. Иванников В.И., Иванников И.В. Интенсификация процесса бурения глубоких скважин. //

Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море., 1999. – N2. – С.11-13.
5. Иванников В.И., Михлин А.П. Напряженно-деформированное состояние призабойной зоны глубокой скважины.// . Известия ВУЗ. Горный журнал. – М, 1986. – N12. – С. 18-20.
6. Маковей Н. Гидравлика бурения. – М. : Недра, 1986. – 536 с.
7. Покровская Г.А., Складчиков В.Г., Савельев В.Н. Опыт применения пульсационного режима промывки при бурении скважины в вязкопластичных горных породах. / /Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 1990. – N5. – С. 14-16.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГЕОНАВИГАЦИИ ПРИ БУРЕНИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

А.А. Ковешников
Научный руководитель ассистент Ю.А. Максимова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Геологическое сопровождение как метод контроля происходящих на забое процессов, существует с момента возникновения самого процесса бурения. Данный метод служит для оценки скорости бурения, привязки выбуренной породы к пробуренному метражу, межскважинной корреляции, анализа газопоказаний со скважины и т.д. Сегодня геологическое сопровождение применяется в основном при бурении горизонтальных скважин и скважин со сложной архитектурой для достижения максимально эффективной длины горизонтального ствола скважины. При этом проводка ствола через пласт осуществляется с учетом геологических особенностей и технических ограничений бурения, что обеспечивает эффективную выработку запасов нефти. Однако на определенном этапе обычного сопровождения бурения может оказаться недостаточно, так как постоянно присутствует фактор неопределенности, связанный с геометрией пласта и замерами инклинометрии. Свести эти неопределенности к минимуму можно путем внедрения метода геонавигации.

Сегодня совершенно очевидно, что недра наряду с подводным, воздушным и безвоздушным являются четвертым видом пространства – подземным, где все активнее проявляется человеческая деятельность, несомненно, изменяющая структуру производства и потребления. Освоение пространства всегда начиналось с проектирования и выполнения траектории морским или космическим кораблями, подводной лодкой или самолетом, проходческим комплексом или буровым инструментом. Именно согласно требованиям выполняемости проектируемой траектории конструировались наземные и наводные, подводные и воздушные, космические и подземные аппараты и устройства. Поэтому при строительстве скважин геонавигация, в рамках которой ставятся и решаются технологические, аппаратные и программные задачи управления траекторией ствола скважины во взаимосвязи с исследованием околоскважинного пространства и воздействием на него в процессе бурения, становится инструментом исследований и освоения недр подземного пространства значительной протяженности.

Метод геонавигации бурения был создан на базе многовариационного двухмерного моделирования синтетического каротажа по стволу скважины с последующей настройкой на фактический каротаж, записанный при бурении. В качестве отправной точки для моделирования синтетического каротажа служит каротаж пробуренного ранее «пилота» или одной из соседних скважин. Таким образом, в отличие от стандартного геологического сопровождения геонавигация решает обратную задачу — на основе фактического каротажа и инклинометрии определяется положение текущего забоя скважины относительно геологического разреза (без точной геометризации структурного поведения всего пласта). Это позволяет добиться оптимального размещения горизонтального участка ствола скважины в пласте с наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами. Как известно, этапу бурения скважины предшествует этап проектирования, на одной из стадий которого закладывается плановая траектория бурения с координатами точки устья скважины, интервалом набора кривизны, участком стабилизации, координатами точки входа в пласт и точкой окончательного забоя. Здесь так и напрашивается термин «геометрия бурения» с жесткофиксированными законами, изменение которых при стандартном подходе требует значительных потерь по времени. При геонавигации сохраняется условие проектного профиля, однако оно обновляется (корректируется) каждый раз с поступлением новой геолого-геофизической информации, меняющей текущее представление о целевом пласте (свойства, строение, насыщение). Как правило, возможность получать новую информацию с забоя, можно после каждых пробуренных 9–14 м. Согласование каждой скорректированной итерации проектного профиля требует сокращенного интерактивного подхода (метода), сводящего к минимуму «бумажную бюрократию». Для анализа поступающей геологической, геофизической и технологической информации с забоя скважины, который необходимо выполнять без остановки технологического процесса бурения, требуется команда опытных специалистов, состоящая, из геолога, петрофизика, специалиста по 3D-моделированию и инженера по бурению. Комплексный инженерный подход позволяет охватить геонавигацией не одну, а сразу несколько скважин. Развитие технологий бурения сделало возможным сбор каротажных данных (MWD/LWD) при помощи скважинных устройств, входящих в компоновку бурильной колонны. Эти устройства позволяют передавать большое количество данных на поверхность в режиме реального времени или сохранять в памяти прибора, откуда они могут быть считаны после подъема КНБК из скважины. Качество регистрируемых параметров LWD при этом сопоставимо с инфомацией, получаемой от традиционных геофизических приборов, спускаемых в скважину на кабельной лебедке. Данные, которые могут быть получены при каротаже в процессе бурения, приведены в табл.1. Сама возможность сбора данных с забоя скважины в режиме реального времени имеет ряд преимуществ. Первое — результаты каротажа в процессе бурения и его интерпретации доступны специалистам еще во время бурения, что позволяет оперативно реагировать на изменения геологической обстановки. Второе – минимальное время между вскрытием пласта и регистрацией его характеристик, позволяет более точно оценить удельное электрическое сопротивление, а следовательно и его нефтенасыщенность. И третье

– при помощи применения азимутальных методов LWD, которые дают развернутую картину по секторам стенок скважины (вверх-вниз, вправо-влево), стало возможным определять угол и азимут напластавания и другие структурные элементы пласта, и проводить тем самым эффективную геонавигацию бурения с уточнением структурных построений геологической модели месторождений.

Модули LWD при сборке КНБК, комбинируются определенной последовательности в зависимости от разбуриваемой секции скважины.

К примеру, практическая реализация указанного выше подхода (таблица 2) в компании ЛУКОЙЛ проходила через опытно-промышленные работы (ОПР), к выполнению которых на тендерной основе были приглашены ведущие иностранные компании, оказывающие услуги по телеметрии и каротажу в процессе бурения: Schlumberger, Baker Hughes, Weatherford и Halliburton. Период ОПР составил более двух лет. Работы велись на месторождениях Западной Сибири и Волго-Уральского региона, то есть в разных геолого-стратиграфических разрезах. За время реализации проекта был наработан большой массив скважинной информации (более 100 исследований горизонтальных участков).

По результатам анализа, проведенного совместно со специалистами филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг - и КогалымНИПИнефти, можно сделать ряд выводов. Так, за счет оптимизации комплекса геофизических исследований в процессе строительства скважин сроки строительства сократились в среднем на 1,5 суток. Результаты количественной интерпретации фильтрационно-емкостных свойств вскрываемого разреза доступны в процессе бурения скважины, что облегчает геологическое представление об объекте. Наконец, использование азимутальных методов исследования в процессе бурения при вычислении относительных углов пересечения с различными поверхностями позволяет получить представление о реальном поведении структуры в азимуте бурения.

Таблица 1

Модули по расположению от долота, получаемые при каротаже в процессе бурения

Состав модулей	Удаление от долота («зона не промера»), м	Технические особенности	Параметры интерпритации
1.Инклинометрия (MWD)	≈ 13,0	Определение траектории горизонтального участка	Зенитный угол, азимут и т.д.
2.Кавернометрия (LWD)		Р□гистрация диаметра скважины ультразвуковым либо плотностным методом	
3.Электромагнитный каротаж (Res LWD)	≈13,5	Регистрация удельного сопротивления породы на различных радиусах исследования	Заключение по характеру насыщения коллектора в горизонтальном участке
4.Гамма-каротаж (GR LWD)	≈14,5	Регистрация естественного гамма-излучения породы как в интегральном, так и в азимутальном режимах (имидж ГК)	Заключение по литологическому расчленению продуктивного пласта в горизонтальном участке
5.Нейтронный каротаж (LWD)	≈23,5	Регистрация гамма-излучения вследствие облучения породы потоком нейтронов как в интегральном, так и в азимутальном режимах (верх, низ, справа, слева)	Заключение по пористости породы и литологическое расчленение разреза (совместно с лито-плотностным каротажем)
6.Лито-плотностной каротаж (LWD)	≈25,5	Регистрация потока комптоновского рассеивания гамма-излучения на электронах элементов, входящих в состав пород, регистрация сечения фотоэффекта как интегральном, так и в азимутальном режимах (имидж плотности)	Заключение по пористости породы и литологическое расчленение разреза (совместно с нейтронным каратажем)

Таблица 2

Замеры параметров в интервалах бурения

Секция скважины	MWD	LWD
Кондуктор	На всех стадиях бурения скважин	-
Техническая колонна		GR или GR+Res
Эксплуатационная колонна		GR+Res + нейтронный, лито-плотностной, акустический каротаж, в зависимости от типа разреза

Безусловно, стоит сказать и о нескольких отрицательных моментах, связанных с применением данной технологии. Во-первых, это высокая стоимость использования оборудования LWD при бурении горизонтальных и пологих скважин, которое, несмотря на всю свою эффективность, значительно превышает по этому критерию аналогичные российские технологии каротажа на кабеле. Во-вторых, в настоящее время отсутствует нормативный документ, который бы решал вопрос метрологии и стандартизации оборудования LWD при выполнении и приемке работ в государственных учреждениях.

В 1996 году впервые с применением отечественной геонавигации был разбурен куст № 2042 Самотлорского месторождения из 12 ГС.

При строительстве второй очереди ГС с куста № 2042 впервые апробирована и испытана отечественная геонавигационная технология, объединившая три системы информационного обеспечения строительства ГС

компьютеризированную станцию геолого-технологических исследований;

забойную телеметрическую систему с электромагнитным каналом связи;

автономный аппаратурно-методический комплекс геофизических исследований АМК «Горизонт».

По пробуренным ГС средняя длина ствола скважины возросла в 1,24 раза, стоимость строительства - в 1,78 раза, площадь вскрытия проектного пласта увеличилась в 20 раз, коммерческая скорость уменьшилась в среднем в 2,5 раза по сравнению с Н НС. Стоимость строительства последних ГС не превысила стоимости ННС в 1,26 раза. Все 12 ГС куста № 2042 эксплуатируются гидроструйными насосами, коэффициент эксплуатации вырос до 0,98.

Результаты ГТИ обрабатывались бортовыми компьютерами. Бескабельная ЗТС позволила перейти на турбороторный способ бурения. В горизонтальном стволе скважины проведены ГИС без каротажного кабеля и контейнера из пластиковых труб, что исключило слом контейнера, повысило уровень безопасности для обслуживающего персонала, сократило время проведения ГИС и обработки информации.

Геонавигация, как наука управления траекторией ствола скважины во взаимосвязи с исследованием околоскважинного пространства и воздействием на него в процессе бурения, коренным образом меняет традиционные взгляды на разработку нефтегазовых месторождений. Геонавигация становится инструментом в руках модельеров-проектировщиков траекторий скважин, обеспечивая разработку месторождений с максимальными экономическими, экологическими и социальными эффектами.

Литература

1. Кульчицкий В.В., Григашкин Г.А., Ларионов А.С., Щебетов А.В., Геонавигация скважин. Учебное пособие: – М.: МАКС Пресс, 2008. – С. 312-204

СТРОИТЕЛЬСТВО ГОРИЗОНТАЛЬНО-РАЗВЕТВЛЕННЫХ СКВАЖИН В РОССИИ. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Г.В. Клиценко

Научный руководитель профессор Н.Г. Квеско

ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть», г. Красноярск, Россия

В нашей стране компаниями-недропользователями все острее ставится вопрос о нетрадиционных способах бурения и заканчивания скважин. С чем это связано? Месторождения нефти и газа в России имеют крупные остаточные запасы углеводородов в результате применения несовершенной сетки разбуривания. Это, в свою очередь, приводит к недостаточно плотной зоне дренирования, в результате недоизвлекается значительная часть запасов углеводородов. Причины низкого коэффициента извлечения: устаревшее оборудование, технология бурения и заканчивания скважин, отсутствие качественного подхода к методике разбуривания месторождения и увеличения зоны фильтрации, сложные горно-геологические условия. Решение этой проблемы видится в строительстве горизонтально-разветвленных скважин (ГРС).

Эффективность применения ГРС наиболее высока в залежах с высоконапорными пластовыми водами, подпирающими пропластки известняков (доломитов) значительной мощности с преимущественно вертикальной трещиноватостью, в залежах тяжелой нефти, в маломощных, неглубокозалегающих, истощенных залежах с

низкой проницаемостью. Также их эффект очевиден при разбуривании переслаивающихся песчаников, имеющих большие размеры по площади, маломощных пластов-коллекторов, тонкослоистых пластов и труднодоступных линзовых пропластков.

ГРС по классификации TAML (Technology Advancement for Multi-Laterals) [3] делятся на многоствольные (*Рис.1*) и многозабойные скважины (*Рис.2*). Многоствольная скважина (МСС) – скважина, состоящая из одного ствола, из которого пробурен один или несколько боковых стволов (ответвлений) на различные продуктивные горизонты (пласты), при этом точка пересечения боковых стволов с основным стволом находится выше вскрываемых горизонтов. Многозабойная скважина (МЗС) – скважина, состоящая из основного, как правило, горизонтального ствола, из которого в пределах продуктивного горизонта (пласта) пробурен один или несколько боковых стволов. По схеме заканчивания ГРС делятся на шесть уровней сложности [3], сложность возрастает с возрастанием уровня.

Первая горизонтально-разветвленная № 66/45 была пробурена в Башкирии советским изобретателем и инноватором в нефтегазовом деле Александром Михайловичем Григоряном. Но в силу недостаточно высокого технического развития технология не получила широкого применения в СССР, а после и в России.

В 21-м веке в России несколько нефтедобывающих компаний, которые имеют опыт строительства ГРС. Первой компанией-оператором, построившей ГРС, стала ОАО «Удмуртнефть». Скважина была пробурена в 2009 г. на Красногорском месторождении. В 2010 г. последовало строительство 4-х объектов на Красногорском месторождении на основании анализа результатов ранее пробуренной скважины [1]. Основной идеей строительства ГРС в ОАО «Удмуртнефть» было увеличение эффективной длины горизонтальных участков, что привело к существенному увеличению дебитов скважин в 3 – 6 раз. Вслед за ОАО «Удмуртнефть» свою первую МСС построила ООО «РН-Северная нефть» на Среднемакарихинском месторождении [2].

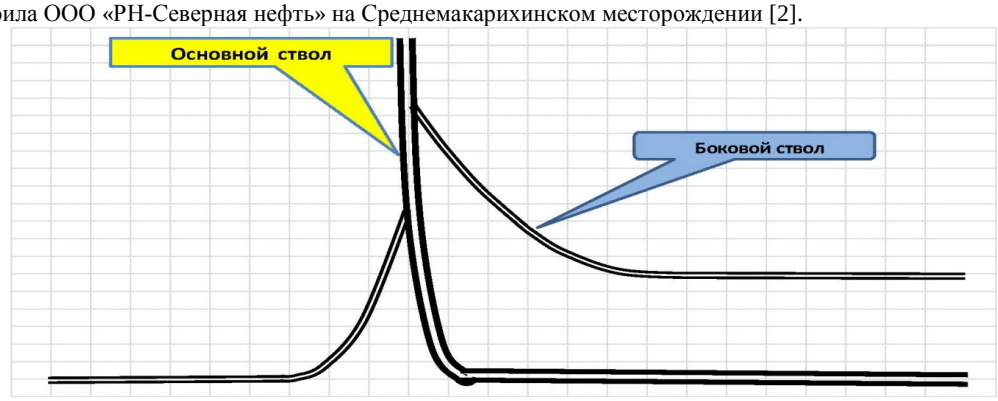


Рис.1 Многоствольная горизонтально-разветвленная скважина

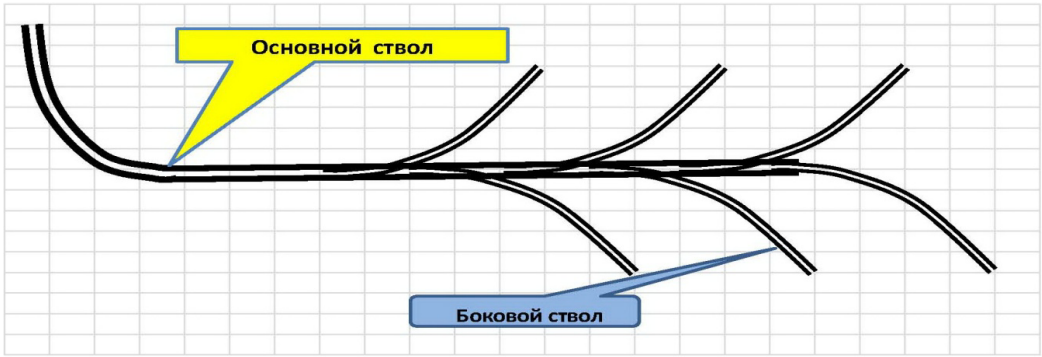


Рис.2 Многозабойная горизонтально-разветвленная скважина

Пробуренные МСС в 2010 и 2011 гг. имеют средний дебит в 1,8 раз, превышающий традиционные наклонно-направленные и горизонтальные скважины. В 2012 году сразу две нефтяных компании – ЗАО «Ванкорнефть» на Ванкорском месторождении и ОАО АНК «Башнефть» на Лемезинском месторождении успешно спроектировали и реализовали проекты на строительство. Среднесуточный дебит МЗС на Лемезинском месторождении увеличился в 2,5 – 5,0 раз по сравнению с традиционными скважинами, пробуренными ранее. На Ванкорском месторождении планируется увеличение дебита в 1,5 – 1,7 раза. (*Таблица*). В 2013 г. помимо вышеперечисленных компаний планируется строительство ГРС такими нефтедобывающими предприятиями, как ОАО «Самаранефтегаз» и ООО «Лукойл – Западная Сибирь».

Таблица

Бурение горизонтально-разветвленных скважин

Нефтедобывающая компания	Год бурения 1-й ГРС	Среднесуточный дебит до строительства ГРС, т/сут	Среднесуточный дебит после строительства ГРС, т/сут	Количество ГРС на начало 2012-го года	План на 2012 г.
ОАО «Удмуртнефть»	2009	3,0 – 3,5	10,0 – 20,0	10	11*
ООО «РН-Северная нефть»	2010	50,0 – 150,0	170,0 – 200,0	2	1
ЗАО «Ванкорнефть»	2012	240,0 – 350,0	350,0 – 60□,0**	0	4*
АНК «Башнефть»	2012	8,0 – 10,0	30,0 – 40,0	0	4

Примечания

* На данный момент план на 2012 г. не подтвержден фактическими данными

** Планируемый среднесуточный дебит

Таблица наглядно демонстрирует, что увеличение зоны дренирования за счет строительства горизонтально-разветвленных скважин в 1,5 раза, а в некоторых случаях в 5 – 6 раз увеличивает среднесуточный дебит скважин.

Градиент увеличения среднесуточного дебита зависит от нескольких факторов. Во-первых: месторождения имеют различные горно-геологические условия. Во-вторых: ГРС имеют отличную друг от друга конструкцию скважины и траекторию ствола. Для оптимального выбора конструкции и траектории скважины необходим тщательный анализ каждого отдельно взятого месторождения, так как нет одной догматической схемы, равноприменимой ко всем месторождениям.

В настоящее время в России объемы строительства МЗС и МСС постепенно увеличиваются за счет привлечения новых технологий бурения и заканчивания ГРС, представленных такими зарубежными компаниями, как Weatherford, Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes.

Преимущества технологии строительства горизонтально-разветвленных скважин уже давно очевидны отечественным нефтедобывающим предприятиям. За отсутствием необходимости повторного бурения в вышележащих интервалах данная технология имеет ряд преимуществ:

- экономия времени на бурение;
- экономия средств на бурение и эксплуатацию;
- уменьшение геологических рисков;
- снижение вреда окружающей среде.

Такие недостатки, как сложность оборудования для заканчивания скважин, конструкция скважины, повышенные риски при установке, ремонте и извлечении оборудования нивелируются очевидными достоинствами данной технологии.

Литература

1. Заикин И.П., Кемпф К.В., Готлиб О.Л., Ефимов С.В., Выхристюк С.В., Насыров А.М. Опыт бурения многозабойных горизонтальных скважин в ОАО «Удмуртнефть»//ROGTEC MAGAZINE. , 2011
2. Заикин И.П., Кемпф К.В., Федоров А.И., Сурмин В.А., Львов А.В., Немцов А.А. Опыт бурения многоствольных скважин в республике Коми//Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть»., 2011 – С.14 – 15.
3. Фрайя Хосе, Омер Эрве, Пулик Том, Джардон Майкл, Мируш Кайя, Паэс Рамиро, Сотомайор Габриель, Умуджоро Кеннет. Новые подходы к строительству многоствольных горизонтальных скважин//Нефтегазовое обозрение. – Весна, 2003 – С.44 – 67.

ОЦЕНКА ВОССТАНОВЛЕНИЯ ПРОВОДИМОСТИ ПРОППАНТА ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ ПРОЦЕССОВ ГЛУШЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ БЛОКИРУЮЩИХ СОСТАВОВ

Д.Н. Мезенцев[1]

Научный руководитель профессор Н.Г. Квеско[2]

[2]Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

[1]ОАО «ТомскНИПИнефть», г. Томск, Россия

Актуальность работы обусловлена интенсивным поглощением жидкостей глушения при проведении текущего ремонта в скважинах с низким пластовым давлением, а также при наличии техногенных трещин, в результате проведенного гидроразрыва пласта (ГРП). Поглощение растворов глушения приводит не только к ее увеличенному расходу, но также может вызвать рост обводненности продукции и снижение продуктивности скважины вследствие большой глубины проникновения по техногенным трещинам [2]. Основной целью фильтрационных исследований является оценка эффективности блокирующих составов в высокопроницаемой зоне продуктивного пласта.

Методика проведения эксперимента

Моделирование процессов глушения и восстановления притока нефти проводилось на специальной установке, моделирующей пластовые условия. При создании модели было принято условие, что в зоне

техногенной трещины остаточной воды не существует и по ней движется только нефть. В кернодержатель установки загружался определенный объем проппанта, затем через него фильтровали керосин для вытеснения воздуха. Далее поднимали температуру и давление до пластовых значений. Фильтрацией модели нефти через насыпную модель проппанта создавали начальную нефтенасыщенность. По завершении формирования условий пласта насыпная модель выдерживается в течение 16−24 часов при пластовых значениях температуры и давления. После выдержки определялась проницаемость K_0^i насыпной модели по нефти при фильтрации в прямом направлении на скорости 20 $см^3$/мин [1].

Фильтрация блокирующего состава осуществлялась в обратном (относительно движения нефти) направлении на скорости фильтрации, поддерживающей перепад не более 3 МПа. В данном режиме модель выдерживалась в течение 72 часов. По истечении заданного времени на насыпной модели определялась проницаемость K_1^i по нефти при фильтрации в прямом направлении на скорости 20 $см^3$/мин.

Коэффициент восстановления проницаемости рассчитывается по формуле:

$$\beta \mathrm{i} = \frac{K_1^i}{K_0^i}$$

где β_i –коэффициент изменения проницаемости при перепаде давлений ΔP_i; K_0^i − проницаемость для нефти до воздействия жидкости глушения, $мкм^2$; K_1^i − проницаемость для нефти после воздействия жидкости глушения, $мкм^2$ [3]

Объект исследования

Таблица

Результаты исследований по изменению проницаемости по нефти при воздействии блокирующего раствора на модель техногенной трещины

№ опыта	Блокирующий раствор	Кпр до воздействия, $мкм^2$	Кпр после воздействия, $мкм^2$	Квосст, д.ед.
1	БСГ-галит с твердой фаз□й	10546	2757	0,26
2	FloThru	11688	4940	0,42
3	ОЭГС	6552	4545	0,69

При проведении фильтрационных исследований использовался проппант размером 12/18, имитирующий техногенную трещину ГРП. Для исследований предложены составы российских и зарубежных производителей «БСГ-галит» (ООО «Геос»), «FloThru» («MI - SWACO») и ОЭГС (ООО «ГеоТехСервис»), планируемые к применению на месторождениях (табл.).

В состав растворов входят: комплекс полимеров, соли, гидрофобизаторы, антифильтрационный наполнитель и др. В качестве пластового флюида использовалась дегазированная модель пластовой нефти, авиационный керосин.

Результаты экспериментов

При моделировании процесса глушения блокирующими составами удалось добиться значительного снижения проницаемости или остановки фильтрации по насыпной модели. При исследовании блокирующих составов «FloThru» и «ОЭГС» достигнута полная остановка фильтрации в поровое пространство и получены высокие коэффициенты восстановления проницаемости 0,42 и 0,69 д.ед. соответственно (табл.). Важную роль в достижении результата состава «FloThru» сыграла его оптимизация для скважин с техногенной трещиной ГРП.

По результатам исследований плохой результат был получен при глушении составом «БСГ-галит». При моделировании процесса глушения наблюдалось значительное снижение проницаемости без остановки фильтрации (рис.).

Возможно блокирующий состав глубоко проник в насыпную модель, и при повторной фильтрации нефть не смогла его вытеснить.

По результатам ранее выполненной работы коэффициент восстановления проницаемости после глушения водой сеноманского горизонта составил 0,22 д.ед. Коэффициент проницаемости по нефти снизился с 0,019 до 0,004 $мкм^2$.

Выводы

При проведении фильтрационных исследований оценена способность блокирующих составов к образованию непроницаемой корки и предотвращать поглощение. К применению на скважинах с техногенными трещинами рекомендованы блокирующие составы глушения «FloThru» («Mi-Swaco») и «ОЭГС» (ООО «ГеоТехСервис»).

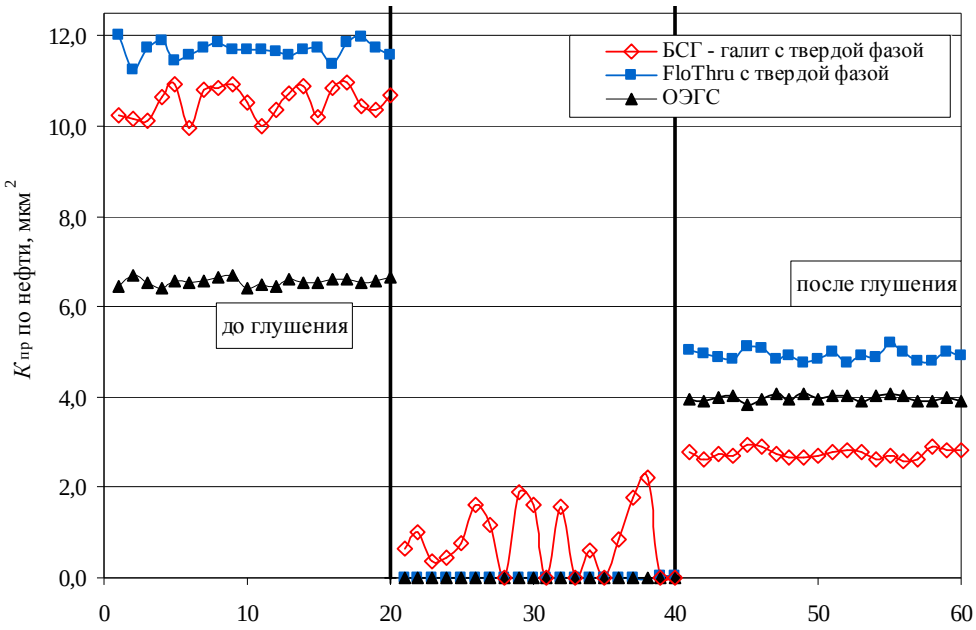


Рис. Изменение коэффициента проницаемости по нефти при глушении блокирующими растворами

Литература

1. Единая отраслевая методика по определению в лабораторных условиях параметров, характеризующих коллекторские свойства пласта РД 39–0147710–218–86. – Москва, 1986. − 110 с.
2. Рябоконь С. А. Технологические жидкости для заканчивания и ремонта скважин. − Краснодар: ООО «Просвещение-Юг», 2002. − 274с.
3. Тиаб Дж., Доналдсон Эрл Ч. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов − М.: ООО "Премиум Инжиниринг", 2007. − 868 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ ГЛИНИСТЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ МОДИФИЦИРОВАННЫХ ГЛИОКСАЛЕМ

К.М. Минаев[1], А.С. Захаров[1], Е.В. Панасюк[1], Д.О. Мартынова[2]
[1]Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия
[2]Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день установлено отрицательное воздействие микроорганизмов на процессы нефтедобычи, начиная от бурения скважин и заканчивая транспортировкой товарной нефти. При бурении жизнедеятельность целлюлозоразлагающих и других видов бактерий приводит к быстрому ухудшению технологических свойств бурового раствора, которое выражается, в частности, в изменении реологических свойств и в повышении показателя фильтрации [1]. Широкое применение в качестве бактерицидной добавки к буровому раствору и ингибитора коррозии нашел формальдегид. Однако данный реагент обладает рядом недостатков, в частности недостаточной эффективностью и длительностью бактерицидного действия, а также высокой токсичностью (2 класс опасности по ГОСТ 12.1.007-76) [2]. Поэтому перспективным представляется использование, в качестве ингибитора коррозии и бактерицида, простейшего диальдегида глиоксаля. Глиоксаль более чем в два раза активнее формальдегида, и значительно превосходит его по экологическим характеристикам. Одна молекула глиоксаля способна связывать две серосодержащие молекулы (сероводород, меркаптаны и т.п.), что обусловливает возможность его применения для предотвращения сероводородной коррозии. Биоцидные свойства глиоксаля широко используются для продления сроков службы буровых растворов и для обеззараживания самой нефти, в частности для борьбы с сульфатвосстанавливающими бактериями [3]. Ограничивало применение глиоксаля высокая стоимость, которая была обусловлена применением импортных реагентов. В настоящее время компания «Новохим» осуществила запуск первого в России производства глиоксаля с использованием уникальных технологий, вследствие чего продукция обладает высокими конкурентными преимуществами.

В нашей работе мы проводили исследование реологических и технологических свойств модельных буровых растворов модифицированных глиоксалем. Буровые растворы готовили роспуском бентонитовой глины (ПБМА) в дистиллированной воде, после чего в раствор добавляли требуемое количество глиоксаля. Изучение реологических свойств проводили на роторном вискозиметре OFITE 1100. Фильтрационные характеристики буровых растворов определяли с использованием Фильтр-пресса OFITE. Влияние состава буровых растворов на

набухаемость глины исследовали с помощью Тестера продольного набухания OFITE в динамическом режиме.

Наибольшую реакционноспособность глиоксаль проявляет в температурном интервале 50-60 ºС, поэтому изучение реологии буровых растворов проводили как при стандартной температуре 20 ºС, так и при повышенной – 55 ºС. Обработка бентонитовой суспензии глиоксалем приводит к значительному уменьшению условной вязкости бурового раствора (Таблица 1). С увеличением концентрации глиоксаля данный эффект увеличивается, поэтому при использовании глиоксаля в глинистых растворах следует учитывать разжижающие свойства реагента. Несмотря на уменьшение вязкости бурового раствора при добавлении глиоксаля, показатель фильтрации с увеличение концентрации глиоксаля незначительно уменьшается.

С увеличением концентрации глиоксаля в растворе происходит уменьшение статического напряжения сдвига, пластической вязкости и динамического напряжения сдвига.

Глиоксаль обладает способностью сшивать полимерные реагенты, содержащие гидроксильные группы, в результате чего может наблюдаться увеличение вязкости и структурообразования растворов. Поэтому было проведено изучение реологических свойств модельного бурового раствора на основе крахмала и глиоксаля (5 % бентонита и 0,25 % крахмала). Измерение реологии проводили через сутки после приготовления раствора, раствор хранился при комнатной температуре.

На основании результатов представленных в таблице 2 можно сделать вывод, что протекают следующие реакции:

– первая обусловлена взаимодействие глиоксаля и крахмала, за счет чего происходит увеличение вязкости и структурообразующих свойств бурового раствора;

– вторая обусловлена разжижающим эффектом глиоксаля при взаимодействии с бентонитовой глиной (Таблица 1).

В результате данных процессов, увеличение концентрации глиоксаля, вплоть до концентрации 0,25 %, приводит к увеличению структурообразования бурового раствора. Дальнейшее увеличение концентрации глиоксаля нецелесообразно, т.к. приводит к понижению вязкости раствора и статического напряжения сдвига.

Таблица 1

Результаты исследований модельных буровых растворов на основе бентонита и глиоксаля

Раствор	Плотность г/см^3	Условная вязкость, с	Фильтрация, см^3 за 30 мин	Статическое напряжение сдвига, дПа, 1 мин/10 мин		Пластическая вязкость, сПз		Динамическое напряжение сдвига, Па	
				20 ºС	55 ºС	20 ºС	55 ºС	20 ºС	55 ºС
Бент.5%	1,035	28,5	19,5	4,0/6,0	6,0/8,0	3,3	3	3,3	4,1
Бент.5%+ Глиоксаль 0,25%	1,035	22,0	19,4	2,0/3,0	3,0/4,0	2,9	2,3	1,8	2,3
Бент.5%+ Глиоксаль 0,5 %	1,035	20,0	19,3	2,0/2,0	2,0/2,0	2,4	1,9	1,6	1,8
Бент.5%+ Глиоксаль 1,0 %	1,035	18,0	19,2	1,0/2,0	2,0/2,0	2,5	1,9	1	1,3
Бент.5%+ Глиоксаль 2,0 %	1,035	18,0	19,0	1,0/2,0	2,0/2,0	2,2	2,2	1,3	1,3

Доказанное воздействие глиоксаля на коллоидный раствор глины в воде может быть использовано так же для уменьшения набухаемости глиняных сланцев. Под набухаемостью понимают способность глинистых пород увеличивать объем в процессе взаимодействия с водой или водными растворами. Процесс набухания сопровождается увеличением влажности, объема породы и возникновением давления набухания [4].

Проведенные исследования (рис. 1) показывают взаимодействие между бентонитом и раствором на протяжении 70 часов анализа. На графике хорошо видно расхождение четырех флюидов. Вода проявляет самый высокий уровень набухания – примерно в 4 раза превосходящий осевой размер образца бентонита. Глинистые растворы, содержащие Бур-С и крахмал, проявляют сланцестабилизирующую способностью, хотя и уступают буровому раствору, модифицированному глиоксалем. Введение глиоксаля в буровой раствор содержащий крахмал приводит к значительному ингибированию процесса набухания образцов спрессованной бентонитовой глины. Однако, данный эффект начинает проявляться только через 9 часов взаимодействия раствора с образцом глины. По всей видимости, большее набухание до этого времени у раствора содержащего глиоксаль обусловлено меньшей вязкостью и вследствие этого повышенной диффузией воды в бентонит. Уменьшение линейного набухания образцов помещенных в буровой раствор на основе крахмала модифицированного глиоксалем достигает 40 % по сравнению с раствором не содержащим глиоксаль.

Таблица 2

Результаты исследований модельных буровых растворов на основе крахмала модифицированного глиоксалем (5 % бентонит, 0,25 % крахмал)

Концентрация глиоксаля, %	Плотность г/см^3	Условная вязкость, с	Фильтрация, см^3 за 30 мин	Статическое напряжение сдвига, дПа, 1 мин/10 мин	Пластическая вязкость, сПз	Динамическое напряжение сдвига, Па
				20 ºС	20 ºС	20 ºС
0,025	1,035	23.8	14	4,0/6,0	10,2	3,5
0,075	1,035	25	14	4,0/7,0	10,4	4,8
0,10	1,035	25.2	14,4	5,0/8,0	10,7	4,9
0,25	1,035	27	13	6,0/9,0	11,4	5,6
0,50	1,035	24.5	15	5,0/8,0	10.3	4,4
0,75	1,035	23.5	15	4,0/7,0	9,8	3,4
1,0	1,035	23	14.6	4,0/6,0	8,9	3,7

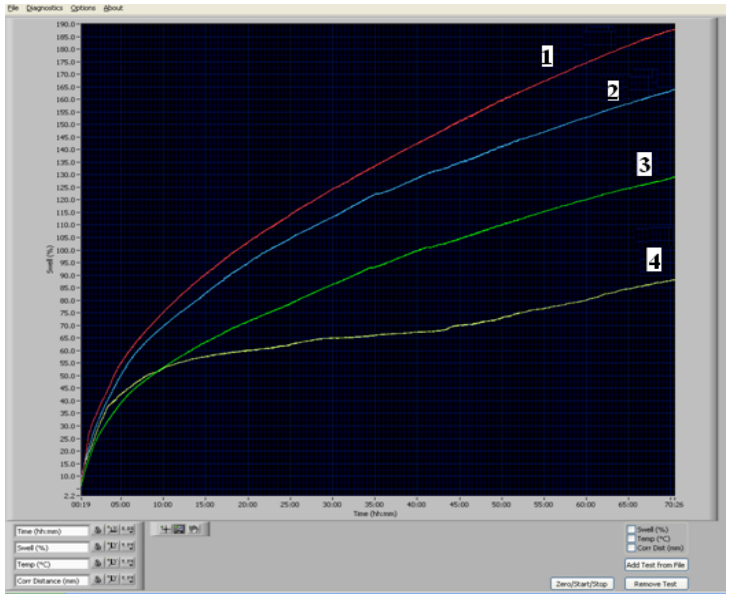


Рис.1 Набухание бентонитовой глины в буровых растворах. (1 – Вода, 2 – 5 % бентонита + 0,25 Бур-С (модифицированный крахмал), 3 – 5 % бентонита + 0,25 крахмала, 4 – 5 % бентонита + 0,25 % крахмала + 1 % глиоксаля)

Выводы:

1. установлено разжижающее воздействие глиоксаля на коллоидные глинистые растворы;
2. в присутствии крахмала, наряду с разжижение глинистого раствора, наблюдаются структурообразующие свойства глиоксаля;
3. введение глиоксаля в буровой раствор приводит к значительному ингибированию процесса набухания глинистых сланцев.

Литература

1. Морозов Ю.Д., Молодкин С.В. Применение бактерицидов и ингибиторов коррозии в процессах нефтедобычи.//Журнал Экспозиция Нефть Газ., 2009. – Т.2. – С. 23-25
2. Пат. 2272900 РФ, МПК E21B43/22. Состав для приготовления водорастворимого ингибитора микробиологической и сероводородной коррозии. / Серебренникова Э.В, Миненков В.М., Бурыкин А.Н., Ярыш А.Т– № 2004123034/03; заявл. 27.07.2004; опубл. 27.03.2006.
3. Водянкина О.В., Курина Л.Н., Петров Л.А. Глиоксаль. – М.: Академия, 2007. – 248 с.
4. В.И. Осипов. Микроструктура глинистых пород. – М.: Недра, 1989. – 211 с.

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНИКИ И ТЕХНОЛОГИИ СОВРЕМЕННОГО МОРСКОГО БУРЕНИЯ

Д.И. Новосельцев
Научный руководитель ассистент А.В. Епихин
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Доля нефти и газа в мировом топливно-энергетическом балансе составляет более 70% от всех видов источников энергии [1]. В связи с высокими экологическими требованиями, предъявляемыми к строительству атомных и гидравлических электростанций, логично предположить, что в дальнейшем она будет возрастать еще интенсивнее. Перед специалистами нефтяной и газовой промышленности встает проблема поиска, разведки, обустройства и эксплуатации месторождений континентального шельфа, превращая его в крупную базу углеводородного сырья. Сложные в техническом отношении, весьма дорогостоящие и связанные со значительным риском операции по разработке месторождений нефти и газа шельфовых зон морей и океанов включают целый комплекс технологических решений, обуславливающих их отличие от нефтегазового промысла на суше.

Эффективность освоения ресурсов нефти и газа в основном зависит от обоснованности выбора типов морских нефтегазопромысловых сооружений (МНГС), являющихся главным объектом обустройства морских месторождений. МНГС в целом делятся на сооружения для поисково-разведочного бурения и сооружения для бурения и эксплуатации скважин. Также различают МНГС для замерзающих и незамерзающих морей. Кроме того, к МНГС относятся искусственные острова – грунтовые и ледовые, а также эстакады и дамбы [2].

Однако, наибольшую сложность в техническом отношении представляют собой морские стационарные платформы (МСП) — уникальные гидротехнические сооружения, предназначенные для установки на них бурового, нефтепромыслового и вспомогательного оборудования, обеспечивающего бурение скважин, добычу нефти и газа, их подготовку, а также оборудование и системы для производства других работ, связанных с разработкой морских нефтяных и газовых месторождений. Типы и конструкции МСП различают по следующим признакам: способу «опирания» и крепления к морскому дну; типу конструкции; по материалу и другим признакам. Однако, стоит отметить, что факторами, обусловливающими все решения в проектировании и конструировании МСП, являются ограничения, накладываемые условиями окружающей среды, и высокая стоимость морских операций. Именно поэтому МСП являются индивидуальными конструкциями, предназначенными для конкретного района работ [1].

Рис. Классификация морских стационарных платформ

Классификация МСП представлена в виде блок-схемы на рис. На первом уровне классификации проведено деление МСП на жесткие и упругие. Такое деление отражает конструкцию платформы (размеры, конфигурацию) и указывает период собственных колебаний. У жестких платформ он составляет 4 – 6 с, а у упругих превышает 20 с (в отдельных случаях достигает 138 с). На втором уровне классификации жесткие конструкции классифицированы по способу обеспечения их устойчивости под воздействием внешних нагрузок на гравитационные, свайные и гравитационно-свайные. В первом случае сооружение не сдвигается относительно морского дна благодаря собственной массе, во втором – не смещается из-за крепления сваями. Гравитационно-свайные сооружения не сдвигаются благодаря собственной массе и системе свай. Упругие конструкции на втором уровне по способу крепления разделены на башни с оттяжками, плавучие башни и гибкие башни. Башни с оттяжками сохраняют свою устойчивость благодаря системе оттяжек, понтонов плавучести и противовесов. Плавучие башни подобны качающемуся маятнику, они возвращаются в состояние равновесия с помощью понтонов плавучести, расположенных в верхней части конструкции. Гибкие башни отклоняются от вертикали

под действием волн, но при этом они, подобно сжатой пружине, стремятся возвратиться в состояние равновесия. Третий уровень классификации жестких МСП характеризует материал конструкции: бетон, сталь или комбинированные (бетон и сталь). На последнем уровне классификации имеется 10 групп конструкций, каждая из которых обозначается начальными буквами слов английского языка – RGC, RGH, RGS, RMC, RMS, RPJ, RPS, CGT, CBT, CFT. Пример расшифровки: RGS - Rigid Gravity Steel (жесткая гравитационная стальная), RGC (жесткая гравитационная бетонная) и т. д [5,7].

Жесткие МСП – морские стационарные платформы, закрепляемые сваями пирамидального типа. Они представляют собой гидротехническое металлическое стационарное сооружение, состоящее из опорной части, которая крепится к морскому дну сваями, и верхнего строения, оснащенного комплексом технологического оборудования и вспомогательных средств и устанавливаемого на опорную часть МСП. Одним из главных недостатков жестких МСП является высокая стоимость. Как известно, затраты на обустройство морских нефтегазовых месторождений составляют свыше 50 % всех капиталовложений. Стоимость отдельных нефтегазопромысловых платформ жесткого типа достигает 1 – 2 млрд. долларов [3,5].

Гравитационные морские стационарные платформы (ГМСП) отличаются от металлических свайных МСП как по конструкции, материалу, так и по технологии изготовления, способу их транспортировки и установки в море. Общая устойчивость ГМСП при воздействии внешних нагрузок от волн и ветра обеспечивается их собственной массой и массой балласта, поэтому не требуется их крепление сваями к морскому дну. Преимущество ГМСП — непродолжительное время установки их в море, примерно 24 ч. вместо 7 – 12 мес., необходимых для установки и закрепления сваями металлических свайных платформ. Особенно широко они используются в Северном море [3].

Упругой башней называют относительно тонкую стальную пространственную ферму из стержней с довольно равномерным по высоте расстоянием между горизонтальными поясами. Гибкая башня рассматривается как вариант обычной свайной ферменной конструкции, у которой основание закреплено, а жесткость фермы уменьшена настолько, чтобы достигался большой период основных колебаний гибкого стержня.

Гравитационно-свайные МСП не сдвигаются с места установки благодаря не только собственной массе конструкции, но и за счет дополнительного крепления сваями опорной их части к морскому дну. МСП этого типа бывают разных конструкций, как по конфигурации сооружения, так и сочетанию применяемых материалов [3].

Особенностью разработки морских нефтегазовых месторождений является не только применяемая техника, но и технология надводной и подводной эксплуатации. Морские нефтегазовые промыслы (МНП) – технологические комплексы, предназначенны для добычи, сбора нефти, газа и конденсата из морских месторождений углеводородов, а также для подготовки продукции и дальнейшей транспортировки. Добыча осуществляется преимущественно фонтанным способом с последующим переходом на газлифтную и др. способы. Газовые месторождения разрабатываются в случае сообщения с береговым потребителем подводным газопроводом. Отличие МНП от промысла на суше – необходимость размещения основного и вспомогательного оборудования на морских нефтегазопромысловых гидротехнических сооружениях. Технологические схемы МНП зависят от глубины, возможности появления и (толщины) ледовых образований, высоты волн, скорости ветра и др. природно-климатических условиях. Эксплуатация осуществляется главным образом на незамерзающих акваториях до глубины 300 м. Надводная эксплуатация – это комплекс мероприятий по извлечению и транспорту нефти и газа стационарных платформ, оснований и приэстакадных площадок. Эксплуатация осуществляется наклонными и горизонтальными скважинами большой протяженности, при этом устье скважины оборудовано обычном надводным способом. Особенность шельфовой эксплуатации – высокие затраты и недостаточность места для размещения оборудования. Эти ограничения привели к бурению горизонтальных скважин большой протяженности для увеличения площади дренирования нефтяного пласта [1].

В практике бурения скважин с плавучих буровых средств широко применяют комплексы подводного устьевого оборудования (ПУО), устанавливаемые на морском дне. Такое расположение позволяет наибольшие смещения плавсредства от центра скважины, при этом установленное на морском дне оборудование меньше подвержено механическим повреждениям. Основным преимуществом метода с подводным расположением устьев является возможность ввода нефтяного месторождения в эксплуатацию очередями, что на практике ведет к ускоренному получению первой нефти. Комплекс ПУО предназначен: для обеспечения при бурении скважины гибкой замкнутой технологической связи между перемещающейся от воздействия волн и течений буровой установки и неподвижным подводным устьем, установленным на морском дне; для направления в скважину бурильного инструмента, обеспечения замкнутой циркуляции бурового раствора, управления скважиной при бурении и др.; для надежного закрытия бурящейся скважины в целях предупреждения возможного выброса из скважины при аварийных ситуациях или при отсоединении буровой установки в случае больших волнений моря. Существует несколько конструкции ПУО, обеспечивающих бурение скважин на разных глубинах моря – от 50 до 1800 м и более. Вследствие сравнительно низких капитальных затрат метод может быть применен для разработки месторождений с небольшими запасами нефти, эксплуатация которых с обычных стационарных платформ является нерентабельной. Существенным недостатком систем с подводным расположением устья является трудность доступа к устьевому оборудованию, особенно при расположении последнего на большой глубине и при необходимости частых ремонтов скважин [1].

Бесспорна необходимость все более и более широкого освоения нефтегазовых ресурсов морского дна, в недрах которого сосредоточено почти в 3 раза больше нефти и газа, чем на суше [6]. В связи с этим, совершенствование и удешевление техники и технологии разработки морских нефтегазовых месторождений – одна из ключевых задач России, как страны с богатейшими запасами морских нефтегазовых углеводородов. В работе приведена обобщенная характеристика техники и технологии для сооружения скважина на море,

проанализированы их достоинства и недостатки. Рассмотрена классификация морских нефтегазопромысловых сооружений, описаны системы надводной и подводной эксплуатации скважин.

Литература

1. Вяхирев Р.И., Никитин Б.А., Мирзоев Д.А. Обустройство и освоение морских нефтегазовых месторождений. — М.: Издательство Академии горных наук, 1999. – 373 с.
2. Бородавкин П.П. Морские нефтегазовые сооружения: Учебник для вузов. Часть 1. Конструирование – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 555 с.
3. Борисов Р.В., Макаров В.Г и др. Морские инженерные сооружения. Ч. I. Морские буровые установки: Учебник. – СПб.: Судостроение, 2003. – 535 с.
4. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учебник для нач. проф. образования. – М.: Издательский центр «Академия», 2003. – 352 с.
5. Золотухин А.Б., Гудместал О.Т. и др. Основы разработки шельфовых нефтегазовых месторождений и строительство морских сооружений в Арктике: Учебное пособие. – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2000. – 770 с.
6. Патин С.А. Нефть и экология континентального шельфа. - М.: Изд-во ВНИРО, 2001. – 241с.
7. Хворостовский С.С. (ред.) Морские буровые моноопорные основания. Теоретические основы проектирования и эксплуатации – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 303 с.

ОСНОВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И МЕТОДЫ ИХ РЕШЕНИЯ ПРИ СООРУЖЕНИИ СКВАЖИН НА ШЕЛЬФОВОЙ ЗОНЕ

Д.И. Новосельцев

Научный руководитель ассистент А.В. Епихин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Эффективность применения на море способов бурения, признанных рациональными для выполнения геологоразведочных задач, традиционно более низкая, чем на суше. Обусловлено это рядом причин: качкой и дрейфом плавучих буровых средств (ПБУ); сильной обводненностью и неустойчивостью рыхлых пород разрезов; требованиями недопущения загрязнения окружающей среды; трудностью организации замкнутой циркуляции буровых растворов; нахождением придонного устья скважины вне видимости бурильщика и обусловленными этим трудностями; повышенным износом бурового оборудования и инструментов из-за работы в агрессивной среде; особенностями способов и схем бурения и т.д. Основными можно считать: опасность загрязнения окружающей среды, а также технические и технологические трудности, связанные с использованием ПБУ и систем с подводным расположением устья [1,2].

Одной из главных проблем, связанных с использованием ПБУ, является качка и дрейф бурового средства. Для удержания в заданных пределах отклонения ПБУ от оси бурящейся и эксплуатирующей скважины в горизонтальном направлении используются системы удержания плавучих буровых средств (ПБС). Обычно горизонтальное перемещение бурового плавучего средства не превышает 5-6 % глубины моря. Радиус максимального отклонения:

$$R=0,06 \cdot H, \quad (1)$$

где 0,06 – максимальное относительное отклонение, ограничиваемое напряжениями в трубах водоотделяющей колонны и углом отклонения нижнего шарнирного и шарового или другой конструкции соединения;

H - глубина моря, м.

В зависимости от глубины моря все ПБС оснащают одной из следующих возможных систем удержания на точке бурения: при глубинах моря до 200м – с помощью якорных цепей или тросов, либо комбинированной системы (якорных цепей и тросов); на глубинах моря более 200м – с помощью динамической системы стабилизации (динамического позиционирования) [2].

Система заякоривания включает якорные цепи, лебедку, стопорное устройство, роульс (устройство для изменения направления перемещения якорного троса). В зависимости от местных условий, характеристики бурового плавсредства и других факторов применяют различные схемы расположения якорных цепей или канатов относительно ПБС [2]. На рис. 1 представлены типовые варианты систем заякоривания: а, б, в – симметричные системы соответственно с n - 9, 8, 10; г, д, е – системы с якорными канатами (n=8), расположенными соответственно под углом 45-90° друг к другу, под углом 30-70° к оси платформы и под углом 30-60° к продольной оси судна.

На глубинах морей более 200 м якорные системы стабилизации не обеспечивают требуемые допускаемые отклонения ПБС от вертикальной оси бурящейся скважины, становятся массивными, и их применение неэффективно. По этим причинам на глубинах более 200 м используют динамические системы стабилизации (динамического позиционирования), которые по сравнению с якорными системами удержания имеют следующие преимущества: обеспечивают требуемую технологией бурения точность позиционирования ПБС; осуществляют быстрое изменение курса в целях уменьшения бортовой и вертикальной качек; обеспечивают быстрый уход с точки бурения и возврат на нее ПБС [1].

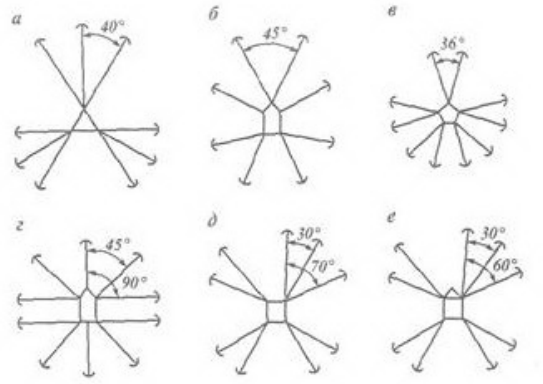


Рис. 1 Типовые схемы систем заякоривания

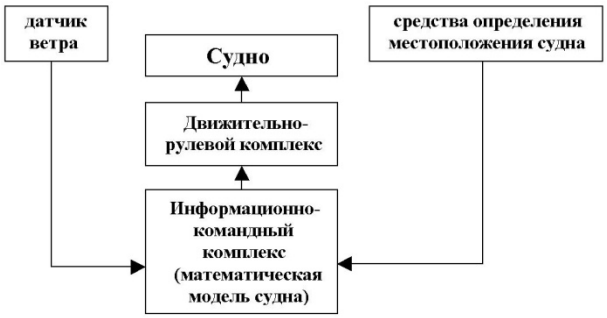


Рис. 2Структура системы динамического позиционирования

В практике бурения скважин с плавучих буровых средств широко применяют комплексы подводного устьевого оборудования (ПУО), устанавливаемые на морском дне. Существенным недостатком систем с подводным расположением устья является трудность доступа к устьевому оборудованию, особенно при расположении последнего на большой глубине и при необходимости частых ремонтов скважин. Кроме того, недостатком считают необходимость использования труда опытных водолазов, умеющих работать на большой глубине. Полностью устранить эти недостатки в настоящий момент невозможно. Для уменьшения вероятности аварийных ситуаций предъявляются высокие требования к характеристикам ПУО: оборудование должно быть прочным, вибростойким, способным выдерживать большие внешние давления, быть герметичным и надежно управляемым на расстоянии. Чтобы свести к минимуму подводные операции, важно обеспечить извлекаемость компонентов подводного оборудования для инспекции, ремонта или замены. В этой связи необходимо заложение в подводные системы принципа частичного дублирования, который служил бы гарантией непрерывности добычи [1,2].

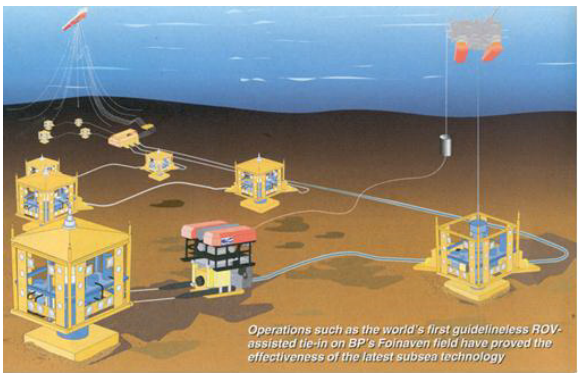


Рис. 3 Комплекс подводного устьевого оборудования

Другой актуальной проблемой морского бурения является загрязнение окружающей среды отходами бурения в виде отработанного бурового раствора и шлама. Наибольшую опасность представляют собой растворы на нефтяной основе. В качестве базовых компонентов таких растворов обычно применяют сырую нефть, нефтепродукты и другие углеводороды (дизельное топливо, парафины, минеральные масла и др.) [4]. Наборы

компонентов, их концентрация и соотношения могут существенно меняться в зависимости от характера и условий буровых работ, однако в большинстве случаев речь идет о водоэмульсионных системах с соотношением воды и нефти около 1:6, хотя это соотношение может меняться в пределах от 1:1 до 0:1 [5]. Главное технологическое преимущество буровых растворов на нефтяной основе заключается в их высоких антифрикционных свойствах, что облегчает проходку наклонных и горизонтальных буровых стволов. Как правило, эти растворы подвергаются регенерации и повторному использованию, и потому их применение сопряжено с меньшим количеством отходов по сравнению с растворами на водной основе. Однако все эти преимущества не компенсируют те негативные экологические последствия и ущерб, которые возникают за счет выбросов отходов нефтяных углеводородов. Это послужило причиной жесткого ограничения применения таких растворов во многих странах [4].

Наилучшим методом решения этой проблемы на сегодняшний день является переход на высокоингибированные растворы на водной основе. Такого рода растворы готовятся на морской или пресной воде (до 90%) и представляют собой густую коллоидальную суспензию из бентонита (до 10%) с добавками барита (до 20%), каустической соды и других солей и реагентов [6]. Стоит отметить, что современные буровые растворы на водной основе по уровню ингибирования и увеличению производительности бурения максимально приближаются к эффективности традиционно используемых растворов на углеводородной основе. Буровые растворы этого типа являются в настоящее время наиболее предпочтительными в экологическом плане. Также эффективным может быть использование растворов на синтетической основе, таких как эфирные растворы и растворы на основе масел, полученных из этилена. Согласно исследованиям и опыту их применения, такие растворы нетоксичны, не наносят вред морской флоре и фауне, не несут угрозу биологического накопления и легко разрушаются биологическим путем [3].

Специфические гидрологические и метеорологические условия моря, ограничивают возможности и снижают эффективность применения способов, технических средств и технологий бурения, используемых на суше. Поэтому проблема повышения эффективности бурения скважин на море до сих пор является одной из самых важных в процессе вовлечения в производство минеральных ресурсов подводных месторождений. Бурение разведочных скважин на море требует принципиально новых конструкций бурового оборудования и технологий, которые гарантировали бы проходку скважин с соблюдением требований безопасности, экологичности и обеспечивали бы высокое качество работ при наименьших затратах. Для создания таких технологий и техники необходимо обобщить и оценить имеющийся опыт применения современных технических средств и технологий бурения на море, научно обосновать рациональные пути их дальнейшего развития.

В данной работе приведена обобщенная характеристика основных проблем при сооружении скважин на шельфовой зоне, проанализированы методы их решения. Рассмотрены технические и технологические решения данных проблем.

Литература

1. Вяхирев Р.И., Никитин Б.А., Мирзоев Д.А. Обустройство и освоение морских нефтегазовых месторождений. — М.: Издательство Академии горных наук, 1999. - 373 с.
2. Лайонз У., Плизг Г. (ред.). Большой справочник инженера нефтегазодобычи. Бурение и заканчивание скважин. – Пер. с англ. — СПб.: Профессия, 2009. — 640 с.
3. Золотухин А.Б., Гудместал О.Т. и др. Основы разработки шельфовых нефтегазовых месторождений и строительство морских сооружений в Арктике: Учебное пособие. – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2000. – 770 с.
4. Патин С.А. Нефть и экология континентального шельфа. - М.: Изд-во ВНИРО, 2001. – 241с.
5. Овчинников В.П., Аксенова Н.А. Буровые промывочные жидкости: Учеб. пособие для вузов. – Тюмень: Изд-во «Нефтегазовый университет», 2008. – 309 с.
6. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам.– Оренбург: Издательство «Летопись», 2005. – 664 с.
7. Справочник по буровым растворам. Приложение к журналу «Нефтегазовые технологии». – М.: Издательство «Топливо и энергетика», 2007

РАЗРАБОТКА ТАМПОНАЖНОГО КОРРОЗИОННОУСТОЙЧИВОГО МАТЕРИАЛА ДЛЯ УСЛОВИЙ МАГНЕЗИАЛЬНОЙ АГРЕССИИ

П.П. Павлов

Научный руководитель доцент К.И. Борисов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Разработка технологии производства и применения специальных портландцементов, обладающих стойкостью при действии пластовых вод, была вызвана тем, что обычные портландцементы в этих условиях разрушаются [2]. Пластовые флюиды зачастую содержат большое количество химических соединений, агрессивных к цементному камню. К ним относятся сульфаты, хлориды натрия, кальция и магния, а также карбонаты и сернистые соединения. Процессы, происходящие при взаимодействии водной среды и камня, систематизированы и разделены на три вида [2]:

– к первому относятся процессы, происходящие в цементном камне под воздействием вод с малой временной жесткостью, так называемые мягкие воды. В результате их действия составные части камня растворяются и уносятся при фильтрации;

– ко второму виду – реакции обмена между составляющими воды и цемента с образованием растворимых или не обладающих вяжущими свойствами продуктов, ослабляющих структуру камня;

— к третьему – накопление и кристаллизация в трещинах, порах и капиллярах цемента солей, которые также способны разрушить цементный камень и бетон (солевая коррозия).

По данным многих исследований, месторождения нефти содержат пластовые воды различного химического состава и различной концентрации агрессивных ионов. Содержание магний- и сульфат-ионов в большинстве случаев намного превышает допустимые пределы коррозионной безопасности для тампонажных цементов. Все это требует использования специальных коррозионностойких цементов.

Данная статья посвящена разработке специальных тампонажных материалов, устойчивых в условиях магнезиальной агрессии, имеющей место на месторождениях Западной Сибири и Якутии.

Магнезиальная агрессия происходит при определенной концентрации катионов магния, причем степень их воздействия зависит от вида аниона Cl- или SO42-. Вода, содержащая хлористый магний, взаимодействует, прежде всего, с гидроксидом кальция цементного камня по реакции:

$Ca(OH)2 + MgS04 + 2H20 = Mg(OH)2 + CaS04 + 2H20$

$Ca(OH)2 + MgCl2 = Mg(OH)2 + CaCl2$

Хлориды и сульфаты иона Mg2+, содержащиеся в пластовых водах, взаимодействуя со свободной известью, образуют малорастворимые гидроксид магния и сульфат кальция, под влиянием которых цементный камень может полностью разрушиться [1].

Механизм коррозии заключается в том, что между компонентами цементного камня и гидроксидом магния нет химического равновесия (у первых pH= 12,52, у последних около 10,95), поэтому для его установления снова будет выделяться известь и реагировать с солями Mg2+ до тех пор, пока не разложатся все соединения цементного камня. С другой стороны, если в растворе заканчиваются соли Mg2+, то концентрация извести опять увеличится с последующим образованием сульфата кальция и сульфатной коррозией цементного камня. При цементировании любых солей жидкость затворения должна быть насыщена одноименными солями, например, если в разрезе бишофит или карналлит, то соответственно этими солями. Следует учесть, что карналлит растворяется инконгруэнтно, т.е. KCl почти весь выпадает в осадок, поэтому применение бишофита в последнем случае недопустимо. Если это условие не выполнено, то поровая жидкость будет насыщаться солями магния с последующей их выкристаллизацией в порах, что приводит к временному снижению проницаемости и повышению прочности цементного камня. Но в дальнейшем камень также разрушается от воздействия кристаллизационного давления.

Принимая максимальное время начала схватывания тампонажного раствора 6 часов при его затворении на пресной воде, 10 и 25%-ных растворах NaCl, растворение каменной соли со стенок скважины при 25°С составит соответственно 0.7, 0.51 и 0.29 мм (при повышенных температурах значительно больше). В дальнейшем явление осмоса будет наблюдаться в контактной зоне, причем наиболее значительно в первых двух случаях. Следует отметить, что при небольшой концентрации сульфат магния более агрессивен, чем хлорид магния, так как одновременно протекает сульфатная коррозия. При высокой концентрации сульфата магния, наоборот, ввиду того, что образовавшиеся за счет кристаллизации сульфата кальция микротрещины, препятствуют развитию осмотического давления. Концентрация солей магния считается опасной, если она превышает 4.5-5.0 г/л в расчете на Mg2+.

Портландцемент и цементный камень на его основе по своей природе термодинамически неустойчивы, особенно в водных растворах различных солей и при повышенных термобарических условиях, ввиду образования при гидратации и гидролизе реакционноспособных, высокоосновных гидроксида кальция (извести), гидросиликатов и гидроалюминатов кальция, ферритов и алюмоферритов. Поэтому для получения коррозионностойкого цемента необходимым и обязательным условием должно быть меньшее содержание или отсутствие в составе цементного камня таких соединений. Другим условием коррозионной стойкости является использование низкоосновных вяжущих материалов (различные шлаки), в которых содержание свободной извести и основность гидратов меньше, чем в портландцементе. При отсутствии специальных коррозионностойких цементов, снижение сульфатной коррозии можно достичь путем ограничения содержания трехкальциевого алюмината в портландцементе до 5%, или затворением портландцемента на растворе сульфата натрия или других сульфатов 1-3%-ной концентрации. Другим способом является ввод в портландцемент активных минеральных добавок, которые, связывая свободную известь, значительно уменьшают коррозию при температурах до 100°С [3].

В настоящее время существуют различные виды коррозионностойких тампонажных цементов, такие как магнезиальный и глиноземистый цементы, цементы на основе высокоосновных шлаков и кварцевого песка, песчанистый портландцемент и др., без добавок глин и активных минеральных веществ.

Группой Компаний “Сервис крепления скважин” разработаны и применяются коррозионностойкие тампонажные материалы. Задачей Томской лаборатории, входящей в состав ГК “СКС”, является оптимизация составов с учетом требований заказчика для конкретных геологических условий с использованием сырья, доступного в районе производства.

Согласно техническому заданию, в Томской лаборатории тампонажных материалов ГК СКС подобран состав коррозионностойкого тампонажного материала для низких и нормальных температур с целью перекрытия магниевых соляных залежей на основе тампонажного портландцемента ПЦТ 1-50 и добавок техногенного происхождения, повышающих коррозионную устойчивость цемента. Дисперсность частиц добавки соизмерима с размерами зерен цемента.

В качестве жидкости затворения использовалась пресная вода и вода с повышенной минерализацией и

плотностью для соответствующих геологических условий.

Технологические параметры определялись в соответствии с ГОСТ 26798.2-96. Методы испытаний.

Результаты испытаний представлены в таблице.

Как видно из таблицы, подобранный в Томской лаборатории ТМ ГК СКС тампонажный материал КСТМ, по основным технологическим параметрам, соответствует требованиям ГОСТ 1581-96, имеет пониженное водоотделение, а прочность при изгибе выше указанной в ГОСТ на 17-20%. КСТМ 2 характеризуется повышенной прочностью и низким водоотделением.

Основные технологические параметры, такие как плотность тампонажного раствора и прочность при изгибе, легко регулируются изменением водоцементного отношения.

Существенным преимуществом КСТМ является повышенная седиментационная устойчивость. Коэффициент водоотделения составил 0,8-1,6% . Известно, что если коэффициент водоотделения не превышает 2,5%, то тампонажный раствор считается седиментационно устойчивым [3].

Таблица

Результаты испытаний коррозионностойкого тампонажного материала КСТМ

Материал	Температура испытания, оС	Водоцементное отношение	Плотность, г/см3	Водотделение, мл	Сроки схватывания, час-мин		Прочность при изгибе возрасте 2 сут, МПа
					начало	конец	
Требования ГОСТ 1581-96, предъявляемые к тампонажным цементам с минеральными добавками (тип II)							
	15-50	Не регл.	Не регл.	Не более 8,7	Не регл.	Не регл.	Не менее 2,7
Фактические параметры КСТМ							
КСТМ (на пресной воде)	22±2	0,54	1,77	4	7-00	9-15	3,163
КСТМ (на солевом растворе)	22±2	0,54	1,83	3,3	6-00	7-15	3,285
КСТМ 2 (на солевом растворе)	22±2	0,48	1,83	1	6-00	7-30	4,57

Литература

1. Новохатский Д.Ф., Иванова Н.А., Рябова Л.И. Влияние некоторых добавок на коррозионную стойкость тампонажных материалов в условиях магнезиальной агрессии. //Труды «ВНИИБТ – Буровые растворы, крепление скважин и предупреждение осложнений, 1972». – С. 193 - 197.
2. Рояк С. М. Специальные цементы : Учебное пособие — 2-е изд., перераб. и доп. — М. : Стройиздат, 1983. — 279 с.
3. Рязанов Я. А. Справочник по буровым растворам— М. : Недра, 1979. — 215 с.

МОДЕЛИ И МЕТОДЫ РАСЧЕТА СТРУЙНОГО АППАРАТА ПРИМЕНЯЕМОГО В ТЕХНОЛОГИЯХ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ И КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ СКВАЖИН

И.А. Пахлян

Армавирский механико-технологический институт (филиал) Кубанского государственного технологического университета, г. Краснодар, Россия

Технологии с применением струйных аппаратов широко используются в нефтяной и газовой промышленности: при бурении и ремонте скважин, при добыче и переработке нефти и газа, а так же при реализации энергосберегающих технологий, включая утилизацию низконапорного газа и способы водогазового воздействия на продуктивные пласты.

На стадии проектирования и внедрения нового оборудования доводка струйного аппарата на экспериментальных стендах или в промысловых условиях представляет сложную и дорогостоящую исследовательскую работу. Струйные аппараты в одних и тех же технологических процессах могут работать с взаимодействующими средами свойства и агрегатные состояния которых, могут изменяться, что может приводить к существенным отклонениям от оптимальных режимов работы. И если вопросы связанные с конструированием и проектированием газоструйных компрессоров и струйных насосов, работающих на равнофазных средах изучены достаточно основательно (Соколов Е.Я., Зингер Н.М., Лямаев Б.Ф., Донец К.Г. и др), то работа мультифазного насоса, представляющего наибольший практический и научный интерес для нефтяной и газовой промышленности малоизучены.

В настоящей работе решается частная задача по созданию математической модели работы

мультифазного струйного аппарата с порошкообразными материалами, применяемыми в процессах приготовления буровых промывочных и тампонажных растворов при строительстве и капитальном ремонте скважин. Принципиальная схема представлена на рисунке.

Для моделирования приняли следующие параметры натуры: через рабочую насадку диаметром dн, прокачивается дисперсионная среда (вода) с производительностью Qж; дисперсная фаза (глинопорошок, порошкообразный утяжелитель, цемент, газообразный агент) загружается во всасывающую линию с интенсивностью, обеспечивающей необходимую плотность смеси.

Для обеспечения движения в зону смешения компонентного состава раствора (жидкой среды и порошкообразного материала) необходимо при помощи питательного насоса создания перепада давлений: Δржс – на линии подачи жидкости затворения; Δрвс – на линии пневмотранспорта, далее действующий перепад Δрс – между давлением перед входом в камеру смешения и выкидом насоса, транспортирует готовую смесь в емкость.

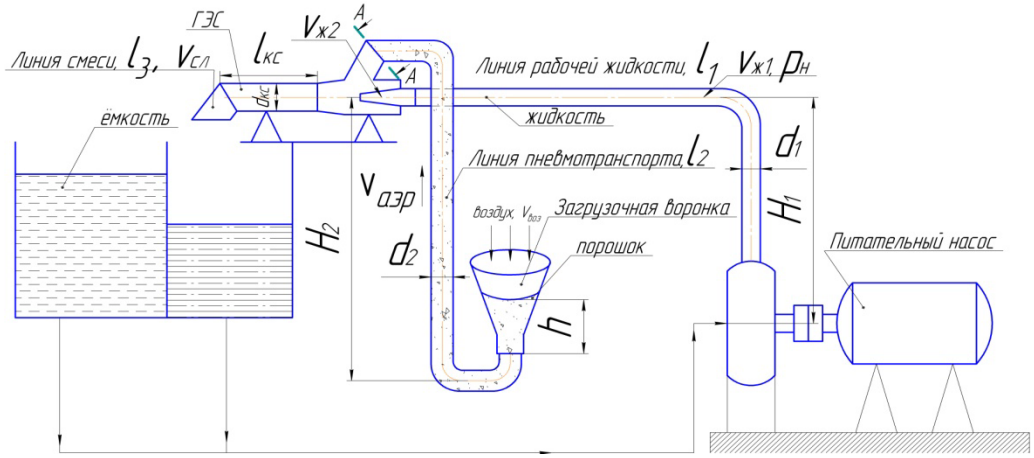


Рис. Технологическая схема автономно□о блока приготовления растворов

Выделенные линии описываются уравнениями гидро- и аэродинамики:

1 Линия подачи жидкости затворения – характеризуется перепадом давления $\Delta p_ж$:

$$\Delta p_ж = \lambda \frac{L_1}{d_1} \frac{\rho_ж v_{ж1}^2}{2} + \rho_ж g H_1 + \varsigma \frac{\rho_ж v_{ж2}^2}{2}, \qquad (1)$$

где L_1, H_1, d_1 – соответственно длина, высота подъема и диаметр рабочей линии; $\rho_{ж}$ – плотность жидкости затворения; $v_{ж1}$, $v_{ж2}$ – скорости жидкости при движении по нагнетательному трубопроводу и истечении из насадки соответственно; λ – коэффициент трения в потоке; ζ – коэффициент местных сопротивлений (насадка); g – ускорение силы тяжести.

2 Линия пневмотранспорта – характеризуется перепадом $\Delta p_{вс}$:

$$\Delta \delta_{âñ} = \lambda \frac{L_2}{d_2} \frac{\rho_{aýð} v_{àýð}^2}{2} + \rho_{àýð} g H_2 + \varsigma \frac{\rho_{aýð} v_{àýð}^2}{2} + \frac{v_{àýð} \eta h}{k} - \rho_{ñûï} g h, \qquad (2)$$

где L2, H2- длина, высота линии пневмотранспорта; ρаэр - плотность аэрозоля; vаэр –скорость всасываемого аэрозоля; h – уровень засыпки порошка в загрузочной воронке; η - вязкость воздуха; k – значение газопроницаемости порошка; ρсып – насыпная плотность порошкообразного материала.

Критерии моделирования:

$$\frac{1}{Eu} = \frac{\rho v^2}{2(p_2 - p_1)} \quad \textbf{\textit{Число Эйлера}} \qquad (3)$$

$$u_o = \frac{V_{аэр}}{Q_ж} = \frac{v_{аэр}}{v_ж} \cdot \left(\frac{D}{d_н}\right)^2 \quad \textbf{\textit{Коэффициент эжекции}} \qquad (4)$$

1. Безразмерные комплексы линия рабочей жидкости:

$$\left(\frac{\lambda \frac{L_1}{d_1} \frac{\rho_ж v_{ж1}^2}{2}}{\Delta p_ж} \right); \left(\frac{\rho_ж g H_1}{\Delta p_ж} \right); \left(\frac{\varsigma \frac{\rho_ж v_{ж2}^2}{2}}{\Delta p_ж} \right). \qquad (5)$$

2. Безразмерные комплексы линии пневмотранспорта:

$$\left(\frac{\lambda\frac{L_2}{d_2}\frac{\rho_{аээ}v_{аэр}^2}{2}}{\Delta p_{вс}}\right);\left(\frac{\rho_{аэр}gH_2}{\Delta p_{вс}}\right);\left(\frac{\varsigma\frac{\rho_{аээ}v_{аэр}^2}{2}}{\Delta p_{вс}}\right);\left(\frac{\frac{v_{аэр}\eta h}{k}}{\Delta p_{вс}}\right);\left(\frac{\rho_{сып}gh}{\Delta p_{вс}}\right). \quad (6)$$

Параметры перерасчета линии рабочей жидкости, пневмотранспорта:

$(L_1/d_1)_м=(L_1/d_1)_н$; $(v_{ж1}^2)_м=(v_{ж1}^2)_н$;.$(v_{ж2}^2)_м=(v_{ж2}^2)_н$. $(L_2/d_2)_м=(L_2/d_2)_н$ $(v_{аэр}^2)_м=(v_{аэр}^2)_н$

$$\left(\frac{D}{d_н}\right)_м^2=\left(\frac{D}{d_н}\right)_н^2$$

При построении модели выявлены достоверные критерии моделирования технологических систем с использованием мультифазного струйного аппарата: – критерий Эйлера (Еи); коэффициент эжекции (ио).

При проведении экспериментальных исследований были охвачены все имеющиеся в открытых источниках геометрические размеры элементов струйных аппаратов используемых в процессах приготовления буровых промывочных и тампонажных растворов. Результаты экспериментов подтвердили достоверность представленной математической модели. Были определены дальнейшие перспективы в решении комплексной задачи по разработке научно-обоснованных технических, экономических и технологических решений в проектировании и конструировании струйных аппаратов для нефтегазопромысловой отрасли, с использованием универсальных математических моделей, современных методик и программных средств, что позволит сократить сроки и повысить качество проектных, исследовательских и пусконаладочных работ.

Литература

1. Мищенко В.И., Кортунов А.В. Приготовление, очистка и дегазация буровых растворов – Краснодар: Из-во «Арт Пресс», 2008. – 336 с.
2. Будников В.Ф., Булатов А.И., Михайленко Ю.Г. Зарубежные конструкции смесительных устройств для затворения тампонажных растворов // Труды РИА, КГТУ и НТЦ ООО «Кубаньгазпром». – Краснодар, 2003. – Вып. 18. – С. 338-342
3. Пахлян И.А. Моделирование технологических процессов с использованием эжекторных газожидкостных смесителей // Труды ОАО НПО «Бурение», Современные технико-технологические решения в области бурения и капитального ремонта скважин. – Краснодар, 2007. – Вып. 16. – С. 180–188.
4. Спиридонов Е.К. Теоретические основы расчета и проектирования жидкостно-газовых струйных насосов: Автореф. Дис. докт. техн. наук. - Челябинск, 1996. – 33 с.

АНАЛИЗ И РАЗРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО МЕТОДАМ УМЕНЬШЕНИЯ ВИБРАЦИЙ ДОЛОТ PDC С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ИЗНОСОСТОЙКОСТИ ИХ ВООРУЖЕНИЯ

А.Л. Поломошнов

Научный руководитель доцент К.И. Борисов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день одним из основных ресурсов повышения эффективности (технико-экономических и качественных показателей) бурения долотами PDC является совершенствование конструктивных параметров долот и технологии их эксплуатации. Выбор наилучшего долота и оптимальных режимов его отработки для определенных условий является одной из проблем, с которой приходится сталкиваться нефтяным компаниям и буровым подрядчикам при планировании строительства скважины. Другой перспективной на данный момент задачей в буровой отрасли является повышение термостойкости, износоустойчивости и ударопрочности резцов долот PDC.

Процесс бурения следует рассматривать как многофакторную систему, где даже самые дорогие и прогрессивные конструкторские идеи могут быть сведены на нет при неблагоприятных забойных условиях, возникающих вследствие вибраций. Долота PDC подвержены действию вибраций вследствие особого динамического механизма взаимодействия режущих элементов и разрушаемой горной породы. Другие виды вибрации вызваны вследствие неправильного выбора долота или расположения режущих элементов. В последнее время многие крупные компании вкладывают большие инвестиции для производства современных долот PDC для решения одной из главных проблем – вибрации долот на забое при бурении скважин, которая приводит к преждевременному выходу из строя режущих элементов PDC. Существует три режима вибрации буровой колонны и долота при бурении скважин:

крутильные колебания (прецессия);

осевые колебания вдоль вертикальной оси скважины;

боковые колебания из стороны в сторону в плоскости поперечного сечения колонны.

Крутильные колебания (прецессия) бурильной колонны часто происходят во время бурения. В самых общих чертах, напряжение при кручении возникает, когда один конец бурильной колонны закручивается, в то

время как другой конец удерживается неподвижным или закручивается в противоположном направлении. Большая длина бурильной колонны обычно обуславливает накопление значительного количества энергии кручения при бурении. Крутильные колебания могут быть компенсированы колебаниями крутящего момента, которые могут происходить за счет изменений крутящего момента, прикладываемого к бурильной колонне или прикладываемого со стороны бурильной колонны, при этом данные изменения могут возникать по многим причинам. В качестве неограничивающих примеров можно указать на то, что изменения крутящего момента могут происходить вследствие изменений литологии, сил трения вдоль ствола скважины, изменений массы долота и/или стабилизаторов, застревающих в мягких породах.

Закручивание и раскручивание (осевые колебания) бурильной колонны приводит к изменениям длины бурильной колонны в осевом направлении. Поскольку современные режущие элементы долот, армированные поликристаллическими синтетическими алмазами, имеют очень малую длину и в идеальном случае должны удерживаться в постоянном плотном контакте с поверхностью, подлежащей срезанию, для достижения максимального режущего эффекта, даже небольшие изменения длины бурильной колонны в аксиальном направлении могут существенно препятствовать ходу бурения и могут вызвать подскакивание долота на забое.

Завихрение (боковые колебания) – любое регулярное движение, характеризующейся вращением долота вокруг точки, находящейся за пределами геометрического центра. Завихрение в обратную сторону, при котором центр вращения движется вокруг ствола скважины в сторону, противоположную направлению вращению долота, снижает эффективность работы долота, повреждает резцы с алмазами и является причиной образования прогнозируемого лепесткового характера забоя.

Данная статья направлена на разработку рекомендаций по методам уменьшений вибраций долот PDC с целью повышения износостойкости их вооружения.

Операция бурения скважины представляет собой силовой процесс удаления пород за счет вращательного движения долота. Этот процесс отличается высокой динамичностью и требует приложения значительных сил резания: осевой нагрузки на долото и крутящего момента. При контакте бурового долота с породой в бурильной колонне создается вибрация, иногда неразличимая на поверхности, которая приводит к снижению скорости проходки, чрезмерному износу долота, повреждению оборудования и инструмента, в том числе и для наклонно-направленного бурения, и также может привести к обрыву бурильной колонны.

Компания NATIONAL OILWELL VARCO (NOV) борется с вибрациями на забое при помощи амортизатора, который гасит вибрации в бурильной колонне, предотвращая ее воздействие на важнейшие компоненты компоновки низа бурильной колонны (КНБК), что применяется крайне редко.

Компания SMITH BITS с помощью программного пакета IDEAS® создает оптимальные конструкции долот для конкретных условий бурения, включая оптимальное число лопастей, размер резцов, передний угол резцов в тыльной плоскости, схему промывки и т.п. Результаты моделирования и анализа с помощью программы IDEAS® позволяют прогнозировать параметры работы долота, например, механическую скорость бурения для долот различных конструкций, а также величину и тип вибрации. Долота SHARC^{TM} разработаны при помощи новейшего программного обеспечения IDEAS – FS. Программа IDEAS – FS является последней разработкой, основанной на лабораторных исследованиях взаимодействия резцов с породой. Инженеры, разрабатывающие долота SHARC^{TM}, принимают во внимание не только то, как бурит долото, но и то, как оно ведет себя в условиях максимально приближенных к реальным. Для анализа параметров реальной геометрии скважины и динамики, используемой бурильной колонны, применяется 4D моделирование. Результатом данных исследований является специально спроектированная режущая структура долота, которая делает его чрезвычайно устойчивым, позволяя минимизировать износ долота.

Компания Amoco Research изобрели долота Steeringwhell имеющие 360 градусный непрерывный калибрующий венец для центровки долота и для поддержания боковой стабильности. Обеспечивая круговой контакт калибрующего вооружения, маловероятно, что долото сместится к стене ствола скважины, что будет уменьшать боковые вибрации, продлять срок службы режущих структур. Эти долота создают минимальный крутящий момент и колебания величин крутящего момента, тем самым облегчая скольжения инструмента и передачу веса, что важно для управления компоновкой при наклонно – направленном бурении.

Компания Волгабурмаш изобрела долото линии FDM которое отличается своими параметрами:

высокая абразивная и эрозионная износоустойчивость.

тип резцов специально разработан для увеличения стойкости долота без ущерба в скорости.

антивибрационные вставки уменьшают негативное воздействие вибраций, предотвращая преждевременный выход из строя вооружения долота.

антисальниковое покрытие, основанное на использовании нанотехнологий для предотвращения образования сальника.

улучшенная защита калибра за счет использования TSP вставок, вставок с натуральными алмазами, а также вставок с PDC покрытием для защиты диаметра долота.

оптимальная гидравлика за счет применения различных схем промывки долота, в том числе с увеличенным количеством насадок.

возможность установки дополнительного ряда резцов позволяет добиться высокой эффективности вооружения, обеспечивая высокие производственные показатели в широком диапазоне сложных интервалов бурения.

Приведен яркий пример показателей компании Smith Bits (Schlumberger), достигнутых в ходе полевых испытаний. На одном из месторождений штата Вайоминг (США) при бурении в высокоабразивных породах долото с резцами ONYX II прошло за один рейс 1480 м со средней скоростью порядка 19 м/ч, тогда как долото с

резцами предыдущего поколения пришлось извлечь после бурения интервала 1209 м со средней механической скоростью порядка 15 м/ч (рис.1). При этом можно убедиться, что состояние резцов ONYX II отработавшего долота оказалось значительно лучшим. Если же сравнивать применение резцов ONYX II на том же месторождении с результатами бурения долотами других поставщиков, то разница будет еще заметнее. В пересчете на экономический эффект эта разница составляет около $850 тыс. - $1 млн. на буровой станок в год.

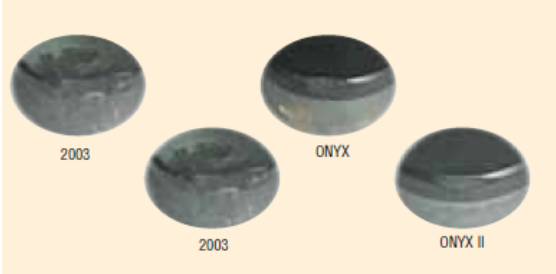


Рис. Износостойкость долот PDC по результатам полевых испытаний

Выводы:

Основные направления технической мысли ведущих долотостроительных компаний мира, решающих задачу снижения и устранения вибраций на забое скважины при работе долот режуще-скалывающего типа PDC, в настоящее время сводятся к следующему:

1. проектирование долот PDC с учетом минимизации дисбаланса сил (для снижения вибрации долота на забое) за счет разработанных новых резцов различных компаний;
2. использование виброгасителей в компоновке низа бурильной колонны;
3. соблюдение параметров режима бурения.

Из них по нашему мнению, наиболее эффективными являются: проектирование долот PDC с учетом минимизации дисбаланса сил (для снижения вибрации долота на забое) за счет разработанных новых резцов различных компаний, и соблюдение параметров режима бурения. Можно сделать вывод при соблюдении параметров режима бурения и использовании долот PDC с новыми резцами, снизит вибрации долота на забое при бурении скважин до минимальных значений или вовсе погасит вибрации на забое.

Литература

1. http://www.slb.com/~/media/Files/resources/oilfield_review/russia01/spr01/drilling.pdf
2. http://www.freepatent.ru/
3. http://www.energy-press.ru/files/IP-10_Pyatnitsky.pdf
4. http://www.zms.kz/uploads/2012/04/NOV-Shock-Tools-Russian.pdf
5. http://www.rogtecmagazine.com/PDF/Issue_010/8_Roundtable.pdf

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПОТЕРЬ ДАВЛЕНИЯ НА КАФЕДРАХ БУРЕНИЯ ТОМСКОГО И УХТИНСКОГО УНИВЕРСИТЕТОВ

Р.Р. Сагитов

Научный руководитель доцент К.И. Борисов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время объемы бурения возрастают по сравнению с прошедшем десятилетием. В 2011 году буровой рынок России восстановился после кризиса, объемы бурения составили 18,7 млн. м, что на 67% больше чем в 2001 году, и на 21,3% – чем в 2008 году [1]. Связанно это с возрастающим спросом углеводородов на рынке (нефти). Таким образом становятся актуальными вопросы связанные с данной отраслью, а именно совершенствование технологий буровых работ и оборудования.

В основе большинства технологических операций бурения нефтяных и газовых скважин лежат гидроаэромеханические процессы. Современное бурение невозможно без циркуляции промывочных и тампонажных жидкостей. Удаление из скважины выбуренной породы, применение турбобуров и гидромониторных долот, спуск и цементирование обсадных колонн, борьба с поглощениями промывочных и тампонажных жидкостей и проявлениями пластовых флюидов, исследование зон поглощения и продуктивных горизонтов, неразрывно связанных с гидроаэромеханическими процессами [2,4]. Гидравлические расчеты выполняются при моделировании процессов проявления из скважин (при нефте-, газо-, водопроявлениях). Совершенно невозможно обойтись без гидравлических расчетов при проектировании режима глушения фонтанирующей скважины, когда необходимо выбрать оптимальный режим закачки, не допуская превышения допустимых внутренних давлений на обсадные колонны при сохранении избыточного давления на проявляющий пласт на всех этапах глушения [4].

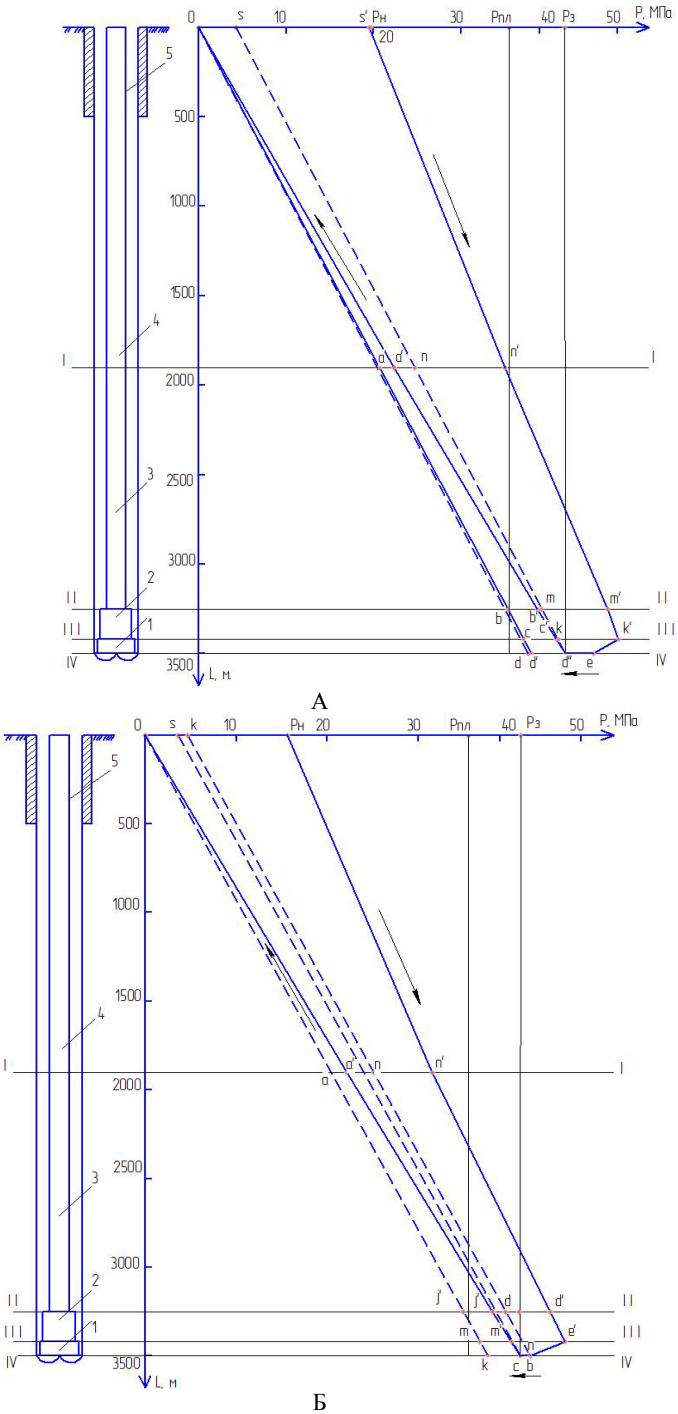


Рис. График распределения давления в циркуляционной системе: А – методика ТПУ, Б – методика УГТУ, 1 – гидравлический двигатель с долотом, 2 – УБТ , 3 – ТБПК , 4 – ЛБТ, 5 – обсадная колонна (стрелкам соответствует движение жидкости в скважине)

С целью оптимизации данного процесса были рассмотрены две разные методики проектирования потерь давления в гидравлической программе промывки скважин, используемые на кафедрах бурения в ТПУ и в УГТУ. Эти методики актуальны с точки зрения выявления особенностей, которые помогут проанализировать и усовершенствовать гидравлические расчеты потерь давления.

Для рассмотрения этих методик, были проведены расчеты потерь давления при промывки по данным одной скважины, в процессе бурения с использованием забойного двигателя. На основании данных расчетов были сделаны графики распределения давления в циркуляционной системе (см. рис.), также составлены гидравлические программы промывки скважины.

При проведении расчетов были выявлены особенности в проектирования потерь давления при промывки скважины. Основным отличаем методики ТПУ от УГТУ является реализация резерва давления для

обеспечения гидромониторного эффекта на долоте. Вместо этого, согласно методики кафедры бурения УГТУ, резерв давления необходимо пустить на увеличения расхода промывочной жидкости, который в результате намного превышает необходимый для эффективного выноса шлама. Данное решение нецелесообразно, т.к. при реализации резерва давления для увеличение перепада давления на долоте в сумме общего рабочего давления на насосе, способствует повышению гидромониторного эффекта в процессе бурения. Гидромониторный эффект способствует увеличению размыва пород, качество очистки забоя повышает срок службы долот, за счет охлаждения и лучшей очистки вооружения долот, и все в сумме способствует увеличению скорости бурения и проходки на долото.

Кроме того, методика УГТУ отличается от ТПУ использованием давления опрессовки манифольда (обвязки насосов), в качестве максимального рабочего давления на насосе. Альтернативным решением методики используемой на кафедре бурения ТПУ является применение максимального разрешенного давления, развиваемого буровым насосом, при использовании определенной втулки. Принятое ограничение не отражать реальные условия процесса бурения, так как максимально разрешенное давление на насосе может превышать давления опрессовки манифольда (обвязки насосов), что в свою очередь в дальнейшем может повлечь за собой аварию.

В дальнейшем, на основании методик ТПУ и УГТУ по проектирования потерь давления в гидравлической программе промывки, возможно создание методики проектирования которая более полно отразит реальные процессы движения жидкости в бурильной колонне и закольцевом пространстве, при этом оптимально решит проблемы потерь давления. Полученная методика, может быть полезна, для использования студентами, специалистами буровых предприятий и НИИ, занятых технологией бурения скважин, а в частности проектированием потерь давления в гидравлической программе промывки скважины.

Литература

1. Буровой рынок вышел из кризиса// Официальный сайт РБКdaily [www.rbcdaily.ru дата доступа 23.12.12]
2. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидроаэромеханика в бурении. – М.: Недра, 1987.
3. Маковей Н. Гидравлика бурения. Перевод с румынского. – М.: Недра, 1986. – 536 с.
Осипов П.Ф. Гидравлические и гидродинамические расчеты при бурении скважин: Учебное пособие /П.Ф. Осипов.-Ухта: УГТУ, 2004. – 71 с.

К ВОПРОСУ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Ю.Р. Сараев
Научный руководитель главный геолог К.В. Антонов
Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

В процессе эксплуатации нефтяного или газового месторождения дебит скважины со временем уменьшается или прекращается вообще из-за выработки запасов, обводнения или ухудшения коллекторских свойств пласта. В настоящее время в России по этим причинам простаивает большое количество скважин. Эффективным методом восстановления бездействующих и повышения производительности малодебитных скважин является бурение бокового ствола из вырезанного участка обсадной колонны.

Быстрой и безаварийной проводке скважин препятствуют осложнения в виде обвалов стенок скважины, поглощения промывочной жидкости, газонефтеводопроявлений, которые приводят к существенным затратам времени и средств на их ликвидацию. Поэтому прогнозирование и предупреждение возможных осложнений является актуальным при бурении всех без исключения категорий скважин и боковых стволов.

Рассмотрение поставленной задачи производится на примере бурения скважин и боковых стволов в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, где в отдельных случаях осложнения носят крайне экстремальный характер.

В геологическом строении Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции принимают участие отложения палеозоя, мезозоя и кайнозоя. Фундаментом служат рифейские отложения. Литологически нижний структурный этаж представлен кварцевыми песчаниками, красноцветными лагунно-континентальными аргиллитами, алевролитами, сульфатно-карбонатной толщей лагунно-морского происхождения ордовикского возраста, карбонатными и карбонатно-сульфатными породами силура и смешенной карбонатно-терригенной толщей нижнего девона [1].

При бурении скважин осложнения в виде интенсивных обвалов стенок скважины наблюдаются в почве тиманского горизонта (D3tm2), представленного известняком глинистым, скрытокристаллическим, трещинно-кавернозным, который стратиграфически несогласно ложится на отложения силурийского возраста (S2). Верхняя часть отложений силура представлена известняками, к почве доломитизированными, скрытокристаллическими, слоистыми. Доломитом скрытокристаллическим, трещиноватым. В средней части наблюдается переслаивание известняка и доломита с прослойками аргиллита. Известняк скрытокристаллический, органогенно-детритовый, кавернозный. Доломит мелко-скрытокристаллический, пористый, участками трещиноватый, частично выщелоченный. Нижняя часть сложена доломитом с прослоями известняка, редкими и тонкими прослоями аргиллита. Доломит скрытокристаллический, неравномерно глинистый, трещиноватый, тонкопористый-кавернозный, редко окварцованный. Известняк мелко-скрытокристаллический, трещиноватый, массивный.

При вскрытии продуктивных пластов силурийской системы бурением с высокими фильтрационно-

емкостными свойствами и низким пластовым давлением, при незначительном превышении давления над пластовым, скважина начинает поглощать, вплоть до полной потери циркуляции.

Предупредить каждое из этих осложнений в отдельности не представляет особых трудностей. Однако, сложности возникают тогда, когда имеют место сразу два осложнения, действующие одновременно.

Так на рисунке 1 представлена кавернограмма по основному и боковому стволам скважины № 717. Основной ствол пробурен долотом диаметром 215,9 мм на буровом растворе удельным весом 1,06-1,28 г/см3, условной вязкостью 45-68 с, водоотдачей 5,0-8,0 см3/30 мин. Зенитный угол в рассматриваемом интервале – 15-16○. Боковой ствол пробурен долотом диаметра 142,9 мм на малоглинистом полимерном ингибированном растворе Буртех-С удельным весом 1,06-1,07 г/см3, условной вязкостью 37-39 с, водоотдачей 3,3-3,6 см3/30 мин. Зенитный угол составляет 60-62○.

Из рисунка 1 следует, что на момент каротажа, при прочих сходных условиях (характеристиках), состояние бокового ствола по величине образовавшейся каверны, существенно отличается от основного ствола, что в частности также является предметом исследований.

На устойчивость стенок скважины, кроме реологических свойств бурового раствора, оказывают влияние такие показатели, как зенитный угол, диаметр скважины, зазор между стенкой скважины и наружной стенкой бурильного инструмента и др. Влияние этих факторов подтверждается проведенными расчетами.

В рассматриваемом примере бурение основного ствола скважины осуществлялась сравнительно быстро и успешно. При бурении боковых стволов наклонно-направленных и горизонтальных скважин возникали проблемы, требующие кардинального решения.

Так при бурении боковых стволов на одном из месторождений возникли осложнения следующего характера. В ряде скважин после бурения по истечении определенного времени начинались обвалы стенок скважины, что выражалось в посадках и затяжках бурового инструмента с последующим возрастанием интенсивности обвалов. Время, затраченное на борьбу с осложнениями , доходило до 18 суток.

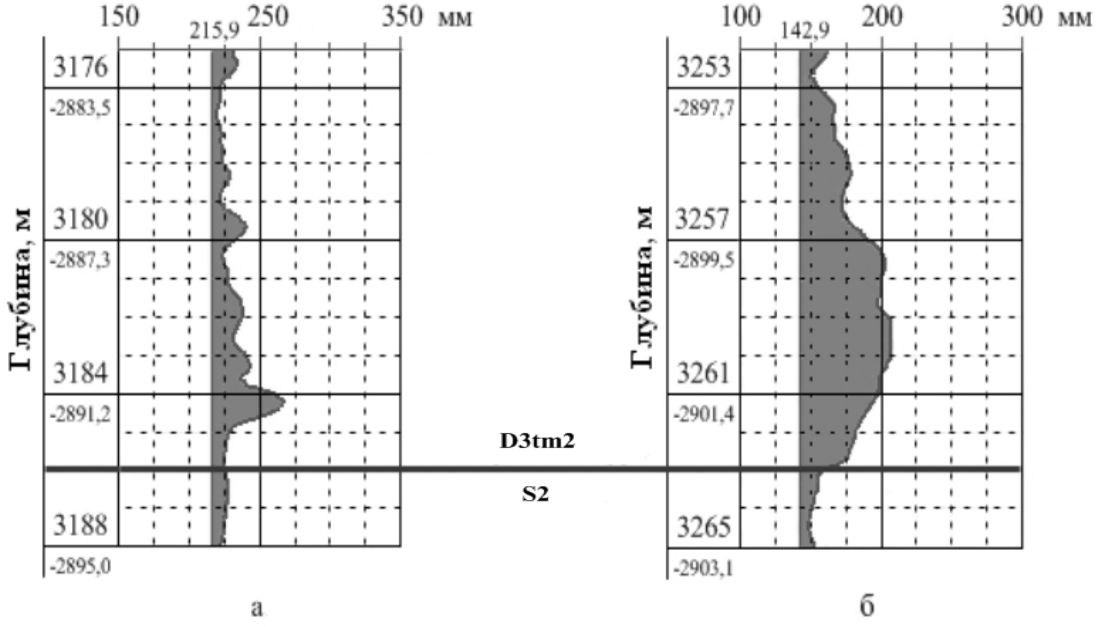


Рис.1. Кавернограммы интервала осложнений по основному (а) и боковому (б) стволу скважины № 717

При бурении бокового ствола скважины № 717 появились посадки и затяжки, после проработки и промывки этих интервалов наблюдались выходы на поверхность кусков горных пород (рис. 2). Их размеры достигали 30-60х20-40х5-30 мм.

Для выноса шлама подобных размеров необходим большой зазор между стенкой скважины и наружной стенкой бурильных труб, что свидетельствует о том, что колонна труб лежит на нижней поверхности стенки скважины. Однако, главным в данном примере является то, что практически подтверждается, что с течением времени начинается интенсивное разрушение горной породы интервала осложнений.

Обвалы горных пород предупреждаются регулированием параметров бурового раствора: увеличением удельного веса, снижением водоотдачи и др. На скважине № 717 для предупреждения обвалов горных пород тиманского горизонта удельный вес бурового раствора был увеличен с 1,06 г/см3 до 1,12 г/см3. Но при дальнейшем бурении в продуктивных отложениях силурийской системы открылось поглощение бурового раствора. Для ликвидации поглощения необходимо выровнять давления в скважине и

пласте. Давление в скважине регулируется уменьшением удельного веса бурового раствора, что в свою очередь, ведет к обвалообразованиям в верхних интервалах разреза.

Пространственно-гипсометрическое положение объектов исследований прогнозируется в формате объемной геологической модели залежи (месторождения, площади, участка).

Как показывают расчеты область решения данной проблемы лежит в геометрии ствола скважины и бурильного инструмента, реологических свойствах бурового раствора и гидродинамике промывки скважины.

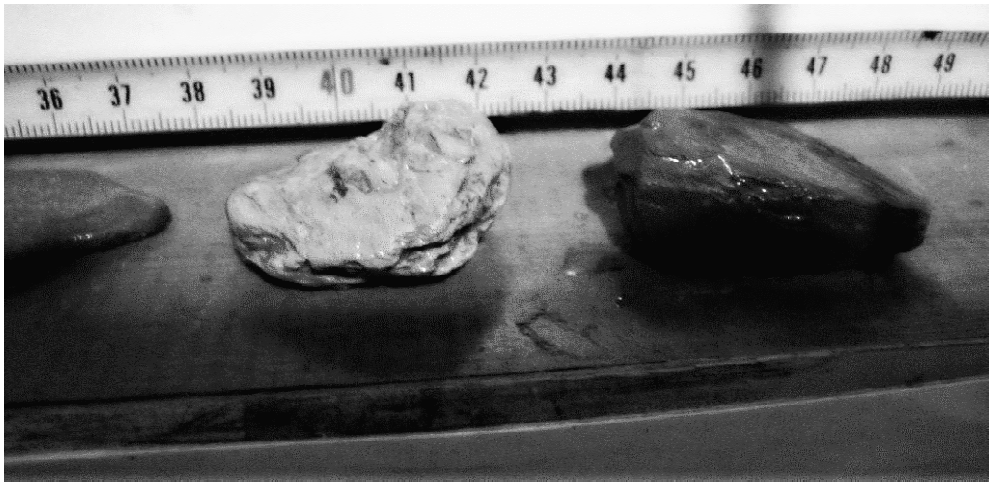


Рис. 2. Фрагменты обвалившихся горных пород, вынесенных на поверхность при проработке и промывке интервала осложнения в скважине № 717 (рис. 1 б)

Литература

1. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России/ Абдулмазитов Р.Д., Баймухаметов К.С., Викторин В.Д. и др. Издание в 2 т./под ред. В.Е. Гавуры. – М.: ВНИИОЭНГ, 1996. – Т. 1. – 280 с.

КОМПЛЕКСНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА ГАЗОГЕНЕРАТОРНОЙ ПЕРФОРАЦИИ СКВАЖИН НА **-СКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ. АЛГОРИТМ ПОДБОРА СКВАЖИН-КАНДИДАТОВ

Р.Р. Сахибгареев[1]

Научный руководитель доцент Ш.Х. Султанов[2]

[1]Филиал ОАО «ТНК-ВР Менеджмент», г. Тюмень, Россия

[2]Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

Перфорация является одной из существенных частей процесса заканчивания скважин, развитие и разработка ее техники и технологии вызывались необходимостью повышения продуктивности скважин, эффективности работ, техники безопасности и снижения стоимости. Гидромеханическая связь скважины с пластом крайне важна при заканчивании скважины с обсаживанием. Характер этого сообщения, проходящего через цемент и колонну, является критическим для заканчивания и характеристик скважины. Она должна повысить продуктивность скважины путем создания чистых каналов через область пласта, загрязненную в процессе бурения, за счет обеспечения создания однородных отверстий через колонну и цемент для жидкостей гидравлического разрыва и проппантов и при создании более однородных отверстий для контроля выноса песка и углеводородной продукции.

Значительным резервом улучшения качества и снижения себестоимости строительства и ремонта скважин может служить повышение эффективности методов контроля за их техническим состоянием, являющихся основными источниками информации для управления процессом сооружения и ремонта скважин. Однако усложнение геолого-технических условий строительства и ремонта скважин вызывает необходимость дальнейшего совершенствования методов контроля за их состоянием. Решению этой задачи в сочетании с разработкой способов и устройств улучшения технологического состояния скважин, предварительного моделирования вторичного вскрытия пласта и применения современной геофизической аппаратуры, а также практической реализацией получаемых результатов посвящена настоящая работа [1].

В настоящее время существует широкий спектр высокотехнологичной геофизической аппаратуры и программных продуктов моделирования внутрискважинных операций, предоставляемых сервисными

компаниями, позволяющие как оценить техническое состояние скважин так и позволить смоделировать процесс эффективного вскрытия продуктивного пласта. Например, современные акустические методы малого исследования скважин позволяют получать в акустическом диапазоне развернутое изображение поверхности стенки скважины, заполненной негазированной промывочной жидкостью или нефтью без всевозможных механических примесей и утяжеляющих добавок. Полученные видеограммы используются для обнаружения каверн, трещин, интервалов коррозионного повреждения обсадной колонны, определения мест муфтовых соединений труб, числа и местоположения перфорационных отверстий. Согласно статистическим данным затраты времени на поиск и определение характера дефектов технического состояния могут составлять до 80 % общего времени, затрачиваемого на ее ремонт, т.е. на восстановление ее рабочего состояния.

Одним из важнейших элементов, определяющих потенциальные возможности скважины, является прискважинная зона пласта (ПЗП) - объем продуктивного пласта, вскрытый данной скважиной и примыкающий к ней, в котором потери энергии на движение флюида существенны. При эксплуатации скважин состояние ПЗП постоянно изменяется вследствие как различных природных явлений, так и целенаправленной производственной деятельности, предусматривающей увеличение дебитов добывающих или приемистости нагнетательных скважин [2].

В настоящее время все более широкий интерес проявляется к разработкам так называемых комплексных, сочетающих в себе перфораторный и генераторный модули, аппаратов, технологии применения которых, позволяют обеспечить за одну спускоподъемную операцию совместно или последовательно кумулятивную перфорацию скважины и воздействие на пласт продуктами сгорания зарядов твердого топлива. Технологии, осуществляемые с применением аппаратов, сочетающих в себе перфораторный и генераторный модули, позволят гарантированно, за счет газодинамического воздействия через перфорационные каналы на продуктивный пласт с образованием в пласте сетки трещин, обеспечить гидродинамическую связь скважины с продуктивным пластом при больших зонах загрязнения ПЗП низкими ФЕС [3].

Технологические преимущества технологии:

- Возможность работы в кислотных средах
- Возможность немедленного освоения скважины
- Образуемые кумулятивными зарядами каналы и трещины сразу же расширяются давлением газов пороховых зарядов
- Суммарная поверхность трещин больше, чем при раздельных операциях
- Не происходит снижения проницаемости в период между вскрытием пласта и обработкой ПГД.
- Тепловое и физико-химическое воздействие на ПЗП.

Успешность применения ГП-105 на **-ском месторождении ОАО «ТНК-ВР» составила 30%. Составляющие процента успешности:

1.Скважины с полученным длительным эффектом – основную роль в получении эффекта играет ухудшение ПЗП (скин) и уменьшение работающей мощности пласта. Перфорация кумулятивными зарядами и последующая обработка интервала пороховыми газами, приводит к разбиванию кольматанта и увеличивает работающую эффективную мощность пласта.

2.Скважины с полученным кратковременным эффектом – ситуация обратная первой составляющей: работы проводились на скважинах с хорошим состоянием ПЗП и с полной работающей мощностью пласта. Кратковременность эффекта обусловлена тем, что на конце перфорационного канала образуется система микротрещин, которая в дальнейшем ничем не подкрепляется и в кратчайшие сроки смыкается, возвращая показатели к первоначальным значениям.

3.Скважины с отрицательным эффектом – нарушение технологии работ.

Таким образом, причины низкой успешности рассматриваемой технологии заключаются в несовершенстве подбора кандидатов. Скважины подбирались исходя из низких показателей добычи/закачки, без учета текущего состояния ПЗП и работающей толщины пласта. 70% обработок с кратковременным эффектом – это скважины с низкими фильтрационно-емкостными характеристиками, но при этом, имеющие отрицательный скин и полную работающую толщину пласта.

Предлагаемый алгоритм выбора скважины-кандидата для геолого-технологических мероприятий (ГТМ) базируется на имеющемся опыте применения ГТМ на конкретных скважинах, т.е предполагается, что скважины характеризующиеся схожими геолого-технологическими параметрами могут обладать примерно равными дебитами и эффектом от проведения ГТМ.

Для реализации алгоритма необходимо: база данных (или цифровые данные) по ГТМ, база данных по добыче, база данных по геолого-физическим параметрам и физико-химическим свойствам продуктивных пластов (по скважинам).

Последовательность автоматизированного процесса выбора скважины имеет некоторые особенности и включает следующие этапы:

Этап 1. Автоматизирований выбор скважин-кандидатов для проведения ГТМ

Выбор вида ГТМ из базы данных ГТМ и формирование целевой выборки

технологическому эффекту (или выбор интересующей скважины)

Выбор скважины (скважин) с высокой технологической эффективностью и вывод ее геотехнологических характеристик

Поиск в базе данных скважин, аналогичных (схожих) скважине с высоким технологическим эффектом

Вывод скважин кандидатов с указанием параметров

Выбор скважин с наиболее важными геотехнологическими данными

Этап 2. Геолого-технологический контроль скважины – кандидата

Вывод геолого-технологических данных скважины-кандидата

Оценка остаточных запасов нефти в зоне дренирования скважины- кандидата

Оценка возможности применения ГТМ сопоставлением параметров скважин и критериев применимости технологии

Анализ причин невязок

Диагностика причин обводнения скважин.

Этап 3. Прогнозирование применения ГТМ скважины-кандидата, основываясь на опыте применения - предсказание дебитов скважин. Пример использования прогноза начальных дебитов по скважинам с помощью комплексирования кластерного анализа и множественной регрессии.

Этап 4. Анализ рисков.

Каждая модель прогноза обладает погрешностью, которая зависит от величины разброса исходных данных. В результате для каждого рассчитанного прогнозного значения эффекта может быть рассчитана погрешность, которую можно затем выразить в терминах анализа рисков, задавая соответствующие ограничения.

В конечном итоге, рассматриваемая технология является очередным способом очистки призабойной зоны пласта и дострела неработающих толщин. Впоследствии, при подборе скважин кандидатов кроме вышеописанного алгоритма, необходимо ориентироваться на проведенные гидродинамические и геофизические исследования, а в случае их отсутствия – планировать их проведение перед обработкой.

Литература:

1. Будников В.Ф., Макаренко П.П., Юрьев В.А. Диагностика и капитальный ремонт обсадных колонн в нефтяных и газовых скважинах. – М.: Недра, 1997. - 240 с.
2. ТехЛит.ру [Электронный ресурс]: бесплатная электронная Интернет-библиотека для «технически умных» людей. – Электр. дан. (34362 док.). – М., 200. – Режим доступа: http://tehlit.ru/index.htm.
3. Барон В.Л., Белин В.А., Ганапольский М.И., и др. Методы ведения прострелочно-взрывных работ. Специальные прострелочно-взрывные работы: учебник. – М.: Издательство Московского Горного Университета, 2007.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕТОДОВ ОРИЕНТИРОВАНИЯ ОТКЛОНИТЕЛЕЙ

Фам Минь Кыонг

Научный руководитель доцент А.С. Бубнов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ориентирование отклонителей заключается в совмещении направления их действия с направлением необходимого отклонения ствола скважины. Ориентирование производится относительно фиксированной в каком-либо определенном положении плоскости. В наклонных скважинах такой плоскостью чаще всего является апсидальная, т.е. вертикальная плоскость, проходящая через ось скважины, а в вертикальных - плоскость магнитного или истинного меридиана.

Угол установки отклонения, это угол между фиксированной плоскостью, относительно которой производится ориентирование отклонителя, и плоскостью его действия, измеренный по часовой стрелке. Угол установки отклонителя изменяется от 0^0 до 360^0. Направление искривления наклонной скважины при разных значениях угла установки показано на рис.1

Расчет угла установки отклонителя ψ по формуле:

$$\Psi = arctg \frac{\sin \Theta_{mp} \cdot \sin\left(\alpha_{mp} - \alpha_{\phi}\right)}{\sin \Theta_{mp} \cdot \cos \alpha_{\phi} \cdot \cos\left(\alpha_{mp} - \alpha_{\phi}\right) - \sin \alpha_{\phi} \cdot \cos \alpha_{mp}}, \quad (1)$$

где - Θф и αф - фактические зенитный угол и азимут на забое скважины;

- Θтр и αтр - требуемые зенитный угол и азимут для вскрытия пласта в проектной точке.

Точное значение угла установки отклонителя при требуемом изменении зенитного угла и азимута может быть определено различными методами: аналитически, графически несколькими способами, по номограммам, предложенными разными авторами, с помощью специальных приборов.

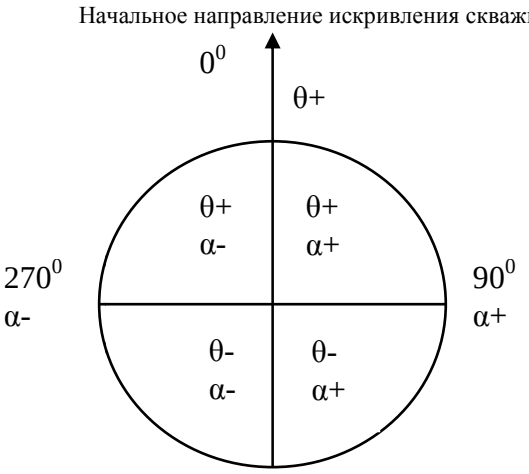


Рис.1 Изменение зенитного угла θ и азимута α скважины при различных углах установки отклонителя

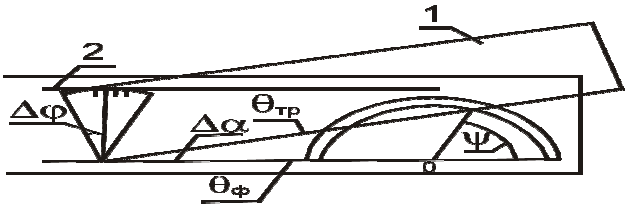


Рис.2 Схема прибора «Директор» для определения угла установки отклонителя

1 - подвижная шкала; 2 - неподвижная шкала;

$\Theta_ф$ - фактический зенитный угол на забое скважины; $\alpha_{тр}$ - требуемый зенитный угол скважины для вскрытия пласта в заданной точке; $\Delta\alpha$ - требуемое изменение азимута ствола для попадания в заданную точку; Ψ - угол установки отклонителя [1].

Наиболее просто и с достаточной степенью точности угол установки отклонителя может быть определен графически. От направления, условно принимаемое за северное (рис.3.), по часовой стрелке откладываются фактический $\alpha_ф$ и расчетный $\alpha_р$ азимутальные углы. По полученным направлениям в принятом линейном масштабе (например, 1^0=1см) откладываются фактический $\theta_ф$ и расчетный $\theta_р$ зенитные углы скважины. Полученный угол ВАС и является требуемым углом установки отклонителя. Он измеряется от направления АС до АВ по часовой стрелке.

Величина отрезка АВ на рис.3 в принятом линейном масштабе равна требуемому углу пространственного искривления ствола φ. Длина интервала бурения с отклонителем, обеспечивающим искривление скважины с интенсивностью i , может быть определена по формуле:

$$l = \frac{\varphi}{i}, \qquad (2)$$

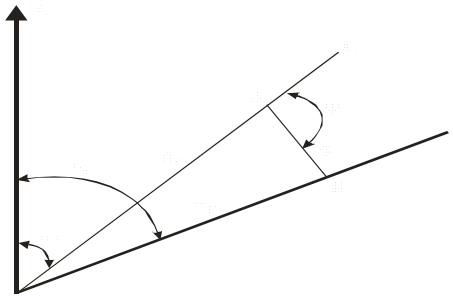


Рис.3 Графический метод определения угла установки отклонителя

где - $\Theta_ф$ и $\Theta_{тр}$ - фактический и требуемый зенитные углы скважины в принятом линейном масштабе; $\alpha_ф$ и $\alpha_{тр}$ - фактический и требуемый азимутальные углы скважины; φ -угол пространственного искривления скважины на интервале применения отклонителя в принятом линейном масштабе; ψ - угол установки отклонителя [2]

Перед ориентированием отклонителя в скважине должно быть определено его фактическое положение

относительно либо плоскости магнитного меридиана (в вертикальном стволе), либо апсидальной плоскости (в наклонном стволе).В первом случае наиболее распространенным , простотым и достаточным является метод непрерывного прослеживания за положением отклонителя в скважине в процессе его спуска (метод меток).

Перед началом спуска на каждую бурильную трубу наносят метки, располагая их по одной образующей. Для этого применяют специальные шаблоны.На буровой нужно иметь столько труб с метками, сколько требуется их для спуска до глубины искривления, и дополнительно семь-восемь труб для наращивания в процессе работы [3].

Определение угла закручивания ω колонны бурильных труб по формуле:

$$\omega = \frac{(M_P - M_{TP})L}{GJ_O}, \qquad (3)$$

где $M_р$ - реактивный момент на корпусе турбобура; $M_{тр}$ - момент трения колонны бурильных труб о стенки скважины; L - длина колонны бурильных труб; G - модуль сдвига; $J_о$ - полярный момент инерции.

Значение угла закручивания может быть определено аналитически или по номограммам. Однако чаще его определяют исходя из опыта бурения в конкретных условиях, так, например, в условиях Западной Сибири для компоновки, состоящей из долота диаметром 295,3 мм, турбобура ТШ 240 (1 секция), кривого переводника, УБТ 178 х90 - 12 м, ЛБТ 147х11 - 36 м, ТБПВ 127х9 - остальное, используемой для искривления скважин в интервале бурения под кондуктор, значения угла закручивания приведены в таблице.

Таблица

Угол закручивания инструмента при бурении под кондуктор

Глубина скважины, м	100	200	300	400	500
Угол закручивания, гр□д	4	8-10	12-14	18-20	25

Однако, угол закручивания инструмента зависит от многих факторов, поэтому фактическое его значение зачастую весьма существенно отличается от принятого. В связи с этим в процессе искусственного искривления скважины производится определение фактического угла закручивания. При этом, как правило, используется графический метод. Для этого после бурения с отклонителем определенного интервала, например, 40 м, производится замер фактического зенитного угла и азимута скважины. Далее от условного направления, принятого за северное, откладывается азимутальный угол скважины в начале интервала искривления $\alpha_н$, а по полученному направлению в принятом линейном масштабе, например, 1^O = 1 см, откладывается начальный зенитный угол $\Theta_н$ (точка А, рис. 4). В точке А от направления AD по часовой стрелке откладывается угол установки отклонителя ψ, а по полученному направлению в принятом линейном масштабе - угол пространственного искривления скважины φ на пробуренном интервале. Этот угол определяется по формуле:

$$\varphi = i \cdot h, \qquad (4)$$

где i - интенсивность искусственного искривления для используемого отклонителя, град/м (определяется из технической характеристики отклонителя); h - длина пробуренного интервала, м.

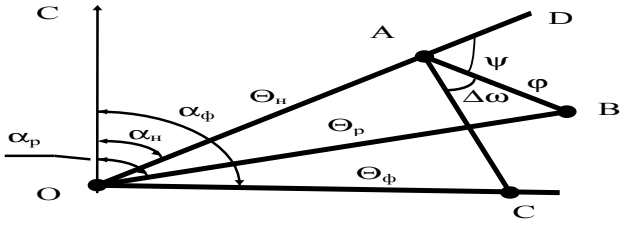


Рис.4 Графический метод определения поправки угла закручивания инструмента

Полученная точка В соединяется с точкой О, при этом углы αр и Θр являются расчетными для пробуренного интервала.

Затем в точке О от направления на север откладывается фактический (замеренный) азимут αф и по полученному направлению в принятом линейном масштабе фактический зенитный угол скважины Θф.

Полученный угол ВАС является поправкой к углу закручивания инструмента, принятого по табл. 1 Эта поправка берется со знаком плюс, если фактический азимут меньше расчетного, и со знаком минус, если □ф > αр.

В случае, если точки А, В и С окажутся на одной прямой, но В и С не совпадают, то это свидетельствует о том, что фактический угол закручивания инструмента равен принятому, но фактическая интенсивность искусственного искривления для используемого отклонителя отличается от указанной в технической характеристике.

После определения величины поправки угла закручивания инструмента необходимо произвести корректировку угла установки отклонителя путем поворота колонны бурильных труб.

Для более точного откладывания углов на неподвижной части ротора необходимо перевести их значения в градусах в длину дуги окружности S стола ротора по формуле:

$$S = \frac{r \cdot \alpha}{57{,}3}, \qquad (5)$$

где r - радиус стола ротора; □- откладываемый угол.

Определение параметров искривления скважины на забое после замера их в ЛБТ

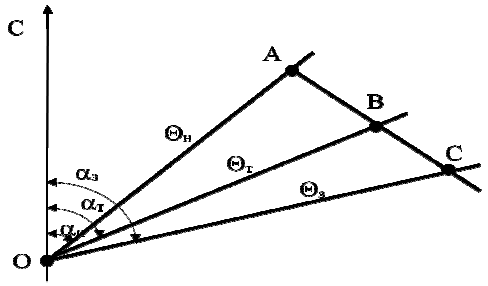


Рис.5 Графический метод определения зенитного и азимутального углов на забое скважины

где - αн и Θн -азимут и зенитный угол скважины в начале интервала искусственного искривления соответственно; αт и Θт -то же, замеренные в ЛБТ; АВ = φ - угол пространственного искривления на интервале hт от начала искривления до точки замера в ЛБТ.

Интенсивность искусственного искривления:

$$i_\varphi = \frac{\varphi}{h_T}. \qquad (6)$$

где αз и Θз -искомые параметры искривления скважины на забое.

Значение этого угла φз в принятом линейном масштабе откладывается по направлению АВ от точки А. Полученная точка С соединяется с точкой О, после чего определяются зенитный угол □з и азимут □з на забое скважины [1].

Литература

1. Рязанов В.И. Направленное бурение нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие: – Томск: Изд. ТПУ, 2007. – 117 с.
2. Дмитриев А.Ю., Рязанов В.И.. Практикум по курсу “Направленное бурение нефтяных и газовых скважин” для студентов направления 553600 специальности 090800 “Бурение нефтяных и газовых скважин” – Томск: Изд-во ТПУ, 2004 – 55 с.
3. Ориентирование отклонителей. [Электронный ресурс]/ Добыча нефти и газа.
4. URL:http://www.ocb.com.vn/newsdetail-lag-1-tid-2-id-80.html (дата обращения 3.03.13)

РЕГРЕССИОННЫЙ АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ОТРАБОТКИ ДОЛОТ С ПОЛИКРИСТАЛЛИЧЕСКИМИ АЛМАЗНЫМИ РЕЗЦАМИ

В.В. Чулкова

Научный руководитель профессор Р.А. Ганджумян

Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, г. Москва, Россия

В 1973 году фирма General Electric разработала первое долото, оснащенное поликристаллическими алмазными резцами типа Compax. За прошедшие годы долота с поликристаллическими алмазными резцами совершили настоящий прорыв в технологии бурения скважин. Их феноменальный успех вызван сверхвысокими показателями бурения.

Стремительный технический прогресс в бурении позволяет наметить основные направления в решении ряда практических задач. Особую актуальность на сегодняшний день представляет вопрос интенсификации процесса бурения долотами с поликристаллическими алмазными резцами в разрезах, представленными раздробленными и перемежаемыми по твердости горными породами. В таких условиях резцы работают в постоянном режиме удара. Возникающие дополнительные ударные нагрузки на долото увеличивают их износ. Вследствие, постепенного износа вооружения, уменьшается удельная нагрузка на горную породу, что приводит к снижению механической скорости бурения.

По опыту отработок долот основной износ приходится на периферийную часть лопасти. Резцы, расположенные на различных расстояниях по радиусу от оси долота, изнашиваются крайне неравномерно. В наиболее неблагоприятных условиях находиться периферийное вооружение. Именно в этих точках лопасти наибольшая удельная мощность трения и наихудшие условия охлаждения. Износ периферийного вооружения долота чаще всего представлен сколами, истиранием, износом подложек с сопутствующим признаком

термического воздействия [3].

Износ элементов вооружения после бурения перемежаемых по твердости горных пород имеет смешанный абразивный и ударно-абразивный характер. Лопастные долота по сравнению с шарошечными работают в более высоком температурном режиме. Так по результатам металлографического анализа металла отработанных долот установлено, что на периферийной поверхности трения лопасти о горную породу температура в микрообъемах поверхностных слоев может достигать более 1300° С, а в шарошечных в микрообъемах поверхностных слоев зубьев не превышает 850° С [2]. Циклический нагрев и охлаждение поверхности во время работы и, следовательно, чередующиеся, расширение и сжатие поверхностных слоев приводит к развитию усталостных трещин (Рис. 1) [3].

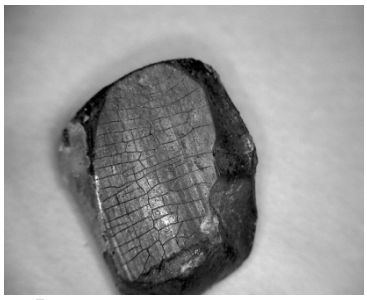


Рис. 1. Износ резца. Развитие усталостных трещин

Сколы резцов происходят за счет первоначального контакта с твердыми пропластками и за счет вибрации, возникающей во время выхода из твердой породы. При внедрении долота в твердую породу торцевые резцы первыми вступают в контакт, испытывая повышенную нагрузку по сравнению с резцами, которые все еще находятся в мягких породах. При выходе из твердого пропластка повышенную нагрузку испытывают резцы, расположенные на заплечнике и калибрующей части долота. Такая импульсная перегрузка обладает разрушительным воздействием на долото, так как калибрующие резцы имеют больший радиус, чем торцевые, что увеличивает инерцию ударной нагрузки [1].

Для оценки интенсивности износа периферийного вооружения проведем регрессионный анализ по методу наименьших квадратов, наиболее известного метода построения математических моделей, предложенного К. Гауссом.

Имеется информация об увеличении износа периферийного вооружения (Y, мм) с ростом механического времени бурения (X, час) при бурении в различных горно-геологических условиях (в ангидритах и доломитах) в идентичных технико-технологических условиях.

С помощью регрессионного анализа данных, установим характер связи между неслучайной величиной X и случайной величиной Y.

Допустим, что модель представляет собой прямую линию.

Определив значения коэффициентов регрессии a и b, где значение a определяет положение начальных точек линии регрессии на осях Y и X, а коэффициент b называется коэффициентом линейной регрессии и представляет собой тангенс угла наклона прямой к осям X и Y.

Уравнения эмпирических линий регрессии имеют следующий вид:

для условий бурения в ангидритах: y1 = 1,023+0,031x,

для условий бурения в доломитах: y2 = 2,283+0,053x

На основании результатов вычислений построены регрессионные прямые (Рис. 2).

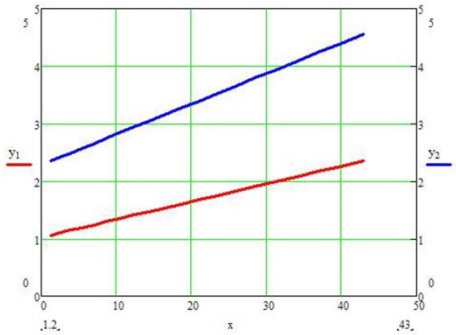


Рис. 2. Регрессионные прямые, отражающие зависимость износа периферийного вооружения от механического времени бурения при бурении в ангидритах и доломитах

Аналогичный регрессионный анализ проведем по данным отработки долота с дополнительными конструктивными опциями в виде антивибрационных сферических вставок, ограничивающих углубление резцов

и уменьшающих вибрацию:

Уравнения эмпирических линий регрессии имеют следующий вид:

для условий бурения в ангидритах: y1 = 0,973+0,019x,

для условий бурения в доломитах: y2 = 1,02+0,021x

На основании результатов вычислений также построены регрессионные прямые (Рис. 3).

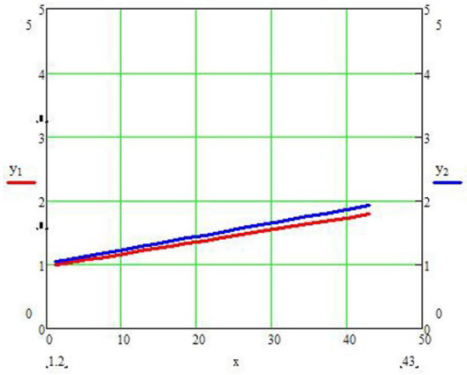


Рис. 3. Регрессионная прямая, отражающая зависимость износа периферийного вооружения от механического времени бурения при бурении в ангидритах и доломитах долотом с дополнительными опциями

Из приведенных графиков (Рис. 2-3) видно, что при бурении в ангидритах доломитах с ростом механического времени бурения увеличивается износ периферийных резцов. Наибольший износ наблюдается в доломитах. Следует отметить, что у долот, оснащенных сферическими антивибрационными вставками, интенсивность износа периферийного вооружения существенно ниже (Рис. 3), что позволяет сделать вывод о целесообразности установки сферических вставок в качестве дополнительных стабилизирующих элементов.

Таким образом, с помощью регрессионного анализа установлена взаимосвязь между износом периферийного вооружения и ростом механического времени бурения, что дает возможность спрогнозировать ресурс долот в конкретных горно-геологических условиях и подобрать ресурсосбрегающую технологию отработки, а также выбрать в дальнейшем более рациональную типо-конструкцию долота, что в целом позволит повысить технико-экономические и качественные показатели бурения.

Литература

1. Ален Бессон Новый взгляд на режущие элементы буровых долот, // Нефтегазовое обозрение, – Париж, 2002 – 26 с.
2. Дверий В.П. Бурение скважин лопастными долотами. – М.: Недра, 1977 – 192 с.
3. Чулкова В.В. Ресурсосберегающая технология бурения скважин долотами PDC в условиях перемежающихся по твердости горных пород.// Бурение и Нефть, 2012. - № 5 – С. 48.

ТАМПОНАЖНЫЕ РАСТВОРЫ ДЛЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ АНОМАЛЬНЫХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ

Т.А. Чумакова, И.Ю. Иванов

Научный руководитель профессор Н.В. Соловьев

Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, г. Москва, Россия

На современном этапе развития буровых технологий выполняются значительные объемы горизонтальных скважин. Это позволяет использовать эффективные технологии бурения, вскрытия и освоения продуктивных углеводородных коллекторов, капитального ремонта скважин с применением горизонтальных стволов. Наиболее эффективным является применение скважин с горизонтальным окончанием в продуктивных углеводородных коллекторах, находящихся на поздней стадии эксплуатации при существенном снижении их проницаемости, пластового давления и дебита.

Кроме того, бурение горизонтальных стволов находит широкое применения при выполнении других видов специальных работ с использованием буровых технологий, а именно - бурение под водоемами, промышленными и гражданскими застройками, прокладка коммуникаций и систем связей различного назначения. Часто такие работы ведутся в породах высокой проницаемости, в которых выполнение тампонажных работ с использований тампонажных смесей на основе цементов приводит к их поглощению, как следствие, невыполнению технологического задания на проведение этих работ.

Увеличение глубины бурения скважины и выхода обсадных колонн требует проведение цементирования в условиях развиваемых высоких значений гидростатического давления на горные породы, которые могут

подвергаться гидроразрыву, сопровождающемуся поглощением тампонажных растворов.

Перечисленные виды работ могут выполняться с применением тампонажных растворов пониженной плотности [2,3]. Уменьшение плотности можно получить при введении в исходный цементный раствор минеральных добавок, имеющих меньшую плотность, по сравнению с базовым вяжущим веществом. Кроме того, рядом научно-производственных предприятий разработаны облегченные тампонажные материалы для нефтяных и газовых скважин, которые позволяют:

- предотвратить гидроразрыв пластов;
- снизить депрессию на продуктивынй коллектор до расчетных ее значений.

Эти тампонажные материалы, имеющие невысокую плотность позволяют после проведения вскрытия продуктивных пластов на депрессии и вызова притока в этих условиях обеспечить тампонирования интервала продуктивного пласта с минимальными значениями репрессии, что обеспечивает сохранность естественной проницаемости этого пласта и эффективный приток флюида из него в процессе эксплуатации.

Однако, проведение тампонажных работ в пределах углеводородных коллекторов с аномально низким пластовым давлением требует существенного снижения плотности тампонажного раствора для сохранений условий депрессии при вскрытии и освоении продуктивного пласта, а также при проведении тампонажных работ для технологических целей - устранение поглощений, изоляция водоносных пластов и линз, а также для оборудования приемной части в горизонтальном окончании скважин.

В данной статье приводятся сведения о возможности применения методики расчета параметров тампонажной смеси пониженной плотности для условий тампонирования интервалов скважин и продуктивных пластов с аномально низким пластовым давлением.

Рекомендуемая методика расчета предусматривает определение параметров облегченной тампонажной смеси с минеральными и другого происхождения добавками на первом этапе, и расчетом параметров аэрированной тампонажной смеси на втором.

Для расчета параметров облегченного тампонажного раствора можно использовать методику, изложенную в работе [3] на примере смесей сложно состава, в которых соотношение между сухими и жидкими компонентами задаются произвольно, или исходя из эксперемнтальных данных по количественному содержанию. В этом случае, если имеются апробированные экспериментальные данные по соотношению заданных сухих и жидких компонентов, то они используются для получения тампонажных растворов с необходимыми технологическими свойствами. Для случая приготовления глиноцементного раствора исходное уравнение баланса масс можно записать в виде:

$$m_ц + m_{ni} + m_в = \rho_{т.р} \cdot \left(V_ц + V_{ni} + V_в\right), \qquad (1)$$

где: $m_ц$ - масса цемента, $m_ц$ =1 т; m_{ni} - масса i - го наполнителя, т; $m_в$ - масса воды, т; $\rho_{т.р}$ - плотность тампонажного раствора, т/м^3; $V_ц, V_{ni}, V_в$ - объем цемента, i - го наполнителя и воды соответственно, м^3.

Введя ряд обозначений и параметров, таких как в работе [2]: $K_ц$ - количество воды, необходимое для получения цементного раствора с той же растекаемостью (Р=18 см), что и глиноцементного, м^3/т; $K_г$ - водопотребность глинопорошка при затворении, $K_г = 2{,}2 \div 1{,}4$ м^3/т, и проведя преобразования было получена формула для определения количества глины, необходимой для приготовления глиноцементного раствора плотностью $\rho_{т.р}$ из цемента массой $m_ц$=1 т.:

$$m_г = \frac{\frac{\rho_{т.р}}{\rho_ц} + \frac{K_ц \cdot \rho_{т.р}}{\rho_в} - K_ц - 1}{1 + K_г - \frac{\rho_{т.р}}{\rho_г} - \frac{K_г \cdot \rho_{т.р}}{\rho_в}}, \qquad (2)$$

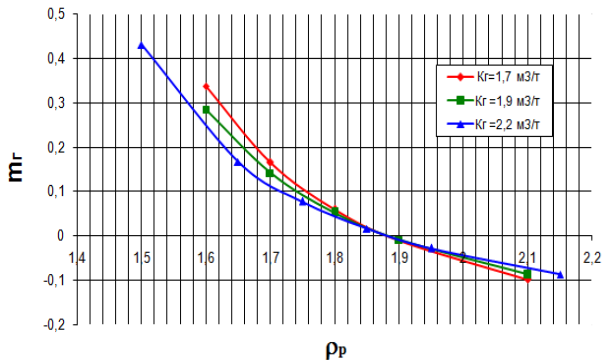


Рис.3. Зависимость массы глины $m_г$ от величины проектной плотности глиноцементного раствора

Используя полученную формулу (2) нами были выполнены технологические расчеты параметров глиноцементного раствора при фиксированных значениях водопотрености глины $K_г$=1,7; 1,9 и 2,2 м^3/т были построены графически зависимости необходимого количества глины ($m_г$) для приготовления глиноцементного раствора из 1 т цемента от проектной плотности этого раствора $\rho_{т.р}$ (рис. 1)

Из графика приведенного на этом рисунке видно, что для получения глиноцементного раствора плотностью $\rho_{т.р}$=1,88 т/м^3 глину можно не добавлять, а для получения этого раствора с более высокой плотностью из его состава необходимо удалить глину, как облегчающую добавку.

Для проведения процесса аэрирования глиноцементного тампонажного раствора, например по технологии, изложенной в работе [1], величину степени аэрации такого раствора необходимо определять по рекомендуемой в работе [3] методике с учетом пластового давления флюида продуктивного горизонта по формуле:

$$\alpha = \frac{p_0 + g * \rho_{т.р} * H - P_{г.см}}{P_0 * \ln \frac{P_{г.см}}{P_0}} \qquad (3)$$

,

где: P_0 - атмосферное давление, P_0=1*10^5 Па; H - глубина залегания продуктивного горизонта, или горизонтального окончания скважины, H=2500 м; $P_{г.см}$ - гидростатическое давление аэрированного тампонажного раствора (смеси), принимается равным пластовому давлению флюида, $P_{г.см} = P_{пл}$.

На основе результатов отчета по формуле (3) была построена зависимость величин. Степень аэрации α от проектной плотности аэрированного тампонажного раствора или пластового давления флюида $P_{пл}$, приведенные на рис. 2.

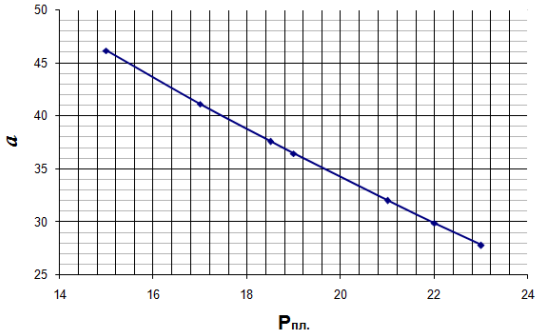


Рис. 4. График зависимости аэрации глиноцементного раствора α от пластового давления флюида $P_{пл}$

Из графика, приведенного на этом рисунке видно, что увеличение пластового давления флюида от 15 до 23 МПа необходимо уменьшить величину степени аэрации с 46,1 до 28,1 для сохранения режима депрессии при выполнении процесса тампонирования скважины в условиях аномально низкого пластового давления.

Таким образом, предлагаемая нами методика расчета параметров тампонажных растворов, используемых для выполнения технологических операций при бурении горизонтальных скважин, позволяет определить соотношение компонентов для приготовления облегченных тампонажных растворов с последующим их аэрированием до получения аэрированных тампонажных растворов с заданными параметрами. Эту методику целесообразно применять при выборе состава и свойств тампонажных растворов при бурении, вскрытии, освоении углеводородных коллекторов, вызове притока флюидов на депрессии, а также при выполнении других технологических операций в интервалах горизонтальных скважин с высокой проницаемостью горных пород.

Литература:

1. Вяхирев В.И. и др., Облегченные тампонажные растворы для крепления газовых скважин, – М: Изд. ООО "Бинес-центр", 2000 – 135 с.
2. Луценко Н.А. и др., Облегченные цементные растворы, – Колв: Изд. "Техніка", Клов, 1965 –120 с.
3. Соловьев Н.В. и др., Бурение разведочных скважин, – М: Изд. "Высшая школа", 2007

С е к ц и я 13

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ТЕХНИКА РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

ЗАВИСИМОСТЬ СТЕПЕНИ РАСШИРЕНИЯ БЫСТРОСХВАТЫВАЮЩЕЙСЯ РАШИРЯЮЩЕЙСЯ ТАМПОНАЖНОЙ СМЕСИ ОТ ВРЕМЕНИ ПРЕБЫВАНИЯ В ПОДВИЖНОМ СОСТОЯНИИ И ОТНОСИТЕЛЬНОГО СОДЕРЖАНИЯ НРС-1М В СМЕСИ

Э.Д. Ботурходжаев
Научный руководитель профессор В.П. Рожков
Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

Сравнительно недавно стали применять расширяющиеся быстросхватывающиеся тампонажные смеси (РБСТС), которые в дальнейшем существенно снижают вероятность проникновения буровой жидкости между скважиной и тампонажом, тампонажом и обсадной колонной. Однако интервалы применения таких смесей могут потребоваться большими, а это ведёт к значительному времени закачивания РБСТС при тампонировании. Тогда возникает вопрос, не может ли за время тампонажных работ произойти хотя бы частичное затвердевание смеси, т.е. его обесценивание? Для выяснения этих вопросов была поставлена данная работа.

Для экспериментов на первой стадии использовали смесь из 80% цемента марки 500, алебастра 15% и 5% НРС-1м при ВТО = 0,5. Перемешивание смеси производили в течение 45 мин. на приборе ВСН-3 на частотах вращения 200, 300, 400 и 600 об/мин. Смесь размешивалась в пространстве между обоймой диаметром 44 мм и ротором 40 мм. Перемешанную таким образом смесь разливали в 4 прибора для определения расширения в течение 1–2 суток (рис. 1).

За два перемешивания одинаковых смесей получали 8 аналогичных замеров. Из них до финала сначала доходили не все. По разным случайным причинам в первых экспериментах 2–3 замера оказывались дефектными (заклинивалась крышка, испарялась вода и т.п.). Основное расширение происходит в первые 15–18 час, а далее идёт медленный спад расширения. За вторые сутки расширение составляет всего 2–4 %. По этим экспериментам были получены данные, показанные в табл. 1 как данные для первого рецепта и построен первый график (зависимость А, рис. 2).

Анализируя зависимость А рис. 2, можно отметить, что с увеличением времени пребывания смеси в подвижном состоянии конечное расширение смеси при оставлении её в неподвижном состоянии увеличивается по линейному закону. Таким образом, интенсивное перемешивание смеси в первые часы только увеличивает интенсивность её расширения в дальнейшем. Поэтому длительная подача смеси в скважину будет только повышать расширяемость смеси.

Рис. 1 Прибор для определения расширения тампонажной смеси

Другой не менее важный вопрос – как скажется относительное содержание НРС-1м в РБСТС на степени расширения от времени пребывания в подвижном состоянии с изменением относительного содержания НРС-1м. При 5% содержании НРС-1м эксперименты уже выполнены (рис. 2, зависимость А). В работе [1] рекомендуется использовать расширение не более 2–2,5%. Для получения сопоставимых рецептов необходимо, чтобы содержание цемента оставалось одним и тем же. Тогда менять содержание НРС-1м можно только за счёт алебастра. В тоже время чрезмерно увеличивать содержание НРС-1м тоже не целесообразно. Поэтому приходим к такому рецепту: 80% цемента марки 500, алебастра 18% и 2% НРС-1м при ВТО = 0,5. При таком количестве алебастра тампонажная масса через 45 мин. перемешивания на частоте 200 об/мин получилась очень густой, практически крошащейся, непригодной для подачи в скважину. Поэтому пришлось сменить рецепт смеси в сторону снижения алебастра. В результате был принят рецепт: 80% цемента марки 500, алебастра 13% и 7% НРС-1м при ВТО = 0,5. Результаты исследования данного рецепта показаны в табл. 1 под видом второго рецепта, а на рис. 1 как зависимость Б.

чТаблица 1

Результаты экспериментов

Перемешивание в течение 45 минут				Количество замеров	Среднее расширение смеси, %
на частоте 200 об/мин, всего	на частоте 300 об/мин, всего	на частоте 400 об/мин, всего	на частоте 600 об/мин, всего		
Результаты исследования первого рецепта					
9 000 оборотов				5	1, 324
	13 500 об			6	2,040
		18 000 об		8	2,365
			27 000 об	8	3,720
Результаты исследования второго рецепта					
9 000 оборотов				8	23,03
	13 500 об			8	25,01
		18 000 об		8	29,02
			27 000 об	8	32,46

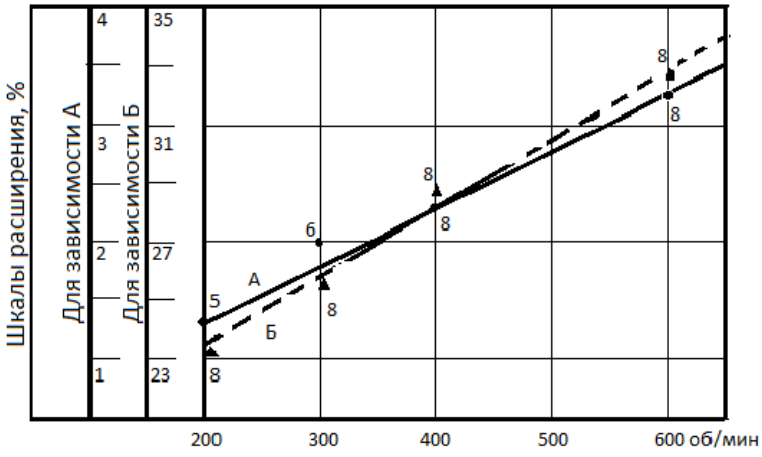


Рис. 2 Расширение смеси (в %) после размешивания на различных частотах в течение 45 минут

В целом зависимость Б тоже линейная, как и зависимости А. Отличие только в том, что в зависимости Б коэффициенты уравнения связи значительно более высокие. Такое положение вполне объяснимо тем, что в этом рецепте больше НРС-1м, а меньше алебастра.

Выводы. Таким образом, по мере размешивания смеси в узком кольцевом пространстве (между обоймой диаметром 44 мм и ротором диаметром 40 мм) смесь становится более жидкой, причём жидкости выделяется тем больше, чем на более высоких оборотах производили перемешивание. При оставлении смеси в спокойном состоянии за первые 15–18 часов практически происходит полное её затвердевание. Следовательно, после интенсивного перемешивания смеси, а затем интенсивной подачи в скважину её затвердевания происходить не будет. Затвердевание начинается при оставлении смеси в спокойном состоянии.

Литература

1. Агзамов Ф.А., Бабков В.В., Каримов И.Н. О необходимой величине расширения тампонажных материалов. // Территория Нефтегаз., 2011 – №8 – С. 14 – 15.

УСТАНОВКА ДЛЯ УПРОЧНЕНИЯ ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА МЕТОДОМ КРИОГЕННОЙ ОБРАБОТКИ

А. Ю. Бурыкин, А. А. Морев

Научный руководитель профессор С. Я. Рябчиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время существует большое количество способов упрочнения породоразрушающего инструмента (ПРИ), позволяющих модифицировать отдельные эксплуатационные показатели твердых сплавов и композиционных алмазосодержащих материалов (КАМ), используемых для изготовления ПРИ. Способы упрочнения основаны на использовании различных видов энергии: тепловой, механической, энергии заряженных частиц (радиационное облучение) и тд. Некоторые из них представляют интерес чисто в теоретическом плане, другие имеют практический интерес для повышения ресурса ПРИ.

В соответствии с классификацией, приведенной в работе [1], все методы упрочнения металлов и сплавов можно разделить на две группы: методы поверхностного упрочнения и методы объемного упрочнения. Наиболее перспективным для упрочнения ПРИ являются методы второй группы, прежде всего криогенная обработка.

Криогенная обработка – это способ термической обработки, который реализуется путем погружения изделий в среду жидкости с низкой отрицательной температурой (от –150 до –269°С) и выдержкой в ней. Этот процесс называют «ударным» охлаждением. Самой доступной и дешевой жидкостью с низкой отрицательной температурой является жидкий азот. Он находит широкое применение в криогенных технологиях, в том числе и для упрочнения ПРИ.

Криогенная обработка позволяет производить объемное упрочнение материалов на значительную глубину, является простой, не требует капитальных затрат.

Для обработки ПРИ жидким азотом используются специальные установки или сосуды Дьюара с большим проходным отверстием. Установки существующих конструкций имеют значительные габаритные размеры, большой вес и по своим параметрам не в полной мере соответствуют разработанной технологии упрочнения ПРИ [1]. При разработке установки за основу взята установка конструкции «УКРО–02». Установка «УКРО-02», созданная в ТПУ [1], наиболее полно отвечает требованиям технологии криогенной обработки ПРИ, однако имеет ряд недостатков:

отсутствие системы автоматического долива жидкого азота;

недостаточная механизация рабочих процессов;

большой расход жидкого азота.

Блок-схема разработанной нами установки представлена на рис. 1. Она состоит из криостата 4, грузоподъемного устройства 2, рабочего стола 3, и транспортной цистерны 6. Криостат представляет собой емкость, объемом 0,083 м^3 с двойными стенками, изготовленными из стального листа. В качестве теплоизоляционного материала используется пенопласт.

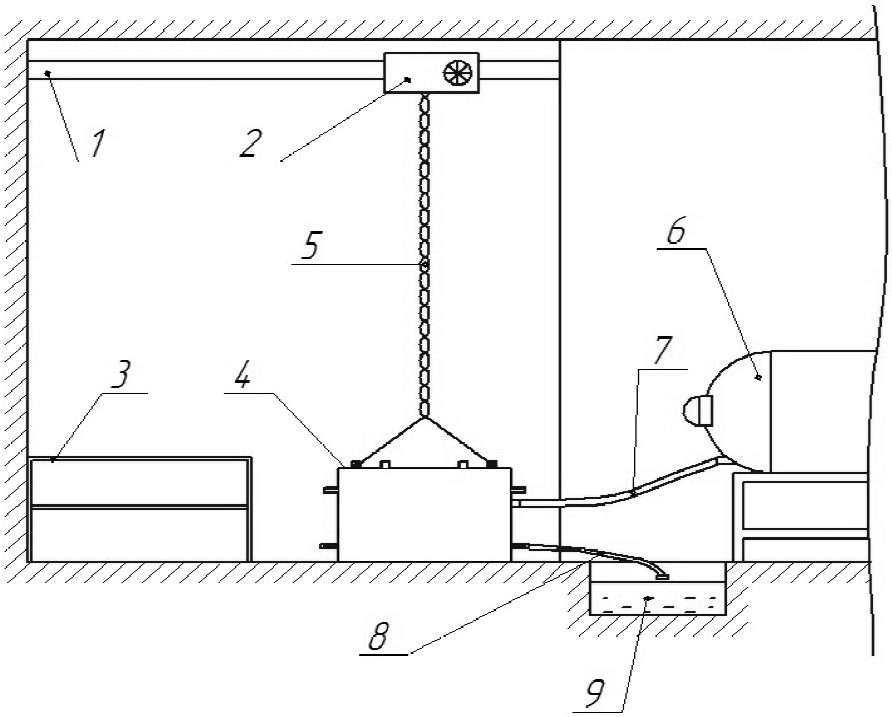


Рис. 1 Блок-схема установки для криогенной обработки ПРИ: 1 – тельферная балка; 2 – тельфер электрический; 3 – стол; 4 – криостат; 5 – цепь или канат; 6 – цистерна ЦТК-5/0,25 ГОСТ 17518-79; 7,8 – теплоизолированные шланги нагнетания и слива; 9 – сливная емкость

Заполнение рабочей емкости установки 4 жидким азотом из цистерны 6 осуществляется через теплоизоляционный шланг 7, а слив остатков азота, после завершения работ, в сливную емкость 9 – через шланг 8. Для доставки жидкого азота к месту работы используются цистерны типа ЦТК-5/0,25 ГОСТ 17518-79 или сосуды Дьюара емкостью 25 – 50 л.

Проблема недостаточной механизации предлагается решить включением в состав установки электрического тельфера.

Тельфер канатный предназначен для подъема, опускания и горизонтального перемещение груза. Электротельфер перемещается по подвесному пути двутаврового профиля в помещениях и на открытых площадках. Управление тельфером осуществляется посредством кнопочного поста управления. Электротельфер обеспечивает значительную скорость подъема груза и его горизонтального перемещения.

Проблема автоматического долива жидкого азота решается посредством поплавково-клапанного механизма (рис. 2), который должен работать таким образом, чтобы при определенном уровне жидкости поплавок всплывал за счет архимедовой силы, а далее усилие через кронштейн 2 и шарнир 3 передается к клапану 1, который должен перекрывать угловой штуцер 5.

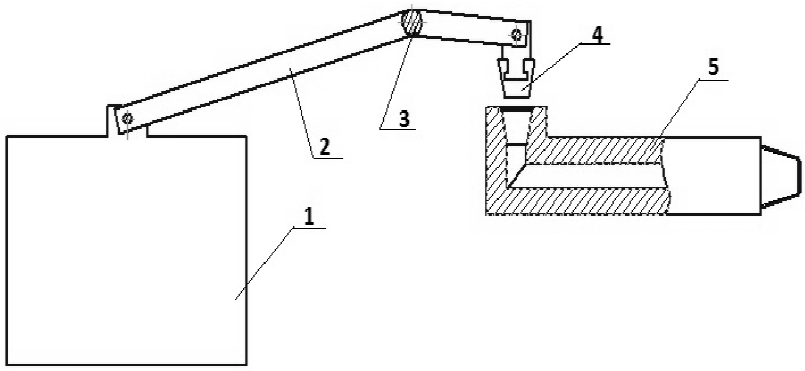


Рис. 2 Схема поплавково-клапанного механизма:
1 – поплавок; 2 – кронштейн поплавка; 3 – шарнир; 4 – клапан; 5 – угловой штуцер

Технологические процессы при криогенной обработке ПРИ.

Подготовка ПРИ к обработке в жидком азоте осуществляется в несколько этапов. Вначале инструмент тщательно отмывают от загрязнений и смазки, затем обезжиривают и удаляют влагу с поверхности, после чего ПРИ расставляется в загрузочную кассету.

Необходимо включение вытяжной вентиляции. Заливка азота в камеру будет сопровождаться его интенсивным испарением, пока температура в камере не достигнет –196°С. Затем следует быстро погрузить обрабатываемый инструмент в рабочую камеру.

После выравнивания температур в рабочей камере (прекращения активного испарения) необходимо удерживать ПРИ погруженным в рабочую жидкость в течение 20 минут.

Крышка криостата и загрузочная кассета извлекаются с помощью электротельфера и устанавливаются на загрузочный стол. Далее несущая рама отделяется от крышки посредством извлечения фиксирующих штифтов и присоединяется запасная рама с уже загруженным в неё ПРИ.

Извлеченный из криостата инструмент мгновенно покрывается инеем. Его необходимо выдерживать при комнатной температуре до тех пор, пока температура ПРИ не приблизится к плюсовой. Затем инструмент протирается, смазывается и упаковывается.

Разработанная установка позволит производить обработку твердосплавного, алмазного и шарошечного ПРИ с производительностью: при диаметре 46 мм – 96 шт./час; 59 мм – 60 шт./час; 76 мм – 32 шт./час; 93 мм – 24 шт./час. Работы могут производиться, как в условиях цехов заводов-изготовителей, так и в условиях лабораторий геологоразведочных предприятий.

Литература

1. Рябчиков С. Я. Объемное упрочнение твёрдосплавного и алмазного породоразрушающего инструмента с целью повышения его эксплуатационных показателей: Диссертация на соискание учёной степени доктора технических наук. – Томск, 2002. – 309 с.
2. Рябчиков С.Я., Власюк В.И., Спирин В.И. Объемное упрочнение породоразрушающего и металлорежущего инструмента. – М.: ЗАО «Геоинформмарк», 2001. – 49 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ ШУМА И ВИБРАЦИИ ОТБОЙНЫХ МОЛОТКОВ НА СООТВЕТСТВИЕ ГИГИЕНИЧЕСКИМ ТРЕБОВАНИЯМ

С.Ф. Гольдеров
Научный руководитель доцент Г.И. Попов
Северо-Восточный федеральный университет им. М.К.Аммосова г. Якутск, Россия

Одним из основных направлений совершенствования технологии шурфопроходческих работ является изучение возможности применения зарубежных отбойных молотков в качестве технического средства для механического разрушения мерзлых крупнообломочных пород с крепостью 5 – 6.

Испытания новых электрических отбойных молотков иностранного производства проводились в водонасыщенных грунтах на участке В.Молодо ОАО «Нижне-Ленское». Измерение параметров шума и вибрации молотков «Bosch», «Hilti», «Kango» проводилось прибором ВШВ-003-М3 по стандартной методике.

Детальные разведочные работы производятся на участке Верхнее Молодо россыпи р. Молодо путем проходки шурфов сечением 1х2 м и канав сечением 2х3 м.

Отложения высокой поймы и надпойменных уровней вскрываются шурфами, проходимыми с применением ВМ при бурении шпуров электросверлами СЭР-19 и с уборкой отбитых грунтов ручными воротками и бадьями.

Характеристика горных пород. Состав пород: суглинки, ила, песчано-гравийно-галечные смеси, глины, глыбово-щебенисто-глинистые смеси, известняки, доломиты. Категория пород – IV–XII. Коэффициент крепости по М.М. Протодьяконову – 4 – 7. Породы – вечномерзлые.

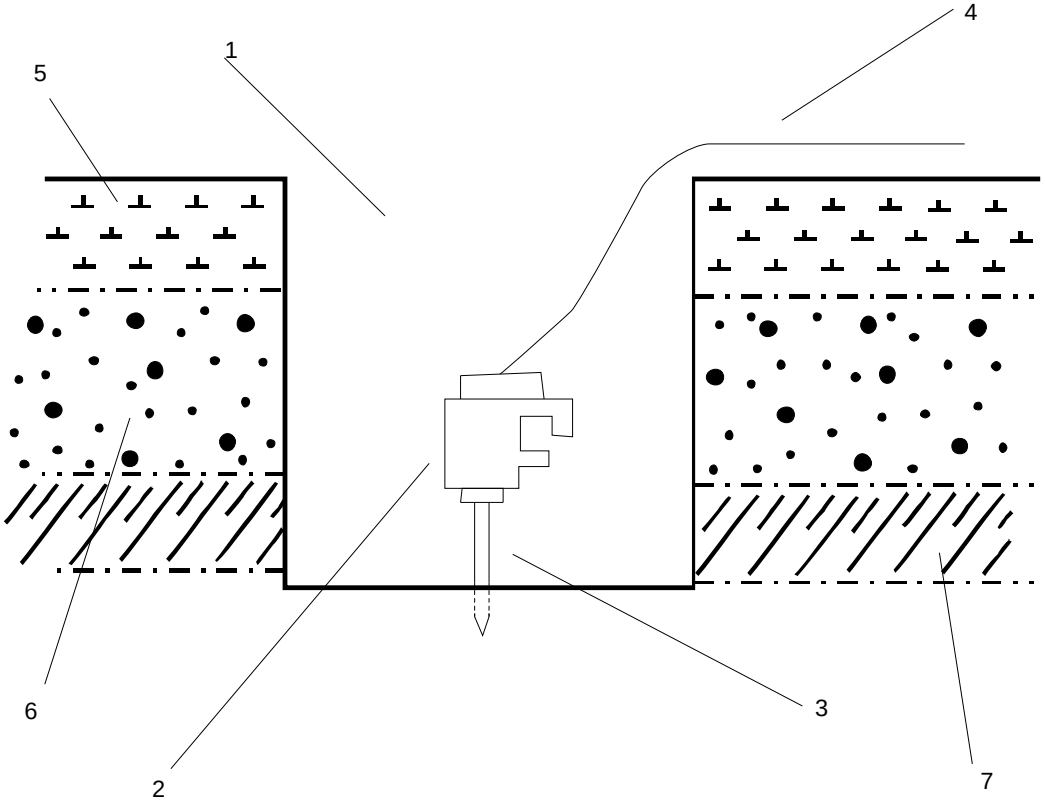


Рис. Натурные испытания отбойного молотка при проходке шурфов:
1 – шурф; 2 – отбойный молоток; 3 – зубило; 4 – электрошнур;
Литологический разрез: 5 – лед; 6 – галечник; 7 – коренная порода

Результаты замеров шумовых параметров электрических молотков при проходке шурфов следующие.

Отбойный молоток TE 905 – AVR Hilti – при среднеметрической частоте 31,5 Гц средний уровень звукового давления 69,5 дБ; при 63 Гц 77,5 дБ; при 125 Гц 73,75 дБ; при 250 Гц 91,75 дБ; при 500 Гц 88,25 дБ; при 1000 Гц 94,75 дБ; при 2000 Гц 93,75 дБ; при 4000 Гц 90,25 дБ; при 8000 Гц 90 дБ. Уровень звука (эквивалентный) уровень звука 98,6 дБА. Допустимое значение (ПС или дБА) по норме 80 дБА.

Отбойный молоток 900К Kango – при среднеметрической частоте 31,5 77 дБ; при 63 Гц 86,25 дБ; при 125 Гц 78 дБ; при 250 Гц 77,75 дБ; при 500 Гц 79,75 дБ; при 1000 Гц 82,5 дБ; при 2000 Гц 86 дБ; при 4000 Гц 86 дБ; при 8000 Гц 89,5 дБ. Уровень звука (эквивалентный) уровень звука 86,6 дБА. Допустимое значение (ПС или дБА) по норме 80 дБА.

Отбойный молоток Bosch – при среднеметрической частоте 31,5 Гц 81 дБ; при 63 Гц 77,25 дБ; при 125 Гц 74,5 дБ; при 250 Гц 72 дБ; при 500 Гц 74,75 дБ; при 1000 Гц 79,5 дБ; при 2000 Гц 77,75 дБ; при 4000 Гц 74,5 дБ; при 8000 Гц 73 дБ. Уровень звука (эквивалентный) уровень звука 54,25 дБА. Допустимое значение (ПС или дБА) по норме 80дБА.

Отбойный молоток Kango–Б – при среднеметрической частоте 31,5 Гц средний уровень звукового давления 84,25 дБ; при 63 Гц 79,5 дБ; при 125 Гц 85 дБ; при 250 Гц 79,25 дБ; при 500 Гц 75,5 дБ; при 1000 Гц 77,75 дБ; при 2000 Гц 54,5 дБ; при 4000 Гц 69,5 дБ; при 8000 Гц 64,5 дБ. Уровень звука (эквивалентный) уровень звука 70,3 дБА. Допустимое значение (ПС или дБА) по норме 80 дБа.

Результаты замеров вибрационных параметров электрических молотков при проходке шурфов следующие.

Отбойный молоток TE 905– AVR Hilti – при среднеметрической частоте в октавных полосах 8 Гц средний уровень звукового давления (колебательной скорости) составляет 90,5 дБ; при 16 Гц 91,75 дБ; при 31,5 Гц 86,25 дБ; при 63 Гц 77,75 дБ; при 125 Гц 89,5 дБ; при 250 Гц 82,75 дБ. Эквивалентный уровень звука 82,6 дБА. Допустимое значение по норме 112 дБА.

Отбойный молоток 900К Kango – при среднеметрической частоте в октавных полосах 8 Гц средний уровень звукового давления (колебательной скорости) составляет 95,25 дБ; при 16 Гц 89 дБ; при 31,5 Гц 88,75 дБ; при 63 Гц 83,5 дБ; при 125 Гц 84 дБ; при 250 Гц 84 дБ. Эквивалентный уровень звука 85,3 дБА. Допустимое значение по норме 112 дБА.

Отбойный молоток Bosch – при среднеметрической частоте в октавных полосах 8 Гц средний уровень звукового давления (колебательной скорости) составляет 111,75 дБ; при 16 Гц 111,5 дБ; при 31,5 Гц 113,25 дБ; при 63 Гц 123,75 дБ; при 125 Гц 120,25 дБ; при 250 Гц 118,5 дБ. Эквивалентный уровень звука 123,3 дБА. Допустимое значение по норме 112 дБА.

Отбойный молоток Kango–Б – при среднеметрической частоте в октавных полосах 8 Гц средний уровень звукового давления (колебательной скорости) составляет 107 дБ; при 16 Гц 102,5 дБ; при 31,5 Гц 101 дБ; при 63 Гц 125 дБ; при 125 Гц 131,75 дБ; при 250 Гц 119,25 дБ. Эквивалентный уровень звука 132,3 дБА. Допустимое значение по норме 112 дБА.

1. В соответствии с санитарными нормами СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки» и по результатам замеров уровней шума работа на отбойных молотках относится:

1.1. Отбойный молоток Hilti – превышение ПДУ до 25 дБА относится к вредным условиям труда класса 3.3;

1.2. Отбойный молоток Kango – превышение ПДУ до 15 дБА относится к вредным условиям труда класса 3.2;

1.3. Отбойные молотки Bosch и Kango-Б – меньше ПДУ, что соответствует к допустимым условиям труда.

2. В соответствии с санитарными нормами СН 2.2.4/2.1.8.566-96 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий», и по результатам замеров уровней вибрации на рабочем месте проходчика:

2.1. Обойный молоток Hilti – корректированный уровень вибрации ниже ПДУ, что соответствует критерию «безопасность»;

2.2. Отбойный молоток Kango – корректированный уровень вибрации ниже ПДУ, что соответствует критерию «безопасность»;

2.3. Отбойные молотки Bosch и Kango-Б – корректированные уровни вибрации больше ПДУ в более чем на 12 дБ, относятся к критерию «опасные» условия труда, соответствующие классу 3.1.

3. В соответствии с санитарными правилами и нормами СанПиН 2.2.4.723-98 «Физические факторы производственной среды. Переменные магнитные поля промышленной частоты (50 Гц) в производственных условиях» и по результатам проведенных замеров напряженность электрического поля для всех видов электрических отбойных молотков ниже предельно допустимой нормы.

Результаты натурных испытаний отбойных молотков на объектах геологоразведочных работ ОАО «Нижне-Ленское» показали, что зарубежные молотки марки «Bosch», «Hilti», «Kango», «Kango-Б» по шуму, вибрации и напряженности электрического поля не превышают или незначительно превышают предельно допустимые значения, утвержденные нормативными документами Российской Федерации, и не запрещаются для использования, и рекомендуются к промышленному применению при условии получения соответствующего сертификата на них.

О СОВЕРШЕНСТВОВАНИИ АЛМАЗНОЙ КОРОНКИ ДЛЯ БУРЕНИЯ С ПРОДУВКОЙ СЖАТЫМ ВОЗДУХОМ В УСЛОВИЯХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЯКУТИИ

Б.В. Григорьев, С.С. Кельциев, Д.Э. Кычкин
Научный руководитель профессор Р.М. Скрябин
Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова, г. Якутск, Россия

Высокая чувствительность сцементированных льдом рыхлых отложений и разрушенных коренных скальных пород к нарушению их температурного и агрегатного состояния, влияние аккумулированного горными породами холода на устойчивость ствола скважины и протекающие в нем процессы являются причинами частых, разнообразных по природе и тяжелых по последствиям осложнений.

Главной причиной этих осложнений является недоучет температурного фактора, нарушение нормального температурного режима скважины, при котором интенсивность теплообменных процессов между мерзлыми породами и циркулирующей в скважине промывочной средой, вызывает нарушения агрегатного состояния льда как связующего цемента. Примерами неверного подхода в этом вопросе являются известные в практике попытки применять нагретую воду или глинистый раствор в целях борьбы с образованием шуги, ледяных пробок, намерзанием сальников и т. п., что приводило к нарушению связности сцементированных льдом пород и их обрушению, обвалам и тяжелым авариям [2].

Сжатый воздух в отличие от воды и глинистых растворов не замерзает при бурении в мерзлых породах и полностью исключает осложнения, связанные с замерзанием промывочной среды.

Массовые расходы воздуха обычно в 15–25 раз меньше массовых расходов любой промывочной жидкости, а его теплоемкость в 4 раза меньше. При одной и той же начальной температуре воздух несет в 60—100 раз меньше тепла, чем промывочная жидкость. Это существенно снижает опасность осложнений, связанных с протаиванием мерзлых пород. Воздух значительно эффективнее солевого раствора, который хотя и не замерзает в скважине, но легко может нарушить естественное агрегатное состояние льда в мерзлых породах путем его растворения.

Практическая целесообразность способа бурения мерзлых пород с продувкой охлажденным воздухом была предварительно проверена физическим моделированием в процессе совместных исследований ЛГИ и ЦНИГРИ.

Опытное бурение велось по искусственным блокам мерзлых пород различного гранулометрического состава с температурой от 0 до –12 °С и влажностью (льдистостью) от 5 до 30% твердосплавными коронками различных марок диаметром от 76 до 178 мм [1].

Во всех случаях бурения с продувкой воздухом, охлажденным до отрицательных температур, сохранялись устойчивость и прочность стенок скважины. Признаки поверхностного протаивания отмечались при форсированных режимах, но стенки скважины сохраняли монолитность.

Анализ результатов почти 100 м опытного бурения по искусственным мерзлым породам различного гранулометрического состава, близкого к реальным породам, подтверждает справедливость теоретических предпосылок, что охлаждение сжатого воздуха максимум до –10°С является эффективным средством устранения осложнений, обеспечения высокого выхода керна мерзлых пород в их естественном, ненарушенном состоянии.

По данным «Арктической экспедиции» АК «АЛРОСА» у твердосплавных буровых коронок, используемых в бурении разведочных скважин в породах VII–VIII категории по буримости, средний ресурс на породоразрушающий инструмент составляет – 2,0–2,6 м с механической скоростью от 0,6–1,1 м/час. При бурении алмазными коронками в горных породах VIII категории и выше по буримости средний ресурс на коронку составляет 11 м, а механическая скорость бурения – 1,6 м/час. Наблюдается повышенный износ алмазных коронок, вызванный недостаточным охлаждением алмазов в процессе бурения. Используемые породоразрушающие инструменты не приспособлены для бурения с продувкой сжатым воздухом, стандартные коронки типа СМ5 рассчитаны для бурения с использованием промывочной жидкости на водной основе, поэтому и алмазные, и твердосплавные породоразрушающие инструменты нуждаются в инновационном совершенствовании.

Несмотря на недостатки используемых породоразрушающих инструментов, преимущества охлажденного сжатого воздуха в качестве очистного агента при бурении скважин в мерзлых породах окончательно проверены практикой внедрения этого эффективного технологического средства на буровых работах в районах месторождений алмазов АК «АЛРОСА».

Доказано, что двухступенчатая система охлаждения сжатого воздуха с первой ступенью охлаждения за счет теплообмена с атмосферным воздухом, принудительно циркулирующим через ребристо-трубчатый теплообменник высокого давления, и второй ступенью в виде фреоновой парокомпрессорной холодильной машины оптимальна для условий бурения скважин с продувкой воздухом в многолетнемерзлых породах.

Пневмоударное бурение в мерзлых породах месторождений АК «АЛРОСА» также показало очень хорошие результаты в зимних условиях, когда сжатый воздух достаточно глубоко охлаждается и осушается в первой ступени за счет теплообмена с морозным атмосферным воздухом. В пневмоударнике сжатый воздух отдает свою внутреннюю потенциальную энергию в виде внешней механической работы и поэтому на выходе дополнительно охлаждается. Правда, механическая работа пневмоударника по разрушению горной породы рассеивается в форме тепла, которое частично вновь воспринимается воздухом, а частично — горным массивом. При этом в отличие от обычного случая вращательного бурения с продувкой не только отсутствует местный прирост температуры воздуха у забоя, но отмечается некоторое ее снижение. Последнее обстоятельство способствует сохранению естественной устойчивости мерзлых пород, увеличивает выход и повышает качество керна.

Опыт показал, что в летний период целесообразно не только охлаждение сжатого воздуха до отрицательных температур, но и принудительное его осушение за счет адсорбции содержащейся в нем влаги. Широкое применение для этой цели находят различные твердые, твердожидкие и жидкие вещества-сорбенты, способные в большом количестве поглощать водяной пар. Наиболее пригоден для использования в полевых условиях силикагель. Это вещество имеет пористость порядка 50 % и сорбционную способность – 18–20% его массы. Для осушения воздуха его применяют в виде массы зерен крупностью 2–4 мм. Наилучший способ регенерации заключается в прогреве силикагеля потоком горячего воздуха с температурой 220–240 °С и точкой росы 28–30 °С.

Для дальнейшего развития бурения в твердых горных породах в условиях возникновения высоких контактных температур необходимо продолжить исследования в области совершенствования породоразрушающего инструмента на базе учета и предупреждения отрицательного действия температурного фактора, изыскания новых высокотеплоемких и высокотеплопроводных очистных агентов, создания новых сверхтвердых высокотермостойких материалов для армирования бурового инструмента и разработки рациональной технологии бурения с целью дальнейшего повышения эффективности и качества разведочных работ в сложных геолого-технических условиях.

Теплоэнергетическими основами разработки технологии и конструирования инструмента для колонкового бурения являются определение значения коэффициента интенсивности теплообмена и расчет предельно допустимой забойной мощности. Величина удельной забойной мощности является при этом объективной теплоэнергетической характеристикой породоразрушающего инструмента при бурении в различных геолого-технических условиях и способствует правильному выбору технологических параметров режима бурения в пределах допустимой забойной мощности, когда обеспечивается нормальный тепловой режим работы алмазных коронок. Установлено, что величина частоты вращения снаряда пропорциональна величине забойной мощности; причем повышение частоты вращения должно сопровождаться соответствующим повышением осевой нагрузки до допустимых пределов [3].

Предлагаемое техническое решение направлено на повышение эксплуатационной стойкости алмазной коронки за счет более интенсивного охлаждения матрицы путем определения рациональной длины рабочего сектора матрицы коронки, увеличения поверхности теплообмена на наружной поверхности корпуса, выбора оптимальной формы продольного сечения кольцевой проточки и рационального расположения радиальных отверстий в кольцевой проточке.

Алмазная коронка для бурения с продувкой воздухом отличается тем, что длина рабочего сектора матрицы по среднему диаметру коронки выбрана из соотношения

$$\alpha \le K_2 \frac{K_3 \cdot N_{i\partial}}{K_1 \cdot P \cdot n \cdot m},$$

где – длина рабочего сектора матрицы;

K_1 – постоянный коэффициент (K_1=2•10–5);

K_2 - коэффициент, характеризующий отношение длины рабочего сектора к суммарной длине сектора и промывочного канала по среднему диаметру коронки (K_2=0,3÷0,9)

K_3=103•K_H,

где K_H – коэффициент нагрева коронки (K_H=0,9);

$N_{пр}$ – предельное значение забойной мощности;

P – осевая нагрузка на коронку;

n – частота вращения бурового снаряда;

m – количество рабочих секторов коронки,

При этом возрастает поверхность теплообмена на матрице коронки, что обуславливает интенсификацию теплообмена и нормализацию условий нагрева и охлаждения коронки.

Алмазная буровая коронка работает следующим образом.

При бурении воздух поступает из колонковой трубы во внутреннюю часть корпуса коронки, а оттуда одна часть его через радиальные отверстия и проточку, а другая часть через внутренние боковые пазы поступает на забой для очистки его от шлама и через торцовые пазы, боковые и наружные пазы поступает в затрубное пространство. Воздух после поступления из радиального отверстия и с забоя через наружные пазы расширяется, при этом происходит его эффективное охлаждение, что благоприятно сказывается на работоспособность алмазосодержащей матрицы и снижает вероятность прижога коронки.

Литература

1. Кудряшов Б. Б., Чистяков В. К., Литвиненко В. С. Бурение скважин в условиях изменения агрегатного состояния горных пород. – Л.: Недра, 1991, – 295 с.
2. Кудряшов Б. Б., Яковлев А. М. Бурение скважин в осложненных условиях: Учеб. пособие для вузов. – М.: Недра, 1987. – С. 124–147.
3. Горшков Л.К. Температурные режимы алмазного бурения / Л.К. Горшков, В.Г. Гореликов. – М.: Недра,1992. – 173 с.

РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА РАСТВОРОВ С НИЗКИМ СОДЕРЖАНИЕМ ТВЕРДОЙ ФАЗЫ ДЛЯ БУРЕНИЯ КОМПЛЕКСАМИ ССК НА ОСНОВЕ БЕНТОНИТОВ ТАГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.В. Гусев

Научный руководитель доцент А.Л.Неверов

Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

Вязкость, или в более общем смысле – кривая течения, представляет собой фундаментальную характеристику механических свойств жидкости [6]. Поэтому этот параметр широко используется в различных приложениях. Результаты измерений соотношения между напряжениями и скоростью деформации представляют собой основу для объективной оценки структурно-механических свойств глинистых суспензий, приготовленных из монтмориллонитовых глин Таганского месторождения [7]. При этом экспериментальные точки апроксимируются теми или иными приближенными уравнениями и выбор наиболее удобного из них во многом определяется удобством применения при прикладных расчетах. Существует множество материалов, которые не текут при низких напряжениях сдвига, или, по крайней мере, их вязкость в этой области столь высока, что ею можно пренебречь при технологических приложениях. Однако в широкой области более высоких напряжений сдвига эти материалы могут течь и транспортироваться как любые другие жидкости. Для характеристики свойств таких материалов необходимо ввести понятие о пределе текучести τ_γ как одном из фундаментальных параметров. В литературе [5] предлагается большое количество различных реологических уравнений для таких материалов. К числу наиболее простых относятся следующие уравнения:

1. Уравнение Бингама

$$\tau = \tau_\gamma + \eta_P \gamma, \qquad (1)$$

2. Уравнение Кэссона

$$\tau^{\frac{2}{z}} = \tau_{\gamma}^{\frac{2}{z}} + \left(\eta_p \gamma\right)^{\frac{2}{z}}, \quad (2)$$

3. Уравнение Хершеля-Балкли

$$\tau = \tau_{\gamma} + K\gamma^{n}, \quad (3)$$

Во всех этих уравнениях τ_{γ} – предел текучести ; η_p – «пластическая вязкость»; K и n –экспериментально определяемые параметры. Пластическая вязкость η_p – величина, отличная от эффективной вязкости η жидкости. Согласно стандартному определению $\eta = \tau/\gamma$, так что эффективная вязкость бингамовской вязкопластичной среды выражается как:

$$\eta = \eta_p + {\tau_{\gamma}}/{\gamma}. \quad (4)$$

Последнее уравнение показывает, что эффективная вязкость бингамовской среды убывает с ростом скорости сдвига. В пределе при низкой скорости сдвига $\eta \to \infty$, а при высокой скорости сдвига эффективная вязкость приближается к η_p. Все эти уравнения справедливы только при $\tau > \tau_{\gamma}$. Все приведенные выше уравнения показывают, что сразу после перехода через предел текучести эффективная вязкость жидкости, определенная стандартным образом, очень велика. Это не отвечает действительности, поскольку сразу после разрушения структуры, при $\tau > \tau_{\gamma}$, материал течет как обычная жидкость с не очень высокой вязкостью. Поэтому необходимо модифицировать уравнение Хершеля-Балкли следующим образом [6]. Принимаем условие, что вязкость неограниченно высока при $\tau < \tau_{\gamma}$, а в области течения реологические свойства жидкости описываются степенным законом Оствальда-ДеВале $\tau = K\gamma_n$, причем предполагается, что степенной закон выполняется только в области $\tau > \tau_{\gamma}$. Тогда модель такой вязкопластичной среды приобретает следующий вид:

$$\eta = \infty, \text{ï ðè } \tau < \tau_{\gamma}, \quad \eta = k\gamma^{n-1}, \text{ï ðè } \tau > \tau_{\gamma}. \quad (5)$$

Исследование реологических свойств 2–6 % водных суспензий глин проводили в лаборатории буровых промывочных жидкостей кафедры бурения нефтяных и газовых скважин Сибирского федерального университета на ротационном вискозиметре фирмы OFITE (модель 900), позволяющем рассчитывать реологические параметры уравнения (5) в автоматическом режиме с использованием программного обеспечения ORCADA.

Лабораторные испытания показали, что добавление небольшого количества кальцинированной соды (1 масс.% от массы глины) в водную суспензию позволяет получить кинетически и агрегативно устойчивые коллоидные системы с содержанием твердой фазы всего 2,5–3,5 %. Растворы с малым содержанием твердой фазы относятся к полимербентонитовым системам, для получения которых могут использоваться биополимерные реагенты. Наибольшую популярность приобрели продукты на основе ксантана, внеклеточного полисахарида бактерии Xanthomonas Campestris, выпускаемые под разными торговыми марками: Rhodopol-23P, Zibozan, Flowzan, Flo-Vis, и др. В лабораторных исследованиях для стабилизации малоглинистых суспензий использовали биополимер (ксантан, торговая марка «FLOXAN-200»), предоставленный фирмой «Интэк-Сервис». Главное назначение ксантана в буровых растворах – повышать их вязкость и несущую способность. Карико [2] пришел к выводу, что несущая способность раствора полимера прямо связана с вязкостью раствора при низких скоростях сдвига. Результаты простого испытания на осаждение показывают, что по несущей способности ксантановая смола превосходит любой другой полимер из числа применяемых в буровых растворах. К аналогичному заключению пришли авторы данной работы при сравнительных испытаниях растворов на основе высокомолекулярных полиакриламидов и растворов на основе ксантановых смол в лабораторных, а далее в производственных испытаниях. Молекулы ксантана в водных растворах склонны к самоассоциации и с повышением ионной силы раствора или концентрации полисахарида формируется гель. Он представляет собой трехмерную сетку, образованную из двойных спиралей ксантана, связанных межмолекулярными водородными связями [1]. При концентрации полисахарида 0,1% вязкость системы возрастает на порядок. Наличие остатков жирных и уроновых кислот в составе биополимера обусловливает зависимость реологических свойств раствора от состава и концентрации солей и других ингредиентов. Именно с этим связана возможность, путем подбора различных добавок создавать композиции с широким спектром свойств. При взаимодействии с другими коллоидами создает эффект синергизма. Водный раствор, содержащий 0,2 масс.% FLOXAN-200 имеет показатель нелинейности 0,5–0,4. Добавление того же количества реагента к 2 % глинистой суспензии приводит к получению кинетически устойчивой суспензии, обладающей структурой, что подтверждается экспериментальным материалом. Увеличение твердой фазы с 2 до 6% при постоянной концентрации ксантана в растворе 0,2 масс.% приводит к резкому увеличению вязкости и получению высокоструктурированных глинистых суспензий. Лабораторные исследования показали, что n и K изменяются со скоростью сдвига, поэтому реологические параметры степенной модели должны определяться при скоростях сдвига, преобладающих в реальной скважине. Анализ показывает, что для бурения скважин с керноприемной трубой концентрация глины не должна превышать 3,5–4 масс.%, а для насыщения несвязных дисперсных грунтов глиноматериалом необходимо увеличивать концентрацию до 5–6 масс.% и прокачивать полимерглинистую суспензию без керноприемной трубы. Размеры глинистых частиц в буровых растворах весьма неодинаковы в разных направлениях. Эти частицы могут образовывать структуру при очень низких концентрациях твердой фазы в результате сил притяжения и отталкивания [2,3] При низких скоростях сдвига эти силы все еще влияют на поведение глинистых частиц, следовательно, вязкость относительна высока; однако с повышением скорости сдвига частицы постепенно располагаются в направлении течения, после чего вязкость начинает сильно зависеть

от концентрации твердой фазы, присутствующей в буровом растворе. Нелинейность графиков консистенции буровых растворов определяется с помощью ротационного вискозиметра с большим набором частот вращения. Поэтому, по мнению Грея полезность реологических параметров PV и YP ограничена. Для прогнозирования характера течения при малых скоростях сдвига лучше рассчитывать эффективную вязкость при преобладающей в трубе и затрубном пространстве скорости сдвига. При течении происходят обратимые изменения состояния и структуры полимерглинистых суспензий. Это явление всегда протекает во времени и называется тиксотропией, что подтверждается экспериментальным материалом – наличием петли гистерезиса. Для более полной оценки глинистых суспензий на основе Таганского бентонита определяли статическую фильтрацию по методике АНИ на фильтр-прессе фирмы OFITE и pH растворов на приборе швейцарской фирмы SevenMulti Toledo.

Показатель фильтрации глинистых суспензий, обработанных кальцинированной содой и биополимером (0,2%), изменялся от 12 до 8 $см^3$ за 30 минут при варьировании концентрации глины от 3,5 до 6 масс.% соответственно. По мнению В.И. Иванникова [6] при бурении в породах, где есть условия для образования глинистой корки, рекомендуется иметь показатель фильтрации не ниже 8–10 $см^3$ за 30 минут. При меньшем его значении, образование плотной корки снизит содержание полимера в фильтрате и последний потеряет защитные свойства при контакте с глинистыми горными породами. Ксантановая смола не является материалом для регулирования фильтрации, она хорошо сочетается с веществами – понизителями фильтрации такими как КМЦ. Водородный показатель глинистых суспензий был равен 9,2, а полимерглинистых – 8,2.

Результаты, полученные в данной работе показали, что глинистые суспензии, приготовленные из монтмориллонитовых глин Таганского месторождения при их обработке кальцинированной содой и стабилизацией биополимерами ксантанового типа могут быть рекомендованы для массового использования при сооружении скважин комплексами ССК в сложных горно-геологических условиях, в т.ч. в несвязных дисперсных грунтах. Применение буровых растворов на основе глин Таганского месторождения в совокупности с твердосплавным специализированным породоразрушающим инструментом для ССК позволит расширить область применения этого способа бурения в любых горно-геологических условиях. Экспериментальный материал, полученный в лабораторных условиях позволяет авторам рекомендовать к производственным испытаниям, разработанные рецептуры растворов для сооружения скважин комплексами ССК на объектах ЗАО «Красноярская Буровая Компания».

Литература

1. Jaffrey G. Southwick, Hoosung Lee, Alexander M. Jameson, John Blackwell. Self-Association of xanthan in aqeous solvent-systems // Carbohydrate Research, 1980. – Vol. 84. – P. 287–295.
2. Грей Дж.Р., Дарли Г.С.Г. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей). – М.: Недра., 1985. – 509 с.
3. Грим Р.Е. Минералогия и практическое использование глин. – М.: Мир, 1967. – 512 с.
4. Дедусенко Г.Я., Иванников В.И., Липкес М.И. Буровые растворы с малым содержанием твердой фазы. - М.: Недра, 1985. – 160 с.
5. Маковей Н. Гидравлика бурения. – М.: Недра., 1986. – 536 с.
6. Малкин А.Я., Исаев А.И. Реология: концепции, методы, приложения. – Спб.: Профессия., 2007. – 560 с.
7. Сапаргалиев Е.М. Формирование, закономерности размещения и разработка новых технологий использования бентонитовых глин Восточного Казахстана: Автореф. дис. д.г-м.наук. – Усть-Каменогорск, 2010. – 50 с.

ЛАБОРАТОРНЫЙ СТЕНД ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ АБРАЗИВНОГО РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД

А.В. Ковалев, Ф.Р. Алиев, В.М. Горбенко, Д.А.Якушев
Научные руководители профессор С.Я. Рябчиков, доцент М.В.Горбенко
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время наряду с классическим механическим способом разрушения горных пород известно множество альтернативных, к числу которых относятся гидравлические, термические, взрывоударные, электрические и комбинированные способы разрушения [1]. Поиск альтернативных способов бурения обуславливается тем, что на современном этапе развития техники увеличение эффективности разрушения горных пород на забое при механическом способе бурения ограничивается относительно низкой износоустойчивостью породоразрушающего инструмента и малой мощностью, подводимой к забою. По данным Спивака А.И. [2] коэффициент передачи мощности на забой при механическом бурении достигает значений от 0,03 до 0,2. Анализ литературных данных показывает, что среди альтернативных способов разрушения горных пород в ближайшее десятилетие вряд ли окажется возможным бурение в промышленном масштабе с использованием лазера, плазмы, электронного луча, термоструй и взрыва. В то же время, по мнению многих исследователей, возможно применение гидравлических и гидромеханических способов разрушения для проводки различных горных выработок [3].

Гидравлический способ разрушения пород, сущность которого состоит в воздействии высоконапорной струи жидкости, применим только при бурении в мягких рыхлых породах, поскольку для разрушения твердых и средней крепости горных пород данным способом потребуется значительное увеличение гидравлической мощности на забое. Для разбуривания более твердых и прочных пород подходит гидромеханический способ, при котором разрушение пород на забое происходит за счет энергии потока промывочной жидкости с содержанием

абразивных частиц. Перспективным с точки зрения практической применимости является способ шароструйного бурения, впервые предложенный американскими исследователями И.Э. Эскелем, Ф.Г. Дэйли, Л. У. Леджервудом и др. [4].

Результаты лабораторных и полевых исследований данного способа бурения А.Б. Уваковым [5] показали возможность достижения высоких механических скоростей бурения (до 20 м/час в крепких горных породах), а результаты работы казахского ученого С.А. Заурбекова показали превышение механической скорости на 20% и проходки на долото на 43% по сравнению с серийными долотами при бурении пород средней твердости [6].

Исходя из вышеизложенного, на кафедре бурения скважин Томского политехнического университета была создана установка для абразивного бурения с применением долота гидромониторно-эжекционного типа. [7, 8]. В основу разработки был положен принцип разрушения горной породы за счёт непрерывной циркуляции породоразрушающих частиц на забое, осуществляемой при помощи струйного аппарата, приводимого в действие потоком промывочной жидкости.

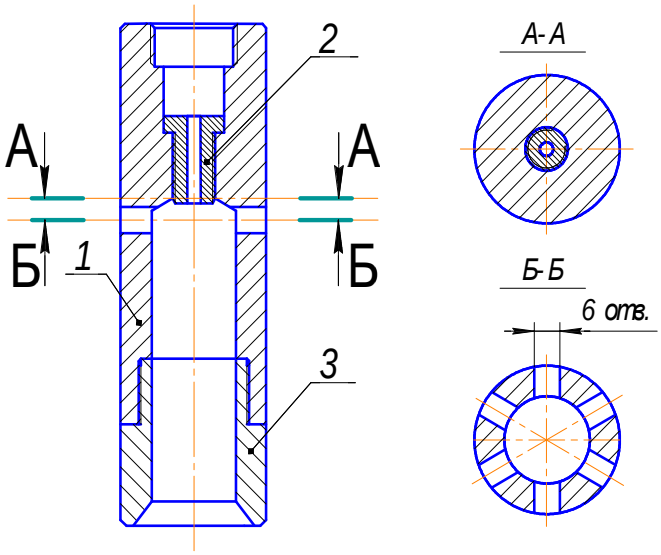


Рис. 1 Струйный аппарат гидромониторно-эжекторного долота: 1 – корпус аппарата; 2 – сопловая насадка; 3 – насадка с диффузором

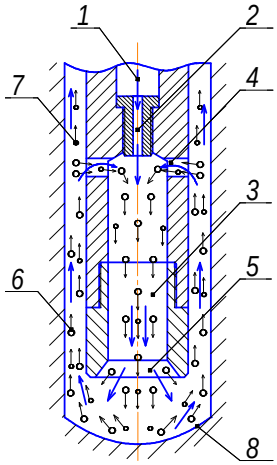


Рис. 2 Схема работы струйного аппарата разрабатываемого долота:1 – камера подвода рабочей жидкости; 2 – сопло; 3 – камера смешения; 4 – впускные окна; 5 – диффузор; 6 – породоразрушающие частицы; 7 – частицы шлама; 8 – разрушаемый материал

Схема струйного аппарата разрабатываемого долота представлена на рис. 1. Данный аппарат состоит из корпуса 1, сменных сопловой насадки 2 и насадки 3 с диффузором.

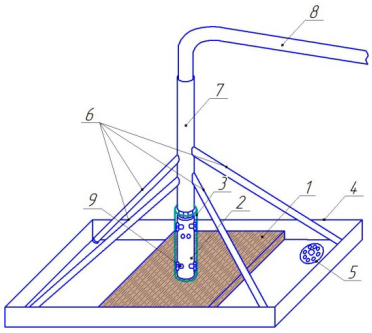


Рис. 3. Рабочий узел стенда до модернизации: 1 – образец разрушаемого материала, 2 – струйный насос, 3 – стеклянная трубка, 4 – металлический контейнер, 5 – слив, 6 – центрирующая арматура, 7 – направляющая трубка, 8 – напорный рукав, 9 – центрирующие болты

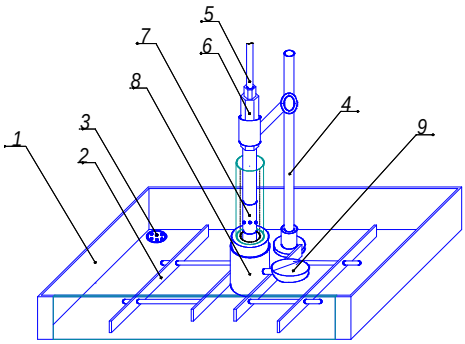


Рис. 4. Рабочий узел стенда после модернизации: 1 – контейнер, 2 – зажим стакана, 3 – слив, 4 – механизм подачи долота, 5 – напорный рукав, 6 – переводник, 7 – струйный насос, 8 – стакан, 9 – манометр

Сменная сопловая насадка позволяет при необходимости варьировать диаметр сопла, а насадка с диффузором – длину камеры смешения и угол раствора диффузора.

Принцип действия данного струйного аппарата следующий (рис. 2): рабочая жидкость, подводимая к аппарату с большой скоростью, проходит камеру подвода рабочей жидкости 1, ускоряется в сопле 2 и на выходе из него истекает с большой скоростью в камеру смешения 3. При этом в пространстве, окружающем выход сопла с внешней стороны, образуется зона разряжения. В корпусе аппарата выполнены впускные окна 4 (6 шт.), через которые благодаря разряжению происходит всасывание рабочей жидкости со взвешенными породоразрушающими частицами 6 и частицами шлама 7 из затрубного пространства. Далее двухфазная смесь проходит через камеру смешения, где происходит выравнивание скоростей, поступает в диффузор 5 и ударяется о разрушаемый материал 8, осуществляя разрушение.

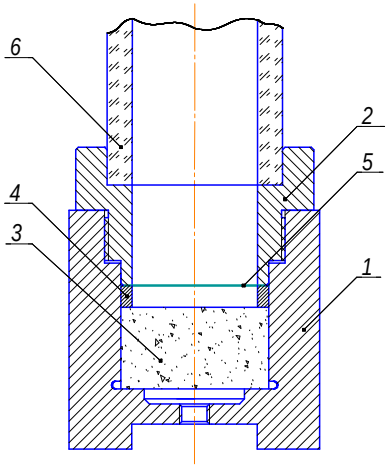


Рис. 5 Стакан для зажима образца разрушаемого материала:1 – нижняя часть стакана; 2 – верхняя часть стакана; 3 – образец разрушаемого материала; 4 – прижимное кольцо; 5 – набор уплотнительных колец; 6 – прозрачная трубка

Для исследования работы струйного аппарата был разработан стенд [8], схема рабочего узла которой представлена на рис. 3. В процессе первых лабораторных испытаний [9] было установлено, что данный стенд имеет существенные недостатки.

Во-первых, отсутствовала жесткая система крепления образца разрушаемого материала к контейнеру, что могло быть причиной незначительного перемещения образца, влияющего на соосность стеклянной трубки и струйного аппарата.

Во-вторых, приклеиваемые стеклянные трубки нередко трескались и разрушались, к тому же их склейка с образцом разрушаемого материала требовала больших затрат времени.

В-третьих, при работе аппарата наблюдались поперечные колебания долота из-за пульсаций давления на водяном насосе.

В-четвертых, использование центрирующих болтов в затрубном пространстве создавало существенные гидравлические сопротивления течению восходящего потока жидкости.

Для устранения выявленных недостатков авторами была проведена значительная модернизация установки (рис. 4). С целью фиксации необходимого расстояния от аппарата до образца материала и обеспечения возможности плавного спуска инструмента в скважину по мере ее углубления был сконструирован механизм подачи долота 4 на основе фрикционной реечной передачи. Проблема с поперечными колебаниями долота вследствие пульсаций давления на насосе была решена за счет установки тяжелого стального переводника 6 между долотом 7 и напорным рукавом 5. Для предотвращения перемещений стакана 8 с образцом породы под воздействием высоконапорной струи, в конструкцию основания короба 1 были внесены специальные зажимы 2.

Для зажима образца горной породы и визуального наблюдения за процессом всасывания частиц был разработан стакан специальной конструкции (рис. 5), состоящий из нижней 1 и верхней 2 частей, прижимного кольца 4, обеспечивающего фиксирование образца 3 к основанию, набора уплотнительных колец 5 для герметизации модели скважины и трубки из оргстекла 6, имитирующей стенки скважины.

Для центрирования аппарата в стакане используется цилиндрический шаблон, наворачиваемый перед опытом вместо струйного аппарата. Отказ от центрирующих болтов привел к снижению гидравлических сопротивлений течению восходящего потока жидкости.

В результате проведенной работы, авторам удалось значительно усовершенствовать стенд для гидроабразивного бурения, что несомненно должно расширить его возможности и повысить качество получаемых результатов.

Литература

1. Сулакшин С.С. Разрушение горных пород при бурении скважин: учебное пособие для вузов. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – 136с.
2. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: учебник для вузов/А.Н. Попов, А.И. Спивак, Т.О. Акбулатов и др.; под общей ред. А.И. Спивака. – М.:ООО «Недро-Бизнесцентр», 2003. – 509с.
3. В.А. Бреннер, А.Б. Жабин, А.Е. Пушкарёв, М.М. Щеголевский. Гидроструйные технологии в промышленности. Гидромеханическое разрушение горных пород. – М.: Издательство академии горных наук, 2000. – 343 с.: ил.
4. Eckel I.E., Deily F.H., Ledgerwood L.W. Development and testing of jet pump pellet impact drill bits // Transaction AIME. – Vol. 207., 1956. – p. 135.
5. Уваков А.Б. Шароструйное бурение. – М.: Недра, 1969. – 207 с.
6. Заурбеков С.А. Повышение эффективности призабойных гидродинамических процессов при шароструйном бурении скважин: автореф. дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук. – Алматы, 1995. – 18 с.
7. Столяров Р.В., Ковалёв А.В. Разработка гидромониторного долота эжекционного типа // Проблемы геологии и освоения недр: Труды Тринадцатого международного симпозиума им. М.А. Усова. – Томск, 2009. – С. 476–477.

8. Столяров Р.В., Ковалёв А.В. Установка для абразивного бурения с применением долота гидромониторно-эжекционного типа // Проблемы геологии и освоения недр: Труды Четырнадцатого международного симпозиума им. М.А. Усова. – Томск: Изд. ТПУ, 2009. – С. 520–521.
9. Алиев Ф.Р., Ковалёв А.В., Епихин А.В. Исследование работы гидромониторного долота эжекционного типа // Проблемы геологии и освоения недр: Труды Шестнадцатого международного симпозиума им. М. А. Усова. – Томск: Изд. ТПУ, 2012. – С. 284–286.

ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ ШАРОСТРУЙНОГО БУРЕНИЯ

А.В. Ковалев, Ф.Р. Алиев, Д.А. Якушев
Научный руководитель профессор С.Я. Рябчиков
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Способ разрушения горных пород ударами шаров был предложен в 1955 г. группой ученых американской нефтяной компании «Картер Ойл К°». Результаты этих исследований освещены в работах И.Э. Эскеля, Ф.Г. Дэйли, Л.У. Леджервурда [1, 2]. Некоторые данные приводятся в работах А.У. Маккрея и Ф.У. Коле [3]. Целью исследований была разработка более эффективного способа бурения нефтяных скважин. Убедившись в возможности разрушения горных пород ударами быстродвижущихся шаров, исследователи решили проблему создания устройства, позволяющего осуществлять разгон шаров и их рециркуляцию. Устройством, наиболее полно отвечающим этим требованиям, оказался струйный насос.

В результате проведенных лабораторных исследований было установлено, что наибольшая механическая скорость проходки наблюдается в случае использования шаров максимально возможного диаметра, не заклинивающихся в камере смешения струйного насоса. Также установлено увеличение механической скорости бурения при максимально возможном расходе, при котором не происходит вынос шаров из скважины. При бурении известняка была достигнута скорость проходки 6,8 м/ч (при расходе 254 л/мин, перепаде давления в сопле струйного насоса 4,4 МПа). Использование глинистого раствора обусловило падение скорости бурения на 25%, а воздуха – на 75 % по сравнению с использованием воды. Необходимо отметить, что для определения расхода шаров и скорости их движения в камере смешения струйного насоса использовался специальный шариковый электромагнитный детектор, а процесс заклинивания шаров в камере смешения исследовался с помощью высокоскоростной видеосъемки.

На основе результатов лабораторных исследований были сконструированы два шариковых бура диаметром 228,7 мм для бурения скважин [1]. Буры имели сменные камеры смешения диаметром 89 и 102 мм и набор сопел диаметром от 15,9 до 23,8 мм. Следует отметить, что аппараты были изготовлены из стали SAE4340 и закалены до твердости 36–40 С по Роквеллу. Сопла изготовляли из вольфрамо-кобальтового твердого сплава. Шары производились на специальном прессе из стали SAE52100 и закалялись до твердости 50–53 С по Роквеллу. Испытания калибровочных лап при воздействии на бур осевой нагрузки 12,2 тс и крутящего момента, равного 693 кгс·м, показали их удовлетворительную прочность.

В ходе промышленных испытаний было пробурено 16,2 м в мраморе, известняке и розовом кварците с применением в качестве промывочной жидкости воды. В табл. 1 представлены условия проведения испытаний.

При бурении оклахомского мрамора (мягкая порода) средний диаметр скважины равнялся 270 мм, а средняя скорость проходки составила 2,29 м/ч. По вирджинскому известняку (порода средней крепости) была получена средняя механическая скорость 1,22 м/ч при диаметре скважины 251 мм. Средняя механическая скорость бурения розового кварцита (твердая порода) составила 0,15 м/ч, а диаметр скважины – 246 мм. При этом наблюдался интенсивный износ калибровочных лап при бурении кварцита. При бурении мрамора и известняка стальные шары практически не изнашивались, при бурении же кварцита за 3,5 часа вес порции в 63,5 кг уменьшился на 1,13 кг. Износ поверхностей камеры смешения и других деталей аппарата был несущественен.

Таблица 1

Условия проведения промышленных испытаний шарикового бура

Параметр	$D_{скв}$, мм	$M_{кр}$, кгс·м	$G_{ос}$, кгс	$V_{вр}$, об/мин	$d_с$, мм	$d_{кс}$, мм	$k_э$	$P_{ст}$, МПа	$\Delta p_с$, МПа	Q, л/мин	$d_ш$, мм	$M_ш$, кг	$V_ж$, м/с	$V_{вп}^1$, м/с	$V_{вп}^2$, м/с	$V_{вп}^3$, м/с	$Q_ш$, шт/с	$V_ш$, м/с
Значение	232	46,4	736	20	22,1	89	3,6	5,05–5,33	3,9–4,18	1970	31,8	63,4–86,2	24,1	5,5	1,13	0,95	140	22,8

Примечание

$D_{скв}$ – диаметр скважины, $M_{кр}$ – крутящий момент, $G_{ос}$ – осевая нагрузка, $V_{вр}$ – скорость вращения, $d_с$ – диаметр сопла, $d_{кс}$ – диаметр камеры смешения, $k_э$ – коэффициент эжекции, $P_{ст}$ – давление на стояке, $\Delta p_с$ – перепад давления в сопле, Q – расход воды, $d_ш$ – диаметр шаров, $M_ш$ – масса шаров, $V_ж$ – скорость жидкости на выходе из камеры смешения, $V_{вп}^1$, $Vвп^2$, $Vвп^3$ – скорости восходящей жидкости соответственно в зазоре между аппаратом и скважиной, возле сопла и возле бурильных труб, $Q_ш$ – расход шаров в камере смешения, $V_ш$ – скорость вылета шаров из камеры смешения

В результате проведенных теоретических и экспериментальных работ было сделано заключение о возможности «производить разрушение горных пород с заметной скоростью, что показывает реальность

принципов бурения ударами шаров. Дальнейшие работы могут быть сделаны для полного определения их перспективности в условиях производства» [1]. Однако уже через пять лет (в 1961 г.) один из участников этих исследований Л.У. Леджервуд [2] отмечал: «Импульсное шариковое бурение не имеет практического применения. На достигнутом уровне с его помощью можно разрушать породы, но с экономической точки зрения этот процесс значительно менее выгоден, чем обычное вращательное бурение». В отечественной литературе некоторые исследователи [4, 5], вероятно основываясь на выводах Л.У. Леджервуда, также характеризовали называемый ими «ударно-дробовой способ бурения» как малоперспективный.

Несмотря на приведенные заключения, с 1963 г. в Южно-Казахстанском геологическом управлении начались дальнейшие исследования данного способа бурения, называемого шароструйным (при этом породоразрушающий инструмент (ПРИ) назывался «шароструйным аппаратом»). Причем в силу того, что для эффективной работы шароструйного аппарата нет необходимости в его вращении, его применяли для искусственного искривления геологоразведочных скважин. Анализируя результаты американских ученых, руководитель исследований А.Б. Уваков указывал на их не совсем объективные выводы [6]. Американцы при проведении экспериментов делали акцент на определение физической сущности работы шароструйных аппаратов, в тоже время вопросам разрушения горных пород уделялось неоправданно мало внимания. В результате они совершили явную ошибку, пытаясь бурить различные по крепости горные породы при одинаковой скорости вылета шаров из аппарата, равной 22,8 м/с.

В результате проведенных исследований, подробно описанных в работах [6, 7], были выявлены основные аналитические зависимости, характеризующие процесс разрушения горных пород ударами шаров, разработана методика расчета процессов шароструйного бурения, проведены лабораторные и полевые испытания, рассчитана экономическая эффективность данного способа. Экспериментально установлено, что в оптимальном режиме работы шароструйных аппаратов механическая скорость бурения возрастает с увеличением крепости горных пород и может быть равной 20 м/ч в крепких и очень крепких породах. Причем большой износ снаряда можно исключить за счет создания оптимальной скорости вылета шаров, при которой отсутствуют отскоки шаров от забоя. Указываются следующие преимущества шароструйного бурения: простота устройства шароструйного аппарата, возможность упрощения и облегчения бурового станка вследствие отсутствия необходимости создания больших осевых нагрузок и вращающих моментов, экологическая безопасность. Также авторы указывают на следующие недостатки шароструйного бурения: необходимость установки мощного насоса и невозможность отбора керна.

В диссертации казахского ученого Заурбекова С.А. 1995 г. [8] были определены рациональные параметры процессов разрушения при шароструйном бурении, на основании чего разработана новая конструкция шароструйного снаряда ШСМ-216. Промышленные испытания показали превышение механической скорости на 20% и проходки на долото на 43% по сравнению с серийными долотами. Причем бурение осуществлялось роторным способом в интервале 500–1100 м, представленном породами средней крепости, при следующих параметрах режима бурения: расход жидкости – 30 л/с, осевая нагрузка – 10 кН, частота вращения – 90 об/мин, плотность бурового раствора – 1060 кг/м3.

Полученные результаты вызвали активный интерес исследователей и производственников. Разработанный Уваковым А.Б. и Штрассером В.В. шароструйный снаряд для бурения скважин [9] подвергался дальнейшему совершенствованию. Дербенев Л.С. и др. разработали снаряд для эрозионного бурения [10], снабженное средством для определения расстояния от его среза до забоя скважины, связанное с механизмом подачи насадки. А.В. Дугарцыреновым и др. заявлена конструкция шароструйного снаряда [11], в котором сопловая насадка и разгонная камера соединены шарнирно-поворотно, что обеспечивает требуемый диаметр скважины по всей глубине. Зубкова Т.Н. разработала две конструкции шароструйного снаряда [12, 13]. В первом нижняя внутренняя часть снаряда снабжена магнитами для улучшения циркуляции породоразрушающих шаров, а на разгонной камере находится бункер для точного направления шаров в ее окна. Особенностью второго снаряда является то, что струйный аппарат расположен эксцентрично в кожухе и жестко прикреплен под углом 20–70˚ к заглушке, связанной с колонной бурильных труб с возможностью кругового перемещения относительно вертикальной оси устройства, что обеспечивает равномерное разрушение забоя.

Кроме того, известны конструкции шароструйной буровой головки [14], гидромониторно-эжекторных насадок на шарошечные долота и долота истирающего типа [15, 16], гидромониторного бура для бурения рыхлых горных пород при гидродобыче [17], шароструйного снаряда с нагревателем для бурения в мерзлых горных породах [18].

В XXI веке интерес специалистов к шароструйному бурению заметно снизился. В публикуемых работах чаще рассматриваются проблемы конструирования при исследовании комбинированных способов разрушения горных пород. Так шароструйное бурение заинтересовало украинских исследователей [19–21], которые разработали гидродинамический снаряд, в основе которого лежит комбинация шароструйного и дробового бурения. Однако информации о проведении дальнейших исследований в работах не было представлено.

Анализ и обобщение результатов работ, посвященных исследованию шароструйного бурения, позволяет прийти к выводу, что оно является довольно перспективным, однако требует проведения дальнейших теоретических и экспериментальных исследований, а также конструкторских проработок, что может позволить выйти на применение в практике буровых работ.

Литература

1. Eckel I.E., Deily F.H., Ledgerwood L.W. Development and testing of jet pump pellet impact drill bits // Transaction AIME. – Vol. 207., 1956. – p. 135.
2. Леджервуд Л.У. Обзор работ по созданию усовершенствованных способов бурения нефтяных скважин (перевод с англ.). – М.: – ГОСИНТИ, 1961. – 258 с.
3. Маккрей Л.У., Коле Ф.У. Технология бурения нефтяных скважин. – М.: – Гостоптехиздат, 1963. – 417 с.
4. Воздвиженский Б.И., Васильев М.Г. Буровая механика. – М.: – Госгеолтехиздат, 1954. – 491 с.
5. Сулакшин С.С. Современные способы разрушения горных пород при бурении скважин. – М.: Недра, 1964. – 106 с.
6. Уваков А.Б. Шароструйное бурение. – М.: Недра, 1969. – 207 с.
7. Штрассер В.В. Исследование процессов разрушения горных пород ударами шаров (к теории шароструйного бурения): дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук / В.В. Штрассер; Южно-Казахстанское геологическое управление, Партия техники разведки; науч. рук. Г.Л. Кушев, А.Б. Уваков. – Алма-Ата, 1966. – 217 с.
8. Заурбеков С.А. Повышение эффективности призабойных гидродинамических процессов при шароструйном бурении скважин: автореф. дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук. – Алматы, 1995. – 18 с.
9. Патент № 417599, Е 21 В 7/18. Шароструйный снаряд для бурения скважин/А.Б. Уваков, В.В. Штрассер – № 1451266; Заявлено 15.06.1970; Опубл. 28.02.1974.
10. Пат.№ 870705, Е 21 С 37/16, Е 21 С 21/00, Е 21 В 7/18. Способ эрозионного бурения скважин и устройство для его осуществления / Л.С. Дербенев, А.А. Боголюбов, А.А. Капустин, Г.Г. Каркашадзе, Г.А. Янченко – № 2798122/22-03; Заявлено 18.07.1979; Опубл. 07.10.1981.
11. Патент № 1120733, Е 21 В 7/18. Устройство для шароструйного бурения скважин / А.В. Дугарцыренов, О.Р. Ларин, Е.А. Потехин, Л.С. Дербенев, А.А. Боголюбов, Г.Г. Каркашадзе, И.В. Чугунов – № 3597561; Заявлено 31.05.1983; Опубл. 15.08.1986.
12. Патент № 2114274, Е 21 В 7/18. Шароструйный снаряд для бурения скважин / Т.Н. Зубкова – № 96123178/03; Заявлено 05.12.1996; Опубл. 27.06.1998.
13. Патент №2124620, Е 21 В 7/18. Устройство для шароструйного бурения скважин / Т.Н. Зубкова – № 97100372/03; Заявлено 14.01.1997; Опубл. 10.01.1999.
14. Патент № 1002498, Е 21 В 7/18. Шароструйный снаряд / М.М. Майлибаев – № 3278854/22-03; Заявлено 24.04.1981; Опубл. 07.03.1983.
15. Патент № 2117746, Е 21 В 7/18. Устройство для эрозионного гидромониторного разрушения горной породы / В.С. Новиков, В.Л. Загоруля – № 95101420/03; Заявлено 31.01.1995; Опубл. 20.08.1998.
16. Патент № 2235845, Е 21 В 10/18. Гидромониторно-эжекторная насадка бурового долота / Ю.Л. Боярко, В.Д. Евсеев, В.М. Зыков, В.И. Рязанов, М.А. Самохвалов, В.А. Собралиев, Д.А. Шелковников – № 2003103876/03; Заявлено 10.02.2003; Опубл. 10.09.2004.
17. Патент № 1057688, Е 21 С 45/00, Е 21 В 7/18. Гидромониторный бур / Н.Г. Малухин, Э.И. Черней, С.В. Марчев, А.И. Курылев – № 3442088; Заявлено 21.05.1982; Опубл. 30.11.1983.
18. Патент № 939710, Е 21 В 7/18. Шароструйный снаряд для бурения скважин / Коротков В. П. – № 3009898; Заявлено 02.12.80; Опубл. 30.06.82.
19. Давиденко А.Н., Игнатов А.А., Вяткин С.С. Некоторые вопросы гидромеханического способа бурения // Наук. праці ДонНТУ. Серія Гірничо-геологічна., 2011. – № 14(181) – С. 75–78.
20. Вяткин С.С. Современное состояние и проблемы развития физических способов бурения. // Материалы XI Всеукраинской научно-технической конференции студентов. Серия: «Бурение»., 2011. – С. 20–22.
21. Игнатов А.А., Вяткин С.С. Особенности конструкции и механики работы нового гидродинамического снаряда // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения., 2011. – Вып. 14. – С. 58–61.

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ В СОЗДАНИИ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН НА НЕФТЬ И ГАЗ

М.В. Константинов

Научный руководитель профессор С.Я.Рябчиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Развитие нефтяной и газовой промышленности предполагает широкое использование буровых работ с целью поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений. Бурение нефтяных и газовых скважин должно постоянно совершенствоваться, особенно в связи с увеличением объемов работ по глубокому и сверхглубокому бурению, а также растущими потребностями бурения наклонно направленных и горизонтальных скважин.

В настоящее время на российском рынке нефтегазового машиностроения крупные предприятия, в том числе оборонные, начинают выделять производственные мощности, работающие на нефтегазовый комплекс. Однако им сложно продвигать на рынок свое оборудование, привлекать финансовые ресурсы для выполнения контрактных обязательств, организовывать послепродажное сервисное обслуживание, проводить маркетинговые исследования, работы по сертификации и должным образом рекламировать свою продукцию.

В то же время на Западе в результате консолидации соответствующих активов появились три крупные компании технологического сервиса – Hulliburton, Shlumberger и Baker Hughes, в которых для технологий бурения, ремонта скважин и прочих сервисных работ создается и соответствующее оборудование. Совместное развитие нефтегазового сервиса и отраслевого машиностроения позволяет получать значительный эффект.

Появились крупные игроки и на рынке нефтегазового машиностроения. На рынке бурового оборудования появился гигант National Oilwell Varco, контролирующий в отдельных сегментах до 90% мирового рынка.

В России учитывая тенденции мирового рынка, была создана группа «Интегра», в состав которой входят нефтесервисные и машиностроительные предприятия России. В частности, группа владеет основным российским производителем тяжелых буровых установок ЗАО «Уралмаш – Буровое оборудование». Кроме того, в ее составе находится Всероссийский институт буровой техники (ВНИИБТ), Пермский филиал ВНИИБГ (производство винтовых забойных двигателей и турбобуров), Павловский машиностроительный завод (производство стабилизаторов; калибраторов, центраторов), Котовский опытный завод (производство буровых снарядов, пакеров, ловителей и многих видов бурового инструмента), а также предприятия, занятые ремонтом и сервисным обслуживанием нефтегазового оборудования.

Лидером машиностроительных предприятий группы «Интегра» является ЗАО «Уралмаш – Буровое оборудование». Среди последних достижений предприятия – создание нового поколения установок кустового бурения «Уралмаш» 5000/320 ЭК-БМЧ, которые оснащены регулируемым приводом основных механизмов, цифровой системой управления, экологически чистой циркуляционной системой, мощными и надежными триплексными буровыми насосами.

В последнее время происходит значительное увеличение производства отечественного бурового оборудования. Существует несколько важных факторов, свидетельствующих в пользу такого прогноза.

Во-первых, резервы роста за счет работы со старым фондом скважин в России уже исчерпаны, что приводит к увеличению объемов бурения и, соответственно, закупок нового бурового оборудования.

Во-вторых, парк буровых установок, работающих на территории нашей страны, физически устарел. Из каждых 600–700 установок только около 200 имеют возраст менее 10 лет. Половину существующего парка составляют буровые установки с возрастом более 20 лет и являются морально устаревшими. Несмотря на высокий запас прочности советского бурового оборудования, оно все же было рассчитано на 10-летний, а не 20-летний срок эксплуатации, поэтому в России уже 70% буровых установок выработали свой ресурс.

В-третьих, специфические горно-геологические и климатические условия требуют специализированных буровых установок, ограничивая применение традиционных конструкций.

В-четвертых, применение новых технологий бурения, в частности горизонтального, требует оснащения буровой установки регулируемыми приводами постоянного или переменного тока, верхним приводом, эффективными средствами очистки бурового раствора, совершенными системами контроля и управления. Таких установок все еще очень мало у буровых компаний, работающих в Российской Федерации.

В подобных условиях отечественным производителям бурового оборудования необходимо обеспечить рынок продукцией, отвечающей современным требованиям. У российских производителей есть ряд очевидных преимуществ перед иностранными конкурентами. В первую очередь – доскональное знание особенностей эксплуатации оборудования на российских месторождениях и месторождениях стран бывшего СССР.

В российских конструкторских коллективах накоплен бесценный опыт проектирования буровой техники. Яркий пример эффективности отечественных разработок – копирование наших технических решений зарубежными компаниями.

Иностранные компании все чаще выступают покупателями Российского оборудования для бурения скважин на нашей территории. Например, заказчиками оборудования для реализации проектов на Сахалине выступают иностранные компании Exxon по проекту «Сахалин-1» и Shell по проекту «Сахалин-2». На территории Российской Федерации работает большая группа иностранных нефтесервисных компаний, которые также являются потенциальными покупателями отечественной продукции.

Современные тенденции в нефтегазовой отрасли диктуют создание совершенно нового или замену морально устаревшего бурового оборудования. Как отечественные, так и зарубежные машиностроительные нефтегазовые предприятия стараются удовлетворить всем потребностям производственников, начиная от создания оборудования и заканчивая его сервисным обслуживанием.

Литература

1. Булатов А.И., Проселков Ю.М., Шаманов С.А. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: учеб. Для вузов. – М.: ООО «Недра–Бизнесцентр», 2003. – 1007 с: ил.
2. Литвиненко В.С., Калинин А.Г. Основы бурения нефтяных и газовых скважин. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2009. – 542 с,
3. Середа Н.Г., Соловьев Е.М. Бурение нефтяных и газовых скважин: учебник для вузов. – 3-е изд. – М.: ИД Альянс, 2011.– 456 с.
4. Internet

РАЗРАБОТКА ДВОЙНОГО КОЛОНКОВОГО СНАРЯДА ДЛЯ КАЧЕСТВЕННОГО ОТБОРА ПРОБ В СЛОЖНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

А.А. Кривошеин

Научный руководитель доцент В.И. Брылин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время актуальным вопросом является качественный отбор проб при бурении геологоразведочных скважин в сложных геологических условиях, таких как трещиноватые и раздробленные

горные породы. Необходимыми условиями получения представительной керновой пробы является сохранение сформированного керна в процессе бурения, захват его в конце рейса и надежное удержание при подъеме из скважины.

Одним из важных факторов защиты керна от интенсивного разрушения в колонковом снаряде является его изоляция от контакта с кернозахватными элементами, т. е. применение закрытых кернорвателей. Повысить же надежность захвата и удержания керна могут лишь кернозахватные устройства с принудительным захватом керна, в которых кернорвательные элементы захватывают керн под действием создаваемых дополнительно гидравлических усилий.

К сожалению, несмотря на применение известных мер по сохранению керна, при бурении раздробленных, сыпучих, легко размываемых пород происходит интенсивное разрушение и потери кернового материала как в процессе отбора, отрыва, так и в процессе его подъема из скважины.

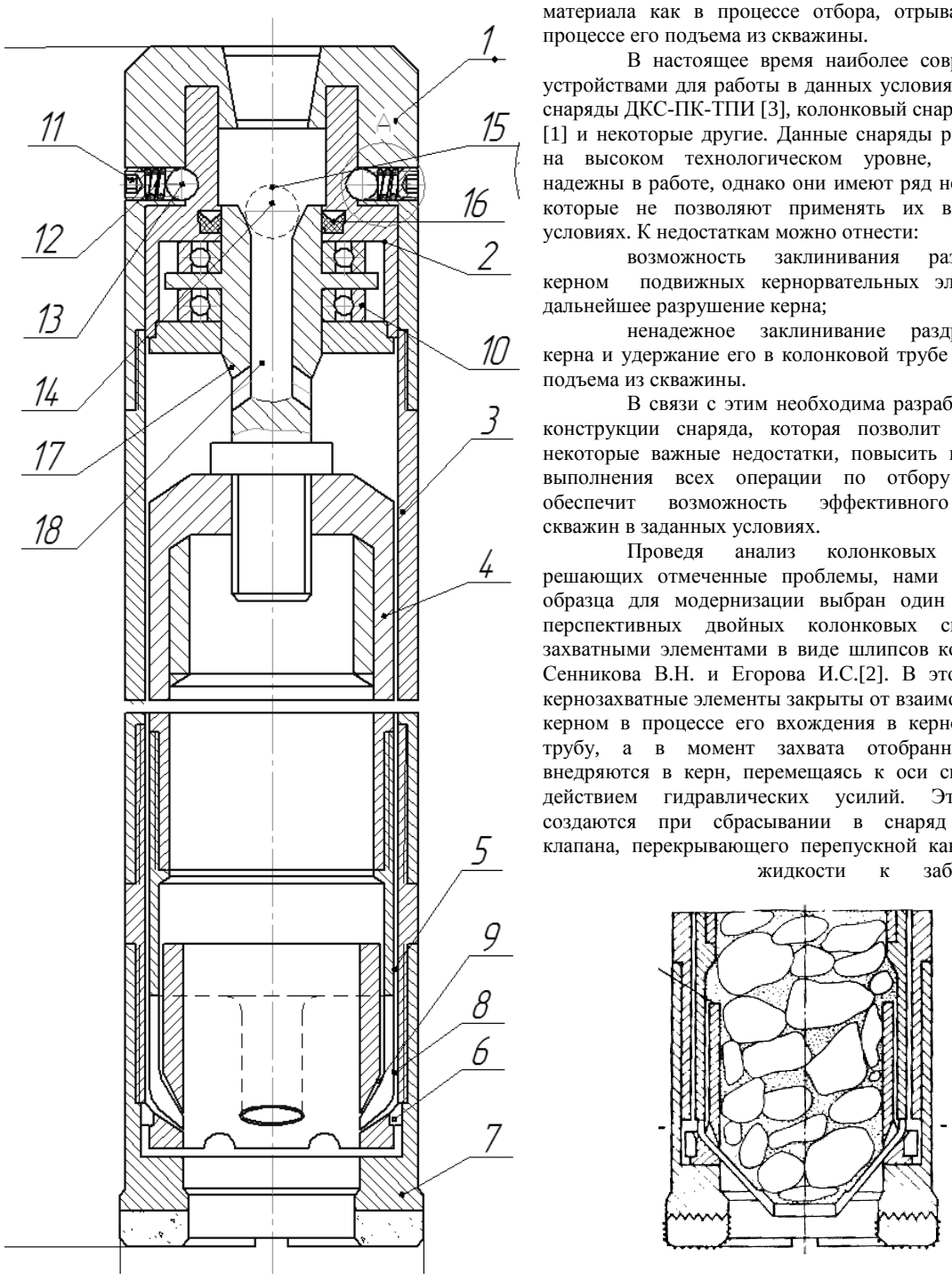
В настоящее время наиболее современными устройствами для работы в данных условиях являются снаряды ДКС-ПК-ТПИ [3], колонковый снаряд Павлова [1] и некоторые другие. Данные снаряды разработаны на высоком технологическом уровне, достаточно надежны в работе, однако они имеют ряд недостатков, которые не позволяют применять их в заданных условиях. К недостаткам можно отнести:

возможность заклинивания разрушенным керном подвижных кернорвательных элементов и дальнейшее разрушение керна;

ненадежное заклинивание раздробленного керна и удержание его в колонковой трубе в процессе подъема из скважины.

В связи с этим необходима разработка новой конструкции снаряда, которая позволит исключить некоторые важные недостатки, повысить надежность выполнения всех операции по отбору керна и обеспечит возможность эффективного бурения скважин в заданных условиях.

Проведя анализ колонковых снарядов, решающих отмеченные проблемы, нами в качестве образца для модернизации выбран один из весьма перспективных двойных колонковых снарядов с захватными элементами в виде шлипсов конструкции Сенникова В.Н. и Егорова И.С.[2]. В этом снаряде кернозахватные элементы закрыты от взаимодействия с керном в процессе его вхождения в керноприемную трубу, а в момент захвата отобранного керна внедряются в керн, перемещаясь к оси снаряда под действием гидравлических усилий. Эти усилия создаются при сбрасывании в снаряд шарового клапана, перекрывающего перепускной канал подачи жидкости к забою. При



а б

Рис. Колонковый снаряд ДКС-М:
а – общий вид; б – заклинивание керна

перекрытии канала резко повышается давление подаваемой промывочной жидкости над поршневым подшипниковым узлом, который связан с кернозахватными элементами. К недостаткам снаряда следует отнести вероятность частичного самосрабатывания устройства в самом процессе бурения в случае перемещения подвижного узла вниз под действием собственного веса и гидравлического напора промывочной жидкости при прокачивании ее через узкие промывочные каналы, поскольку положение подвижного поршневого подшипникового узла вверху ничем не поддерживается, кроме усилий трения уплотнительных элементов узла о внутреннюю поверхность корпуса.

Предлагаемая нами конструкция снаряда ДКС-М обеспечит качественный отбор керна в сильно трещиноватых или разрушенных породах, достаточно надежную защиту керна, его своевременный отрыв и удержание в процессе подъема из скважины.

Колонковый снаряд содержит трубчатый корпус 3 с коронкой 7 и переходником 1. Внутри корпуса 2 установлена керноприемная труба 4 с кернорвателем в виде шлипса, имеющего деформируемые элементы 8. Элементы 8 расположены в направляющих наклонных окнах 9 втулки 5, которая выполнена с наружным кольцевым выступом 6, размещенным между торцом корпуса 3 и коронкой 7 с возможностью вращения.

Крепление керноприемной трубы к корпусу 3 обеспечивается подшипниковым узлом 2, ось 17 которого имеет перепускной канал 18 с седлом под сбросовый клапан 15. Корпус 2 подшипникового узла имеет уплотнительные элементы на внешней поверхности и совместно с осью 17 , клапаном 15 и внутренней поверхностью корпуса 3 образует механизм принудительного смещения керноприемной трубы 4 относительно корпуса 3.

Колонковый снаряд опускают на колонне бурильных труб на забой и при подаче промывочной жидкости путем передачи вращения и осевого усилия через колонну труб на коронку 7 начинают бурение.

По мере углубки коронки 7 керновый материал входит в керноприемное отверстие и далее во втулку 5. При этом выбуриваемый керновый материал контактирует с поверхностью втулки, приподнимает ее вместе со шлипсом и керноприемной трубой до упора выступа 6 втулки 5 в торец корпуса 3. Промывочная жидкость поступает из колонны бурильных труб через переходник 1, канал 18 в кольцевую полость между трубой 4 и корпусом 3. Подшипниковый узел 2 и выступ 6 обеспечивают стационарное положение керноприемной трубы при вращении.

После заполнения керноприемной трубы 4 керновым материалом, либо его подклинки, останавливают вращение бурового снаряда и через бурильную колонну сверху сбрасывают клапан 15, которым перекрывают канал 18. При перекрытии канала 18 резко возрастает давление промывочной жидкости над подшипниковым узлом 2, который как поршень под возникшим напором опускается вниз вместе с керноприемной трубой и шлипсом 8 относительно втулки 5. Элементы 8 выходят из окон 9 и внедряются в керновый материал, перемещаясь к оси снаряда что обеспечивает захват керна.

В процессе бурения, до сброса перекрывающего клапана, пружина 12 оказывает давление на шарик 13, который в свою очередь обеспечивает удержание подвижного узла от действия перепада давления и собственного веса узла. После того, как сбросовый клапан 15 оказался в седле, на подвижный узел действует сила давления равная выставленной на насосе, которая превышает прижимающее усилие пружин 12 и шариков 13, выходящих из кольцевой проточки выступа корпуса подшипникового узла 2 и задавливаемых в проточки переходника 1. Пружина 12 прижимается винтами 11, которые предназначены также для помещения пружин в проточки в переходнике.

Вывод

В разработанном снаряде учтены все требования к современным двойным колонковым снарядам: предохранение керна от интенсивного разрушения в процессе его формирования за счет его изоляции от контакта с кернозахватными элементами (применен кернорватель закрытого типа), а также повышена надежность захвата и удержания керна при его отрыве от массива и в процессе его подъема на поверхность.

Литература

1. Егоров Н.Г. Бурение скважин в сложных геологических условиях.– Тула: Издательство «ИПП Гриф и К», 2006. – 304с.
2. Егоров Н.Г. Колонковые снаряды с кернозахватными устройствами.– М.: 1997. – 66 с: (Техн., технол. и организация геол.-развед. работ). Обзор / АОЗТ "Геоинформмарк".
3. Сулакшин С.С. Способы, средства и технология получения представительных образцов пород и полезных ископаемых при бурении геологоразведочных скважин.; Учебное пособие. – Томск: Издательство НТЛ, 2000. – 284с.

АНАЛИЗ СПОСОБОВ ОБЪЕМНОГО УПРОЧНЕНИЯ ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА С ЦЕЛЬЮ ВЫЯВЛЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ ДАЛЬНЕЙШИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

А. А. Морев, А.Ю. Бурыкин
Научный руководитель профессор С.Я. Рябчиков
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время проблема повышения эффективности буровых работ при поисках и разведке месторождений твердых полезных ископаемых является актуальной. В рамках этой проблемы была поставлена задача, заключающаяся в сведении к минимуму производственных издержек, связанных с недостаточно высоким ресурсом породоразрушающего инструмента (ПРИ). Соответствие физико-механических свойств разбуриваемых пород и свойств ПРИ, режимные параметры бурения (частота вращения инструмента, осевая нагрузка, интенсивность очистки забоя), качество и свойства используемого очистного агента, конструктивные особенности ПРИ оказывают существенное влияние на ресурс ПРИ. Однако определяющим фактором является его износостойкость – способность инструмента противостоять изнашиванию в процессе разрушения горной породы. Износостойкость ПРИ определяется качеством (физико-механическими свойствами) материалов, из которых изготовлен инструмент, в связи с чем можно выделить два пути решения проблемы – создание новых материалов, значительно превосходящих по свойствам современные, и модификация существующих. Создание новейших сверхпрочных материалов должно сопровождаться рядом научных открытий, к которым научно-технический прогресс, к сожалению, еще нас не подвел. А вот в области упрочнения существующих материалов за счет модификации их свойств уже были достигнуты определенные успехи, которые можно использовать в дальнейших исследованиях. Практически все физические свойства твёрдых тел в конечном итоге определяются взаимным расположением, характером взаимодействия и интенсивностью движения атомов кристаллической решётки, а также поведением свободных электронов [7]. В связи с чем, существенное изменение свойств изготовленных твердых сплавов и композиционных алмазосодержащих материалов (КАМ) можно реализовать воздействуя на его структуру [5].

Значительные результаты в области упрочнения ПРИ получены С.Я. Рябчиковым, В.И. Власюком, В.И. Спириным и др. Например, по итогом работ С.Я. Рябчикова по упрочнению алмазного и твердосплавного серийно выпускаемого ПРИ были получены весьма существенные результаты. Так, в среднем, удалось повысить ресурс ПРИ приблизительно в 2 раза, а по отдельным типам ПРИ повышение составило порядка 350–400% [8]. Благодаря развитию технологий изготовления материалов, на сегодняшний день износостойкость производимого серийно ПРИ увеличилась в десятки раз по сравнению с ранее выпускаемым инструментом. Проходка на коронку может достигать, в зависимости от геолого-технических условий, нескольких сотен метров. Однако и этот инструмент имеет огромные резервы для совершенствования, пределом которых может быть соответствие реальных прочностных характеристик материалов, применяемых при изготовлении ПРИ, теоретическим, которые могут быть у материалов с идеальной структурой.

Необходимо учитывать то обстоятельство, что при изготовлении инструмента могут существенно изменяться свойства исходных материалов. Так, например, пайка, сварка, плавление существенно повышают внутренние напряжения в твердом сплаве и в КАМ. Из этого следует, что целесообразно проводить упрочнение готового инструмента, а не его отдельных рабочих элементов до сборки. Способы поверхностного упрочнения металлов и твердых сплавов не нашли применения в практике упрочнения ПРИ в связи со спецификой его работы (абразивный износ, динамические, знакопеременные нагрузки и т.д.). Положительный эффект от упрочнения поверхностного слоя рабочих элементов ПРИ безусловно проявляется, но на непродолжительное время. С износом упрочненного слоя, физико-механические свойства ПРИ возвращаются к своим исходным значениям. Сопоставив затраты (стоимость, трудоемкость изготовления) на такое упрочнение и ее эффективность можно сделать вывод, что применять такие способы не рентабельно. Больший практический интерес представляют объемные способы упрочнения металлов и твердых сплавов. Автором предложена классификация объемных способов упрочнения ПРИ (рис.), классификационным признаком которой является вид используемой энергии.

По данному признаку все способы объемного упрочнения ПРИ можно разделить на 4 группы – с использованием тепловой энергии (термическая обработка), энергии заряженных частиц, энергии электромагнитного поля и комбинированные способы.

По характеру воздействия термическую обработку можно разделить на два вида: обработка в условиях высоких температур (закалка, отжиг, отпуск) и обработка в условиях низких отрицательных температур (криогенная обработка). Обработка в условиях высоких температур позволяет повысить ресурс некоторых твердосплавных инструментов в 1,2–2 раза [4]. Однако такое упрочнение оказывает малое, либо вообще не оказывает влияние на некоторые материалы, в том числе КАМ, и имеет ряд недостатков (разрушение паяных швов, повышение хрупкости материалов, и т.д.), что в совокупности не позволяет применять такую обработку для упрочнения ПРИ. Криогенная обработка является более эффективным способом термического упрочнения алмазного и твердосплавного ПРИ, которая реализуется путем быстрого охлаждения (термического удара) обрабатываемого изделия.

Процесс криогенной обработки осуществляется следующим образом: обрабатываемое изделие (ПРИ) быстро погружают в жидкость с низкой отрицательной температурой (обычно используют жидкий азот) на определенное время, в результате чего происходит «ударное» охлаждение изделия. Вследствие чего происходит

значительное изменение в структуре обрабатываемых материалов, приводящее к заметным изменениям физико-механических характеристик. Эффект упрочнения твердосплавного инструмента при термоударе обусловлен изменением тонкой кристаллической структуры твердого сплава за счёт наклепа кобальтовой связки в локальных областях по периметру карбидных включений из-за большого различия в коэффициентах термического расширения. Этими же факторами можно объяснить повышение качества закрепления алмазов в матрице алмазного ПРИ [9].

В группу способов объемного упрочнения ПРИ с использованием энергии заряженных частиц вошли методы радиационного облучения (гамма-квантами, электронами, нейтронами). Практический интерес представляют методы облучения малыми дозами гамма-квантов или электронов, обеспечивающие объемное упрочнение материала не вызывая остаточной радиации. Облучение твердых сплавов нейтронами дает положительный эффект, но приводит к большой радиоактивности обработанного материала, что исключает использование такого метода для обработки ПРИ [3]. Механизм упрочнения различных материалов при радиационном облучении объясняется эффектом малых доз ионизирующего излучения, впервые открытым учеными ТПУ [10]. Слабое воздействие ионизирующего излучения вызывает коренную перестройку кристаллов и резкое улучшение его физических свойств. Оказалось, что облучение гамма-квантами и электронами с поглощённой дозой ионизирующего излучения, превышающей 105 Дж/кг металлов и сплавов приводит не к накоплению дефектов (как считалось ранее), а, наоборот, к их устранению и упорядочению структуры материала. Структурные изменения в твердом кристаллическом теле происходит за счет освобождения запасенной энергии в результате инициированных облучением цепных реакций между дефектами.

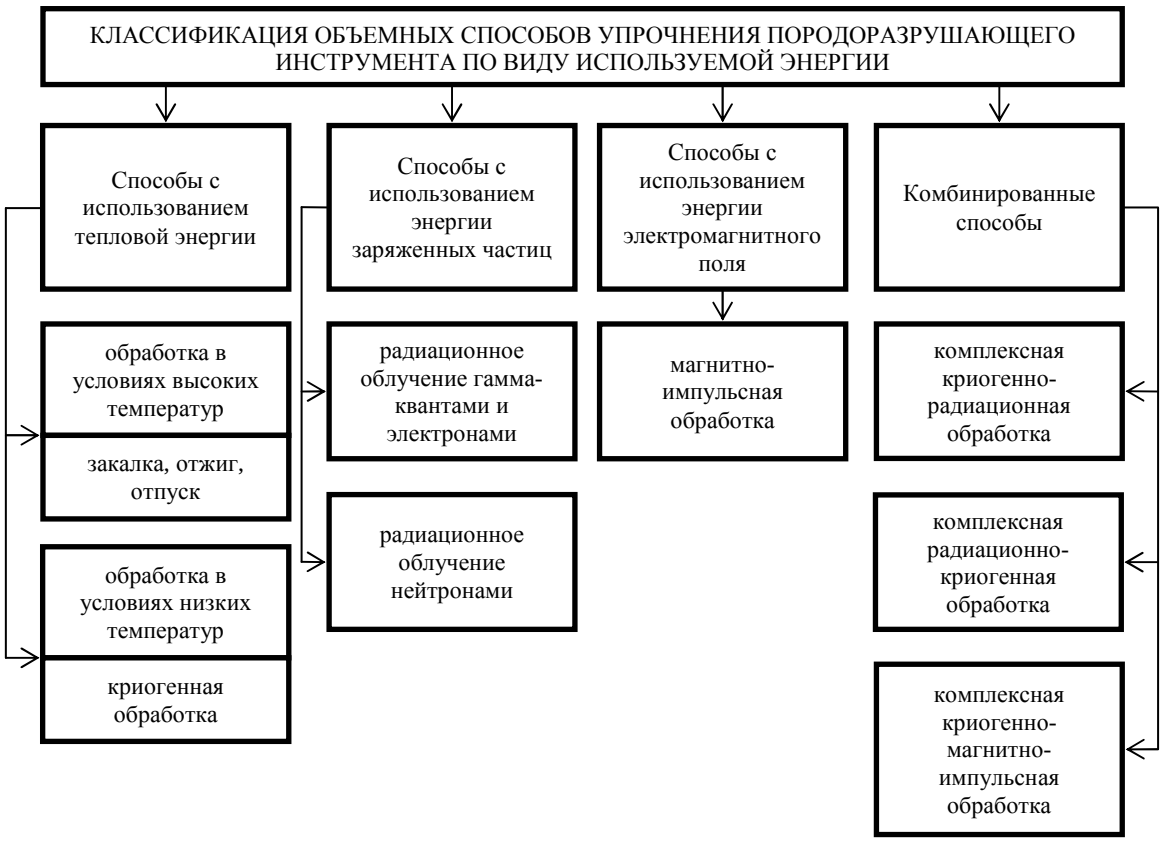


Рис. Классификация объемных способов упрочнения

Большой интерес для объемного упрочнении ПРИ представляет метод магнитно-импульсной обработки. Сущность такого упрочнения состоит в том, что при магнитно-импульсном воздействии вещество меняет свои физические и механические свойства. Улучшение свойств у ферромагнитных материалов, прошедших магнитно-импульсную обработку, достигается за счет направленной ориентации внешним полем свободных электронов вещества, вследствие чего увеличивается его тепло- и электропроводность. Взаимодействие импульсного магнитного поля с ферромагнитным веществом тем интенсивнее, чем выше его структурная и энергетическая неоднородность [1]. После обработки ПРИ таким способом повышается его

усталостная и общая прочность, уменьшаются остаточные термические напряжения. Все это ведет к повышению износостойкости ПРИ.

В группе комбинированных способов объемного упрочнения ПРИ можно выделить комплексную криогенно-радиационную обработку. В данном случае криогенная обработка рассматривается как низкотемпературная закалка, а облучение малыми дозами гамма-квантов – как радиационный отпуск. Комплексная криогенно-радиационная обработка обеспечивает более высокую износостойкость ПРИ по сравнению с этими же способами, применяемыми по отдельности [8].

Таким образом, проанализировав существующие методы упрочнения ПРИ, можно обозначить несколько направлений для дальнейших исследований:

исследование влияния исходной температуры обрабатываемого материала перед криогенной обработкой на эффективность его упрочнения;

влияние комплексной радиационно-криогенной обработки на ресурс ПРИ;

исследование влияния криогенно-магнитной обработки на износостойкость ПРИ. Известно [2,6], что при обработке инструмента из быстрорежущей стали его ресурс повышается в 6–8 раз. Это дает теоретические предпосылки для проведения экспериментальных исследований.

Литература

1. Аракчеев С.Н. Обоснование параметров и способа повышения стойкости буровых коронок: Диссертация на соискания учёной степени кандидата технический наук. – Москва 2006. – 129 с.
2. Гаркунов Д.Н. и д.р. О природе повышения износостойкости деталей и инструмента магнитной обработкой //Трение и износ, 1982. – N 2 – С. 496–498.
3. Конебаевский С.Т. Действие облучения на материалы. Введение в радиационное материаловедение. – М.: Атомиздат, 1967. – 250 с.
4. Лошак М.Г. Прочность и долговечность твёрдых сплавов. – Киев: Наукова думка, 1984. – 326 с.
5. Лошак М.Г., Александрова Л.И. Упрочнение твердых сплавов. – Киев: Наукова думка, 1977. – 147 с.
6. Малыгин Б.В. Магнитное упрочнение инструмента и деталей машин. – М.: Машиностроение, 1989. – 96 с.
7. Рябчиков С.Я. Объемное упрочнение твёрдосплавного и алмазного породоразрушающего инструмента с целью повышения его эксплуатационных показателей: Диссертация на соискание учёной степени доктора технических наук. – Томск, 2002. – 309 с.
8. Рябчиков С.Я., Мамонтов А.П., Власюк В.И. Повышение работоспособности породоразрушающего инструмента методами криогенной обработки и радиационного облучения. – М.: «Геоинформмарк»,2001. – 92 с.
9. Спирин В.И. Создание эффективного алмазного породоразрушающего инструмента с повышенными эксплуатационными показателями: Диссертация на соискание учёной степени доктора технических наук. – Москва, 2000. – 266 с.
10. Явление упорядочения структуры кристаллов малыми дозами ионизирующего излучения: Открытие РФ, диплом № 173 /Мамонтов А.П., Черданцев П.А., Чернов И.П. //БИ., 2001. – № 9.

ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ ПРИМЕНЕНИЯ АЛМАЗНО-ТВЕРДОСПЛАВНЫХ ПЛАСТИН В СОВРЕМЕННОМ ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕМ ИНСТРУМЕНТЕ ДЛЯ БУРЕНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН

А.А. Морев

Научный руководитель профессор С.Я. Рябчиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последние годы объемы бурения геологоразведочных скважин вращательным способом с применением твердосплавного породоразрушающего инструмента (ПРИ) постепенно сокращаются в пользу алмазного ПРИ, а также инструмента, изготовленного из современных износостойких материалов.

Корпус твердосплавного ПРИ изготавливают из обычных конструкционных сталей (Ст4, 30, 35, 40), которые обеспечивают его достаточную прочность. Для изготовления резцов используют вольфрамокобальтовые металлокерамические твердые сплавы типа ВК. Карбид вольфрама, входящий в состав ВК, придает сплаву твердость и износостойкость. Кобальт играет роль связующей фазы и во многом определяет прочностные характеристики сплава. Твердые сплавы ВК6 (твердость HRC составляет не менее 88,0), отличающиеся большой твердостью и износостойкостью, применяются в коронках СМ и СА для бурения более твердых и абразивных пород. Твердый сплав ВК8 (твердость HRC составляет не менее 87,5) применяется в коронках типа М [5]. Однако инструмент, армированный твердосплавными резцами, не обеспечивает значительной проходки на коронку, что обусловлено их недостаточной износостойкостью по сравнению, например, с алмазными коронками. Для снарядов со съемным керноприёмником (ССК), эффективность которых увеличивается с ростом ресурса ПРИ, эта проблема становится особенно актуальной, так как она в значительной степени определяет время на проведение спуско-подъемных операций для смены ПРИ, а это, в свою очередь, повышает фактическую скорость сооружения скважины и снижает производственные затраты (расход ГСМ, энергозатраты, трудозатраты и т.д.).

Проблема малого ресурса твердосплавного ПРИ ограничивает объемы его применения в комплексе с ССК. В связи с этим предлагаемый производителями ПРИ для ССК изготавливается из композиционных алмазосодержащих материалов (КАМ). Алмазный инструмент обладает большой износостойкостью, что

позволяет успешно применять его при бурении горных пород от средней крепости до очень крепких (V–XII кат. по буримости). Однако такой инструмент является малоэффективным при бурении мягких пород (I–IV кат. по буримости), где рекомендуется применять резцовый инструмент.

Как было сказано выше, твердосплавный инструмент с комплексами ССК применять не целесообразно из-за его невысокого ресурса. Это является предпосылками для разработки нового, более износостойкого ПРИ, оснащенного поликристаллическими алмазами (ПКА), спеченными на твердосплавной подложке. В зарубежной литературе такой материал известен под названием PDC (polycrystalline diamond compact). На его основе может быть изготовлен ПРИ, имеющий кольцевую форму торца для бурения с отбором керна. В нефтяной и газовой отрасли, при бурении сплошным забоем, инструмент с PDC вставками применяется успешно, показывая высокую износостойкость и механическую скорость бурения. Преимуществом такого инструмента является то, что режущие элементы (резцы) в процессе работы не меняют контактную площадь с забоем, самозатачиваются и имеют 100% отработку алмазного слоя.

Отечественная промышленность также изготавливает твердый сплав с ПКА слоем различного назначения. Для армирования ПРИ используют алмазно-твердосплавные пластины (АТП) (аналог PDC). Их получают спеканием алмазных зерен на твердосплавной подложке в аппарате высокого давления при температуре 1350–2000ºС и давлении 6–9 ГПа. Исходными составляющими являются алмазные микропорошки и мелкозернистые шлифпорошки [4]. Особенность спекания алмазных порошков в АТП состоит в том, что при высоком давлении и температуре осуществляется массоперенос компонентов подложки в алмазоносный слой.

Третьяк А.А. в своих работах [10,11] предложил конструкцию коронки, которая обеспечивает эффективную очистку забоя от шлама, сокращение затрат мощности на разрушение породы, увеличение механической скорости бурения. Однако такой инструмент разработан для применения с одинарными колонковыми снарядами (ОКС), в связи с чем не востребован на рынке, так как стоимость его изготовления значительно превышает твердосплавный ПРИ, а износостойкость не является определяющим фактором при выборе инструмента для бурения с ОКС. Компания Boart Longyear представляет в своем ассортименте ПРИ с PDC вставками [1], применяемый с комплексами ССК и предназначенный для бурения мягких и средней крепости пород. Производитель данного инструмента не предоставляет сравнительных результатов испытаний данного ПРИ, а технологию изготовления держит в секрете, в связи с чем невозможно судить об эффективности данного инструмента. Какие либо независимые исследования, результаты которых были бы опубликованы в литературных изданиях, также не проводились. Необходимо отметить, что рекорд компании Schlumberger (данные на 01.11.2011г) по проходке на долото до полного износа при бурении сплошным забоем составляет 2645 м [6] при средней механической скорости 33 м/ч. Такой результат был достигнут за счет постоянного совершенствования конструктивных особенностей инструмента с учетом физико-механических свойств разрушаемой породы. Однако, основным фактором, позволившим повысить ресурс инструмента является качество (физико-механические свойства) PDC вставок, используемых в инструменте.

Исследования по совершенствованию свойств, выполненные в различных странах, позволили определить основные показатели, влияющие на износостойкость PDC: прочность химической связи алмазного слоя с твердосплавной подложкой; стойкость к хрупкому скалыванию режущей кромки поликристаллического алмазного покрытия при квазистатическом нагружении; стойкость к хрупкому разрушению при динамической нагрузке; стойкость к абразивному износу; химическая стойкость; термостойкость [7]. Улучшение этих показателей достигается разными способами. Например, воздействие на исходный материал (алмазный порошок) физико-химическими методами позволяет очищать его и подготавливать к запеканию [8]. Критическая температура для АТП серийного производства равна 650 ºС. Выдержка его при такой температуре в течении нескольких минут уменьшает прочность связи между подложкой и алмазным слоем на 17–52% [3]. Для повышения термической стабильности в композит могут добавляться определенные примеси. Износостойкость в значительной степени можно повысить за счет использования подложки из других материалов. Исследователям из США [2] удалость спечь ПКА на подложке из MgCO3, тем самым вдвое повысив термическую стойкость изделия. Однако существуют малоизученные направления исследований по совершенствованию свойств PDC. Так, проведя обзор литературных источников, не было обнаружено публикаций, включающих в себя информацию о влиянии способов объемного упрочнения материалов (обработка гамма-квантами, криогенная, магнитно-импульсная и т.д.) на свойства АТП. Учитывая положительный эффект от упрочнения такими способами твердосплавного и алмазного ПРИ [9], целесообразно провести исследования по объемному упрочнению различными способами АТП резцов, а также ПРИ, оснащенного такими резцами.

Очевидно, что АТП резцы являются перспективным материалом для создания геологоразведочного ПРИ. При этом конструкция ПРИ должна обеспечивать хорошую очистку забоя и охлаждение инструмента, а также возможность бурения со снарядами ССК. Исследование и разработка способов повышения износостойкости поликристаллических алмазов на твердосплавной подложке будут способствовать повышению ресурса ПРИ и, как следствие, эффективности сооружения геологоразведочных скважин.

Литература

1. PDC Bits. Электронный ресурс: http://www.boartlongyear.com/web/guest/pcd-bits.htm.
2. Qian J., McMurray C.E., Mukhopadhyay, D.K., Polycrystalline diamond cutters sintered with magnesium carbonate in cubic anvil press // International Journal of Refractory Metals and Hard Materials., 2012. – Vol. 31 – p. 71–75.

3. Бондаренко Н.А., Коростышевский Д.Л. и др. Экспериментальное исследование эксплуатационных характеристик алмозно-твердосплавных пластин. // Наукові праці ДонНТУ, 2010 – Серія «Гірничо-геологічна». – Вип.11, – С. 9–17.
4. Бондаренко Н.А., Осипов А.С., Мечник В.А. и др. Буровой інструмент, оснащенный термостойкими режущими вставками АТП // Розвідка та розробка нафтових та газових родовищ: Держ. міжвідом. Наук. – техн.зб. – Івано-Франківськ: Вид-во ІФТУНГ, 2007. – Вип. 4.– С. 14–18.
5. Бурение скважин в техногенных грунтах при выполнении инженерно-геологических изысканий на урбанизированных территориях. Электронный ресурс: http://www.giswelland.com/promo/1/drilling_in_the_artificial_ground.htm.
6. Возможности второго поколения резцов ONYX для долот PDC. Электронный ресурс: http://glavteh.ru/files/Pyatnitsky2.pdf.
7. Невашев М.В., Ибатуллин И.Д., Журавлев А.Н. Технические средства и методики входного контроля PDC зубков алмазных буровых долот // Механика и машиностроение, 2011. – С 835–838.
8. Никитин Ю.И., Богатырева Г.П. и др. Результаты исследований по разработке и применению алмазно-твердосплавных пластин из алмазов, обработанных физико-химическими методами // Породоразрушающий и металообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения, 2010. – вып. 12 – С 86–91.
9. Рябчиков С.Я. Объемное упрочнение твёрдосплавного и алмазного породоразрушающего инструмента с целью повышения его эксплуатационных показателей: Диссертация на соискание учёной степени доктора технических наук. – Томск, 2002. – 309 с.
10. Третьяк А. А., Начаркин В.А. и др. Кольцевая буровая коронка: Патент РФ № 2359103, 11.12.2007.
11. Третьяк А. А. Разработка современных конструкций коронок, армированных алмазно-твердосплавными пластинами, и технологии их использования: Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Новочеркасск, 2012. – 210 с.

КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ И ВЫБОРА РАЦИОНАЛЬНЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ БУРЕНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН

Д.А. Насимов
Научный руководитель главный научный сотрудник А.А. Абдумажитов
Научно-исследовательский институт минеральных ресурсов, г. Ташкент, Республика Узбекистан

Современный этап развития геологоразведочного производства характеризуется интенсификацией интеграции экономики республики Узбекистан в мировое сообщество, что обуславливает необходимость унификации стандартов и методологических подходов к выбору технических средств и технологий бурения геологоразведочных скважин.

К настоящему времени в практике горного дела, геологоразведочных работ, инженерной геологии, строительства и других отраслей используют около 200 наименований различных свойств горных пород. При таком многообразии свойств пород в различных областях науки и техники употребляется и довольно большое количество названий, терминов и определений свойств пород. Различными компаниями мира выпускаются около 500 типов буровых установок и станков, более 40 типов насосов, более 20 типов компрессоров, более 200 типов колонковых наборов, более 30 бурильных колонн, более 2500 типов породоразрушающих инструментов, более 80 типов очистных агентов, более 30 видов тампонажных смесей и т.п. При таком разнообразии технических средств и технологий, имеющих свои определенные области и условия применения, традиционные методы оценки и выбора их по какому-либо одному из критериев (скорость бурения, проходка на породоразрушающий инструмент, выход керна, индекс оборотов, стоимость 1 м бурения и т.п.) практически не приемлемы и возникает острая необходимость разработки и внедрения новых критериев оценки, анализа и выбора последних.

Для правильной оценки и выбора техники, технологии, способов и систем нами предложена многокритериальная целевая модель (табл. 1).

Практически все виды техники и технологии бурения скважин оцениваются, выбираются и анализируются на основании функциональных, технико-технологических, экономических и антропологических критериев (рис. 1).

Как известно, наиболее надежным во всех случаях являлся и является расчетный метод, с помощью которого в конечном итоге осуществляется оценка правильности экспериментального и аналогового методов.

Предлагается расчетный метод оценки и выбора техники, технологии, инструмента и других систем с использованием коэффициентов полезности, информативности, надежности, желательности.

выбора практически любой марки и разновидности технических средств бурения геологоразведочных скважин.

$$K_p = \frac{\sum K_{nni}}{\sum K_{oni}},$$

где K_p – коэффициент работоспособности; K_{nni} – количества i–положительных признаков; K_{oni} – количества i–отрицательных признаков.

Таблица 1

Целевая модель оценки и выбора техники и технологии геологоразведочного бурения

Этапы	Решаемые задачи	Значение коэффициентов	Альтернативные варианты			
			1	2	3	4
1.Требование системы	1. Финансы.	Кф1, Кф2 , Кф3				
	2.Кадры.	Кк+, Кк- , Ккп				
	3.Оборудование и инструменты.	Ко1, Ко2 , Ко3				
	4.Функциональные, областные и экстремальные возможности и ограничения.	Кфунк согласно Рис.1				
	5.Подготовка производства.	Кпп1, Кпп2, Кпп3,				
2.Формулировка концепции	1.Выполнимость.	Кв1, Кв2				
	2. Преимущества.	Кп1, Кп2				
	3.Недостатки.	Кн1, Кн2				
	4.План реализации.	Кпр1, Кпр2				
3.Создаваемая система	Спецификация элементов создаваемой системы 1-, 2-, 3-, 4-системы: (составляющие элементы).					
4.Инженерная оценка	1.Соответствие требованиям по параметрам:					
	безопасности;	Кб				
	динамичности;	Кд				
	техничности;	Кт				
	технологичности;	Ктех				
	унифицированности;	Ку				
	качественности и достоверности результата.	Ккд				
5.Стоимостная оценка	1.Стоимость изделия.	Коэффициенты стоимостной оценки Кс согласно Рис.1 (экономические критерии)				
	2.Стоимость дополнительных инструментов и материалов.					
	3.Общие эксплуатационные затраты (основная и дополнительная зарплата; содержание и эксплуатация оборудования; затраты на подготовку производства).					
	4. Удельные эксплуатационные затраты.					
6.Оценка эффективности	1.Гарантированный уровень достижения конечного результата.					
	2.Сравнение общих и удельных эксплуатационных затрат.					
	3.Качество и достоверность конечного результата.					

Рис. 5 Критерии выбора и оценки техники и технологии

Ниже приведена методика оценки и

Используя приведенное уравнение рассчитываются относительные значения всех составляющих вышеприведенных критериев блок диаграммы (рис. 1). Для оценки целесообразности использования той или иной техники в определенных геологических условиях следует сгруппировать положительные и отрицательные признаки технических средств (ТС) согласно известной шкале желательности Харрингтона (табл. 2).

Таблица 2

Кр<0,2	0,2≤Кр<0,37	0,37≤Кр<0,63	0,63≤Кр<0,8	0,8≤Кр<1,0
Параметры технических средств не соответствуют требованиям	Использование ТС нерационально	Параметры ТС удовлетворительны	Использование ТС дает хорошие результаты	Эксплуатация ТС дает образцовые результаты

Кроме того, для объективной оценки эффективности использования типов колонковых и керноприемных труб целесообразно применять критерии в зависимости от выхода керна.

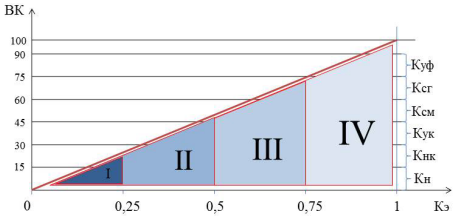


Рис. 6 Критерии зависимости выхода керна от эффективности использования технических систем

Здесь, коэффициенты $K_н$ – наполняемость колонкового набора, $K_{нк}$ – нарушенность керна, $K_{ук}$ – удерживаемость керна при подъеме, $K_{см}$ – сохраняемость керна от механических воздействий, $K_{сг}$ – сохраняемость керна от гидравлических воздействий, $K_{уф}$ – удерживаемость тонких фракций пробы; зоны I – весьма неэффективная, II – неэффективная, III – наиболее эффективная, IV – эффективная.

Отличительной стороной данного метода от других является то, что получаемые результаты анализа возможностей и функциональностей технических средств бурения геологоразведочных скважин более объективные и достоверные чем остальные.

РАЗРАБОТКА СРЕДСТВ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ БУРИЛЬНЫХ КОЛОНН ПРИ БУРЕНИИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН

П.Г. Петенев
Научный руководитель профессор В.В. Нескоромных
Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

Как известно при вращательном бурении геологоразведочных скважин колонна бурильных труб служит проводником при передачи энергии к забою для разрушения горной породы. Количество же энергии, дошедшей до забоя в виде величины освой нагрузки и стабильного крутящего момента, зависит от множества факторов, важнейшим из которых является сила трения при скольжении между колонной и стенками скважины и усилие прижатия деформированной компоновки к стенке скважины. При высоких значениях коэффициента трения и радиального зазора между колонной и стенкой скважины колонна, деформируясь, ведет себя не стабильно, возможно возбуждение поперечных и крутильных колебаний и не эффективных видов движения, таких как обратная прецессия. Все это в совокупности оказывает значительное влияние на механическую скорость, искривление скважины, проходку за рейс, выход керна, затраты мощности на вращение колонны, износ колонны. При высокочастотном алмазном бурении проблема повышения эффективности работы бурильных труб в настоящее время решается применением высокосбалансированных бурильных колонн типа ССК. При бурении твердосплавными коронками и шарошечными долотами данная проблема стоит более актуально из-за высоких радиального зазора и степени деформации участка бурильной колонны, работающей в сжатой зоне. Для повышения эффективности работы бурильных колонн предложено применение компоновок со смещенным центром тяжести (КСМ), которые выступая для деформированного участка бурильной колонны в роли ведущих труб-маховиков, обеспечивают стабилизацию направления скважины, позволяют повысить ресурс бурового инструмента и механическую скорость бурения, навязывая деформированной колонне стабильный вид вращения без вибрации и качения по стенке скважины. Положительный результат применения КСМ связан с проявлением такого технического свойства как «эффект самоцентрации», который проявляется тем полнее, чем выше частота вращения бурильной колонны [1,2].

На рис.1 приведены графики, показывающие взаимосвязь таких параметров как частота вращения бурильной колонны и требуемое значение эксцентриситета поперечного сечения буровой компоновки КСМ, которая может обеспечить стабильный вид движения в скважине при различных значениях коэффициента трения компоновки о стенку скважины.

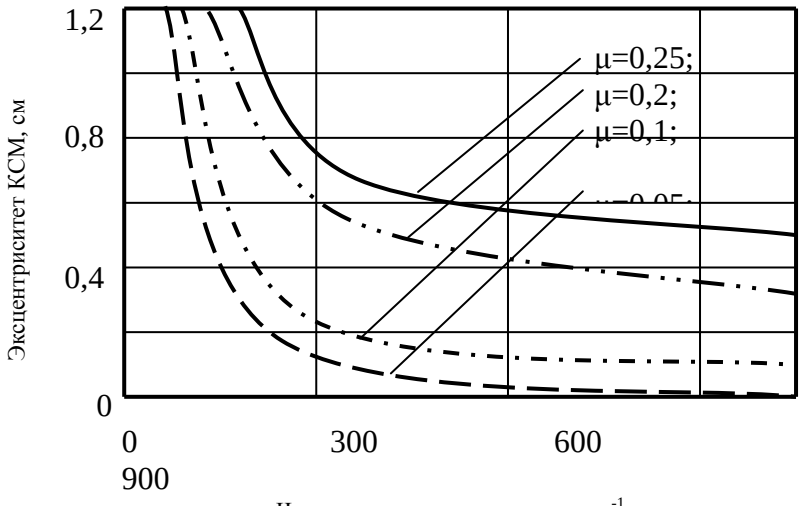


Рис. 1 Расчетные графические зависимости эксцентриситета буровой компоновки от частоты вращения колонны и коэффициента трения колонны о стенку скважины μ

Внимание обращает то, что при частотах вращения в пределах 300 мин$^{-1}$ и высоких значениях коэффициента трения μ требуется достаточно высокий эксцентриситет поперечного сечения буровой компоновки. Величина эксцентриситета должна быть такой, которую реализовать в конструкции труб реально достаточно сложно или практически невозможно. Учитывая данное обстоятельство, в рамках решаемой научно-технической задачи предполагается создать систему бурения с использованием компоновок КСМ в составе бурильной колонны, которая бы удовлетворяла условиям эффективного бурения скважин при ограниченных значениях частоты вращения колонны.

На рис.2 показано рациональное поперечное сечение трубы двухгранной формы с эксцентриситетом центра масс компоновок КСМ, отработанных в промышленном масштабе в ГРЭ-33 ПГО «Сосновгеология».

Отработка компоновок КСМ осуществлена при бескерновом бурении шарошечными долотами (частота вращения колонны в пределах до 600 мин$^{-1}$) в качестве стабилизаторов направления скважины. Достигнут положительный эффект как по производительности бурения, так и по стабилизации направления скважины. Наработанный опыт и созданные технические решения по применению элементов бурильных колонн с эксцентритетом центра масс, показывают, что не все возможности данного технического направления, сориентированного на повышение эффективности работы бурильных колонн, исчерпаны.

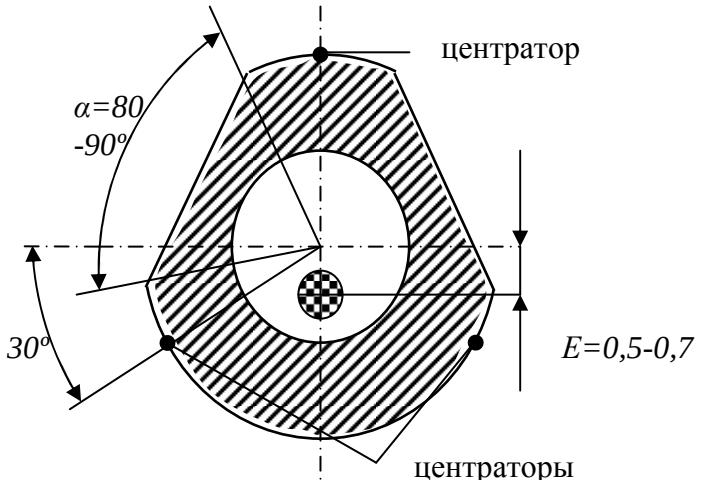


Рис.2 Форма поперечного сечения компоновки КСМ

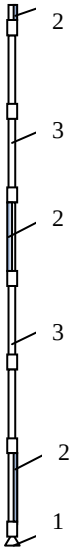


Рис.3 Бурильная колонна с КСМ

Для повышения эффективности работы бурильных колонн типа СБТМ, ЛБТН, СБТН, использующихся для бурения скважин с отбором керна, в том числе, увеличенного диаметра, твердосплавными коронками, коронками с резцами типа PDC предлагается оснащать бурильные колонны несколькими трубами КСМ, установленных в сжатой части бурильной колонны с некоторым переменным шагом. Схема установки труб КСМ предполагает установку нижней компоновки над долотом или колонковым набором – в зависимости от вида бурения, а последующие трубы КСМ устанавливать выше на интервале наиболее нагруженной части бурильной колонны. Для оснащения бурильной колонны на интервале сжатого участка в пределах 200 метров будет достаточно 3–4 компоноки КСМ (рис.3). Каждая из компоновок КСМ 2, установленных над буровым инструментом 1 с определенным интервалом между бурильными трубами 3, будет выступать в роли «ведущей и организующей» упорядоченное вращение деформированного участка бурильной колонны определенной длины.

В данном случае основной методической задачей, которую необходимо решить, является задача определения оптимального размещения КСМ в интервале сжатого участка колонны.

Другой проблемой использования КСМ при бурении с низкой частотой вращения может являться недостаточная величина эксцентриситета центра тяжести Е (см. рис.2). С этой целью решается задача создания труб КСМ с повышенным значением эксцентриситета центра тяжести.

С этой целью рассматриваются варианты исполнения формы поперечного сечения КСМ, а также варианты увеличения эксцентриситета за счет применения металлов с более высокой плотностью. Базовой формой поперечного сечения КСМ остается форма, показанная на рис.2. Как показывают исследования [2] и приведенные на рис.1 графики большое влияние на эффективность работы труб КСМ наряду с частотой вращения оказывает величина коэффициента трения между колонной и стенкой скважины. С этой целью предлагаются специальные переходки с опорами качения [1,2], а также наряду с традиционными средствами и методами снижения сил трения в скважинах, рекомендуется использование средств обеспечивающих снижение коэффициента трения между колонной и стенкой скважины за счет передачи вибрационного импульса к бурильной колонне.

Таким образом, предлагается решать задачу совершенствования не только самой компоновки КСМ, но и вспомогательных элементов, таких как центрирующие опоры, выполненные в виде опор качения, в отличие от традиционных центрирующих средств.

С целью реализации предлагаемой технологии важным является определение особенностей технологии бурения новым типом компоновки бурильной колонны и оптимальных условий ее применения.

Проведенные исследования и разработки позволят повысить эффективность работы бурильных колонн при бескерновом бурении, при бурении скважин в сложных горно-геологических условиях, при бурении наклонных скважин.

Литература

1. Нескоромных В.В. Направленное бурение и основы кернометрии: учеб. пособие/ В.В.Нескоромных. – Красноярск: Изд. СФУ, 2012. – 328 с.
2. Костин, Ю.С. Современные методы и технологии по управлению траекториями геологоразведочных скважин/ Ю.С.Костин, Ю.Г. Соловов, В.В. Нескоромных [и др.] – Чита: Изд. ООО «Издательский дом «Ресурсы Забайкалья» , 2004. – 352 с.

ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДОВ РАСЧЕТА КРЕПИ ВЕРТИКАЛЬНОГО СТВОЛА В УСЛОВИЯХ СЕВЕРА

А.В. Тарасов
Научный руководитель профессор М.М. Иудин
Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова, г. Якутск, Россия

Эксплуатация горных выработок в условиях Севера показывает, что обеспечение устойчивости горных пород наиболее благоприятно при сохранении породного массива вокруг выработки в многолетнемерзлом естественном состоянии. В этом состоянии отдельные куски горной породы и агрегаты минералов сцементированы льдом в порах и трещинах, что обеспечивает монолитность и высокую прочность породного массива. Кроме того, лед, как компонент сложной системы, каким является многолетнемерзлый породный массив, способствует выравниванию неравномерных нагрузок со стороны минерального скелета горных пород и создаст условия монотонного формирования напряженного состояния в породном массиве вокруг вертикального ствола. Поэтому, развитие геомеханических процессов в многолетнемерзлом массиве горных пород вокруг выработки протекает в области механического влияния выработки, связанной с ее проведением в массиве. Другие горнотехнические факторы, особенно геокриологические условия, не существенно влияют на характер протекания геомеханических процессов.

При изменении естественного температурного режима многолетнемерзлого породного массива под воздействием положительного теплового режима выработки интенсивно развиваются геомеханические процессы в приконтурной области массива, особенно в зоне протаивания вокруг выработки. При оттаивании льда нарушается связность, ослабевает сцепление отдельных кусков, блоков мерзлых пород, увеличивается пористость и трещиноватость горных пород, и вследствие этого уменьшается прочностные и деформационные свойства в приконтурном слое породного массива. Под влиянием изменяющейся геомеханической обстановки (из-за колебаний температурного состояния горных пород) вокруг выработки происходят процессы,

вызывающие нагрузку со стороны оттаявшего слоя пород на крепь вертикального ствола. Потеря цементирующих свойств льда в оттаявшем слое пород приводит к появлению нагрузок минерального скелета горных пород одного куска на другой, что вызывает неравномерность распределения напряжений и деформаций по периметру вертикального ствола. Знание термомеханических процессов, происходящих в многолетнемерзлом породном массиве, позволяет при проектировании крепи вертикальных стволов корректно оценивать параметры и конструкцию крепи в разных геокриологических условиях и теплового режима в выработке.

Расчет параметров крепи вертикальных стволов рудников, проектируемых в многолетнемерзлом породном массиве, рекомендуется выполнять на основе следующих методических положений:

1. Расчет теплового режима рудника или системы выработок должен учитывать параметры вентиляции рудника и включать прогноз температуры воздуха и породного массива. На основе расчета температурного режима породного массива выполняется прогноз динамики протаивания мерзлых пород вокруг вертикального ствола на весь срок эксплуатации выработки.

2. Выбор расчетной схемы термомеханического воздействия многолетнемерзлого породного массива и крепи вертикального ствола, обоснование и выбор исходных физико-механических свойств горных пород и проектируемой крепи вертикального ствола. На основе анализа горногеологических, геокриологических условий месторождения и результатов температурного прогноза многолетнемерзлого породного массива устанавливается расчетная схема термомеханического взаимодействия крепи вертикально ствола с окружающими горными породами.

Общий порядок выбора и расчета крепи вертикального ствола слагается из следующих операций, проводимых дифференцированно по участкам с одинаковым термомеханическими условиями эксплуатации:

-На основе анализа инженерно-геологических и геокриологических данных месторождения проводиться оценка термомеханического состояния массива горных пород;

-По теплофизическим характеристикам мерзлых и талых горных пород и параметрам теплового режима в вертикальном стволе осуществляется прогноз динамики протаивания мерзлых пород вокруг выработки на весь период его эксплуатации;

-По результатам анализа термомеханического взаимодействия протаивающего многолетнемерзлого породного массива и крепи вертикального ствола проводиться прогнозный расчет нагрузок на крепь и параметры взаимодействия;

-Выполняется прогноз возможных неблагоприятных сочетаний нагрузок и воздействий на крепь вертикального ствола с учетом динамики изменения горногеологических и геокриологических условий месторождения в процессе подземной разработки и их техногенного воздействия на породный массив вокруг вертикального ствола, и проводится расчет крепи выработки в этих условиях. И в особо ответственных случаях дополнительно выполняется специальный прочностной расчет крепи, и проверка устойчивости формы крепи.

Таким образом, предлагается расширять методологию нормативного проектирования, принимая за основу базу нормативных документов, путем разработки функциональных коэффициентов и введении их в методические рекомендации, учитывающие особенности горно-геологических условий, не вошедших в нормативные документы. Это позволит не выходить за рамки СНиП и в то же время учитывать в методах проектирования степень влияния сложных горно-геологических условий.

В настоящее время проектирование вертикальных стволов осуществляется в соответствии с рекомендациями СНиП [1]. В этом нормативном документе основой расчета является оценка устойчивости горных пород по показателю, представляющая собой отношение силы тяжести горных пород и сопротивление пород сжатию, на основе которой производится расчет нагрузки на крепь вертикального ствола, и определяются параметры крепи.

Анализ методов расчета и формы потери устойчивости пород в реальных горно-геологических условиях и их не соответствие положения СНиП показывает, что можно ввести трехстадийное проектирование вертикальных стволов, учитывающий широкие горно-геологические условия месторождений [2]:

1-й этап. По данным геологической разведки месторождения оцениваются горно-геологическими условиями подземной разработки, принимаются основные решения по проведению и креплению горных выработок. Выбирают рациональные схемы проведения и крепления выработки.

2-й этап. В ходе строительства выполняется детальное изучение горно-геологических условий породного массива. Проводятся дополнительные исследования по геомеханической оценке устойчивости породного массива вокруг выработки. На основании исследований производят дополнительную корректировку проектных решений.

3-й этап. На стадии эксплуатации выработки путем организации систематического мониторинга состояния крепи и вмещающих горных пород производят оценку влияния различных негативных факторов, которые не были учтены и рассчитаны на первых стадиях проектирования. В ходе этапа разрабатываются дополнительные мероприятия по защите крепи выработки и обеспечения устойчивости породного обнажения вокруг выработки.

Методологию проектирования [2] можно и целесообразно распространить (адаптировать) и для геокриологических условий месторождений Севера. Предпосылки есть: результат многолетних исследований по развитию горного дела на Севере позволяют корректно оценивать характер протекания термомеханических процессов в породном массиве в разных температурных состояниях; современное состояние уровня и новизны технических и технологических решений позволяют оптимизировать параметры крепления выработки в соответствии с прогнозными величинами геомеханических процессов в породном массиве.

Литература

1. СНиП П–94–80. Подземные горные выработки / Госстрой СССР.– М: Стройиздат, 1982. – 31с.
2. Плешко М.С., Масленников СЛ. Прогрессивные подходы к проектированию глубоких вертикальных стволов. // "Физика горных пород". – М: Мир горной книги, 2006. – С. 409 – 415.

ПРАКТИЧЕСКИЙ ОПЫТ СОЗДАНИЯ КОМПЬЮТЕРНОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ БУРОВЫМ СТАНКОМ «ИНСАБ»

Е.В. Тян[1], Н.Е. Горшенин[2]

Научный руководитель доцент В.Г. Храменков[2]

[1]ООО «ГеоКомпани», г. Новосибирск, Россия,

[2]Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Многочисленные теоретические исследования, анализ производства при бурении геологоразведочных скважин, современные требования к повышению производительности труда привели к идее автоматизации процессов бурения. В конце прошлого века в СССР предпринимались попытки изготовления систем с различной степенью автоматизации, но в полной мере автоматизированного процесса бурения получить так и не удалось. Причинами были и не высокий уровень развития вычислительных систем, несовершенство средств автоматизации, их большие габариты, высокая стоимость и низкая надежность, а также отсутствие методики, достоверно описывающей процессы бурения. В 90-х годах прошлого века и по настоящее время развитие этого направления практически остановилось.

В 2011 году руководство геологоразведочного предприятия ТОО «Корунд» (Восточный Казахстан) возобновило работы по практическому созданию автоматизированного бурового станка. Для выполнения этой задачи было привлечено ООО «ГеоКомпани» (г. Новосибирск). Руководство этого предприятия, приступив к созданию «Интеллектуальной системы автоматизированного бурения», в дальнейшем «ИнСАБ», разделило работы на два этапа:

Создание адаптированного под специфику бурового станка человеко-машинного интерфейса на базе компьютера, который позволил бы при помощи одного пульта осуществлять контроль, задание параметров и управление исполнительными механизмами станка. Наличие компьютера позволяет вносить изменения в программу в процессе отладки, сохранять архивные данные, при необходимости передавать отчеты, и, главное, реализовать в действии автоматизированный процесс бурения.

Проведение полевых испытаний, разработка алгоритмов и программного обеспечения для автоматизированного процесса бурения геологоразведочных скважин на базе данной системы управления.

При выполнении первого этапа система управления была разделена на ряд основных рабочих подсистем (см. рисунок):

подсистема привода вращателя (ППВ),

гидравлическая подсистема станка (ГПС),

подсистема подачи бурового раствора (ПБР),

Эти основные подсистемы работают на рабочий орган РО – “вращатель–бурильный вал”. Они включают в себя звенья обратной связи – датчики – “органы чувств”. Поэтому названные ранее подсистемы можно назвать контролирующими подсистемами стабилизации, сигнализации, ограничения и др.

Пульт управления на базе компьютера – это звено контроля и управления технологическим процессом с мощным программным обеспечением, позволяющим реализовать работу «ИнСАБ».

Подсистема привода вращателя, помимо стандартных узлов бурового станка, содержит частотный преобразователь (ЧП), питающий привод станка, и датчик частоты вращения шпинделя станка. Наличие частотно-регулируемого привода позволяет плавно, в широких пределах менять частоту вращения шпинделя, исключить из механической схемы станка муфту сцепления ввиду плавного пуска, кроме того, ЧП дополнительно выдает в систему информацию о потребляемой двигателем мощности и токе, что совместно с датчиком частоты вращения позволяет контролировать крутящий момент на шпинделе.

В гидравлической подсистеме станка используются гидрораспределители с электромагнитным управлением, частотно – регулируемый привод маслонасоса и датчик давления масла, информация с которого поступает в систему и используется для индикации осевого усилия, а также служит источником обратной связи для поддержания необходимого давления.

Способ регулирования осевой нагрузки защищен авторским свидетельством Роспатента на полезную модель. Все функции гидросистемы автоматизированы. Бурильщик выбирает на пульте вид операции, с помощью рукоятки электронного задатчика, расположенного на пульте, задает уровень давления, а исполнительные механизмы подсистемы гидропривода выполняют заданные функции.

Применение данного типа гидросистемы позволяет значительно сократить непроизводительные затраты времени на переключения, которые при работе на станках шпиндельного типа отнимают много времени у персонала.

Подсистема подачи бурового раствора состоит из частотно-регулируемого привода бурового насоса и датчиков давления и расхода бурового раствора. На экране бурильщика соответственно отображаются эти параметры. Производительность бурового насоса плавно регулируется с пульта управления.

Контроль перемещения шпинделя состоит из лазерного дальномера. Данное решение обусловлено несколькими соображениями: во-первых, отсутствуют механические части, что во многом повышает его надежность, во-вторых, лазером обеспечивается точность и высокая скорость получения информации.

На компьютерный пульт управления с сенсорным экраном сведены все органы управления станка и индикаторы параметров.

Работает система следующим образом: оператор О на пульте управления ПБК выбирает параметры для установки задания, с помощью задатчика З устанавливает их значения, затем соответствующими кнопками на пульте включает подсистемы и их исполнительные механизмы. Они, в свою очередь, воздействуют на рабочий орган РО. Датчики параметров ДП передают информацию на пульт бурильщика ПБК. Он контролирует по ним процесс бурения и при их отклонении от нормы вносит коррективы. При необходимости параметры могут сохраняться на регистраторе Рег или передаваться при наличии связи диспетчеру. Программное обеспечение в настоящее время позволяет предотвращать аварийные ситуации.

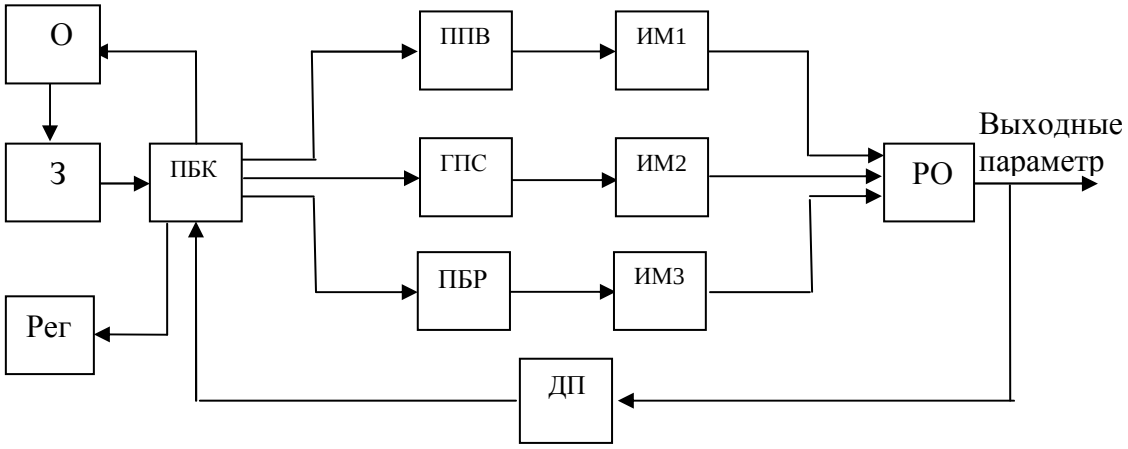


Рис. Структурная схема «ИнСАБ»:
З – задатчик; ПБК – пульт бурильщика компьютерный; ППВ – подсистема привода вращателя; ГПС – гидравлическая подсистема станка; ПБР – подсистема подачи бурового раствора; ИМ1–ИМ3 – исполнительные механизмы; РО – рабочий орган; ДП – датчики параметров; Рег – регистратор; О – оператор (бурильщик)

Буровой станок СКБ-5113, оснащенный комплексом «ИнСАБ», получил удобную и эргономичную систему управления. Благодаря этому значительно снизилась физическая и психологическая нагрузки на оператора. Улучшились условия труда бурильщика и культура рабочего места.

Экономический эффект от внедрения системы можно просчитать теоретически: снижение аварийности, издержек времени на переключения, экономия электроэнергии за счет применения частотных преобразователей на всех электродвигателях. Практически просчитать экономический эффект можно будет в ближайшее время по полугодию, в марте 2013 года – по году.

Сравнительный анализ затрат времени на “перекреп” во время бурения показал, что автоматизированная система позволяет уменьшить время на данную операцию на 1–1,5 минуты, что в пересчете на время чистого бурения дает прирост проходки до 8 %.

Комплекс «ИнСАБ» был установлен на буровой станок СКБ-5113 в феврале 2012 г. В последующий период проводилась доводка программного обеспечения, устранялись мелкие недостатки. В целом комплекс доказал свою живучесть. В декабре 2012 года сделано заключение об успешной реализации первого этапа проекта. С января 2013 года начаты полевые испытания, разрабатываются алгоритмы работы системы в автоматическом режиме, таким образом, ООО «ГеоКомпани» приступило ко второму этапу проекта «ИнСАБ».

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ С УЧЁТОМ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СКВАЖИН С ЦЕЛЬЮ СНИЖЕНИЯ ПРИРОДНОЙ ГАЗОНОСНОСТИ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

Е.А.Шубина
Научный руководитель доцент В.И. Брылин
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В связи с развитием угледобывающей промышленности, стремительными темпами увеличивается глубина ведения горных работ, а, следовательно, и природная газоносность разрабатываемых участков, что существенно влияет на безопасность ведения работ, объёмы добычи угля, попутно добытого газа и загрязнение окружающей среды.

На сегодняшний день с целью снижения природной газоносности на угольных шахтах широко применяются текущая и предварительная дегазация угольных пластов, для проведения которой производится бурение от 10 до 100 тысяч метров скважин на один выемочный столб, что сопровождается вынужденным простоем оконтуренного выемочного участка в связи с его дегазацией.

Для решения проблемы снижения высокой природной газоносности к моменту начала ведения горных работ по пласту, предлагается внедрение заблаговременной дегазации участка с применением геологоразведочных скважин, намеченных к бурению при производстве разведочных работ по проектируемому участку.

Использование разведочных скважин для проведения заблаговременной дегазации участка позволит рационально использовать время необходимое на проектирование горных работ, проведение экспертизы проекта отработки участка и начальной стадии строительства предприятия, на выполнение работ по снижению природной газоносности к моменту начала проведения вскрывающих и подготовительных выработок.

В среднем по действующим угольным предприятиям Кузбасса мощность зоны газового выветривания угольных пластов изменяется от 200 м до 120 м, что соответствует горизонтам от +200 до ± 0 м, развитие горных работ на сегодняшний день осуществляется на горизонте ± 0 и ниже, природная газоносность по горизонтам имеет следующие значения, представленные в табл. 1.

Таблица 1

Общие сведения о природной газоносности Кузбасса

Интервал глубин, м. абс.	Природная газоносность, м3/т с.б.м	Глубина ведения горных работ, м
+ 200	0–9	100–200 (зона метановыветривания)
+100	10–15	200–300
±0	13–22	300–400
–300	22–30	600–900

Из табл. 1 следует, что природная газоносность угольных пластов действующих предприятий в среднем составляет 10 – 22 $м^3$/т сухой беззольной массы (с.б.м.) и с увеличение глубины разработки будет только увеличиваться, что приведёт к серьёзным производственным затратам на снижение газоносности.

В соответствии со статьей 14 ФЗ № 81 Правительство РФ постановлением от 25.04.2011 № 315 устанавливает обязательное проведение дегазации угольных пластов при превышении природной газоносности 13 м3/т с.б.м.

В странах с более развитой угольной промышленностью, в целях обеспечения безопасных условий труда, данный порог уже снижен до 9 $м^3$/т с. б. м. В связи с многочисленными взрывами на угольных шахтах, данный вопрос о снижении порога до 9 $м^3$/т уже рассматривается и в РФ, но пока остался без изменений. Следовательно в будущем при отработке участков с природной газоносностью 13 – 30 $м^3$/т с.б.м., заблаговременная дегазация неизбежно перейдёт в разряд необходимых мероприятий, на выполнение требуется не один год и существенные затраты на создание сети дегазационных скважин.

Кроме того, в зависимости от величины относительной метанообильности производится установление категории шахты по метану. Таким образом, согласно п. 267 «ПБ в угольных шахтах», при относительной метанообильности 15 $м^3$/т и более, шахту относят к категории «сверхкатегорной». Проведенный анализ относительной метанообильности угольных шахт Кузбасса, работаюших ниже гор ± 0, показывает, что все шахты относятся к «сверхкатегорным», так как относительная метанообильность составляет 30 – 90 м3/т.

Учитывая вышеизложенное, подчёркивается актуальность проблемы высокой природной газоносности, так как относительная метанооообильность в 2 – 6 раз превышает установленный критерий отнесения шахт к «сверхкатегорной» категории. Поэтому вопрос о целесообразности многофункционального использования разведочных скважин с целью проведения заблаговременной дегазации, необходимо рассматривать при составлении проекта разведки участка.

Применяя разведочную сеть в соответствии с «Методическими рекомендациями по применению классификации запасов месторождений и прогнозных ресурсов твердых полезных ископаемых углей и горючих сланцев» [1], помимо решения задач, поставленных геологическим заданием, можно производить в дальнейшем и заблаговременную дегазацию проектируемого участка с использованием планируемых скважин.

В табл. 2 представлен анализ покрываемой площади дегазируемого участка при зонах влияния воздействия на пласт 200 и 300 м, и размещении проектируемых геологоразведочных скважин в соответствии с вышеуказанными рекомендациями.

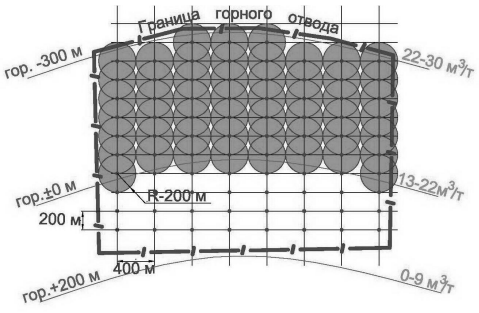


Рис. План размещения скважин

Таблица 2

Сравнительный анализ влияния плотности разведочной сети на количество покрываемой площади для производства заблаговременной дегазации участка

<table>
<tr><td rowspan="4">Выдержанность пластов</td><td rowspan="4">Покрываемая площадь дегазируемого участка</td><td colspan="6">Расстояния между скважинами по категориям запасов, м</td></tr>
<tr><td colspan="2">A</td><td colspan="2">B</td><td colspan="2">C1</td></tr>
<tr><td>между линиями</td><td>между скважинами на линиях</td><td>между линиями</td><td>между скважинами на линиях</td><td>между линиями</td><td>между скважинами линиях</td></tr>
<tr><td>600–800</td><td>200–400</td><td>800–1200</td><td>400–600</td><td>до 2000</td><td>до 1000</td></tr>
<tr><td rowspan="2">Выдержанные</td><td>При радиусе влияния воздействия на пласт 200 м</td><td colspan="2">45–78%</td><td colspan="2">20–45 %</td><td colspan="2" rowspan="2">13–28 %</td></tr>
<tr><td>При радиусе влияния воздействия на пласт 300 м</td><td colspan="2">72–100 %</td><td colspan="2">35–75 %</td></tr>
<tr><td rowspan="3">Относительно выдержанные</td><td rowspan="2">При радиусе влияния воздействия на пласт 200 м</td><td>300–400</td><td>150–250</td><td>400–600</td><td>200–300</td><td>до 1000</td><td>до 500</td></tr>
<tr><td colspan="2">100 %</td><td colspan="2">75–100%</td><td colspan="2" rowspan="2">25–55%</td></tr>
<tr><td>При радиусе влияния воздействия на пласт 300 м</td><td colspan="2">100 %</td><td colspan="2">100%</td></tr>
</table>

Например, учитывая требования заложения геологоразведочных скважин для относительно выдержанных пластов: 200 м между скважинами, до 400 м между линиями, создаваемая сеть при радиусе гидрорасчленения 200 м позволит дегазировать до 100 % площади участка (см. рис.) и снизить природную газоносность до 13 м^3/т с. б. м и более [2]. Представленная сеть скважин, так же может использоваться при отработке участка для дегазации выработанного пространства, что предотвратит внезапное загазирование горных выработок при посадке основной кровли.

Следовательно, сгущение разведочной сети на стадии разработки проекта разведки участка, в свою очередь позволит произвести подсчёт запасов по более высоким категориям, а так же в дальнейшем обеспечить дегазацию 100 % площади проектируемого участка, снизит природную газоносность на 70% [3] и обеспечит безопасное ведение горных работ без применения предварительной и текущей дегазации.

Рассматривая применение разведочных скважин в качестве дегазационных, автоматически решается ряд производственных вопросов:

Существенно снизятся затраты на бурение непродуктивных отложений и зоны метановыветривания за счёт многофункцианального использования скважин (120 – 200м по каждой скважине).

Сокращаются затраты на обсадные трубы, так как по опыту их извлечения до 40% труб деформируются.

Используются ранее вырубленные просеки для дальнейшего развития инфраструктуры и т.д.

Исключаются простои высокопроизводительного оборудования по добыче угля по газовому фактору. Так как при нагрузках на забой 1500 – 2000т в сутки, необходимо обеспечить эффективность дегазации на уровне 35 – 60%, что весьма трудно достичь при производстве предварительной и текущей дегазации.

Повысится рентабельность угледобычи за счёт использования добытого газа для выработки собственной электроэнергии, организации автозаправок, применения в котельных и т.д.

Экологический аспект! В связи с тем, что за последние десятилетия количество выбросов метана в атмосферу из шахт Кузбасса возросло примерно в 8 раз, практическое использование добываемого метана позволит снизить образование фотохимического смога и «парникового» эффекта.

Литература

1. Методические рекомендации по применению классификации запасов месторождений и прогнозных ресурсов твердых полезных ископаемых. Угли и горючие сланцы.– М.: Изд. ФГУ ГКЗ, 2007.– 34 с.
2. Отраслевое руководство по заблаговременной дегазационной подготовке высокогазоносных угольных пластов к безопасной и эффективной отработке.– М.: Изд. МГГУ, 2006. – 46 с.
3. Крейнин Е.В. Дегазация угольных пластов нужны новые технические решения // Журнал «Уголь».– М., 2010. – № 4.– С.43–47.

О ПРИМЕНЕНИИ БУРОВОГО СПОСОБА ПРИ РАЗВЕДКЕ РОССЫПНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Э.А. Эверстов, Н. Г. Тимофеев
Научный руководитель профессор Р.М. Скрябин
Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова, г. Якутск, Россия

Россыпные месторождения зоны многолетней мерзлоты имеют существенное отличие от аналогов, расположенных в районах с умеренным климатом и положительной температурой горных пород геологического разреза. Специфика их обусловлена комплексным взаимодействием горно-геологических, горнотехнических и климатических факторов. Весьма жесткими являются климатические условия региона, в котором мощность распространения многолетней мерзлоты составляет порядка 250–400 м. [3].

В практике геологоразведочных работ при разведке россыпных месторождений широкое распространение получил способ проходки шурфов с механическим и ручным подъемом породы воротками.

В этой связи, в условиях рассредоточенности объектов на значительной территории, сезонности ведения горных работ, низкого уровня механизации тяжелых и трудоемких процессов, недостаточного уровня обеспечения горной техникой, высокой стоимости шурфопроходческих работ необходим поиск принципиально новых методов и технических средств разведки россыпных месторождений. В этом плане перспективным является применение бурового способа при проходке разведочных шурфов.

Буровой способ проходки горных выработок (шурфов, шахтных стволов) и бурение скважин большого диаметра позволяют комплексно механизировать все производственные процессы, обеспечивают минимальную трудоемкость, дают большой экономический эффект и являются безопасным способом, так как исключено нахождение рабочих в горной выработке, в которой иногда возможно наличие вредных и ядовитых газов или имеется возможность обрушения неустойчивых пород.

Бурение скважин большого диаметра выполняется в различных горно-геологических условиях. В отечественной практике для сооружения шурфов применяются различные способы бурения, основными из которых являются:

- вращательный;
- ударный;
- ударно-вращательный.

В зависимости от условий применения и назначения сооружение скважин большого диаметра включает целый комплекс операций по разрушению, транспортировке породы, креплению и оборудованию. Операция по транспортировке выбуренной породы, креплению скважин и т.д. зависят от геолого-технических условий применения. От транспортировки выбуренной породы зависит качество представительности пробы данной выработки.

Ударный способ бурения является весьма эффективным способом в практике бурения скважин большого диаметра [1].

Под ударным способом понимается такое механическое бурение, при котором разрушение породы осуществляется за счет ударного воздействия породоразрушающего инструмента на породу. Различают следующие виды ударного воздействия на породу: бурение с отрывом породоразрушающего инструмента от забоя после каждого удара (ударно-канатное бурение), бурение без отрыва от забоя забивного стакана и применение грейфера.

Вращательный способ бурения является наиболее распространенным. Он охватывает большинство технологических способов непрерывного и рейсового бурения скважин.

В настоящее время проводятся исследования, направленные на изыскание наиболее рациональной технологии вращательного бурения скважин для различных горно-геологических условий. Разработка научно обоснованной технологии бурения позволит более рационально использовать буровые машины и применять наиболее эффективные буровые снаряды, в зависимости от горно-геологических условий и физико-механических свойств буримых пород.

Поэтому, при появлении необходимости сооружения скважин диаметром свыше 500 мм в аналогичных породах в геологоразведочных и изыскательских целях, при проходке шурфов буровым способом, более целесообразно применение вращательного шнекового способа бурения скважин.

Бурение шнеками широко распространено вследствие высокой производительности и простоты технологического процесса. Шнековое бурение дает возможность бурить скважины глубиной 10–40 м и диаметром 500–1500 мм.

Эффективность использования буровых станков зависит от соответствия типа и параметров бурового инструмента условиям бурения. Шнековый способ позволяет вести проходку в неустойчивых грунтах различной плотности, водонасыщенных и склонных к обрушению. Работа шнекового бура зависит от его конструктивных особенностей, технологических параметров режима бурения и физико-механических свойств пород.

При шнековом бурении забой скважины эффективно очищается от разрушенной породы, что обеспечивает большие механические скорости бурения в породах до 6 категории по буримости. Процесс очистки забоя скважины при шнековом бурении идет непрерывно и одновременно с разрушением породы на забое. Отделенная от забоя порода попадает на непрерывно набегающую винтовую ленту шнека и поднимается верх к устью скважины.

Проанализировав существующие способы бурения скважин большого диаметра, нами ставится задача о замене шурфопроходческих работ бурением скважин большого диаметра с транспортированием разрушенной породы шнековым способом и поинтервальным отбором пробы, для повышения качества представительности опробования.

При этом необходимо отметить характерные недостатки бурения шнековым способом. Вследствие сложности геологического строения россыпных месторождений и специфических физико-механических свойств разведуемого полезного ископаемого, порода плохо транспортируется по непрерывно набегающим лентам шнека в открытом стволе, допуская смешение пробы с материалом из стенок скважины и соответствующее снижение представительности пробы.

Для достижения поставленной цели, нами разработана конструкция нового, более совершенного бурового снаряда, который обеспечивает поинтервальный отбор пробы, отвечающей следующим требованиям методики разведки [2]:

1.Минимальный диаметр скважины, при котором систематическая ошибка в подсчете средних содержаний по скважинам не должно превышать 5–10%, составляет в пределах 540–600 мм;

2.Техника и технология бурения должны обеспечивать поинтервальное опробование продуктивного пласта с величиной интервала от 0,2 до 1,0 м;

3.Буровой инструмент должен обеспечивать бурение всей толщи рыхлых отложений практически любого литологического и петрографического состава при сохранении высокого качества отбираемых проб.

Буровой снаряд работает следующим образом. При вращении снаряда забурником разрушается определенный интервал породы на забое скважины. Процесс очистки скважины и транспортирование разрушенной породы при использовании шнекового транспортера идет непрерывно. При этом выбуренная порода накапливается внутри колонковой трубы. По мере проходки определенного интервала скважины снаряд поднимается на поверхность.

Разработанный буровой снаряд большого диаметра с поинтервальным отбором проб имеет следующие преимущества:

- используется относительно упрощенная конструкция бурового снаряда;
- шнековый транспортер расположен внутри колонковой трубы, при этом разрушенная порода не затирается в стенки скважины и обеспечивается качественный отбор пробы в полном объеме;
- возможность рейсового (поинтервального) отбора проб;
- при использовании снаряда с большим диаметром (более 500 мм) возможны как технологический, так и валовый отбор проб выделенного горизонта;
- механизация основных работ, обеспечивающая безопасность и сокращения ручного труда.

Внедрение и дальнейшее совершенствование бурового снаряда позволит заменить трудоемкую и устаревающую технологию шурфопроходческих работ бурением скважин большого диаметра с транспортированием разрушенной породы шнековым способом, который позволит значительно повысить производительность разведки россыпных месторождений и получить большой экономический эффект.

Литература

1. Брылин В.И. Бурение скважин на россыпи: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2000. – 110 с.
2. Сулакшин С.С. Способы, средства и технология получения представительных образцов пород и полезных ископаемых при бурении геологоразведочных скважин: Учебное пособие. – Томск: Изд-во НТЛ, 2006. – 230 с.
3. Шерстов В.А. Подземная разработка многолетнемерзлых россыпных месторождений: Учебно-методическое пособие. – Якутск: ЯГУ, ИГДС СО РАН, 2002. – 124 с.

ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ ШАРОШЕЧНЫМИ ДОЛОТАМИ

М.Г. Юрин
Научные руководители профессор В.В. Нескоромных, старший преподаватель С.О. Леонов
Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

Перспективным направлением повышения производительности бурения шарошечными долотами является интенсификация режимных параметров, в основном – осевой нагрузки. Но использование этого фактора ограничивается, как предельными значениями величины осевого усилия, так и прочностью самих долот. Вместе с тем исследования разрушения горных пород при внецентренном нанесении ударов могут позволить реализовать эту задачу без дополнительных энергозатрат.

Результаты стендовых исследований позволяют судить о повышенной эффективности процесса разрушения горных пород внецентренным приложением ударов.

Энергоемкость разрушения горных пород в зависимости от энергии удара при различных значениях эксцентриситета приложения ударов определяется по формуле:

$$q = \frac{A}{V}, \quad (1)$$

где A – энергия удара, Дж
V – объем разрушения, мм^3.
Энергия удара рассчитывается по формуле:

$$A = Q \cdot h_y \cdot \cos\Delta, \quad (2)$$

где Q – вес ударника, Н;

h_y – высота сбрасывания ударника, м;

Δ – угол вектора ударного импульса по отношению к оси направляющей трубы, градус.

Угол Δ рассчитывается по формуле:

$$\Delta = arctg\frac{2E}{l_y}, \quad (3)$$

где E – эксцентриситет приложения удара, м;

l_y – высота ударника, м.

Главная особенность внецентренного удара состоит в том, что в породе под различными породоразрушающими вставками долота напряжения в момент удара будут не равны.

Нормальные σi и касательные τ_i напряжения в породе под каждой из вставок можно рассчитать по формулам:

$$\sigma_i = \frac{3 \cdot P \cdot \cos^2\psi_i \cdot \Delta}{2 \cdot \pi \cdot \eta^2}; \quad (4)$$

$$\tau_i = \frac{3 \cdot P \cdot \cos\psi_i \cdot \cos\Delta \cdot \sin\Delta}{2 \cdot \pi \cdot r_i^2}, \quad (5)$$

где i – номер породоразрушающей вставки, определяющий значения r_i и ψ_i;

r_i – расстояние от точки приложения удара до породоразрушающей вставки, м;

ψ_i – угол между вертикалью и направлением от центра приложения удара к i породоразрушающей вставке, градус;

P – сила удара, Н.

Угол ψ_i рассчитывается из формулы:

$$\psi_i = \frac{\arccos L_d}{r_i}, \quad (6)$$

где $L_д$ – высота долота с шариком, м.

Напряжения под вставками не равны, их максимальные значения наблюдаются под теми вставками, которые расположены со стороны точки приложения удара. При этом максимальные значения напряжений при внецентренном ударе превышают, а минимальные существенно ниже уровня напряжений, получаемых при центральном ударе, для которого характерно равенство напряжений под всеми породоразрушающими вставками.

Из представленных данных следует, что наибольший объем разрушения породы наблюдается при определенном значении эксцентриситета приложения удара. При этом объем разрушения при внецентренном ударе превышает объем разрушения породы при центральном ударе, а прирост объема разрушения более значителен для твердого и хрупкого гранита.

Учитывая то, что энергия удара при внецентренном ударе снижается по мере увеличения эксцентриситета приложения удара (зависимости (2), (3)), очевидно, что при некотором эксцентриситете приложения удара происходит существенное снижение энергоемкости разрушения породы в сравнении с центральным ударом.

Увеличение объема разрушения горных пород при внецентренном приложении удара объясняется концентрацией высоких напряжений под некоторыми вставками. В то же время наличие экстремальных значений напряжений в породе при внецентренном ударе не объясняет до конца причин роста объема разрушения породы по сравнению с центральным ударом той же энергетики.

В данном случае следует предположить наличие других составляющих механизма разрушения породы при внецентренном ударе.

Отмеченная составляющая определяется тем, что в момент внецентренного удара проявляется действие не только осевого, в направлении забоя, ударного импульса, но и сдвиговые ударные усилия в плоскости забоя. Наличие данной составляющей подтверждается вытянутыми, по направлению к центру приложения внецентренного ударного импульса, формами лунок разрушения породы.

Тангенциальные ударные усилия приводят к изменению формы, повышению размеров лунок разрушения и обеспечивают отделение от забоя части массива горной породы, которая испытала разрушающее действие, разделена трещинами, но еще удерживается в лунках разрушения силами внутренних связей породы.

Таким образом, показано, что появление усилий, действующих в плоскости забоя в момент внедрения инденторов (резцов) в породу, приводит к повышению эффективности разрушения горных пород.

Подобная картина реализуется при работе шарошечного долота.

В данном случае можно отметить универсальность породоразрушающего действия шарошечных долот, а именно сочетание динамических и статических воздействий на породу и возможность реализации породоразрушающих усилий как в направлении перпендикулярно забою (раздавливание), так и в плоскости забоя (скалывание).

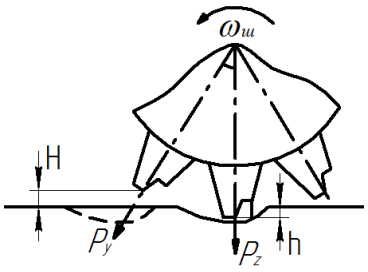


Рис. 1

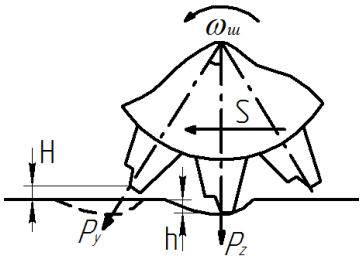


Рис. 2

Для увеличения эффекта разрушения предлагается изменить конфигурацию зубца шарошки, сделать её ступенчатой (рис.1). Смещение точки приложения нагрузки P на величину x может привести к увеличению масштаба разрушения вследствие увеличения концентрации несимметричной ударной нагрузки на меньшей площади контакта зуба с породой. Для долот с симметричным расположением шарошек основой эффект заключается в увеличении лунки разрушения по сравнению с размером лунки, создаваемой обычным зубом и дополнительное фрезерующе-скребущее воздействие а породу и извлечение из лунок частиц сколотой породы, предотвращая их многократное перемалывание.

Ещё большие перспективы открывает применение этого решения в долотах со смещёнными осями шарошек. В таких долотах, благодаря несимметричному расположению осей вращения шарошек и вылету вершин шарошек относительно оси вращения долота возникает их кратковременное проскальзывание S (рис.2) (движение без вращения), в связи с чем зубья работают как резцы, срезая (скалывая) элементы породы. В долотах подобного типа помимо возможного увеличения объема лунки разрушения, наиболее полно реализуется момент проскальзывания шарошек вдоль плоскости забоя, благодаря форме уступа, обращенной по направлению скольжения зуба. При этом будет происходить скалывание дополнительного объема, образующегося при нанесении внецентренного удара зуба.

Литература

1. Корнилов Н.И., Травкин В.С., Берестель Л.К., Коган Д.И. Породоразрушающий инструмент для геологоразведочных скважин. Справочник. – М.: Недра, 1979. – 359 с.
2. Нескоромных В.В. Разрушение горных пород при проведении геологоразведочных работ: Учебное пособие. – Иркутск: Изд. ИрГТУ, 2008.
3. Нескоромных В.В., Фахрутдинов А.А. Исследование возможности формирования ствола различной кривизны в скважинах внецетренными точечными ударами.// Известия ВУЗов "Геология и разведка". – М., 1995. – №2.
4. Сулакшин С.С. Разрушение горных пород при бурении скважин: Учебное пособие для ВУЗов. – Томск: Изд. ТПУ, 2004.

Секция 14

ГОРНОЕ ДЕЛО. РАЗРАБОТКА РУДНЫХ И НЕРУДНЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ГОРНОГО ДЕЛА В ТРЕТЬЕМ ТЫСЯЧЕЛЕТИИ

В.Г. Лукьянов, профессор

Национальный исследовательский 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 горно-разведочных работ резко снизился. И, видимо, так долго не может продолжаться. Существующие рудники дорабатывают разведанные ранее в советское время 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.

К 90-ЛЕТИЮ АКАДЕМИКА, ЛАУРЕАТА ГОСУДАРСТВЕННОЙ ПРЕМИИ О. Д. АЛИМОВА, ОСНОВАТЕЛЯ СИБИРСКОЙ НАУЧНОЙ ШКОЛЫ ГОРНОГО МАШИНОСТРОЕНИЯ, АВТОРА УСПЕШНОГО КОСМИЧЕСКОГО ЭКСПЕРИМЕНТА ПО БУРЕНИЮ СКВАЖИН НА ЛУНЕ, ЗАБОРУ И ДОСТАВКИ ПЕРВОГО ЛУННОГО ГРУНТА НА ЗЕМЛЮ

Г.А. Еремян, Л.В. Яцковский

Научный руководитель доцент Г.М. Иванова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г. Томск, Россия

Алимов Олег Дмитриевич (17 сентября 1923 г., г. Новосибирск – 22 сентября 2003 г., г. Кемерово) – ученый в области горной науки, профессор, академик Киргизской Академии наук, доктор технических наук, заслуженный деятель

науки и техники, лауреат государственных премий СССР и Киргизской ССР, действительный член Российской Инженерной Академии, Академии Горных наук, Почетный профессор Томского политехнического университета. [1][2][3]

Рис. 1. Академик Олег Дмитриевич Алимов

В ТПИ О.Д.Алимов (рис. 1) читал лекции и вел практические занятия по курсам: «Теория механизмов и машин», «Детали машин», «Горные машины», руководил дипломным проектированием на горном, механическом и электромеханическом факультетах. [1]

За годы своей деятельности А. подготовил 12 докторов и более 100 кандидатов наук.[6]

В студенческие годы был организатором первого вузовского спортивного клуба Сибири – спортклуба ТПИ и его председателем. В 1953-1956 гг. – декан горного факультета; был членом профсоюзного бюро факультета, членом парткома ТПИ, депутатом Верховного Совета и Членом Президиума Верховного Совета Киргизской ССР, членом ЦК КП Киргизии. [1; 4][5]

Один из создателей научной школы в области горного машиноведения. Обосновал рациональные параметры конструкций буровых машин, комплексов для проведения восстающих выработок, машин для разработки мёрзлых грунтов; предложил расчёты и конструкции силовых импульсных систем для буровых машин. [2]

Внес большой вклад в разработку научных основ процессов разрушения горных пород, основ конструирования горных машин, комплексной механизации горных работ, силовых импульсных систем, реализованных в машинах и агрегатах для горной, строительной промышленности и машиностроения; в разработку научного направления, связанного с созданием буровых автоматов и роботов для исследования Луны и планет. Результаты работ реализованы при проведении уникальных космических экспериментов «Луна-24», «Венера-14», «Венера-15». Буровым модулем в составе межпланетной станции «Луна-24» были осуществлены забор грунта с поверхности Луны и доставка его на Землю. [3]

Научная работа на кафедре горных машин и рудничного транспорта ТПИ, возглавляемой Алимовым, велась по следующим направлениям: исследование режимов работы и прочих процессов основных типов буровой техники; исследование процессов вращательно-ударного бурения; разработка и изготовление средств вращательного бурения; механизация проведения восстающих горных выработок на основе совершенистования сбоечно-буровых машин, расширение областей их применения, создание проходчиков восстающих выработок; исследование процессов разрушения горных пород различных степеней прочности.

Благодаря этим исследованиям отечественное горное машиностроение освоило выпуск длинноходовых буровых машин и высокомобильных буровых агрегатов с тяжелонагруженными манипуляторами, которые по многим своим параметрам соответствуют классу машин, относимых к промышленным работам. Существенный вклад внесен в решение проблемы механизации тяжелых трудоемких работ на угольных шахтах, особенно в связи с необходимостью создания специальных машин для проходки горизонтальных и восстающих выработок.

На заводах Томска и Новокузнецка было изготовлено несколько типов промышленных образцов новых машин с электрическим, пневматическим и гидравлическим приводами. Их применение увеличило в несколько раз интенсивность обуривания забоев. Были изготовлены и апробированы в шахтах новые расширители углеспускных печей и проходчески восстающих выработок. По результатам исследований в 1960 г. была опубликована монография «Бурильные машины», ценность многих положений и выводов которой не утрачена до сих пор. О.Д.Алимовым и его учениками были заложены научные основы создания буровых землерезных машин и проведены работы по их практической реализации. Это имело большое значение для строительства в условиях Сибири (резка мерзлых грунтов), а также для добычи облицовочного камня.

Томский период в деятельности О.Д.Алимова ознаменован интенсивным развитием важнейшего направления в науке – машиностроения для целенаправленного промышленного воздействия на структуры земных недр и других среды, использование которых связано с разрушением и многомерности. Томская горная школа существенно усилила свой научный фронт, повысила качество подготовки специалистов.

Новосибирский период деятельности Алимова связан с продолжением исследований, начатых в Томске, их развитием и формированием новых научных идей, гипотез.

Во время работы в АН Киргизии О.Д.Алимов решал новые проблемы в области теории удара и силовых импульсных систем с пневматичекими связями; самоходных буровых агрегатов с тяжелонагруженными манипуляторами;

средств механизации добычи ценных строительных материалов, принципиально новых конструкций безмуфтовых процессов для кузнечно-штамповочного производства и др. Были разработаны теория и принципы построения гидравлических пневматических и электрических механизмов как элементов силовых импульсных систем, на основании которых создавались новые машины для горного дела и других областей применения. Существенный вклад О.Д.Алимов внес в разработку нового для отечественной практики горного машиностроения и геологии научного направления, связанного с созданием буровых автоматов и роботов для использования на Луне и планетах.

О.Д.Алимовым опубликовано более 300 научных работ, получено 90 свидетельств на изобретения[1; 5].

В 1970 г. межпланетная космическая станция «Луна-16» впервые в СССР доставила на Землю образцы лунного грунта, взятого с поверхности Луны посредством космического бура, сконструированного О. Д. Алимовым.

В 1976 г. межпланетная космическая станция «Луна-24» впервые в СССР доставила на Землю образцы лунного грунта с поверхности Луны более двух метров. Это удалось сделать благодаря новому, усовершенствованному буровому грунтозаборному устройству, разработанному под руководством О.Д.Алимова.

Буровая установка О. Д. Алимова, благодаря сложному автоматическому устройству, обеспечила забор и транспортировку лунного грунта, а также герметизацию отверстия в возвращаемом аппарате.

Станции нового поколения «Луна-16», «Луна-24» (рис.2), осуществившие автоматический забор лунного грунта и его доставку на Землю, создавались в НПО имени С. А. Лавочкина. Предприятие выпускает космические аппараты для решения очень сложных и интересных научно-технических задач, располагает современной проектно-конструкторской и мощной лабораторной и испытательной базой.

В 1993 году, по инициативе и при активном участии О.Д.Алимова было создано Кузбасское отделение Российской инженерной академии. Этим было положено начало Кузбасского периода деятельности замечательного конструктора. Дополнительно к ранее указанным научным интересам О.Д.Алимова, практика его работы председателем Кузбасского отделения Российской инженерной академии выявила необходимость изучения теории и практического создания новых структур исследовательских и опытно-конструкторских организаций и фирм, технологических центров, техническое и технологическое решение проблем вывода Кузбасского бассейна из экологического и энергетического кризиса.

Роль таких выдающихся личностей, как О.Д.Алимов в истории российской науки и техники трудно переоценить. В Томском политехническом университете его помнят, как студента, преподавателя, сохраняют память о нем, как о выдающемся ученом и конструкторе, внесшем свой вклад в мировую науку.

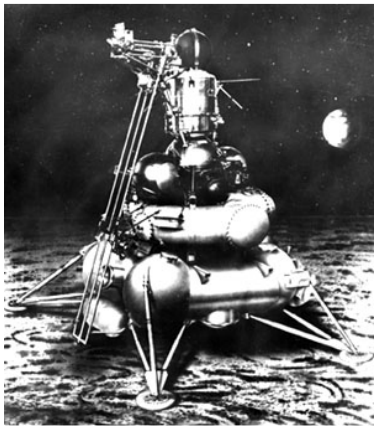


Рис. 2. Космический аппарат «Луна-24»

Литература

1. Гагарин А.В. «Профессора Томского политехнического университета».– Томск: Изд-во ТПУ, 2006 – Т.3. – ч.1 – 326с.
2. Электронный ресурс: http://www.mining-enc.ru/a/alimov/
3. Электронный ресурс: http://www.ako.ru/PRESS/viewtext.asp?C10327=On
4. Электронный ресурс: http://www.laspace.ru/rus/luna24.html
5. Журнал ТПУ «Томский политехник». – Томск: Изд-во Ассоциации выпускников ТПУ, 2003 –№ 9 – 183с.

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОКАЗАТЕЛЬ УДАРООПАСНОСТИ ПО ДАННЫМ ГЕОАКУСТИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА МАССИВА ГОРНЫХ ПОРОД

П.А. Аникин
Научный руководитель профессор И.Ю. Рассказов
Институт горного дела ДВО РАН г. Хабаровск, Россия

Проблема удароопасности на подземных рудниках существует уже несколько десятилетий. На больших глубинах, неизбежное при подземной разработке горное давление, проявляется в динамической форме (горные и горные тектонические удары) и приводит к разрушению участков разрабатываемого массива, создавая серьезную угрозу жизни рабочих, нарушая порядок ведения горных работ, и тем самым снижают эффективность горного производства.

Одним из наиболее удароопасных месторождений Востока России, на котором зарегистрирован весь спектр динамических проявлений горного давления, является месторождение урановых руд «Антей», расположенное в юго-восточном Забайкалье и входящее в состав Стрельцовского рудного узла. Район месторождения приурочен к тектоническому узлу, образованному крупными разломными системами. [2, 3]. Практически все разновидности пород месторождения, а особенно лейкократовые граниты, проявляют склонность к упругому деформированию и хрупкому разрушению в динамической форме. Разработку месторождения «Антей» осуществляет рудник «Глубокий» ОАО «Приаргунского производственного горно-химического объединения».

Первые признаки удароопасности на месторождении Антей были отмечены более 30 лет назад, на стадии строительства при проходке стволов и разведочно-подготовительных выработок [4]. С переходом горных работ на более глубокие горизонты и увеличением выработанного пространства начал происходить рост числа и интенсивности динамических проявлений горного давления (рис. 1).

В горных выработках горное давление в основном проявляется в форме стреляний пород, динамического заколообразования, в виде разрушения искусственной кровли очистных заходок, щелчков и толчков внутри массива без выброса горной массы. Одной из основных форм динамических проявлений в последние годы является толчки в глубине массива и сотрясения. Если до 2009 г. толчки проявлялись в виде щелчков в массиве и пылеобразования по выработкам, то с 2010 г. динамические проявления стали ощущаться на поверхностном комплексе рудника в виде сейсмического события, при этом энергетика АЭ-событий выросла более чем в 3 раза.

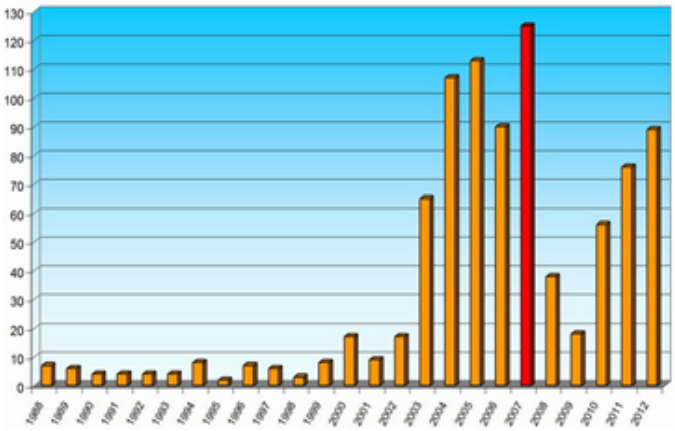


Рис. 1 Изменение числа динамических проявлений горного давления на месторождении Антей при его отработке

Один из случаев мощного горного удара был зафиксирован на месторождении 29 января 2011г. в целике блока 6а-1110 12 заходки 11 слоя. В результате этого события из правого борта и почвы разгрузочного штрека № 1 было выброшено более 10 м3 породы, на протяжении 80 м разрушена крепь с поднятием почвы выработки на 5-15 см. По результатам расследования аварии установлено, что под- и надработка целика блока 6а-1110 привели к срыву по контакту с разломами и перемещению в вертикальном направлении рудно-породного блока клиновидной формы, ограниченного с двух сторон тектоническими нарушениями 13 и 160, с выделением энергии около 5500Дж, выбросом породы и разрушением крепления разгрузочного штрека, рис. 2.

Для оценки геомеханического состояния массива на глубоких горизонтах месторождения «Антей» с 2006 года применяется разработанная Институтом горного дела ДВО РАН многоканальная цифровая автоматизированная геоакустическая система контроля горного давления «Prognoz-ADS», которая позволяет регистрировать АЭ–события в частотном диапазоне 0,5-12 кГц и определять их параметры. По результатам геоакустического контроля формируется база данных различных параметров импульсов акустической эмиссии и и в программном комплексе строятся карты акустической активности, отражающие процессы перераспределения напряжений в массиве горных пород.

По случаям наиболее крупных динамических проявлений, зарегистрированных в 2011 и 2012 гг. был проведен ретроспективный анализ данных геоакустического контроля. В ходе анализа были выявлены пространственно-временные закономерности формирования и развития очагов разрушения в удароопасных участках массива, заключающиеся в появлении в отдельных участках рудничного поля акустически-активных зон (ААЗ), излучающих упругие волны сейсмоакустического диапазона частот, в зависимости от его геомеханического состояния [1].

Экспериментально было установлено, что перед опасным динамическим проявлением горного давления за 3-5 суток наблюдается следующий сценарий поведения параметров акустически активной зоны: наблюдается рост числа АЭ-событий (Noз); уменьшение среднеквадратичного расстояния (Rcpi) от источника АЭ до центра ААЗ; наблюдается увеличение суммарной энергии (ESi); уменьшение временного интервала между АЭ–событиями (tcpi); снижение скорости миграции (voз) центра ААЗ ниже 8 м/сут, а в некоторых случаях до 1–2 м/сут. Все указанные признаки параметров ААЗ указывают на ухудшение геомеханического состояния участка массива горных пород.

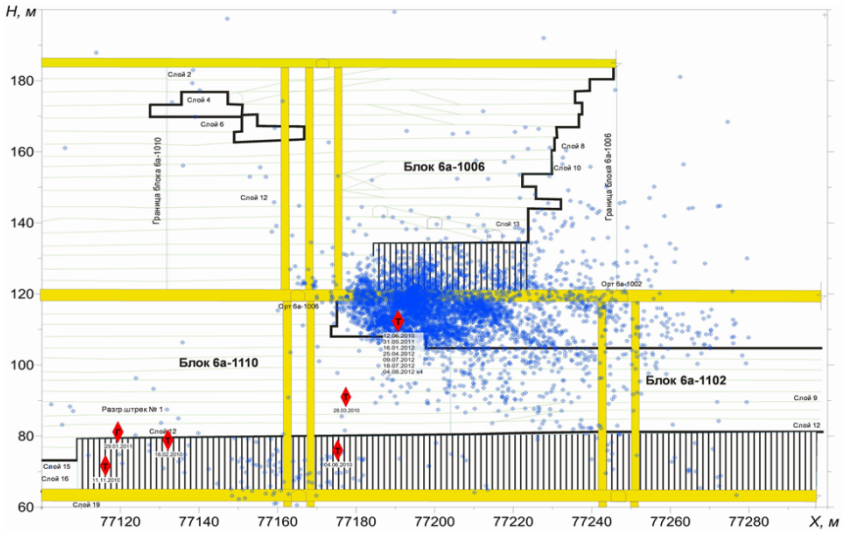


Рис. 2 Пространственное распределение динамических проявлений горного давления в период мониторинга 2010-2012г, в проекции на вертикальную плоскость

Определенная совокупность указанных параметров ААЗ формирует комплексный показатель Куд, который представляет собой отношение значений суммарной энергии (ESi) и числа АЭ-событий в ААЗ (Nozi) к значениям показателей среднеквадратичного отклонения Rcpi, среднему временному интервалу между АЭ–событиями tcpi и скорости миграции центра ААЗ voз.

$$K_{уд} = \frac{E_{Si} \cdot N_{оз}}{R_{ср} \cdot t_{ср} \cdot v_{оз}},$$

Для выявления предельных или критических значений Куд построили интервально вариационный ряд по его значениям. В процессе вариационного анализа было установлено, что для условий месторождения «Антей» критический порог значений Куд находится в интервале 5,1-5,68, на этой границе значений начинаются изменения геомеханического состояния массива. При условии, когда значение Куд выше указанного, массив горных пород следует отнести к категории «опасно».

В ходе экспериментальных исследований было установлено, что за 3-5 суток до опасного динамического проявления в зоне контроля наблюдается рост значений Куд и превышение порога 5,116, указывая на ухудшение геомеханической ситуации в напряженном участке массива.

В процессе математической обработки значений Куд, применив, в том числе, термины комбинаторной теории вероятности, установлено, что при возникновении условия, когда значения Куд превышают 5,116, вероятность прогноза динамического проявления составляет 85%.

В настоящее время предложенный комплексный показатель используется геомеханической службой рудника для осуществления средне- и краткосрочного прогноза удароопасности месторождения «Антей».

Литература

1. Аникин П.А. Оценка геомеханического состояния удароопасного массива горных пород по результатам геоакустического мониторинга на месторождении «Антей» // Проблемы недропользования: материалы VI Всероссийской научно-практической конференции. – Екатеринбург, 2012. – С. 421-431.

2. Рассказов И.Ю., Саксин Б.Г., Аникин П.А. Особенности природно-техногенной геодинамической структуры месторождения Антей и ее влияние на формирование удароопасности // Горный информационно-аналитический бюллетень. – М.: Изд-во «Мир горной книги», 2010. – № 9. – С. 122-127.
3. Рассказов И.Ю., Саксин Б.Г., Петров В.А., Просекин Б.А. Геомеханические условия и особенности динамических проявлений горного давления на месторождении Антей // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых., 2012 – № 3. – С. 3-14.
4. Саксин Б.Г., Рассказов И.Ю., Просекин Б.А. Исследование процессов геомеханической самоорганизации природно-технических систем на удароопасных месторождениях востока России // Горный информационно-аналитический бюллетень. – М.: Изд-во «Мир горной книги», 2011. – № 9. – С. 118-124.

МЕТОДЫ И СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПРИВОДОВ ИСПОЛНИТЕЛЬНЫХ ОРГАНОВ КОМБАЙНОВ «УРАЛ-20Р»

С.А. Асонов
Научный руководитель доцент Д.И. Шишлянников
Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия

Для предприятий, осуществляющих добычу калийной руды подземным способом с использованием проходческо-очистных комбайнов «Урал», актуальной остаётся задача повышения эффективности их эксплуатации. Недостаточная точность в оценке периодичности работ по техническому обслуживанию и ремонту проходческо-очистных комбайнов ведёт к увеличению простоев из-за внезапных отказов и материальных затрат на поддержание их работоспособности. Решение данной задачи возможно на основе внедрения средств и методик оценки фактического состояния узлов и деталей комбайнов «Урал», обоснования диагностических признаков для точной оценки технического состояния приводов исполнительных органов.

На сегодняшний день универсальными оценочными параметрами, по которым контролируется техническое состояние трансмиссии являются: измерение шума и вибрации, температура нагрева и состав масла, замеры мощности на выходе и входе механической системы [3].

В силу исторических причин наибольшее развитие получили методы вибрационного мониторинга с отработанной структурой средств измерения и анализа вибрации. Основное внимание в этих системах уделяется анализу высокочастотной вибрации, которая, в отличие от низкочастотной, возбуждается малыми по величине колебательными силами, возникающими ещё в начальной стадии развития дефектов [1].

Применение шумовых и вибрационных методов для диагностики проходческо-очистных комбайнов возможно только для уточнения неисправного состояния отдельного элемента по его вибрационным сигналам. Опыт ведущих отечественных и зарубежных горнодобывающих предприятий показывает, что метод достаточно трудоёмок и требует специальных стендов. Он эффективно используется для установок, имеющих одну собственную частоту внутреннего возмущения (турбина), когда внешняя нагрузка почти не влияет на виброакустический сигнал или имеет постоянную частоту. У проходческо-очистных комбайнов основным источником шума и вибраций является случайный динамический характер внешней нагрузки, которая содержит практически все частоты в пределах до 10-15 Гц [3].

Оценка состояния трансмиссии по температуре масла и наличию в нём механических примесей является одним из классических и наиболее просто реализуемых методов технической диагностики. В то же время, данный метод имеет ряд существенных недостатков. Температура масла в разных точках редукторов различна. Местные перегревы мало отражаются на средней температуре. Нагрев масла зависит, главным образом, от потерь холостого хода и величины внешнего трения в кинематических парах трансмиссии, а процесс накопления повреждений в зубчатых парах редуктора различен по интенсивности. Крайне затруднено выявление местных дефектов трансмиссии, вызванных критическим превышением уровня нагрузок. Изменение количества механических примесей в масле происходит после возникновения дефектов, характер которых может привести к аварийному отказу. Для забора проб масла необходима остановка добычной машины [3].

Известно, что постепенные и внезапные отказы оборудования, вызванные изнашиванием, поломками и деформацией деталей, можно описать с единой энергетической точки зрения. Исследования усталостного разрушения металлов показывают, что объём материала детали разрушается при достижении критического значения внутренней энергии, то есть каждый элемент трансмиссии добычного комбайна имеет свой энергоресурс, определяемый количеством энергии, затраченным на его разрушение, и числом циклов нагружения, за которое это разрушение произошло при заданном уровне нагрузки. Из указанного следует, что наиболее эффективным способом оценки технического состояния добычных машин является анализ характера изменения и величины мощности, потребляемой двигателями комбайна [2].

Исследования значений и характера нагрузок на приводы и трансмиссии исполнительных органов комбайнов «Урал» с целью определения возможности оценки технического состояния их элементов проведено сотрудниками кафедры горных и нефтепромысловых машин Пермского национального исследовательского политехнического университета совместно со специалистами ООО Региональный канатный центр (г. Пермь). Исследования осуществлялись в период с 2001 по 2008 годы посредством специально изготовленного измерительного, регистрирующего и программного комплекса «ВАТУР» на комбайнах, эксплуатируемых на рудниках ОАО «Уралкалий».

Комплекс «ВАТУР» обеспечивает измерение и запись мгновенных значений тока нагрузки и напряжения. Визуализация и обработка полученных данных осуществляется с помощью программы «Ватур-оф», по измеренным значениям токов и напряжений рассчитываются мгновенные значения активной и полной мощности двигателей (рис. 1). Полученные записи активных трёхфазных мощностей приводов обрабатывались с использованием методик

спектрального анализа, с целью выявления частотных составляющих, характеризующих колебания кинематической цепи исполнительный орган – редукторы – приводной двигатель.

На приведённых графиках изменения активной мощности электродвигателей приводов относительного движения резцовых дисков можно выделить участки запуска (A-B), холостого хода (B-C), зарубки (C-D) и установившегося режима работы (D-E). Для участка установившегося режима определяются средние значения параметров работы двигателей комбайна: ток, напряжения, активная и полная мощности. Также следует отметить, что наряду с составляющими нагрузок, носящих на первый взгляд неупорядоченный стохастический характер, на графиках активных мощностей двигателей относительного движения явно просматривается низкочастотная периодическая составляющая. За один оборот каждого исполнительного органа (продолжительность 14,29 с) возникают два интервала с пиком нагрузки и два интервала с их падением. Падение нагрузки на приводах резцовых дисков и увеличение динамики обусловливается наличием общей зоны массива, разрушаемой дисками обоих исполнительных органов. Таким образом, при разрушении руды возникают циклические нагрузки определенной амплитуды на режущий орган, частота которых зависит от частоты вращения резцовых дисков, передаточного числа редукторов, частоты вращения двигателя и других факторов. Нагрузки воспринимаются всеми элементами цепочки «режущий орган – электродвигатель» и меняют свой частотный состав при прохождении через различные элементы комбайна. Это связано с тем, что каждый элемент комбайна воспринимает нагрузки с определенной частотой, зависящей от скорости его вращения. При изменении механических свойств того или иного элемента частота и амплитуда воздействия нагрузок на него изменяется.

Выемочные машины формируют на исполнительном органе весь спектр частот до 10-15 Гц. Привод исполнительного органа частично фильтрует одни частоты и усиливает другие. Поэтому корреляционная функция и спектральная плотность активной мощности (рис. 2) характеризует его качество, так как позволяет определять частоты, на которых возникают резонансные явления, связанные с собственными колебаниями передач привода.

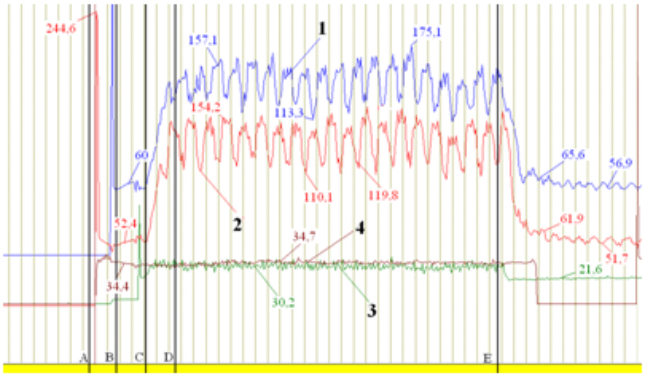


Рис. 1 Графики активных трехфазных мощностей электродвигателей при средней скорости движения комбайна «Урал 20Р» – 10,5 м/час:
1, 2 – приводы относительного движения резцовых дисков; 3 – привод отбойного устройства; 4 – привод конвейера. Шаг линий сетки – 5 с. Сносками обозначены мгновенные значения активных мощностей.

Резкое сглаживание мгновенных нагрузок на приводе свидетельствует о значительных усилиях трения на этих частотах, то есть об увеличении сопротивления в подшипниках и т.д.

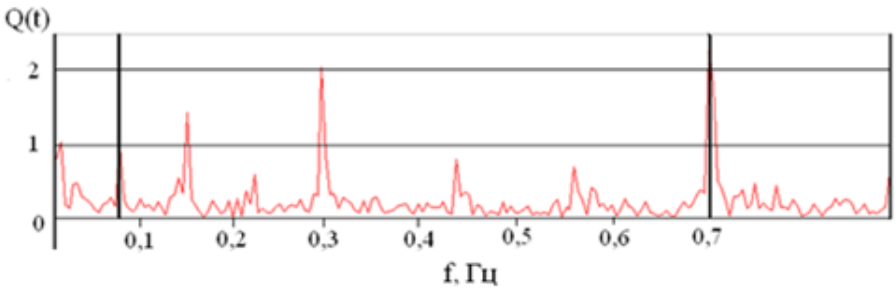


Рис. 2 График спектральной плотности Q(t) активной мощности двигателя переносного вращения комбайна «Урал-20Р»

Способ контроля технического состояния комбайна посредством анализа записей токов, напряжений и активных мощностей приводов, в отличие от других способов диагностики, информативен, просто реализуем, позволяет осуществлять контроль на работающей в установившемся режиме добычной машине.

Непрерывная запись активных мощностей приводов обеспечит реализацию рациональных режимов работы, прогнозирование ресурса комбайна и позволит минимизировать количество внезапных отказов, снизить число простоев добычных машин вследствие аварийных ремонтов.

Литература

1. Барков А.В., Баркова Н.А., Азовцев А.Ю. Мониторинг и диагностика роторных машин по вибрации. – Спб.: Изд.
2. Центр СПбГМТУ, 2000. – 159 с.
3. Докукин А.В., Красников Ю.Д., Хургин З.Я и др. Динамические процессы горных машин. – М.: Наука, 1972. – 150 с.
4. Коломийцев М.Д. Эксплуатация горных машин и автоматизированных комплексов. – Л.: Изд-во ЛГИ, 1988. – 96 с.

СПОСОБ СЕЙСМОАКУСТИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА ДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЯВЛЕНИЙ ГОРНОГО ДАВЛЕНИЯ В ОЧИСТНЫХ ЗАБОЯХ

Р.А. Бельснер

Научный руководитель профессор К.Д. Лукин

Сибирский государственный индустриальный университет, г. Новокузнецк, Россия

Цель – создание системы локального прогноза (мониторинга) динамических проявлений горного давления в горных выработках угольных шахт.

Способ основывается на анализе реакции массива на механическое воздействие, осуществляемое путем его зондирования различными способами. В системе структурной диагностики массива своеобразным «зондом» являются работающие комбайн или струг. Информация принимается датчиками давления в стойках крепи и анализируется по разработанному алгоритму.

В работе [1] изучались отклики породных массивов на техногенные воздействия. При мгновенном сбросе давления в домкрате, установленным в полости трещины, были зафиксированы деформометрически и сейсмоакустически высокоскоростные микросмещения по трещинам, напоминающие горные микроудары.

В Карагандинском бассейне разработан метод прогноза внезапных выбросов угля и газа в подготовительных выработках [2,3].

При резком снятии давления с одной стороны всесторонне нагруженного образца угля происходило разрушение угля в форме выброса.

На шахте «Алардинская» производятся работы по гидроразрыву пласта при нагнетании воды под давлением 300 бар в скважины диаметром 45 мм и длиной порядка 150 м впереди лавы. Эти скважины можно использовать для прогноза.

Рассматривается плоская задача теории ползучести с большими деформациями для скважины, пройденной по пласту угля в зоне опорного давления лавы на глубине 600 метров. Используется вариант программы marcofem для круглого отверстия. В качестве граничных условий приняты напряжения в пласте в 12 метрах впереди лавы, рассчитанные для одной из лав шахты HR (Германия) и скорректированные на глубину 600 метров. Свойства горных пород приняты по данным лавы jis3 (Китай). Результаты расчетов при граничных условиях 25,2 МПа и 12,1 МПа показаны на рис.1.

Предлагаемый способ прогноза заключается в установлении по обе стороны скважины сейсмодатчиков. В скважину подается вода под давлением 50 – 100 бар. После этого в течение 1–2 минут или более, смотря по накопленному опыту, записывается шумность пласта. Об опасности следует судить по появлению аномалий шумности (количество импульсов, амплитудно-частотные спектры и др.)

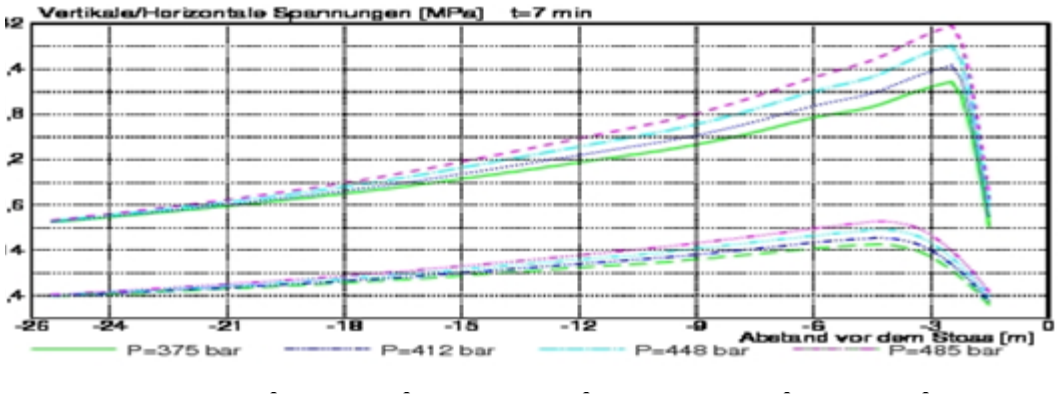
На рисунках 2 показаны результаты расчетов процедуры прогнозирования, включая бурение скважины (рис. 2.1), нагнетание в нее воды под давлением 100 бар (рис. 2.2) и геомеханическое последействие пласта после сброса давления в течение 2 минут. В процессе вода под давлением 100 бар подается для механического воздействия на пласт в течение 2 минут. Вокруг скважины происходит разрушение угля в форме трещинообразования. После сброса давления разрушенные части падают в свободное пространство, образуя ее новый контур (рис. 2.3). Сама скважина будет почти полностью заполнена угольной мелочью.

(Площадь вновь образованной поверхности скважины составляет 1651 мм2, площадь разрушения вокруг скважины с учетом коэффициента разрыхления угля 1,3 – 1608 мм2).

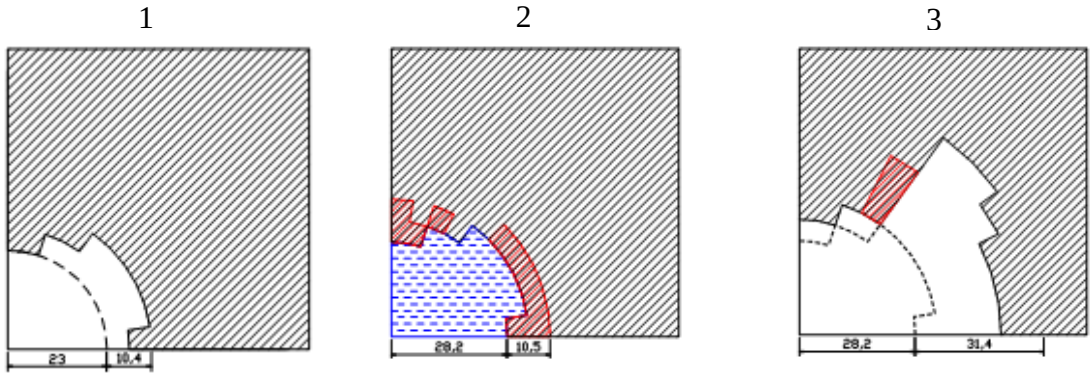
Расчеты показывают, что в результате реализации рассмотренной концепции прогноза динамических проявлений горного давления происходит увеличение и несимметричное изменение формы поперечного сечения скважины. Возникшая новая геометрия выреза приводит к перераспределению напряжений в массиве и дополнительной акустической эмиссии пласта. Подтверждением этому служат эксперименты, проведенные на шахте «Саранская» в Карагандинском бассейне [4].

Было показано, что очаги акустической эмиссии возникали впереди той части забоя уклона пласта к12, которая в данный момент обрабатывалась комбайном и форма которой изменялась.

По аномалиям отклика пласта на изменение конфигурации сечения скважины можно будет судить о степени опасности.



P –давления начального распора крепи.



Геомеханические процессы вокруг прогнозной скважины
1 – новый контур скважины в результате бурения в течение 74 минут (сплошная линия);
2 – вода под давлением 100 бар (синий цвет) в течение 2 минут и разрушенные элементы (заштрихованы);
3 – последействие после сброса давления в течение 2 минут.

Технология прогноза может корректироваться по мере накопления опыта. Например, можно провести повторный контроль сразу после гидроразрыва пласта.

Здесь рассмотрены в качестве примера ситуации с исходными параметрами не для шахты «Алардинская» и при расположении скважины только в 12 метрах впереди лавы. При известных свойствах вмещающих пород шахты в дальнейшем будут рассмотрены и другие варианты расположения скважин с целью выбора оптимального варианта.

Литература

1. Ружич В.В., Черных Е.Н., Левина Е.А. О способах снижения опасности динамических проявлений в глубоких горных выработках // Нелинейные геомеханико-геодинамические процессы при отработке месторождений полезных ископаемых на больших глубинах: Труды 2-ой Российско-Китайской научной конференции, 2-5 июля 2012. – Новосибирск, 2012. – С. 246-251.
2. Векслер Ю.А., Шакиров А.Т. Способ контроля динамического состояния горных пород. Авт.свид. № 738447. 18.12.1978.
3. Кириллин В.Г. Новые технологические схемы проведения выработок на выбросоопасном пласте // Уголь., 1983. – № 9. – С.17-18.
4. Ержанов Ж.С., Векслер Ю.А., Жданкин Н.А., Колоколов С.Б. Механизм инициирования динамических явлений в подготовительных забоях. – Алма-Ата: Наука, 1984. – 224 с.

ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ВСКРЫШНЫХ РАБОТ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРИРОДНОГО ЛАНДШАФТА ПРИ ОТКРЫТОЙ РАЗРАБОТКЕ УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Д.М. Борзых, А.М. Никитина
Научный руководитель доцент А.М. Никитина
Сибирский государственный индустриальный университет, г. Новокузнецк, Россия

С целью обоснования технологии вскрышных работ проведен анализ существующих способов отвалообразования, на основании которого сделан вывод, что выбор способа отвалообразования во многом зависит от физико-технических свойств складируемых пород и пород, лежащих в основании отвала, а также от средств механизации отвальных работ. Выбор средств механизации для складирования пород зависит в основном от видов карьерного транспорта.

На разрезе «Междуреченский» в настоящее время основными видами транспорта на перевозках вскрышных пород являются ж/д и автотранспорт, в действующей схеме приняты экскаваторный и бульдозерный способ отвалообразования. При ж/д транспорте вскрышных пород отвалообразование производится экскаваторами мехлопата и драглайн. При автотранспорте вскрышных пород применяется бульдозер.

При изучении недостатков бульдозерного отвалообразования, являющегося до настоящего времени единственным способом приема вскрыши, вывозимой автомобильным транспортом, разработан способ приема грунта на автотранспорте. Предлагается применение драглайна на приеме автомобильной вскрыши. Драглайны могут применяться для отвалообразования при автомобильном транспорте, особенно на карьерах со сложным рельефом местности, при использовании под отвалы бросовых площадей (старые гидроотвалы, заболоченные озера, старые русла рек и др.). Схемы отвалообразования драглайнами при автомобильном транспорте могут быть эффективно использованы для интенсификации отвальных работ по сравнению с бульдозерным отвалообразованием, а также для создания стабильной технологии, при которой обеспечивается движение автосамосвалов по дорогам улучшенного качества.

Рассмотрев схему на примере разреза «Междуреченский» сделан вывод о том, что предложенный способ отвалообразования обеспечит высокопроизводительную и экономичную работу по складированию породы и дает следующие преимущества над бульдозерным отвалообразованием:

созданы более безопасные условия для работы автомобильного транспорта на отвале с точки зрения подъезда к бровке отвала;

значительно увеличена высота отсыпаемого яруса и сокращается протяженность транспортных коммуникаций, увеличиваются сроки их службы;

появилась возможность отсыпать отвал выше транспортного горизонта, уменьшить протяженность, увеличить срок службы, улучшить качество временных автомобильных дорог на отвале;

увеличена производительность автосамосвалов благодаря более высоким скоростям при передвижении и маневрах на отвале;

работа автомобильного транспорта на отвале не зависит от климатических условий благодаря полустационарной разгрузочной площадке и улучшенному состоянию автодорог;

под автоотвалы можно использовать площади старых гидроотвалов, поймы рек, озер, глубокие лога и овраги, так как разгрузочная площадка располагается вне зоны действия оползневых явлений;

в значительной мере сократились бульдозерные работы при складировании породы вскрыши на отвале.

Так же изучены различные методы по рекультивации нарушенных земель в процессе выемки полезного ископаемого.

На момент окончания горных работ остаются большие территории пустующих площадей, не пригодных для использования. Рассмотрим рекультивацию горного отвода на примере разреза «Междуреченский».

Горный отвод представляет собой семь ступеней высотой примерно 15 метров, шириной 10 метров, угол уступа 37о. Состояние горного отвода на момент окончания горных работ показан на рисунке.

Так как рекультивация, которую проводят угольные предприятия, является не эффективной и не законченной (нарушенные земли так и не находят применения) были рассмотрены несколько направлений рекультивации нарушенных земель на данном предприятии в зависимости от последующего использования (сельскохозяйственное, архитектурно – планировочное, лесохозяйственное, водохозяйственное, рекреационное). На примере разреза «Междуреченский» приняты следующие решения по рекультивации горного отвода:

создание водоёма и пляжа на месте недействующего участка карьера;

для ограничения естественного оттока воды из карьера необходимо отсыпать дамбу;

для заполнения карьера водой использовать недалеко протекающую реку;

для удобства и безопасности отдыхающих необходимо выположить часть горного отвода подходящего под размещение пляжной территории;

самый оптимальный уклон для создания зоны для купания и территории пляжа приблизительно 10 градусов;

для создания данного уклона разработаны три способа:

1. Вырезка верхней бровки уступа отвала.
2. С частичной отсыпкой дна карьера.
3. С полной отсыпкой дна карьера до соединения необходимого уклона с рабочим бортом карьера.

Благоустройство территории путем вырезки верхней бровки уступа. Данный вариант идеально подходит в случае, если горные выработки около горного отвода не ведутся. Для первого варианта создания профиля пляжной территории предполагается срезка насыпного грунта от предохранительного вала на грубину 13 метров, в противоположную сторону откоса отвала на 50 метров, для этого возможно задействование бульдозерной техники. Срезанный грунт перемещается бульдозерами вниз по уклону.

Благоустройство территории с частичной отсыпкой дна карьера. Данный способ подходит в случае, если горные работы на данном участке закончены, но продолжаются на незначительном расстоянии. Отсыпка производится вскрышными породами с действующего участка карьера, поэтому появляются новые ёмкости для размещения вскрышных пород. Для создания уклона может быть использована бульдозерная техника и экскаватор. При отсыпке для пляжной территории с отрицательным уклоном в 10 градусов необходимо уделить большое внимание на безопасность ведения отвальных работ, на месте разгрузки технологических автомобилей.

Необходимо увеличить размеры предохранительного вала от самопроизвольно скатывания автомобиля в момент разгрузки.

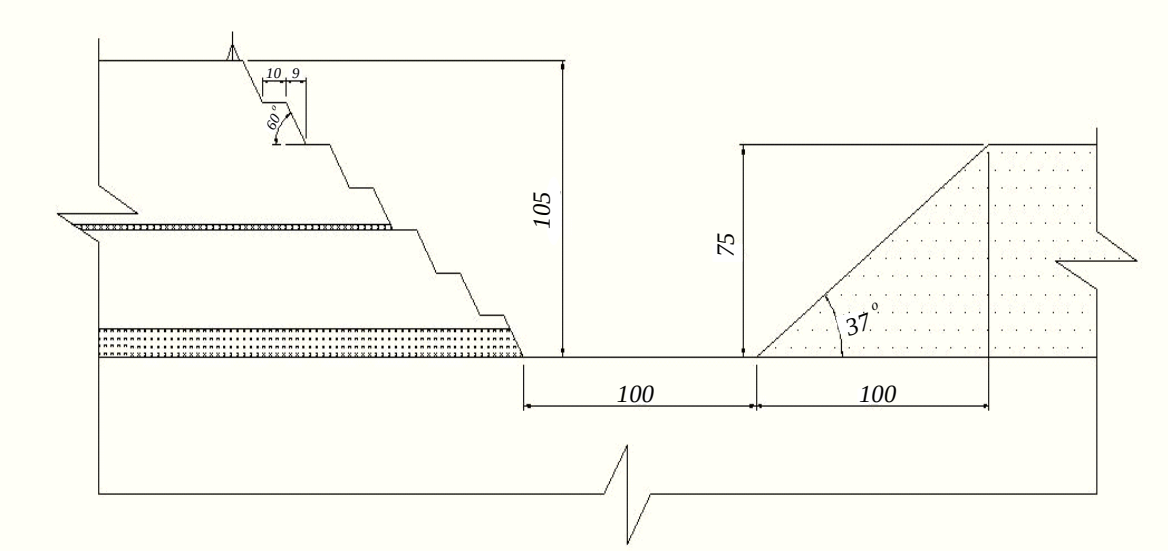


Рис. Состояние горного отвода на момент окончания горных работ

Благоустройство территории с полной отсыпкой дна карьера до соединения необходимого уклона с рабочим бортом карьера. Данный способ подходит в случае, если горные работы на данном участке закончены, но продолжаются на незначительном расстоянии, и ёмкостей существующих отвалов разреза недостаточно для размещения объёмов отвальных пород. Данная схема предполагает продолжение отсыпки отвала, но изменив угол на 10 градусов ведя уклон на понижение. Отсыпка ведется до соединения с рабочим бортом уступа. Такой способ позволяет создать большие емкости под размещения вскрышных пород. Для этого возможно задействование бульдозерной техники и экскаватора.

При отсыпке для пляжной территории с отрицательным уклоном в 10 градусов необходимо уделить большое внимание на безопасность ведения отвальных работ, на месте разгрузки технологических автомобилей. Необходимо увеличить размеры предохранительного отвала от самопроизвольного скатывания автомобиля в момент разгрузки.

Литература

1. Колесников, В. Ф. Транспортная технология ведения вскрышных и добычных работ на разрезах Кузбасса / В. Ф. Колесников, А. И. Корякин, В. Ф. Воронков ; Кузбас. гос. техн. ун-т. – Кемерово, 2009. – 94 с.

ПРОВЕТРИВАНИЕ ЗАБОЯ ПРИ ГОРНО-РАЗВЕДОЧНОЙ ШТОЛЬНИ В СЛОЖНЫХ УСЛОВИЯХ ВЕНТИЛЯЦИИ

Д.С.Былин

Научный руководитель профессор В.Г. Лукьянов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Проветривание забоя горно-разведочной штольни при проходке её на всю длину осуществляется вентиляторами местного проветривания ВМЭ-5, ВМЭ-6 по комбинированной схеме. При комбинированном способе проветривания по всей выработке прокладывается только трубопровод, по которому из забоя отсасывается загрязненный воздух, а в

призабойной зоне – дополнительно трубопровод для подачи к забою свежего воздуха. Нагнетательный вентилятор устанавливается за пределами зоны, загрязняемой вредными газами и пылью при взрывных работах. Протяженность этой зоны определяется расчетом в зависимости от массы взрываемого ВВ, его свойств и площади поперечного сечения выработки. Комбинированный способ особенно целесообразен для проветривания протяженных выработок с большой площадью поперечного сечения. Но, как и всасывающий, он не может применяться в выработках, опасных по взрыву газа или пыли. Расход необходимого количества воздуха для проветривания определяется с учетом ВВ, максимального числа людей, одновременно находящихся в забое, минимальной скорости движения воздуха, интенсивности пылеобразования. В качестве вентиляционных трубопроводов применяется прорезиненные трубы диаметром 600 мм. При комбинированном проветривании расчет количества воздуха, необходимого для проветривания забоя после взрывных работ, производится по формуле В.Н. Воронина. Вентилятор выбирается по количеству воздуха, необходимого для проветривания забоя, с учетом депрессии, которая требуется для преодоления сопротивления трубопровода. В качестве всасывающего принимается вентилятор ВМЭ-6, нагнетательного вентилятора ВМЭ-5.

Модель шахтного вентилятора местного проветривания ВМЭ-5 была разработана и запущена в производство ОАО «ТЭМЗ» в 2002 году и получила широкое применение в горнодобывающей промышленности. Шахтный вентилятор местного проветривания ВМЭ-5 предназначен для проветривания тупиковых горных при соблюдении следующих условий: интервал температуры от -20С до +35С; плотность воздуха не должна превышать 50 мг/м3 ; плотность воздуха не выше 1,3 кг/м3.

Вентилятор ВМЭ-5 представляет собой кожух со спрямляющимися лопатками, в который вставлен электродвигатель и коробка выводов, рабочее колесо, патрубок с системой, которая не позволяет ему сорваться. Для регулирования давления, развиваемого вентилятором, предусмотрен поворот лопаток рабочего колеса, который можно выполнить после полной обстановки.

Вентилятор шахтный местного проветривания ВМЭ-5 имеет ряд достоинств: производительность может изменяться путем поворота лопаток колеса; срабатывание защиты при превышении допустимой температуры; защита двигателя от взрыва; экономичность и относительно высокий КПД.

Вентилятор шахтный местного проветривания ВМЭ-6 предназначен для проветривания горных выработок при соблюдении следующих условий: интервал температуры от -20С до +35С; плотность воздуха не должна превышать 50 мг/м3 ; плотность воздуха не выше 1,3 кг/м3.

Вентилятор шахтный местного проветривания ВМЭ-6 относится к разряду осевых, взрывобезопасных, имеет электрический привод, одноступенчатый. Устройство может приводится в действие как вручную так и электрически. Вентилятор ВМЭ-6 может регулировать давление подачи воздуха при повороте лопастей рабочего колеса, когда устройство находится в нерабочем состоянии. Конструкция вентилятора дает возможность два или три устройства вместе.

Таблица

Технические характеристики

Маркировка вентиляторов	ВМЭ-5	ВМЭ-6
Номинальный диаметр рабочего колеса, мм	500	630
Частота вращения ротора, мин$^{-1}$	3000	3000
Номинальная подача м^3/с	3,65	7,0
Номинальное полное давление, Па	2000	2500
Максимальный КПД вентилятора	0,66	0,68
Мощность электродвигателя, кВт	15	25
Напряжение, В	380/660 660/1140	380/660 660/1140
Габаритные размеры, мм длина ширина высота	980 600 825	1060 750 975
Масса ,кг	270	420

Рукав нагнетательного вентилятора устанавливается не далее 10 м от забоя. Во избежание рециркуляции воздуха расстояние между нагнетательным и всасывающим вентиляторами должно быть не менее 30 м.

При данной схеме проветривания всасывающий вентилятор по мере подвигания забоя устанавливается на расстоянии не более 50 м от забоя. Нагнетательный вентилятор ВМЭ-5 отстает от забоя не более чем на 200 м. При проходке более 500 м выработки на отсасывающем трубопроводе через 450-500 м устанавливается последовательно промежуточные вентиляторы ВМЭ-6. При достижении длины пройденной выработки на отсасывающем трубопроводе работает 6 промежуточных вентиляторов ВМЭ-6.

Основными недостатками данной схемы проветривания является наличие значительных утечек воздуха из-за большого числа стыковых соединений, большое аэродинамическое сопротивление трубопроводов, что приводит к снижению депрессии и увеличению времени на выдачу продуктов взрывания.

Для ликвидации утечек и уменьшения аэродинамического сопротивления трубопроводов на всю длину армируется внутри вставками из полиэтиленового полотна длиной 130-160 м. Одна такая вставка перекрывает 7-8 стыков основного трубопровода. Полиэтиленовый рукав изготавливается из полиэтиленового полотна длиной 130-160 м путем склеивания термоэлементом. Диаметр полиэтиленовых вставок принимается на 30 мм меньше диаметра основного става.

Армирование вставками осуществляется следующим образом. При работающем вентиляторе местного проветривания в полуоткрытый стык основного става запускается резиновый шар диаметром 300-400 мм с тонким капроновым фалом или леской на всю длину вставки, к которому привязывается более толстый фал диаметром 6-8 мм. Затем толстым фалом вручную внутри основного става на всю длину протаскивается полиэтиленовый рукав. Вставка при протаскивании размещается в виде рулона на козлах и складывается в 4 слоя.

Протянутая вставка передним концом заворачивается наружу на стыковочное кольцо основного става и осторожно продувалась. Второй конец вставки перекрывает внахлестку передний завернутый конец предыдущей вставки на 1,5-2м. В течении рабочей схемы монтируется 400-500 м внутренней полиэтиленовой вставки.

Применение полиэтиленовых вставок позволяет осуществить нормальное проветривание забоя при длине проходимой горно-разведочной штольни более 3 км; хорошие результаты при применении вставок могут бать получены в том случае, если основной трубопровод подвешен строго горизонтально и не имеет резких перегибов и сужений. При достижении проектной длины выработки будет пройдена вентиляционная восстающая выработка на вышележащие горизонты, через которую впоследствии будут выдавать воздух поле взрывания.

Литература

1. Лукьянов В.Г., Комащенко В.И., Шмурыгин В.А. Взрывные работы: Учебник для вузов, – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 264 с.
2. Лукьянов В.Г., Маликов В.М. Применение перегружателя ПСК-1 при скоростной проходке выработки: Учебник для вузов – Москва 1977.

ВЫБОР СПОСОБА ПРОВЕТРИВАНИЯ И ПАРАМЕТРОВ ВЕНТИЛЯЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ГОРНО-РАЗВЕДОЧНЫХ ВЫРАБОТКАХ

Д.С.Былин

Научный руководитель профессор В.Г.Лукьянов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

"Проветривание" - поддержание параметров рудничной атмосферы в заданных пределах. Из множества возможных решений этой задачи необходимо отобрать такие, которые являются наилучшими с точки зрения обеспечения санитарно-гигиенических условий труда, надежности функционирования, минимальной продолжительности процесса и экономичности.

Проветривание выработок может осуществляться при помощи вентиляторов местного проветривания и вентиляционных труб, вентиляционных скважин, по восстающим выработкам, выходящим на поверхность или на верхний горизонт. Проветривание тупиковых выработок длиной до 10м и не опасных по выделениям метана и углекислого газа разрешается за счет турбулентной диффузии.

Нагнетательный способ проветривания состоит в подаче чистого воздуха по трубопроводу к забою выработки и удалении загрязненного по выработке. При этой забой интенсивно омывается струей свежего воздуха. При скорости подачи воздуха 0,5-0,7мэ/с дальнобойность струи составляет около 8 м.

Этот способ имеет то преимущество, что удобно использовать матерчатые вентиляционные трубы, производить их наращивание по мере подвигания забоя выработки, вентилятор располагается у устья выработки, длина и сечение питающего кабеля минимальны. В связи с указанными достоинствами целесообразно выработки длиной до 300 м, а в некоторых случаях и более 1000 м рекомендуется проветривать нагнетательным способом.

Всасывающий способ проветривания тупиковых выработок заключается в отсасывании загрязненного воздуха из забоя по трубопроводу. Достоинством этого способа является то, что продукты взрыва после взрывных работ и запыленный воздух не движутся по всей выработке, остаются в призабойном пространстве, а затем удаляются по трубопроводу. К недостаткам способа следует отнести то, что при более или менее значительном удалении конца вса-

сывающего трубопровода от забоя (более 1,5 м) в призабойном пространстве образуются застойные зоны, движение воздуха, в которых в направлении к трубопроводу практически отсутствует. В выработках большого сечения застойные зоны образуются даже при достаточно близком расположении трубопровода от забоя. Однако опасность повреждения трубопровода при взрывах не позволяет уменьшить это расстояние менее 8 м. На всасывающей стороне невозможно использовать тканевые трубопроводы. Постоянное наращивание металлического трубопровода или периодический перенос вентилятора и пускателя вслед за подвиганием забоя создают некоторые неудобства при проходке выработок, требуют дополнительных затрат времени и труда; длина кабельной сети для питания почти равна длине выработки.

В связи с указанными недостатками всасывающий способ проветривания геологоразведочных выработок применяется весьма редко

Комбинированный способ проветривания заключается в проветривании призабойной зоны одновременно двумя вентиляторами: всасывающим и нагнетательным. Обычно производительность нагнетательного вентилятора на 10-20% должна быть ниже, чем всасывающего.

Комбинированный способ проветривания сочетает в себе достоинства нагнетательного и всасывающего способов, является наиболее эффективным при проветривании протяженных выработок.

К недостаткам следует отнести: необходимость наличия двух вентиляторов и двух пускателей, самую большую протяженность кабельной сети, т.к. должны быть запитаны вентиляторы, работающие как на всасывание, так и на нагнетание.

При проветривании горно-разведочных выработок большой протяженности и развлетвленности часто используют дополнительные воздуховоды - вентиляционные скважины или восстающие выработки. При этом разведочная выработка или подсекает скважину или из выработки проходится восстающий. В том и другом случае проветривания разведочной выработки проводится, как правило, комбинированным способом. После сооружения воздуховода проветривание осуществляется за счет общешахтной струи воздуха, причем на всем протяжении выработки (от устья до скважины) трубопроводы и вентиляторы могут быть демонтированы, а обычно в этом случае, вентилятор (или несколько) устанавливается на устье скважины, которое тщательно герметизируется во избежание подсоса (утечек) воздуха через неплотности.

Для выработок малой длины наиболее приемлем нагнетательный способ проветривания, а для выработок большой длины - комбинированный способ с применением буровых скважин и восстающих выработок.

В соответствии с отраслевыми инструктивными указаниями по проектированию систем проветривания подземных разведочных выработок при глубине заложения H<0,4Lnp (где Lnp. - проектная длина выработки) вентиляцию целесообразно осуществлять с помощью вентиляционных восстающих. При H=(0,04-0,2)Lnp при помощи вентиляционных скважин, а при H > 0,2 np. - посредством вентиляционных трубопроводов.

В практике проведения горно-разведочных выработок наиболее часто используется местное проветривание с использованием вентиляционных трубопроводов и вентиляторов местного проветривания. При этом обычно приходится решать следующие задачи с учетом требований к системе электроснабжения вентиляторов:

1)подобрать вентиляционное оборудование для выработки заданной длины и сечения;

2)при наличии вентиляторов того или иного типа подобрать трубопровод и определить места установки вентиляторов;

3)при наличии трубопровода с определенными параметрами подобрать вентиляторы и режим их работы;

4)проверить целесообразность применения имеюшегося вентиляционного оборудования для проветривания проектируемой выработки.

Решение этих задач возможно с использованием вариантов "Типовых схем проветривания". Однако при их составлении учитываются требования к электроснабжению вентиляторов, минимизации расхода электроэнергии и кабельной продукции.

Кроме того, при решении совместных задач были расширены возможности проветривания выработок за счет применения более современных вентиляторов серии ВМЭ.

При расчетах вариантов необходимое количество свежего воздуха для эффективного проветривания выработок принято 0,35м3/с на 1м2 поперечного сечения выработки вчерне, скорости воздуха в трубопроводе 9-16 м/с, расчетного коэффициента воздухопроницаемости стыков трубопровода K=1,1-1,05. Диаметр вентиляционных трубопроводов принят 0,4, 0,5, 0,6 и 0,64 м. Материал - металлический трубопровод (М) из листовой стали и тканевый (Тк) трубопровод из прорезиненной ткани.

В практике геологоразведочных работ наибольшее применение в настояшее время имеют вентиляторы типов ВМЭ-5М, ВМЭ-6М.

В проветривании на горно-разведочных объектах применяются наиболее часто встречающиеся в практике способы проветривания при различных расположениях вентиляторов. Системы проветривания расположены по мере усложнения для различных протяженностей, сечений выработок и вида энергии, используемой при работе группы забойного оборудования (бурильное оборудование, погрузочные машины, перегружатели).

Литература

1. Лукьянов В.Г., Комащенко В.И., Шмурыгин В.А. Взрывные работы:Учебник для вузов – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 264 с.

2. Засухин И.Н., Сачков В.И., Титова А.Г. и др. Проветривание горно-разведочных выработок. – М: Недра, 1972. –148 с.

К ВОПРОСУ О СВОЙСТВАХ МАТЕРИАЛА ДЛЯ ИЗГОТОВЛЕНИЯ СКВАЖИННЫХ И ШПУРОВЫХ ЗАБОЕК

Р.А. Возгрин, Ю.А. Миронов, Д.В. Молдован
Научный руководитель профессор Г.П. Парамонов
Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», г. Санкт-Петербург, Россия

На сегодняшний день в практике взрывного дела широко применяются композитные материалы для изготовления шпуровых забоек, устройств отражающих ударную волну в скважинах, запирающих газодинамических устройств, инертных промежутках, пастообразных забоек и т.д. [1]

Как уже отмечалось, в зависимости от кислородного баланса и других факторов основными ядовитыми газами в продуктах детонации представлены окись углерода и окись азота. Ранее проведенные исследования показали, что наиболее эффективными катализаторами для восстановления окиси азота в азот и окисления окиси углерода в углекислый газ являются соли щелочных и щелочноземельных металлов. [2]

На основании и с учетом приведенных выше теоретических исследований в лаборатории кафедры взрывного дела Национального минерально-сырьевого университета [1] с целью определения оптимального соотношения компонентов композиционного материала для изготовления забойки, уменьшающий выход ядовитых газов при взрыве был проведен ряд экспериментов.

В качестве катализатора использовался, CaCO3 наполнителя – кварцевый песок (фракция < 0,2мм). Так как свойства горных пород, окружающих заряд, значительно влияют на состав продуктов взрыва, то в отличии от стандартных методик испытание забоечного материала проводилось в металлической трубке внутренним диаметром 5 мм, помещенном в герметически закрытую взрывную камеру объемом 4,1 л. В камере находился воздух при нормальном атмосферном давлении.

Для улучшения распора забойки в трубке и визуальном определении ее разрушенной части при вылете после взрыва в состав забоечного материала кроме вышеперечисленных в качестве пластификатора добавлялся полиэтилен высокого давления (ПВД) – «матрица».

Расплав производится при температуре t=2000C

Полученная смесь при различных соотношениях компонентов запирала устье трубки и использовалось в качестве забойки.

Величина заряда устанавливалась постоянной и составляла 0,3г. ТЭНа. Инициирование производилось электрическим способом капли ТНРС, покрытой слоем азида свинца.

Измерение количества образовавшихся при взрыве ядовитых газов определялась хроматографическим методом при помощи прибора ХПМ-4 на сорбенте «Полисорб» (ТУ6-09-10-1834-88. Фр.0,25-0,5 мм) методом нормализации.

Хроматограф газовый переносной ХМП-4 предназначен для качественного и количественного определения примесей в воздухе и газовых смесях.

Анализируемая смесь отбиралась микро компрессором входящим в состав хроматографа или микрошприцем «Газохром-101». Результаты анализа запоминаются блоком обработки и управления либо синхронно высвечиваются на цифровом табло в виде площади, высоты, времени удерживания либо концентрации [3].

Действие хроматографа основано на хроматографическом методе разделения анализируемой смеси.

Хроматографический метод анализа заключается в разложении смеси веществ при их перемещении вдоль слоя сорбента в потоке газа носителя.

Распределение веществ осуществляется между двумя фазами, одна их которых неподвижная - сорбент, другая подвижная - газ-носитель. При этом компоненты смеси в различной степени удерживаются сорбентом в зависимости от их сорбицеонных свойств. Легкие сорбирующиеся компоненты при промывании газом-носителем движутся быстрее [4].

На выходе хроматографической колонки устанавливается ячейка детектора, с помощью которой осуществляется количественное и качественное измерение компонентов в потоке газа-носителя.

Входной клапан хроматографа герметически соединялся ПХВ трубкой со взрывной камерой. Фиксировалась относительное содержание NOX и CO непосредственно после взрыва.

Схема установки, конструкции заряда представлены на рис. 1, результаты серий испытаний сведены в таблице.

При уменьшении количества пластификатора до двух частей ухудшается сцепление остальных компонентов. Композиционный материал разрушается при вводе в зарядную полость.

Дальнейшее увеличение количества катализатора в составе смеси приводит к уменьшению плотности забойки, и, как следствие к снижению ее запирающего эффекта.

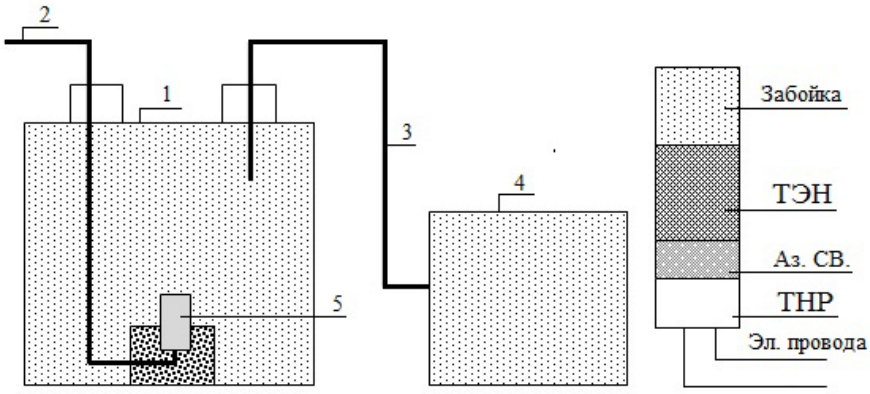


Рис. Лабораторная установка для проведения испытания забоечного материала: 1-Взрывная камера; 2-Трубка с зарядом; 3-ХПМ-4; 4-Трубка ПХВ; 5-Электропровода

Таблица

Результаты серий испытаний забоечного материала

Комбинации забоечного материала			Количество ядовитых газов (Относительные единицы)	
ПВД	песок	соль	CO	NO_x
3	7	0	95,6	3,0
3	6	1	70	2,7
3	5	2	49,7	1,5
3	4	3	40,5	0,9

По результатам эксперимента можно сделать следующие выводы: введение в состав забоечного материала соли щелочноземельного материала позволят снизить при взрыве более чем в 3 раза выход окислов азота и более чем в 2 раза угарного газа.

Наличие пластификатора при этом допускает формирование различной формы самой забойки, что дает возможность существенно расширить пределы ее применения.

Таким образом наиболее целесообразным с точки зрения себестоимости и воздействия на токсичные газы продуктов взрыва в качестве составляющих композиционного материала для изготовления забойки можно принять кварцевый песок, CaCO3 полиэтилен высокого давления в соотношении: 40%-30%-30% по объему.

Литература

1. Миронов Ю.А., Андреев Р.Е., Молдован Д.В. Аналитическая модель изменения давления на стенки зарядной полости с учетом истечения продуктов детонации через осевой канал профилированной забойки // Записки горного института. – СПб, 2009. – Том 180. – С. 172-175.
2. Глазкова А.П. Катализ и горение взрывчатых веществ. – М.: Наука. –1976. – 265 с.
3. Техническое описание. Хроматограф ХПМ-4 Pnillips C. Gas chromatography. – Oxford, 1956.

РАЗРАБОТКА КОНСТРУКЦИИ ВРАЩАТЕЛЬНО-ПОДАЮЩЕГО МЕХАНИЗМА БУРОВОГО СТАНКА ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН В СЛОЖНО-СТРУКТУРНЫХ ГОРНЫХ ПОРОДАХ

А.А Волков
Научный руководитель профессор А.В Гилёв
Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

В настоящее время в горной промышленности существует проблема бурения сложноструктурных массивов горных пород. Она связана с ускоренным износом бурового инструмента при резком изменении крепости пород,

вследствии низкой адаптации управления режимами бурения, связанной с инерционностью системы вращательно-подающих механизмов буровой техники.

На кафедре «Горные машины и комплексы» Сибирского федерального университета был создан лабораторный стенд для исследования нагрузок на буровой инструмент при изменении твердости породы. Метод моделирования ударных нагрузок при бурении сложноструктурных горных массивов заключается в измерении скачков давления в гидроцилиндре и тока в обмотке двигателя, вызываемых искусственно созданными гидроударами.

Лабораторный стенд имеет рабочий гидроцилиндр 10, в который подается рабочая жидкость при помощи насоса 1объемного действия, исключающего обратное протекание жидкости в камере насоса в случае гидроудара. Это необходимо для обеспечения жесткой связи между создаваемыми скачками давления в измерительном гидроцилиндре 9 и скачками тока в обмотке двигателя 2, вращающего вал насоса 1. Моделируемые на стенде ударные нагрузки фиксируются в виде скачков тока в обмотке двигателя 2 с помощью осциллографа 3 и амперметра 4.

Для создания регулируемой нагрузки в стенде предусмотрен измерительный гидроцилиндр 9, имеющий перепускной патрубок, по которому рабочая жидкость перетекает из одной полости измерительного гидроцилиндра в другую под действием поршня. Штоки измерительного и рабочего гидроцилиндров жестко связаны между собой. Для создания гидроудара в перепускном патрубке предусмотрено несколько кранов 8, предназначенных для регулирования давления и скорости движения жидкости до создания удара. Кран 7 предназначен для резкого закрывания соответствующего трубопровода и создания скачка давления в гидросистеме.

На штоке гидроцилиндра через каждый сантиметр нанесены риски, необходимые для определения величины, на которую опускается шток гидроцилиндра. Регулировочный кран так же имеет шкалу деления от 0 до 90 градусов.

Первый опыт проводим при полностью закрытом регулировочном кране 7 и полностью закрытых кранах сброса давления 8. Выбираем несколько положений штока гидроцилиндра при которых проводим опыт, (для первого опыта это 2, 4, 5, 6, и 7 см). Рычагом опускания гидроцилиндра доводим шток до первой назначенной точки (риска 2 см) и останавливаем его. Сперва манометр покажет максимальное давление в гидросистеме, затем оно опускается до минимального значения. Полученные данные заносим в таблицу. Далее продолжаем делать опыты по следующим назначенным рискам.

Второй опыт проводится при открытом регулировочном кране 7 на 5^0.

Третий опыт проводится при открытом регулировочном кране 7 на 10^0 и полностью закрытых кранах сброса давления 8.

В результате проведения экспериментов для каждого выбранного положения штока гидроцилиндра было получено максимальное и минимальное давление в гидросистеме. Воспользовавшись формулой (1) была получена разница давления в гидросистеме.

$$\Delta p = P_{\max} - P_{\min} \quad (1)$$

В результате проведения экспериментов было выявлено, что при открывании регулировочного крана более 10˚ (или 11%), давление повышалось незначительно. А после открывания регулировочного крана более 15˚ (или 17%), давление не повышалось. Поэтому условно степень открывания регулировочного крана можно соотнести с показателем буримости Пб (4) в следующем соотношении. Показатель буримости изменяется от 0 до 25. Породы с показателем буримости более 25 относятся к внекатегорным, поэтому в данной методике они не учитываются. В связи с этим максимальному показателю буримости будет соответствовать степень открывания регулировочного крана 0˚, а минимальному условно будет соответствовать угол открывания регулировочного крана 15˚. При данной степени открывания регулировочного крана изменение давления при любом перемещении поршня условно принимается равным нулю. Тогда степень открывания регулировочного крана 5˚ (или 5,5%) при исследовании ударных нагрузок будет соответствовать показателю буримости Пб = 16,7, а степень открывания регулировочного крана 10˚ (или 11 %) будет соответствовать показателю буримости Пб = 8,3 . При этом указанные значения показателя буримости соответствуют максимальному значению после перехода бурового инструмента на породу с большим показателем буримости.

Относительная величина $\frac{\Delta p}{p_{\min}}$ в табл. 1, 2 и 3 фактически равняется отношению увеличения нагрузки, возникающей в результате удара при увеличении показателя буримости. Согласно (1) в 80 % случаев шарошечный буровой инструмент отказывает в работе по причине разрушения подшипниковых узлов. При этом максимальное напряжение в ролике подшипника качения находится из следующего выражения (2).

$$\sigma_p^{\max} = 600 \cdot \sqrt[3]{\frac{F_r}{z \cdot D_p \cdot L_p}} \quad (2)$$

где Fr – радиальное усилие, прилагаемое к подшипнику, Н; z – количество тел качения в подшипнике; Dp – диаметр ролика, мм; Lp – длина ролика, мм

Напряжение в опорах качения, возникающее при ударе через показатель буримости для роликовых тел качения [3]:

$$\sigma_{\text{р.уд.}}^{\max} = 600 \cdot \sqrt[3]{\frac{F_r}{z \cdot D_p \cdot L_p}} \cdot \frac{2П_б^1 + 2\Delta П_б}{2П_б^1 + \Delta П_б} \quad (3)$$

Тогда

$$\frac{\Delta p}{p_{\min}} = \frac{600 \cdot \sqrt[3]{\frac{F_r}{z \cdot D_p \cdot L_p}} \cdot \frac{2П_б^1 + 2\Delta П_б}{2П_б^1 + \Delta П_б} - 600 \cdot \sqrt[3]{\frac{F_r}{z \cdot D_p \cdot L_p}}}{600 \cdot \sqrt[3]{\frac{F_r}{z \cdot D_p \cdot L_p}}} = \frac{2П_б^1 + 2\Delta П_б}{2П_б^1 + \Delta П_б} - 1 \quad (4)$$

Здесь Пб – показатель буримости, ΔПб – увеличение показателя буримости.

Отсюда изменение показателя буримости определяется

$$\Delta П_б = \frac{2П_б \cdot \frac{\Delta p}{p_{\min}}}{1 - \frac{\Delta p}{p_{\min}}}$$

Для оценки скачков тока в обмотке линейного электромагнитного привода подачи рабочего органа бурового станка, необходимо определить следующие параметры: изменение момента на валу насоса, изменение потребляемой мощности электродвигателя и изменение тока электродвигателя в результате скачка давления в гидроцилиндре исследовательского стенда.

Момент на валу насоса определяем по формуле (5)

$$M = 1{,}592 \cdot q_T \cdot p \cdot \eta \quad (5)$$

где: q_T - Теоретический расход насоса определяемый по формуле (6)

$$q_T = \frac{q_Д}{\eta} = \frac{18}{0{,}78} = 23 л/мин \quad (6)$$

При известном моменте на валу насоса, мощность двигателя определяется по формуле (7)

$$M = 9{,}55 \cdot P \cdot \frac{1000}{n_1} \Rightarrow P = \frac{M}{9{,}55 \cdot \frac{1000}{n_1}} \quad (7)$$

Расчет тока электродвигателя осуществляем по формуле (8)

$$I = \frac{1000 \cdot P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi \cdot \eta} \quad (8)$$

По полученным и расчетным данным были построен графики. Графики строились в программе Microsoft Office Excel. Для определения истинных значений при постоение в программе использовалась линия тренда. С использование данной линии можно получить истинное значение, а также формулу для ее расчета. Для примера рассмотрим график для первого эксперимента (рис 2).

Воспользовавшись уравнением (1), можно рассчитать истинное значение энергетических характеристик от показателя буримости.

$$y=0{,}0154x+0{,}0082 \quad (1)$$

Где: x заданный показатель буримости.

Рассчитав истинное значение энергетических показателей можно определить абсолютную погрешность измерений по формуле 2, и относительную погрешность по формуле 3.

$$\Delta X = X_{изм} - X_{ист} \quad (2)$$

$$\varepsilon_X = \frac{\Delta X}{X_{ист}} \quad (3)$$

Выводы:

Разработанный метод моделирования позволит изучить энергетические характеристики подачи бурового станка при использовании линейного двигателя.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗОНЫ ДЕФОРМИРОВАНИЯ ГОРНОГО МАССИВА ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ БУРОВЗРЫВНЫХ РАБОТ

А.В. Гапий, Д.С. Ожигин
Научный руководитель доцент С.Б. Ожигина
Карагандинский государственный технический университет, г.Караганда, Казахстан

Современные технологии бестранспортного складирования вскрышных пород во внутренние отвалы предусматривают формирование высоких уступов для обеспечения минимального объема переэкскавации горных пород. Поэтому при бестранспорной системе разработки встает задача обеспечения устойчивости высоких уступов, поставленных под рабочими углами формирования откосов. Известно, что производство буровзрывных работ существенно влияет на прочность породного массива, так как их целью является дезинтеграция массива горных пород для выполнения выемочно-погрузочных работ. Представляет интерес следующий вопрос: «Насколько распространяется зона влияния буровзрывных работ вглубь горного массива»? Величину этого влияния можно установить на основе высокоточных инструментальных наблюдений за состоянием верхней площадки уступа по заложенной на нем специальной наблюдательной станции. [1]

Для изучения величины деформаций от ведения буровзрывных работ в 2012 году на рабочем борту Центрального разреза для исследования деформаций от ведения буровзрывных работ были заложены наблюдательные станции XII÷XIII, и поставлен опытно-промышленный эксперимент.

гор. +445 гор. +437

Рис. 1 Район наблюдательной станции XIII

Наблюдательная станция XII заложена на южном борту Центрального разреза (гор. +420 м и гор.+430м). Наблюдательная станция состояла из 2 профильных линий, заложенных на гор. +430 м и 3 профильных линий - на горизонте взрывного блока +420м.

Наблюдательная станция XIII заложена на южном борту Центрального разреза (гор. +437 м и гор.+445м). Район наблюдательной станции представлен на рисунке 1.

По наблюдательным станциям XII-XIII выполнены 2 серии высокоточных инструментальных наблюдений, до взрыва и после взрыва. С помощью электронного тахеометра Leica TCA 1201 определяются координаты начального положения реперов профильных линий, координаты тех же реперов при последующих наблюдениях, горизонтальные проложения и превышения между реперами и их смещения. По результатам обработки двух серий инструментальных наблюдений установлены изменения высотных отметок реперов профильных линий, а так же изменения длины интервалов между реперами и суммарной длины интервалов от опорного репера до рабочего. Построены графики зависимости величины деформации от расстояния. (рисунок 2)

На станции XIII величина зоны смещения реперов более ±5мм на горизонте взрывного блока в не зажатой среде достигает 26м. В связи с тем, что на нижележащем горизонте профильные линии были заложены во взорванную массу, величина зоны смещения ±5 мм достигает 36м. Область деформирования (<5мм) показана на рисунке 3.

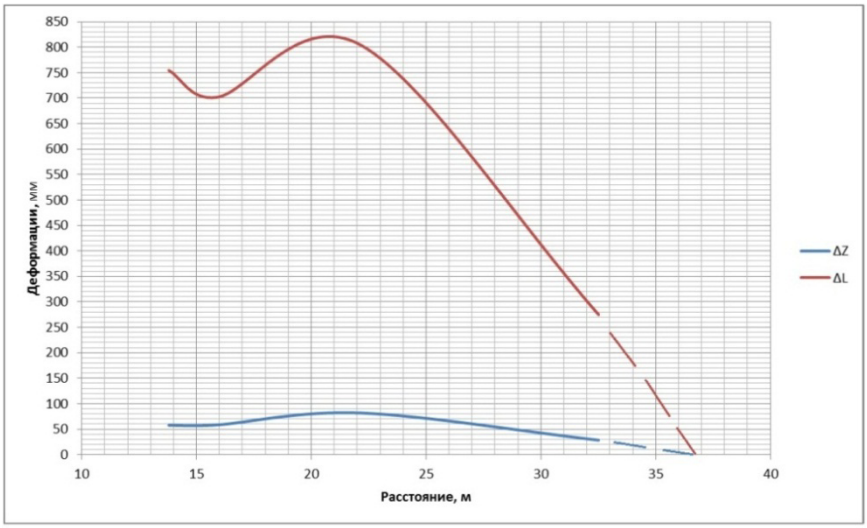


Рис. 2 График зависимости величины деформации (мм) от расстояния до скважины (м), наблюдательная станция XIII профиль II

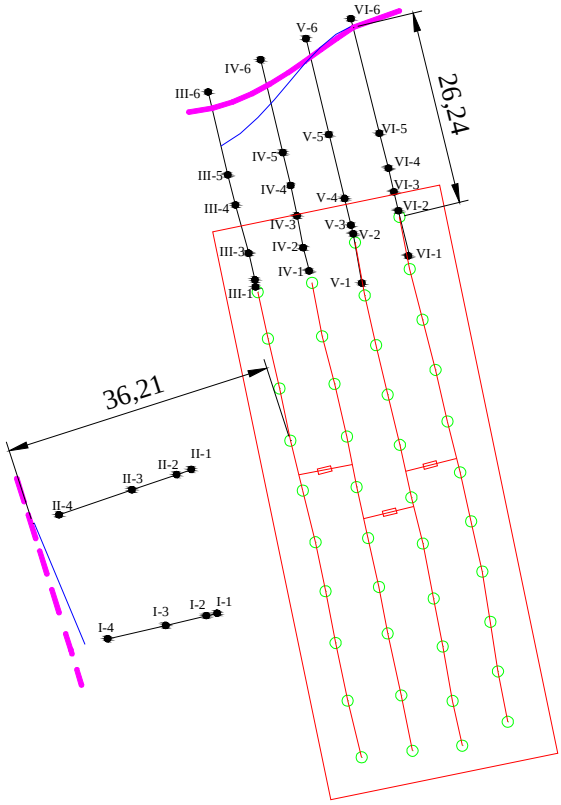


Рис. 3 Область деформирования на наблюдательной станции XIII

Это говорит о том, что существует зона неопределенности у верхней бровки карьерных откосов с развитой техногенной трещиноватостью, где сцепление породного массива изменяется от нуля (заколы у верхней бровки) до естественного природного состояния (на расстоянии от 20 и более метров от крайней взрывной скважины). Поэтому для карьерных откосов, формируемых с помощью взрывной подготовки, необходимо производить их зачистку с удалением разрыхленных горных пород до целика, с периодичностью соответствующей выветриванию пород.

Литература

1. Ким С.П., Ожигина С.Б., Ожигин Д.С. Исследование влияния буровзрывных работ на целостность горного массива // Труды Междун. научн. конф. «Наука и образование – ведущий фактор стратегии «Казахстан-2030» (Сагиновские чтения №3). – Караганда, 2011. – С. 363–365.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЗОН ПОВЫШЕННОГО ГОРНОГО ДАВЛЕНИЯ В ЛАВАХ

С.А. Даничкина

Научный руководитель аспирант М.К. Лукин

Сибирский государственный индустриальный университет, г. Новокузнецк, Россия

Сотрудниками и студентами кафедры «Разработка пластовых месторождений» разработан метод контроля горного давления в лавах, заключающийся в зондировании пласта при работе выемочной машины. "Зондом" контроля при этом являются комбайн или струг. Специальная статистическая обработка данных от датчиков давления в стойках крепи позволяет определить показатель (sds-параметр), характеризующий реакцию массива и крепи на работу добычной машины в реальном масштабе времени и позволяющий оценить структуру кровли у забоя лавы и ее зависание в выработанном пространстве. При этом устанавливаются различным образом нагруженные участки лавы.

На рис. 1 приведены экспериментальные данные о зависимости между давлениями в стойках крепи и соответствующими sds-параметрами для каждой секции крепи. Визуальная оценка данных и линейная корреляция показывают, что sds-параметры практически не зависят от давления в стойках. Это позволяет рассматривать sds-параметр как инвариантный признак нагружения системы.

Величина sds-параметра характеризует напряженное состояние массива. Разноцветные точки от голубой до красной на рис.2 показывают различную нагруженность массива, которая среди прочего зависит от горно-геологической структуры пород (под обозначенными черными линиями целиками нагруженность большая). Изменения этой структуры можно наблюдать по мере подвигания лавы

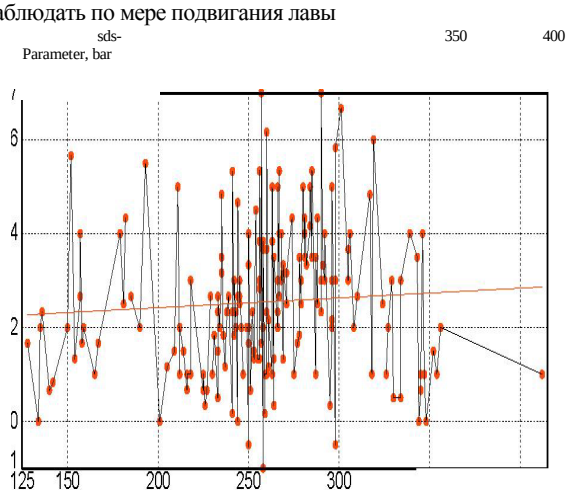


Рис.1 Давления в стойках крепи (ось x) и соответствующие sds-параметры (ось y) в различные моменты времени

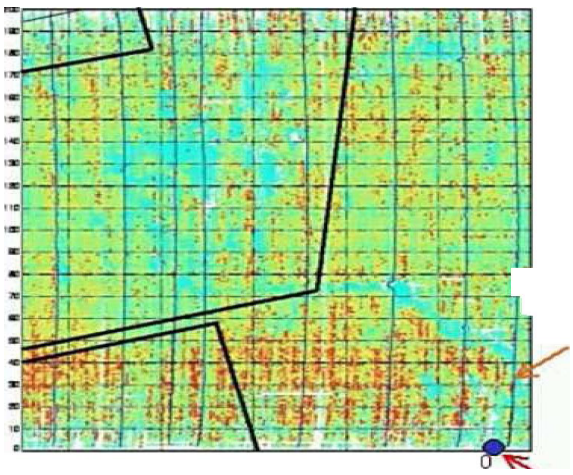


Рис.2 Распределение этого параметра в лаве на протяжении почти 300 метров отработки пласта

На рисунках 2 и 3 видны зоны повышенного горного давления, ограниченные красными точками. Вход и выход из этих зон особенно опасен из-за динамических проявлений горного давления. На пикете **600,** где произошел горный удар в штреке, одновременно с выходом из зоны ПГД можно также заметить выход раскола в основной кровле на штрек (менее нагруженная область с голубыми точками).

Установленные в лаве области высокого давления перемещаются по мере подвигания забоя в выработанное пространство. По их размерам можно судить о длине зависающей консоли основной кровли.

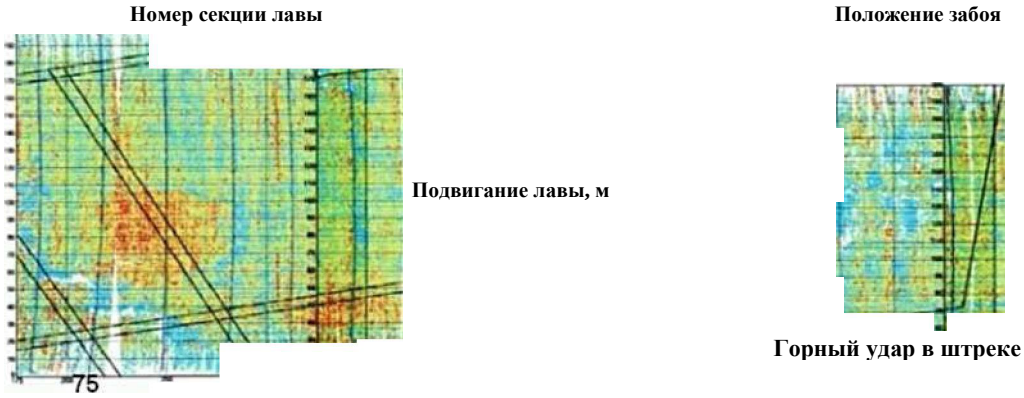


Рис. 3 Зоны повышенного горного давления и вероятные разломы в кровле

По данным программ **kva** и **sds** можно оперативно судить об опасных участках в действующей лаве, требующих своевременного реагирования.

ВОЗВЕДЕНИЕ МЕТАЛЛИЧЕСКОЙ РАМНОЙ КРЕПИ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ ГОРНЫХ ВЫРАБОТКАХ

А.А. Дортман

Научный руководитель профессор В.В. Аксенов

Юргинский технологический институт (филиал) Национального исследовательского Томского политехнического университета, г. Юрга, Россия

Проходка горных выработок осуществляется на всех стадиях предварительной и детальной разведки недр, а также при подземной добыче полезных ископаемых. Наибольшая часть проходческих работ производится при предварительной и детальной разведке. Из них на долю горизонтальных разведочных выработок (штольни, квершлаги, штреки и орты) приходится 96–98% [3]

Форма горизонтальной выработки (квершлаг, штрек, штольня, орт) может быть прямоугольной, трапециевидной, прямоугольно-сводчатой, арочной, угол наклона зависит от применяемого транспорта. Выбор формы определяется интенсивностью горного давления и, как следствие, принятым видом крепи. В горнокапитальных и подготовительных выработках с большим сроком службы чаще используется прямоугольно-сводчатая форма выработок с бетонной, анкерной или металлической крепью из спецпрофиля СВП.

Металлическая трапециевидная крепь. Работа по возведению рамы состоит из подготовки места для установки рамы и устройства лунок под стойки; возведения непосредственно рамы и расклинки ее; затяжки кровли и боков выработки.

Приступив к замене временной предохранительной крепи в призабойном пространстве постоянной на очередном участке (заходке), в первую очередь необходимо обобрать отслоившиеся и нависшие куски породы в кровле и боках выработки. Отслаивание породы выявляют обычно путем остукивания кровли и боков выработки каким-нибудь инструментом (ломом, пикой или др.) с удлиненной ручкой. Если при этом получается звонкий стук, то обнаженные породы не нарушены и устойчивы. Если же звук получается глухой, то это указывает, что порода начинает отслаиваться и ее необходимо осторожно обрушить. Одновременно с оборкой породы выравнивают кровлю и бока выработки до проектных размеров ее поперечного сечения.

Лунки для стоек, в зависимости от крепости пород, делают глубиной 0,1–0,25 м, лунки для лежней полной крепежной рамы – глубиной 0,5–1 толщины лежня и шириной, равной ширине лежня. Лунки тщательно выравнивают.

Рамы устанавливают перпендикулярно к продольной оси выработки и на расстоянии одна от другой, соответствующем утвержденному паспорту крепления. При возведении рамы сначала в лунки ставят стойки, которые до укладки верхняка удерживают при помощи обаполов, прикрепляемых к ним и к стойкам одной –трех

соседних, ранее установленных рам, а также при помощи специальных распорок, приспособлений. Стойки трапециевидных рам устанавливают под углом наклона 80–85°.

После установки стоек накладывают сверху или завозят сбоку верхняк так, чтобы соединение его со стойкой было плотным. Для укрепления рамы верхняк сначала слегка расклинивают. По отвесу проверяют правильность установки стоек и верхняка разнос стоек и вертикальное положение верхняка. Вертикальность крепежной рамы проверяют двумя отвесами, подвешиваемыми к середине замков. При этом отвесы и стойки должны находиться в одной плоскости**.** Правильность наклона стоек устанавливают по их разносу, т.е. по расстоянию стойки у почвы выработки от отвеса (при наклоне стоек 80° оно равно 0,35–0,5 м). Правильность установки рамы относительно оси выработки проверяют по трем отвесам, один из которых подвешивают к середине верхняка проверяемой рамы, а два других – к середине двух верхняков ранее установленных рам, отстоящих от проверяемой рамы на некотором расстоянии. При правильном положении устанавливаемой рамы все три отвеса должны находиться в одной вертикальной плоскости**.** После этой проверки окончательно расклинивают раму, для чего все клинья – по два у каждого замка – забивают до отказа. Затем производят затяжку кровли и боков и забутовку закрепного пространства. Для затяжки кровли и боков подготовительных выработок при средней устойчивости пород обычно применяют горбыльный или дощатый обапол [1].

Металлическую **арочную крепь из специального взаимозаменяемого профиля** (СВП) устанавливают в следующей последовательности. После осмотра забоя и оборки заколов породы по закрепляемому периметру выработки под стойки крепи разделывают лунки с применением отбойных молотков, лункобура или вручную. В лунки устанавливают стойки крепи и ниже соединительных узлов скрепляют их двумя межрамными стяжками с предыдущей аркой. Затем с рабочего полка устанавливают в проектное положение верхняк и скрепляют его со стойками с помощью скоб, планок и гаек. Затяжку гаек производят стандартным ключом с длиной рукояти 0,4 м или гайковертом. После установки верхняка его соединяют одной или двумя межрамными стяжками (распорками) с ранее установленной рамой. Проверяют правильность возведения рамы по отвесам и расклинивают ее в замках. Затем затягивают кровлю, потом бока выработки и, по мере установки затяжек, пространство между породой и затяжками забучивают мелкой породой или другими забутовочными материалами.

При проведении выработок на выдвижные балки временной предохранительной консольной крепи, применяемой для крепления призабойного пространства, зачастую навешивают верхняки постоянной крепи очередного цикла и перетягивают кровлю. В этом случае после погрузки породы подготавливают лунки под стойки очередной рамы, устанавливают в лунки стойки и присоединяют их к верхняку, уложенному на прогонах. Далее работы по креплению проводят в последовательности, описанной выше.

В выработках значительной высоты (обычно более 2,5 м) крепь возводят с использованием рабочих полков различных конструкций. Наиболее часто в выработках большой площади поперечного сечения устраивают подвесные рабочие полки. На шахтах Кузбасса довольно широко пользуются подвесными полками, состоящими из двух пар раздвижных металлических труб, подвесных крючьев и настила из плах.

Металлическую кольцевую крепь из спецпрофиля СВП применяют в небольшом объеме в выработках, испытывающих повышенное горное давление по всему контуру, чаще всего при значительном пучении пород почвы. Наиболее часто она состоит из четырех элементов (звеньев), которые соединяют внахлестку. Размер нахлестки 400 мм, как и у элементов незамкнутой крепи из спецпрофиля. Крепь возводят в следующей последовательности. В забое оформляют верхнюю часть выработки и на выдвижные балки временной предохранительной крепи подвешивают верхний элемент крепи. Под защитой временной крепи оформляют нижнюю часть забоя и укладывают на затяжки нижний элемент. Затем поочередно устанавливают боковые элементы и соединяют их с нижним и верхним элементами замками. Операции по установке податливых узлов кольца выполняют так же, как и в арочных крепях с соответствующими соединительными замками (обычными, ЗПК и др.). Крепежное кольцо выравнивают, соединяют тремя – четырьмя межрамными стяжками с ранее закрепленным соседним кольцом и тщательно расклинивают деревянными клиньями. После этого перетягивают кровлю и бока выработки, в соответствии с требованиями паспорта крепления, и снизу вверх тщательно заполняют породой пространство за крепью, а при необходимости заполняют закрепное пространство твердеющими смесями. Аналогично возводят арочную податливую крепь с обратным сводом. После устройства временной предохранительной крепи с навеской на выдвижные балки верхняка рамы и затяжки кровли производят выемку пород почвы на требуемую глубину, укладывают на затяжки обратный элемент (элементы) крепи. Затем поочередно устанавливают стойки, соединяют их с верхняком и лежнем замками. Раму выравнивают, соединяют стяжками с соседней рамой, расклинивают ее, перетягивают бока и забучивают закрепное пространство. Работы по возведению металлических крепей мало механизированы и выполняются в основном вручную. Разработаны и применяются в небольшом объеме различные крепеустановщики, подъемники и другие средства [2].

Литература

1. Баклашов И.В., Картозия Б.А. Механика подземных сооружений и конструкций крепей. – М.: Недра, 1992. –
3. 415 с.
2. Гелескул М. Н., Хорин В. Н., Киселев Е. С., Бушуев Н. П. Справочник по креплению горных выработок: – М.: Недра, 1993. – 427 с.
3. Порцевский А.К. Технологии проведения горизонтальных, вертикальных горных и горно-разведочных выработок: Учебное пособие. - М.: МГОУ, 2004. – 69 с.

ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ РАЗРАБОТКИ УЗЛА СОПРЯЖЕНИЯ СЕКЦИЙ ГЕОХОДОВ

А.А. Дронов

Научный руководитель доцент М.Ю. Блащук

Юргинский технологический институт (филиал) Национального исследовательского Томского политехнического университета, г. Юрга, Россия

Россия является одним из мировых лидеров по добыче и переработке твердых полезных ископаемых (ПИ) [7]. По мере развития промышленного производства объемы добычи ПИ постоянно увеличиваются. Стремительный прирост населения также сказывается на повышении объемов добычи ПИ. За счет технического прогресса, в 20 веке человечеством было добыто преобладающее количество ПИ извлеченных из недр Земли за всю историю нашей цивилизации. На данный момент есть все основания полагать, что объемы добычи ПИ в 21 веке будут только возрастать.

Одно из направлений увеличения роста добычи ПИ – разработка месторождений глубокого залегания. Для разработки подобных месторождений требуется оборудование, способное обеспечить высокую производительность при минимальных габаритах, т.к. доставка и сборка оборудования при больших глубинах залегания ПИ – трудоёмкий процесс. К сожалению, современная проходческая техника идет как раз по пути увеличения массы, которая порой достигает более 100 т. К тому же применение проходческих комбайнов и щитов ограничено малыми углами наклона проводимых выработок [5].

Разработка и внедрение самоходного высокопроизводительного проходческого оборудования – один из путей совершенствования современной системы подземной разработки месторождений. Основными достоинствами данного пути являются увеличение эффективности проходки, повышение уровня безопасности горных работ, а также гибкость применения подобного оборудования в различных условиях.

В связи с этим актуально использование альтернативных технологий, таких как геовинчестерная технология (ГВТ) проведения горных работ, которая способна решить многие проблемы проходки горных выработок, а также сооружения городских коллекторных магистралей и перегонных тоннелей метро [6].

Геовинчестерная технология – процесс механизированного проведения горных выработок с формированием и использованием системы законтурных винтовых и продольных каналов, в котором операции по разработке забоя, уборке горной массы, креплению выработанного пространства, а также перемещению всей проходческой системы на забой осуществляются в совмещенном режиме [4].

Основным достоинством данной технологии является то, что приконтурный массив горных пород используется как опорный элемент, позволяя вести выработку в любом направлении без конструктивных доработок проходческого оборудования. К тому же конструкция геохода позволяет осуществлять все операции проходческого цикла в совмещенном режиме.

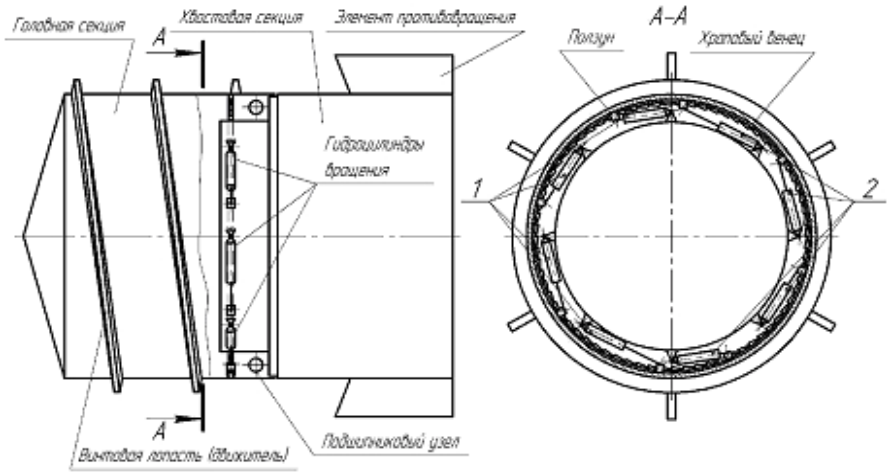


Рис. 1 Компоновочная схема с непрерывной подачей на забой с двумя группами гидроцилиндров в разных фазах выдвижения в одной плоскости

В основе ГВТ лежит принципиально новый класс горной техники – геоход. Геоход осуществляет вращательно-поступательное перемещение на забой посредством передачи вращательного движения на головную секцию от гидроцилиндров, цапфы штоков которых закреплены на головной, а цапфы корпусов на стабилизирующей секции агрегата. Таким образом, головная секция геохода совершает как вращательное, так и поступательное перемещение на забой по принципу ввинчивания в породный массив. В это же время стабилизирующая секция должна совершать поступательное движение на забой вслед за головной секцией геохода.

Данная задача решена введением в конструкцию геохода узла сопряжения, который должен обеспечить сцепление секций, вовлекая в поступательное перемещение вслед за головной стабилизирующую секцию, не передавая ей при этом вращательного движения от головной секции. Узел сопряжения секций – важное

устройство, обеспечивающее общую работоспособность геохода. Опираясь на исследования авторов [5,6], следует отметить, что узел сопряжения секций следует рассматривать неразрывно с трансмиссией геохода. От конструктивных решений реализованных в трансмиссии напрямую зависят кинематические и конструктивные параметры узла сопряжения секций геохода.

В первых, экспериментальных, образцах геоходов ЭЛАНГ-3 и ЭЛАНГ-4 был реализован раздельный режим перемещения секций [1,2]. В геоходе ЭЛАНГ-3 в процессе движения штоков гидроцилиндров вращения, они находятся в постоянной кинематической связи с секциями, при этом одни и те же гидроцилиндры поочередно то выдвигают, то подтягивают секции, и геоход совершает прерывистую подачу на забой. В двухсекционном образце ЭЛАНГ-4 после перемещения головной секции на забой на некоторую величину стабилизирующая секция перемещается к головной за счет гидроцилиндров надвига. По сути, эти гидроцилиндры выполняют функцию узла сопряжения секций. Положительным моментом данной схемы является то, что секции не сочленены «жестко» и есть возможность углового излома секций относительно друг друга. Это обеспечивает маневренность агрегата, более легкую реализацию изменения направления выработки.

Помимо раздельного режима перемещения секций геохода авторами [3] была предложена конструктивная схема геохода, реализующая принцип совмещенного перемещения секций. Данный принцип реализуется за счет подшипникового узла, который помимо передачи осевого тягового усилия от головной к стабилизирующей секции геохода способен воспринимать радиальную нагрузку от взаимодействия секций. Данная схема обладает рядом преимуществ перед пенальной конструкцией. Снижаются потери на трение в этом узле, уменьшается вероятность перекоса секций. Помимо этого, за счет передачи тягового усилия от головной секции непосредственно к стабилизирующей, отпадает необходимость использования гидроцилиндров надвига. Однако для перемещения геохода в совмещенном режиме требуется существенное увеличение усилий, что ведет к повышению требований к трансмиссии геохода [4]. К тому же применение подшипникового узла в качестве узла сопряжения секций ведет к уменьшению маневренности всего геохода.

(рисунок 1), либо применением волновой передачи с промежуточными телами качения. Эти трансмиссии накладывают ограничения на возможную степень взаимной подвижности секций в осевом направлении.

Помимо этого необходимо обеспечить достаточную маневренность геохода за счет возможности углового излома

секций друг относительно друга на определенную величину. Ни одна из предложенных ранее конструктивных схем узла сопряжения секций геохода не подходит для реализации этих задач.

Очевидно, что в ходе реализации новых поколений геоходов, одним из сдерживающих факторов является отсутствие научно обоснованных технических решений узла сопряжения секций геохода, а также методик определения их параметров. Поэтому исследования в этом направлении являются актуальными.

Для обоснования параметров узла сопряжения секций геохода необходимо решить следующие задачи:

Сформировать основные требования к узлу сопряжения секций геохода;

Разработать компоновочные схемы и конструктивные решения узла сопряжения секций геохода;

Обосновать силовые, кинематические и конструктивные параметры узла сопряжения секций геохода и разработать методику их определения;

Определить влияние различных факторов на параметры узла сопряжения секций геохода.

Литература

1. А.с. 1229354, СССР, МКИ E21 D9/06 Проходческий щитовой агрегат / Ин-т угля СО АН СССР; В.Ф. Горбунов [и др.].- Опубл. БИ., 1986 - №17.
2. А.с. 1668678, СССР, МКИ E21 D9/06 Проходческий щитовой агрегат / Ин-т угля СО АН СССР; А.Ф. Эллер [и др.].- Опубл. БИ., 1991 - №29.
3. А.с. 1719642, СССР, МКИ E21 D9/06 Проходческий щитовой агрегат / Ин-т угля СО АН СССР; А.Ф. Эллер [и др.].- Опубл. БИ., 1992 - №10.
4. Аксенов В.В., Геовинчестерная технология проведения горных выработок. – Кемерово: Институт угля и углехимии СО РАН, 2004. – 264 с.
5. Блащук М.Ю., Обоснование параметров трансмиссии геохода с гидроприводом: Автореф. дис. канд. техн. наук. – Кемерово: ФГБОУ ВПО КузГТУ, 2012. – 19 с.
6. Тимофеев В.Ю., Обоснование параметров трансмиссии геохода с волновой передачей: Автореф. дис. канд. техн. наук. – Кемерово: ФГБОУ ВПО КузГТУ, 2012. – 19 с.
7. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года, утвержденная распоряжением Правительства РФ от 28 августа 2003 г. № 1234-р.

РОЛЬ ЗАБОЙКИ ШПУРОВ В ПРОЦЕССЕ ВЗРЫВНОГО РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД

В.С. Забуга

Научный руководитель профессор В.Г. Лукьянов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Основную массу горных выработок на угольных и рудных шахтах в настоящее время проходят буровзрывным способом, поэтому вопросы повышения эффективности взрывных работ приобретают первостепенное значение. Особое внимание должно быть уделено повышению эффективности взрыва при

ведении взрывных работ методом шпуровых зарядов, который в сущности является единственным в практике горнопроходческих работ.

Одним из факторов, определяющим условия и эффективность взрыва шпуровых зарядов ВВ, является внутренняя забойка шнуров. Её величина и качество в значительной степени определяют коэффициент использования шпуров (КИШ), равномерность дробления массива, а также количество поступающих при взрыве в рудничную атмосферу пыли и ядовитых газов. На практике имеет место пренебрежительное отношение к забойке со стороны некоторой части горняков-производственников, причинами которого являются неясность теоретических предпосылок о роли и доведении забойки в процессе взрывного разрушения горных пород.

Современные представления о распределении энергии взрыва разнообразны и противоречивы. Одни исследователи полагают, что основным фактором, определяющим эффективность взрыва, является поршневое давление продуктов детонации, другие считают, что разрушение массива при взрыве происходит главным образом за счет действия прямой и отраженной ударных волн. Так, в работе [2] Г. И. Покровский пишет, что при взрывном разрушении горных пород с объемным весом до 2800 кг/м3 основная доля энергии взрыва расходуется на выброс породы и только незначительная ее часть идет на разрушение массива. Совершенно очевидно, что здесь основным фактором, характеризующим эффективность взрыва, признается давление продуктов детонации. Однако в последующих работах [3, 4, 5, 6, 7] Г. И. Покровский показывает, что параметры ударной волны оказывают существенное влияние на результаты взрыва.

Значительный интерес представляет экспериментальные исследования процесса взрывного разрушения пород, выполненные И. Кота [8]. С помощью скоростной съемки он установил, что при взрыве время начала отрыва и сдвижения пород после инициирования зарядов в 30—40 раз превышает время прохождения прямой и отраженной ударных волн. Основываясь на своих исследованиях, он рассматривает значение забойки с точки зрения разрушения массива вспучивающим действием взрыва, при котором давление, вызванное взрывом, должно поддерживаться на довольно длительном промежутке времени. И. Кота пришел к выводу, что в данном случае основным фактором, обусловливающим начало сдвижения и разрушения массива, является поршневое давление продуктов детонации, а не ударная волна.

Практикой ведения взрывных работ на шахтах [1] установлено, что применение песчано-глинистой забойки по сравнению с взрыванием таких же зарядов без забойки позволяет уменьшить количество ядовитых газов, образующихся при взрывах и поступающих в рудничную атмосферу в сухих забоях, более чем в 2,5 раза, а в обводненных в 1,5 раза. Следовательно, ведение взрывных работ без забойки нельзя признать обоснованной ни с экономической, ни с санитарно-гигиенической точки зрения.

Для повышения безопасности и эффективного ведения взрывных работ в настоящее время используют специальные забоечные материалы, которые с одной стороны могли бы поглощать излишнюю энергию продуктов взрыва и тем самым способствовать быстрому их охлаждению. А с другой стороны как можно дольше удерживать продукты взрыва в зарядной камере шпура, что позволит повысить коэффициент полезного действия взрыва и еще больше охладить продукты детонации ВВ до температуры, при которой воспламенение метановоздушных и пылевоздушных смесей не происходит.

Все исследования вопросов взрывного дела как аналитические, так и экспериментальные должны базироваться на физике разрушения горного массива энергией взрыва. Без глубокого понимания и учета особенностей процессов, происходящих в разрушаемой с помощью ВВ среде, невозможно правильное проектирование работ и, следовательно, получение должного эффекта от их проведения. Поэтому роль забойки в процессе взрывного разрушения горных пород следует рассматривать в тесной взаимосвязи с самим механизмом взрыва и в первую очередь с воздействием на разрушаемый массив статического давления продуктов детонации и ударной волны.

По обеспечению безопасности работ, химическому взаимодействию с продуктами взрыва заряда ВВ и характеру сопротивления, препятствующему истечению из шпура газообразных продуктов детонации (запирающим свойствам), все используемые в настоящее время типы забойки можно условно разделить на следующие группы [9]:

Забойка из пластичных материалов (глиняная, песчано-глинистая и забойка из суглинков). Характеристика забойки: сопротивление выталкивающему действию продуктов детонации такая забойка оказывает за счет совместного действия инерции покоя массы забойки, сил трения и сил внутреннего сцепления забоечного материала;

Достоинства: Дешевизна, доступность, простота использования;

Недостатки: Не защищает при забойное пространство от взрывов газа и пыли при воздействии продуктов взрыва и горения заряда ВВ.

Забойка из искусственных ингибиторных пластичных материалов.

Характеристика забойки: Сопротивление выталкивающему действию продуктов детонации такая забойка оказывает за счет совместного действия инерции покоя массы забойки, сил трения и сил внутреннего сцепления забоечного материала;

Достоинства: Доступность, простота использования, надежная защита призабойного пространства от взрывов и вспышек метана и пыли. Повышенная запирающая способность, повышение КИШ. Снижает выброс в выработки токсичных веществ;

Недостатки: Стоимость.

Забойка из сыпучих материалов(песчаная и забойка из гранулированного доменного шлака).

Характеристика забойки: Забойка оказывает сопротивление продуктам детонации только за счет инерции своей массы и сил трения;

Достоинства: Доступность, простота использования;

Недостатки: Технологические неудобства при помещении забойки в шпуры, повышенное время подготовки забоя к взрыванию. Не защищает призабойное пространство от взрывов газа и пыли при воздействии продуктов взрыва и горения заряда ВВ.

Жидкостная забойка.

Характеристика забойки: Она имеет две разновидности: полную заливку шпуров водой и использование наполненных водой или растворами смачивателей пластикатовых ампул. По сопротивлению, оказываемому продуктам детонации, забойка этого типа занимает промежуточное положение между забойками из пластичных и жидких материалов;

Достоинства: Дешевизна, доступность, простота использования, снижает выброс в выработки токсичных веществ;

Недостатки: Жидкость мажет вытекать из шпуров и ампул после заряжания, в этом случае заряды остаются практически без забойки, что категорически не допустимо. Необходим дополнительный пыж из пластичного забоечного материала.

Забойка шпуров пробками из твердых материалов (дерева, пластмассы).

Характеристика забойки: Удержание продуктов детонации в зарядной камере при такой забойке осуществляется в основном за счет расклинивания пробок в устьях шпуров. К этому типу забойки можно отнести также забойку из минеральной ваты;

Недостатки: При испытаниях показали недостаточную эффективность.

Забойка шпуров растворами быстротвердеющих вяжущих веществ.

Характеристика забойки: Такая забойка оказывает сопротивление выталкивающему действию продуктов детонации главным образом за счет сил сцепления забоечного материала со стенками шпура, инерции покоя массы забойки и частично за счет сил трения;

Достоинства: Надежность запирания зарядной камеры шпура, повышение КИШ;

Недостатки: Повышенная стоимость. Технологически сложно, требует больше времени для подготовки взрывания.

«Комбинированная забойка».

Характеристика забойки: Представляет собой цилиндр состоящий из двойной эластичной оболочки. Во внутреннюю оболочку вмонтирован запирающий клапан. Пространство между двойных оболочек заполнено гранулированным наполнителем (соль, ингибитор и т.д.). Через клапан в оболочку нагнетается вода под давлением, которая расклинивает забойку в шпуре;

Достоинства: Надежность запирания зарядной камеры шпура, повышение КИШ;

Недостатки: Повышенная стоимость Технологически сложно, требует больше времени для подготовки взрывания.

Забоечный материал играет важную роль в обеспечении безопасности и эффективности ведения взрывных работ. Особенно в шахтах опасных по газу, по взрывам пыли. Одним из наиболее эффективных видов забоечного материала при проведении взрывных работ является забойка из искусственных ингибиторных пластичных материалов. Исследования в создании новых забоечных материалов необходимо продолжить для увеличения запирающей способности и поглощения токсичных газов взрыва.

Литература

1. Тотмаков Л. В., Ханин М. Я. Применение забойки при взрывных работах в шахтах Криворожского бассейна. // Горный журнал, 1958 – № 12.
2. Покровский Г. И. Расчет зарядов выброса // Действие взрыва в среде и расчет зарядов. – М.: Промстройиздат, 1954 – 165 с.
3. Покровский Г. И., Федоров И. С. Действие удара и взрыва в деформируемых средах – М: Стройиздат, 1957 – 276 с.
4. Покровский Г. И. Физика взрыва – М.,: Знание, 1956 – 273 с.
5. Покровский Г. И. Физические основы взрывного дела – М.: Металлургиздат, 1956 – 175 с.
6. Покровский Г. II. Исследование удара и взрыва в деформируемых средах – М.: Изд. ВИЛ, 1958 – 423 с.
7. Покровский Г. И. Предпосылки теории дробления породы взрывом. // Вопросы теории разрушения горных пород под действием взрыва – М.: Изд. ЛИ СССР, 1958 – 164 с.
8. Петрухин Б.С. Механизация приготовления забойки для взрывных работ: БТИ МУП СССР, 1954 – 134 с.
9. Песоцкий М.К., Калякин С.А., Расторгуев В.М., Белодед А.В. О создании новых высокопредохранительных ВВ для угольных шахт // Способы и средства создания безопасных и здоровых условий труда в угольных шахтах: Сб. научных трудов МакНИИ.– Макеевка-Донбасс, 1996.– С.176-181.

РОЛЬ КОНТУРНОГО ВЗРЫВАНИЯ В ПРОЦЕССЕ ПРОВЕДЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ ГОРНЫХ ВЫРАБОТОК

В.С. Забуга
Научный руководитель профессор В.Г. Лукьянов
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Различают два метода взрывных работ при проведении горных выработок – обычное взрывание и контурное. Обычное взрывание получило чрезвычайно широкое распространение, несмотря на серьезные недостатки. Так, фактические контуры полостей выработок, как правило, не соответствуют проектным. Имеют место большие переборы и чрезмерные нарушения трещинами законтурного массива. Трещинообразование в законтурном массиве отрицательно влияет не только на прочность и устойчивость пород кровли и стенок горных выработок, но на безопасность работ, особенно в призабойном пространстве. Трещины – аккумулятор ядовитых газов, образующихся при взрывных работах. Переборы породы являются причиной увеличения объемов работ по погрузке и транспортировке породы и забутовке закрепного пространства, а при монолитной бетонной крепи – больших перерасходов бетона.

Контурное взрывание – способ производства взрывных работ, при котором достигается максимальное приближение фактического профиля выработок и выемок к проектному при сохранности сплошности массива горных пород.

Для проведения горных выработок контурным взрыванием необходимо выполнять следующие мероприятия:

а) высокоточная реализация параметров, указанных в паспортах буровзрывных работ, т. е. надо точно размечать шпуры, а при бурении строго выдерживать углы наклона шпуров к поверхности забоя выработки;

б) уменьшение в 2…4 раза против обычной энергии взрыва в оконтуривающих шпурах;

в) применение особого метода расчета параметров зарядов и расположения шпуров.

Перед началом работ по проведению выработки контурным взрыванием должен быть разработан и скорректирован паспорт буровзрывных работ.

Анализ применения контурного взрывания [1, 2] показал следующее. Уменьшение концентрации взрыва на 1 м шпура достигается за счет применения ВВ с высокой (360-450 см3) работоспособностью в патронах малого (21-24 мм) или применения ВВ в патронах обычного (32-36 мм) диаметра, но малой (260-300 см3) работоспособности, а также комбинации двух первых способов. Благодаря увеличенному зазору между диаметром шпура и патроном ВВ снижается плотность заряжания и связанное с этим давление газа на стенки шпура. При контурном взрывании применяют три типа конструкций заряда – с радиальным, осевым и радиально-осевым зазором. Заряды с радиальным зазором применяют при использовании ВВ в патронах малого диаметра, с осевым – при использовании ВВ в патронах диаметром 32-36 мм; заряды с радиально-осевым зазором применяются в случаях, когда ВВ имеют большую работоспособность, но малый диаметр патрона. Применение контурного взрывания уменьшает глубину трещин в породном массиве в 4-7 раз, перебор породы примерно в 3 раза и заметно снижает затраты на крепление 1 м выработок – в 1,5 раза.

В работах [1, 2] приводится зависимость расстояния между оконтуривающими шпурами в горизонтальных выработках от коэффициента крепости пород по шкале проф. М.М. Протодьяконова. Так, например, при f = 3 это расстояние составляет 75 см, а при f = 10 уменьшается до 45 см. Исследования в работе [3] зависимости влияния контурного взрывания на скорость проходки выработок при различных условиях показали следующее: при использовании контурного взрывания возникает необходимость в бурении дополнительного числа шпуров, изменяемого для различных условий в пределах 19…28 % для выработки с S = 10 м2 или 17…24 % для выработки с S = 20 м2, причем с увеличением f имеет место относительное сокращение прироста числа оконтуривающих шпуров. Скорость проходки выработки с S = 10 м2 при контурном взрывании снизится в 1,14 раза при f = 10 и в 1,18 раза при f = 20. Для выработки с S = 20 м2 указанные показатели составят соответственно 1,1 и 1,24 раза. Более интенсивное сокращение скорости проходки при повышении f можно объяснить снижением в этом случае производительности бурового оборудования. Удвоенная производительность средств бурения позволяет не только компенсировать снижение скорости при контурном взрывании, но и получить, при более высоких значениях f ее приращение.

Для выработки с S = 10 м2 при использовании бурового оборудования с производительностью, увеличенной в два раза, скорость проходки при контурном взрывании при f = 14…16 равна, а при f = 18…20 превышает на 26…41% скорость проходки выработки обычным взрыванием; для выработки с S = 20 м2 использование контурного взрывания с бурением шпуров более производительным оборудованием обеспечивает увеличение скорости проходки от 7% при f = 10 до 26% при f = 20 [3].

Использование контурного взрывания позволило: отказаться от тяжелых крепей из монолитного бетона и металлических арок, а вместо них применить набрызг-бетон и анкерную крепь; практически ликвидировать процессы трещинообразования в законтурном массиве, устойчивость которого резко возросла.[4]

Литература

1. Смирняков В.В., Вихарев В.И., Очкуров В.И. Технология строительства горных предприятий. – М.: Недра, 1989. – 573 с.
2. Насонов И.Д., Федюкин В.А., Шуплик М.Н. Технология строительства подземных сооружений. – М.: Недра, 1983. – 233 с.

3. Харин С.А., Коваленко В.В. Оценка влияния контурного взрывания на скорость проходки горизонтальных выработок – Донецк:, 2009. – 239 с.
4. Шевцов Н.Р., Таранов П.Я., Левит В.В., Гудзь А.Г. Разрушение горных пород взрывом: Учебник для вузов. – 4-е издание переработанное и дополненное – Донецк:, 2003. – 253 с.
5. Лукьянов, Виктор Григорьевич. Взрывные работы : Учебник / В. Г. Лукьянов, В. И. Комащенко, В. А. Шмурыгин ; Томский политехнический университет (ТПУ). — Томск : Изд-во ТПУ, 2008. — 402 с. : ил. — Библиогр.: с. 396-397.

ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ СПОСОБОВ ОТРАБОТКИ БАКЧАРСКОГО ЖЕЛЕЗОРУДНОГО ПРОЯВЛЕНИЯ

И.М. Иванюк
Научный руководитель профессор В.Г. Лукьянов
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Бакчарский “рудный узел”, именуемый иногда месторождением входит в состав Западно-Сибирского железорудного бассейна в пределах Томской области и расположен в 200 км к западу от города Томска в междуречье рек Андарма и Икса. Площадь месторождения составляет 1200 км2. Руды представлены плотными гидрогетитовыми разностями с сидеритовым цементом, а также рыхлыми и слабосцементированными разностями. Среднее содержание железа в рудах Бакчарского месторождения по данным групповых проб колеблется от 30,32 до 53,48% (при среднем 41,9%). Химический состав железных руд месторождения по качеству не уступает разрабатываемым месторождениям аналогичного генезиса - Керченскому, Аятской группе месторождений, месторождениям Германии и Франции. Отличительной особенностью бакчарских руд является более высокое содержание фосфора и ванадия. Суммарные предполагаемые ресурсы на обоих участках составляют около 23 млрд.тн. Практически единственным недостатком месторождения традиционно считалось его расположение на территории знаменитых Васюганских болот, относительно большие глубины продуктивных пластов - 180-250м и сложное гидрогеологическое строение.

В России 93% железной руды добывается с применением открытого способа разработки при содержании железа в рудах от 12 до 40%,залегающих в сложных горно-геологических условиях (при средней глубине разработки 250-280 м) в местах с достаточно суровыми природно-климатическими условиями их освоения. Основные зарубежные производители железорудного сырья (Бразилия, Австралия) разрабатывают месторождения с содержанием железа свыше 60% и с минимальными и объёмами вскрышных работ, что позволяет им в широком диапазоне изменять цены на рынках сырья.

Бакчарское железорудное проявление представляет уникальную возможность осваивать ресурсы железной руды, находящиеся вблизи автомобильной дороги, линий электропередач и уже готовых инфраструктур жизнедеятельности.

Освоение подобных богатых железных руд в короткие сжатые сроки в течение 2-4 лет возможно осуществить двумя экологически чистыми способами: подземное выщелачивание и скважинная гидродобыча (гидротехнология).

Подземное выщелачивание (ПВ).

Метод широко применяется при эксплуатации месторождений урана, некоторых месторождений золота, а также других видах полезных ископаемых залегающих в рыхлых или пористых обводненных породах. ПВ [4, 5, 6]. Путем выщелачивания возможно добывать не только железо, но и другие минеральные ресурсы, которые содержатся в составе Бакчарского железорудного узла, например ванадий, фосфор, золото.

По оценке ФГУП «ВНИИ химической технологии» (г. Москва) применение метода ПВ в условиях Бакчара возможно. Содержание железа в полученных сернокислотных растворах составит 5-10 г/л. Удельный расход серной кислоты при использовании ПВ будет не ниже 30 кг на 1 кг железа. При стоимости серной кислоты 1000-1500 руб./т, стоимость получаемого концентрата будет на уровне 30-45 руб/кг, только по расходу серной кислоты. С расходами на бурение и энергозатраты на подъем и транспортировку продуктивных растворов удельные расходы будут не менее 100 руб. на 1 кг железа без учета технологического передела.

Скважинная гидротехнология.

Технология скважинной гидродобычи (СГД) [1, 2, 3, 5] позволяет избежать многих отрицательных экологических последствий, характерных для традиционных способов добычи:

- отсутствие отвалов вскрышных пород, хвостохранилищ, дробильно-измельчительных переделов, магнитной сепарации, буровзрывных работ, мощных пылегазовых выбросов и, как следствие, загрязнения значительных площадей, в том числе и сельхоз назначения, тяжелыми металлами и радионуклидами;

- не нарушается режим подземных и поверхностных вод и не требуется значительного отчуждения земель под промышленное строительство;

- процесс добычи руды осуществляется без присутствия людей в горных выработках с исключением тяжелых и опасных для жизни людей операций;

Технология СГД является малооперационной. Поддается полной автоматизации производственных процессов, т.к. инструментом воздействия на рудный массив в недрах является гидродобычной агрегат, состоящий из трубной технологической оснастки скважины, пульпоподъемной колонны и колонны насосно-компрессорных труб, забойного гидромонитора. Размыв руды производится высоконапорной струей забойного гидромонитора, вода на который подается насосами по насосно-компрессорным трубам. Подвижную гидросмесь, эрлифтом выдают на дневную поверхность. Выданная на поверхность трехфазная гидросмесь разделяется на

сжатый воздух, руду и воду. Вода после отстоя (в пруде осветленной воды) от взвешенных минеральных частиц поступает в резевуар оборотного водоснабжения и снова высоконапорными насосами подается в гидродобычные агрегаты на разрушение руды в забое скважины. В настоящее время суточная производительность СГД слабосвязанного минерального сырья из одной выемочной камеры достигает 1 тыс. м3/сутки (для скважинного гидродобычного снаряда типа СГС-3, глубины залегания продуктивного пласта - несколько десятков метров и расстояние от скважины до карты намыва- 100 метров). Достижение промышленных объемов добычи полезного ископаемого с помощью СГД обеспечивается одновременной отработкой десятков и сотен выемочных камер. По оценке специалистов ООО НПО «ТомГДКруда», владеющего лицензией на геологическое изучение, разведку и добычу Полынянского участка недр Бакчарского железорудного поля, затраты на добычу одной тонны руд составят ориентировочно 80 рублей.

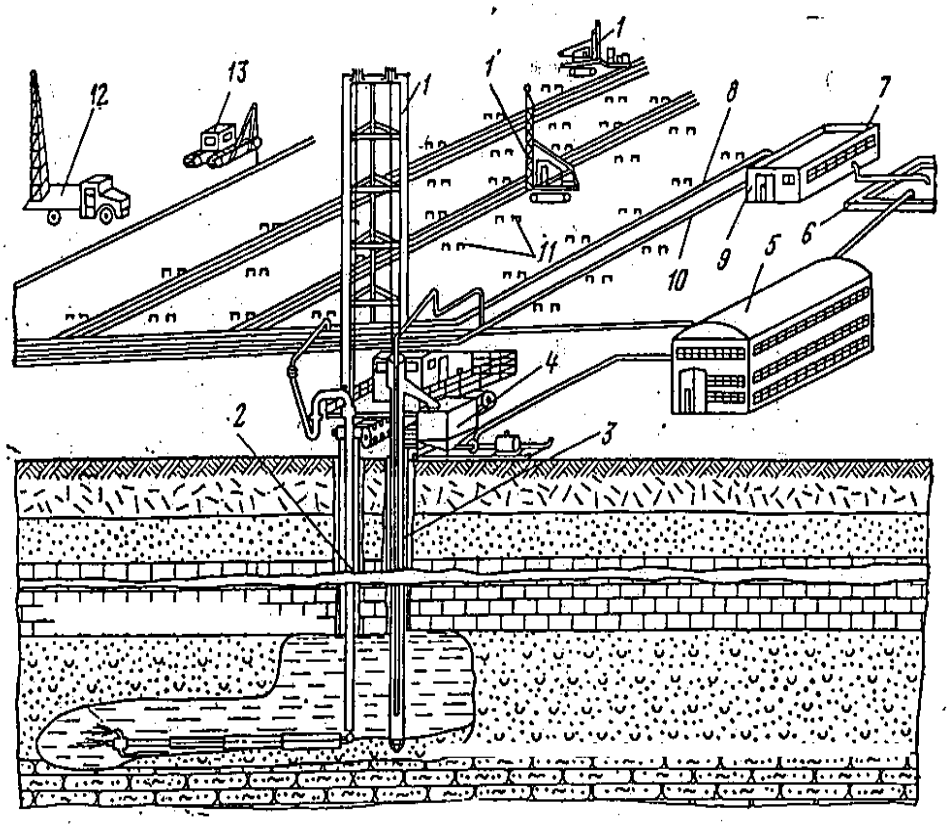


Рис. Типовая схема скважинной гидродобычи полезных ископаемых
1(1[1])- гидродобычные агрегаты; 2- скважинный гидромонитор;
3- пульподъемный механизм; 4- землесос; 5- обогатительная фабрика;
6- водоприемный бассейн; 7- насосная; 8-водопроводы; 9- компрессоры;
10-воздухопроводы; 11-добычные скважины; 12-буровые станки;
13-трубоукладчики

Литература

1. Бабичев Н.И., Николаев А.Н. Скважинная гидравлическая технология – основа высокоэкономичных малых предприятий по добыче твердых полезных ископаемых// Горный журнал., 1996 – №4. – С. 5-9.
2. Либер Ю.В. Разработка титан-цирконовых песков Тарского месторождения // Горный журнал, 1996 – №4. – С. 12-17.
3. Левченко Е.Н., Бесчастных А.М. Технология комплексной переработки редкометальных песков при добыче способом СГД // Горный журнал, 1996 – №4.- С. 17-19.
4. Тепляков И.М., Домаренко В.А., Молчанов В. И. Геотехнологические методы разработки железорудных месторождений Западно-Сибирского бассейна // Геология и минеральные ресурсы Центральной Сибири. – Красноярск: КНИИГИМС, 2001. – Вып.2. – С.169-175.
5. Чинакал Н.А., Барышников Ф.А., Рузинова И.Л. Извлечение железа из окисленных руд методом выщелачивания – М.:ФТПРПИ, 1967, – №2 – С.88-91.

ПРЕДПОСЫЛКИ РАЗРАБОТКИ ФОРМЫ КОРПУСА ГЕОХОДА

А.Н. Капустин
Научный руководитель доцент В.Ю.Бегляков
Юргинский технологический институт филиал Национального исследовательского Томского политехнического университета, г. Юрга, Россия

Дефицит городской территории, увеличение на улицах транспортных потоков, недостаточное развитие городской инфраструктуры требует активного использования подземного пространства, а это строительство туннелей, переходов, метро и т.п. На ряду с этим так же происходит увеличение объемов проходческих работ при добычи полезных ископаемых.

Эти факторы позволили совершенствоваться горной технике и технологии проведения выработок. В настоящее время интенсификация процессов освоения подземного пространства привела к необходимости разработки более совершенных горнопроходческих систем. Перспективным направлением в этой области является геовинчестерная технология проходки тоннелей и горных выработок. Базовым функциональным элементом данной технологии является геоход [1].

Геоход имеет следующие отличия от существующих горнопроходческих машин:

1. Для перемещения и создания напорных усилий на исполнительном органе используется приконтурный массив горных пород;
2. Реализована оригинальная компоновочная схема;
3. Конструкция содержит принципиально новые функциональные элементы и механизмы;
4. Реализована возможность совмещения всех операций проходческого цикла в одной машине;
5. Реализована возможность образования винтовых и продольных каналов в массиве пород за контуром проводимой выработки.

Принципиально-компановочная схема геохода нового поколения представлена на рисунке 1.

Исследования в области геовинчестерных технологий в частности винтоповоротных агрегатов имеют значительные наработки. Испытания созданных на базе исследований геоходов серии «Эланг» на стенде и в реальных условиях шахты доказали их работоспособность и подтвердили возможность нового способа перемещения.

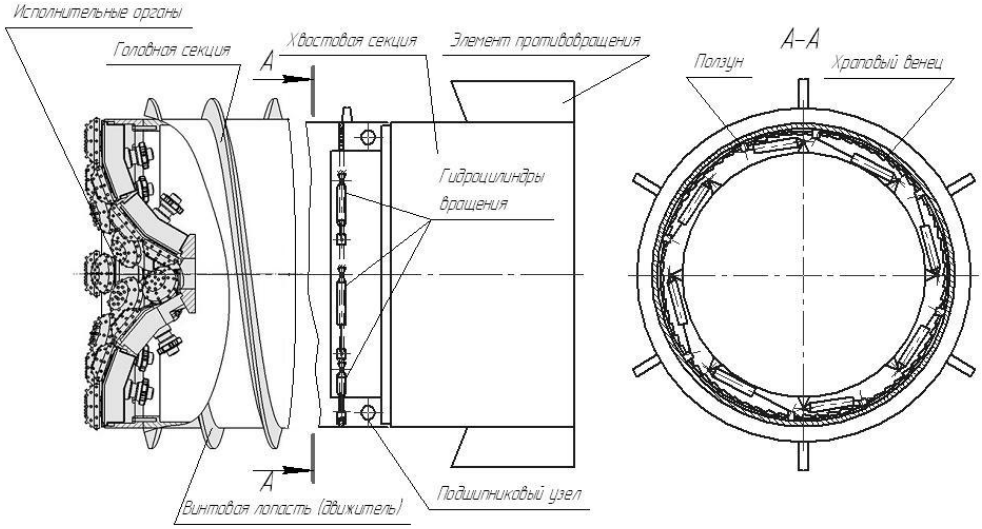


Рис. 1 Принципиально-компановочная схема современного геохода

В конструкциях созданных геоходов было достигнуто следующее [2]:

- снижение металлоемкости проходческого агрегата по сравнению с проходческими щитами того же диаметра;
- снижение энергопотребления при проходке;
- возможность проведения горных выработок в сложных горно-геологических условиях ;
- возможность проведения горных выработок под различными углами наклона относительно горизонта.

Но работы в данной области исследований ведутся и по сей день, определены параметры [3] исполнительного органа, применение которого даст возможность уменьшить удельную энергоемкость разрушения пород. Так же определены возможные схемы трансмиссии геохода [4] с передачей крутящего момента с помощью волновой передачи с промежуточными телами качения (ВППТК) (Рисунок 2).

Разработана математическая модель [5] взаимодействия поверхности корпуса носителя геохода с геосредой, позволяющая определить величину силы трения возникающего между оболочкой секций геохода и окружающей породой в зависимости от физико-механических свойств вмещающей породы, геометрических размеров и веса секций носителя геохода.

Наряду с этим остались не решенные задачи. Геоход, как и любая из известных нам горных машин, будь то комбайн или проходческий щит, имеет корпус, на котором базируются основные и вспомогательные

элементы конструкции. Неизвестно влияние движителей и элементов противовращения на работу носителя. Так же корпус геохода является единой конструктивной базой воспринимающей нагрузку, созданную горным давлением. Что обуславливает разработку оптимальной формы корпуса.

Для разработки геодинамической формы носителя (корпуса) геохода необходимо точно сформулировать требования к ней. Конструкция геохода нового поколения диктует необходимость разработки новых схемных и конструктивных решений корпуса. Так же не исследована степень влияния размеров горной выработки, углов проходки и других факторов на технические характеристики носителя.

Практическое отсутствие исследований по определению параметров корпуса геохода сдерживает разработку и создание ВПА нового поколения. Поэтому актуальность работ направленных на решение вышесказанных задач очень остра.

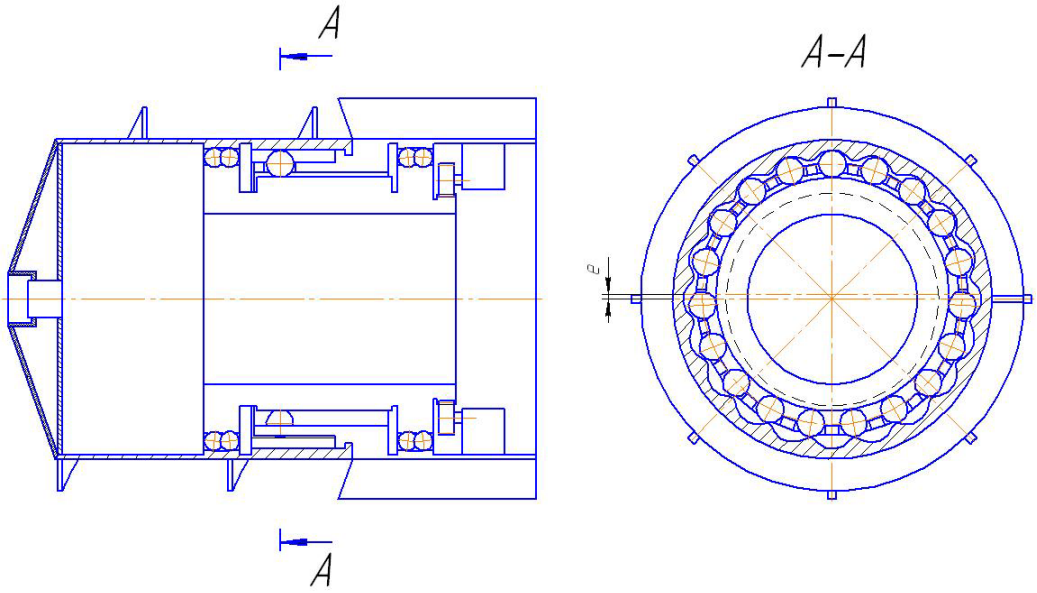


Рис. 2 Схема передачи крутящего момента с помощью ВППТК

Целью проводимых исследований является обоснование схемных и конструктивных решений носителя. Для достижения цели необходимо решить следующие задачи:

- выработать требования к корпусу геохода;
- разработать схемные и конструктивные решения носителя (корпуса) геохода;
- разработать математическую модель взаимодействия корпуса геохода с геосредой выработки;
- определить влияние различных факторов на параметры корпуса геохода.

Литература

1. Аксенов, В.В. Геовинчестерная технология проведения горных выработок. – Кемерово: Институт угля и углехимии СО РАН, 2004. – 264 с.
2. Аксенов В.В., Ефременков А.Б., Тимофеев В.Ю., Блащук М.Ю. Обоснование необходимости разработки трансмиссии геохода // Вестник Кузбасского государственного технического университета. – Кемерово, 2009. – № 73. – С. 24–27.
3. Аксенов В.В., Садовец В.Ю., Бегляков В.Ю. Обоснования формы забоя выработки геохода // Сборник трудов Международной научно-практической конференции с элементами научной школы для молодых ученых «Инновационные технологии и экономика в машиностроении». 20–21 мая, 2010 г. / ЮТИ. – Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2010. – С.492–496.
4. Аксенов В.В., Тимофеев В.Ю., Блащук М.Ю. Разработка схемного решения привода геохода с волновой передачей с промежуточными телами качения // Отдельный выпуск Горного информационно-аналитического бюллетеня. – М., 2012. – № ОВЗ. – С. 167–175.
5. Моделирование взаимодействия корпуса носителя геохода с геосредой / В.В. Аксенов, А.Б. Ефременков, В.Ю. Тимофеев, М.Ю. Блащук // Горный информационный аналитический бюллетень. Горное машиностроение. – М., 2010. – ОВ №3. – С. 41– 48.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГАЗОНОСНОСТИ СОЛЯНЫХ ПОРОД МЕТОДОМ РАСТВОРЕНИЯ

Н.Ф. Красюк, Г.А. Фортунатов
Научный руководитель профессор А.Н. Земсков
ООО «ЗУМК-Инжиниринг», г. Пермь, Россия

Ведение горных работ на калийных и соляных месторождениях осложнено газовыделениями горючих и ядовитых газов в горные выработки и газодинамическими явлениями (внезапные выбросы соли и газа, обрушения пород кровли и т.д.)

Данные о газоносности и выбросоопасности пород являются основным исходным материалом для определения газообильности горных выработок, расчета потребного количества воздуха для их проветривания по газовому фактору и разработки профилактических мероприятий при проведении горнопроходческих работ [1]. Таким образом, для снижения возможных издержек и обеспечения безопасной разработки месторождения необходимо иметь информацию по газоносности уже на стадии проектных работ. Частично ее можно получить посредством извлечения и анализа микровключенных газов из керна геологоразведочных скважин.

Существует большое число способов дегазации горных пород (измельчение, растворение, плавление, вакуумирование, химическое разрушение и их сочетания), каждый из которых обладает своими преимуществами и недостатками. Для соляных пород, хорошо растворимых в воде с незначительным образованием нерастворимого остатка (менее 10%), как правило, применяется метод растворения.

Нами была разработана установка (рис. 1) и методика определения газоносности способом растворения. Установка состоит из сосуда 2, в котором происходит растворение образцов, воронки 3 служащей для сбора выделяющихся пузырьков газа и направления их через резиновый шланг 4 и кран-тройник 5 в мерную емкость 6. Емкость имеет двойные стенки и представляет собой сосуд Дьюара. В его верхней части устанавливается термометр 7 и дифференциальный манометр 9 для регистрации температуры и давления газовой смеси во время эксперимента и измерения объема выделившихся газов. Нижняя часть емкости соединяется резиновым шлангом с колбой 11, понижением уровня раствора в которой можно перепускать раствор и газ в мерную емкость. Электронагреватель 1 служит для подогрева раствора и поддержания заданной температуры во время эксперимента. Насос 12 поддерживает постоянную циркуляцию жидкости в системе.

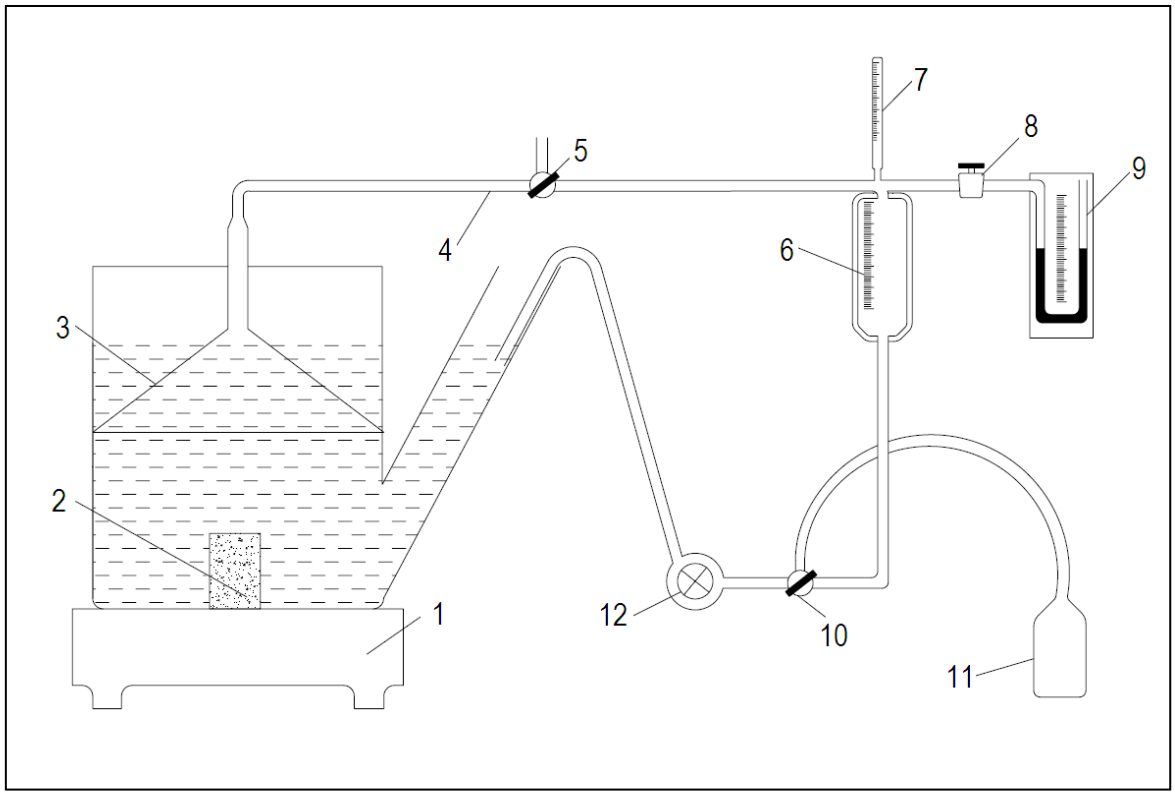


Рис. 1. Схема установки для дегазации керна

При разработке методики было учтено влияние всех возможных факторов на результат измерения. Так, во избежание явления "сжатия объема" при растворении солей в воде, поверхность растворителя свободно перемещалась и сообщалась с атмосферой. Учитывалась также растворимость газов в воде и растворе.

Подготовка к эксперименту заключается в следующем. В сосуд 2 заливают 7 л воды, нагревают ее до кипения и кипятят в течение 10-15 мин. Этим достигается частичная дегазация воды от растворенного в ней

воздуха. В кипящей воде растворяют 1500-1600 г NaCl, чем достигается дополнительная дегазация раствора от растворенного воздуха, так как растворимость газов в соляном растворе значительно ниже. После того как вся система заполняется раствором включается электронасос, создающий непрерывную циркуляцию раствора в системе, остаточный выделившийся воздух выпускается в атмосферу через кран-тройник 5, в системе устанавливается постоянная температура 75°С. Установка готова к работе.

Растворимость соли NaCl в воде при t = 75°С составляет порядка 375 г на литр. Таким образом, для полного насыщения 7 литров воды в ней нужно растворить 2625 г соли. Следовательно, до полного насыщения раствора можно растворить образец каменной соли, сильвинита или карналлита весом около 1 кг.

После ввода установки в режим через отвод сосуда 2 в раствор опускают исследуемый образец. Каждый образец предварительно описывается и взвешивается на электронных весах. Выделяющийся при растворении газ поступает через воронку 3 и соединительный шланг 4 в мерную емкость. После полного растворения пробы, которое занимает 60 – 90 мин., производятся замеры объема выделившегося газа, его давления и температуры. Выделившийся газ из мерной емкости отбирается в вакуумированную бутылку или шприц для последующего хроматографического анализа.

Задачей интерпретации результатов является нахождение по измеренному объему полученной газовой пробы и ее составу истинного количества и состава газа, выделившегося из образца. Для этого необходимо рассмотреть процессы, происходящие с газовой смесью при проведении опыта.

Несмотря на высокую температуру рассола и его концентрацию, он содержит некоторое количество растворенного воздуха, который при дополнительном увеличении концентрации NaCl, вызванном растворением образца, переходит в свободную фазу и выделяется в пробу. С другой стороны, часть выделившегося из образца природного газа растворяется в рассоле. Приближенно оценить количество газа, способного раствориться в рассоле при проведении опыта можно с помощью уравнения Сеченова:

$$s' = s \cdot 10^{-kc}, \quad (1)$$

где,s', s – растворимость газа в воде, соответственно, содержащей электролит и не содержащей его, мг/л;

k – коэффициент Сеченова (коэффициент высаливания);

с – концентрация электролита (NaCl) в воде, г-экв/л.

Так, по литературным данным, коэффициент Сеченова для метана при температуре 75˚С равен 0,101, а его растворимость в воде при этой температуре – порядка 7,5 мг/л. Таким образом, количество метана, которое теоретически может раствориться в 7 литрах рассола с концентрацией 6,35 г-экв/л составит:

$V_{CH_4} = V \cdot s \cdot 10^{-kc} = 7 \cdot 0{,}0075 \cdot 10^{-0{,}101 \cdot 6{,}35} = 0{,}01197\ г = 16{,}76\ см^3$ при Н.У.

Аналогично определяется количество растворенного воздуха, выделяющегося в пробу при растворении образца массой 1 кг (т.е. при повышении концентрации электролита с 3,91 до 6,35 г-экв/л):

$$V_{возд.} = V \cdot s \cdot (10^{-kc_1} - 10^{-kc_2}) = 7 \cdot 0{,}0091 \cdot (10^{-0{,}1 \cdot 3{,}91} - 10^{-0{,}1 \cdot 6{,}35}) = 8{,}5\ см^3$$

Однако, уравнение Сеченова, фактически, является предельным, и точное его соблюдение обеспечивается при достаточно низкой концентрации электролита, а также при подчинении растворимости газа в воде закону Генри в термодинамической формулировке [3], поэтому применение его для определения растворимости широкого спектра газов в насыщенном растворе не корректно. Тем не менее, оно позволяет оценить величину ожидаемых ошибок при определении состава газовой смеси и сделать вывод о том, что состав газа «искажается» тем больше, чем меньше количество газа, содержащегося в образце.

Другим фактором, искажающим результаты измерений, является наличие паров рассола в мерной емкости. Их объем можно определить по уравнению:

$$V_{П} = \frac{V_2 P_{П}}{P_1 - \Delta P}, \quad (2)$$

где,V_2' – объем газа в мерной емкости, мл;

P_1 – атмосферное давление, мм рт.ст;

ΔP – разряжение в установке, мм рт.ст.;

$P_{П}$ – давление паров воды рассола.

Давление насыщенных водяных паров зависит от температуры и концентрации рассола. При температуре 75˚С и концентрации соли, близкой к насыщенному раствору, объем паров составит около 1/3 объема пробы.

Таким образом, обработка результатов измерений сводится к удалению из пробы попавшего в нее воздуха, водяных паров и введению поправки на потерю газа в рассоле.

Литература

1. Земсков А.Н., Кондрашев П.И., Травникова Л.Г. Природные газы калийных месторождений и меры борьбы с ними. – Пермь, 2007. - 414 с.
2. Красюк Н.Ф. Исследование газоносности солевых пород и ее роли во внезапных выбросах. Дис. ... канд. техн. наук. – Л.: ЛГИ, 1975. - 185 с.
3. Намиот А.Ю. Растворимость газов в воде. Справочное пособие. – М.: Недра, 1991. – 167 с.

РАЗРАБОТКА СИЛОВОГО ГИДРОИМПУЛЬСНОГО МЕХАНИЗМА ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРОЦЕССА РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД

И.В Кузнецов
Научный руководитель профессор Л.А Саруев
Национальный исследовательский Томский политехнический университет г.Томск, Россия

В настоящее время велика потребность в бурении скважин малого диаметра (40…70 мм). Область их применения включает геологоразведочные и технические скважины различного назначения.

При проходке таких скважин в породах средней твердости и выше часто применяют машины вращательно – ударного действия. Прогрессивным направлением в развитии машин и механизмов вращательно – ударного действия является создание является создание силовых импульсных систем с гидравлическим приводом. Исследования вращательго бурения режущим инстрементом 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%.[1]

Известные пневмо – и гидроударные узлы, применяемые в горной промышленности , имеют низкий КПД из – за наличия активных сопротивлений в виде различных дросселей, клапанов, золотников т.п.

В бурильных машинах с пневмо- или гидроударными узлами формирование силовых импульсов в буровой штанге производится за счет разгона поршня и нанесение ударов последним по торцу штанги. При этом возникает превышающий допустимые санитарные нормы шум из-за резкого выбрасывания сжатого воздуха в атмосферу или жидкости в сливную полость, а также из-за соударения поршня с торцом буровой штанги. Существующие устройства для забивки свай также создают большой шум.

В настоящее время, в связи с тем, что не существует буровых машин, предназначенных только для проходки скважин по породам средней крепости, в ТПУ будет разработан гидроимпульсный силовой механизм, который может использоваться вместо ударных узлов бурильных машин вращательно-ударного действия, либо в качестве источника высокоэнергетических направленных упругих колебаний для бурильных машин вращательного действия.[2]

Целью изобретения является повышение эффективности виброзащиты. Цель достигается тем, что в предлогаемым гидроимпульсном силовом механизме гидроцилиндр расположен в корпусе сосно с инерционной массой, поршень подпружинен относительно корпуса в противоположном инерционной массе направлении , а упругий элемент расположен в гидроцилиндре так, что взаимодействует своей поверхностью с инерционной массой и поршнем через жидкость.На чертеже изображен гидроимпульсный силовой механизм.

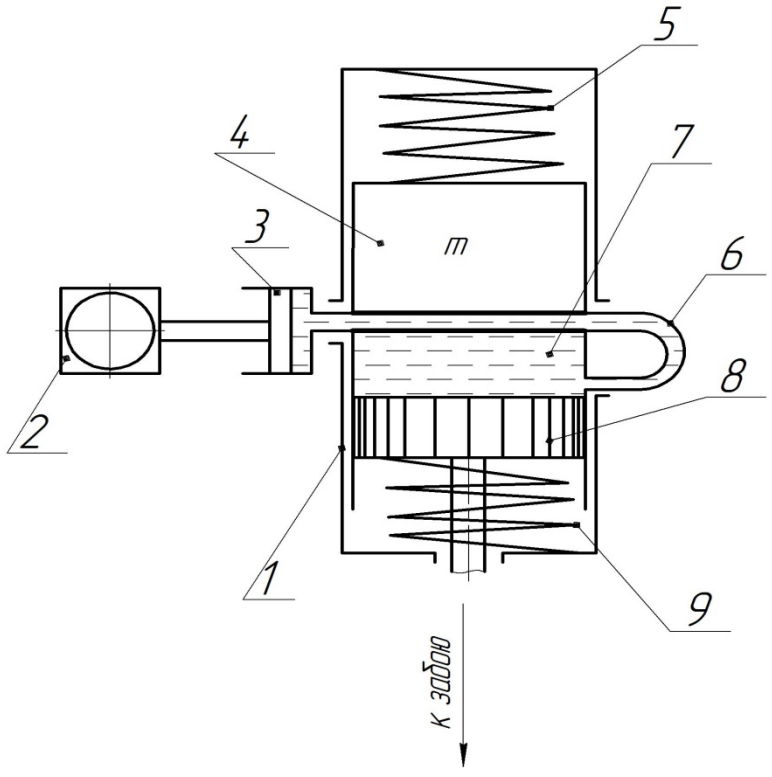


Рис. Гидроимпульсный силовой механизм

Гидроимпульсный силовой механизм содержит корпус 1, гидропульсатор 2, в качестве которого может быть кривошипношатунный , эксцентриковый или другой механизм, обеспечивающий продольные колебания плунжера 3 гидропульсатора, инерционную массу 4, поджатую пружиной 5 к продольным боковым стенкам упругого элемента 6 (гидравлического шланга), имеющего непосредственную связь с гидроцилиндром 7 м поршнем 8, который поджат пружиной 9. Инерционная подпружиненная масса 4 и гидроцилиндр 7 установлены таким образом, что могут совершать поперечные колебания относительно продольной оси упругого элемента 6. Подача бурового инструмента на забой или погружения сваи в грунт осуществляется поршнем 8 силового гидроцилиндра 7.С целью увеличения нелинейности и жесткости заполненного средой упругого элемента 6 поршень 8 гидроцилиндра 7 поджат пружиной 9, помещенной в одном корпусе 1 с инерционной массой 4, поджатой пружиной 5.

Благодаря тому, что упругий элемент с полостью, заполненной средой, обладает нелинейной жесткой характеристикой и расположен между инерционной массой и задней стенкой силового гидроцилиндра таким образом, что продольными боковыми стенками касается их, при деформации его указанными элементами он приобретает форму эллипса и обеспечивает параболическую зависимость между величиной изменения объема полости внутри упругого элемента и возникающим давлением среды, заключенной в этой полости. Это давление, изменяющееся в виде импульсов определенной амплитуды и длительности, воспринимается поршнем силового гидроцилиндра, непосредственно связанного с полостью упругого элемента. Под импульсным воздействием поршня на жестко связанную с ним штангу в последней формируется силовые импульсы, которые перемещаются по штанге к коронке со скоростью звука в материале штанги.

Таким образом, силовые импульсы формируются в штанге без механического соударения поршня со штангой с коэффициентом передачи энергии 0,85 – 0,90.

Таким образом, вследствие того, что в предлагаемом механизме упругий элемент расположен между инерционной массой и силовым гидроцилиндром, касаясь их боковыми стенками, устраняется вибрации машины, на которую установлен этот механизм.

Литература

1. Шадрина А.В., Саруев Л.А., Саруев А.Л. Динамические процессы в колонне труб при вращательно – ударном бурении скважин малого диаметра из подземных горных выработок. – Томск: Изд-во ТПУ, 2009. – 175 с.
2. Саруев Л.А., Казанцев А.А. Разработка и исследование гидромеханической системы формирования силовых импульсов в ставе штанг для интенсификации вращательного бурения – Томск: Известия Томского политехнического университета, 2008. – Т. 313. – № 1. – С. 75 – 78.

СРАВНЕНИЕ МЕХАНИЧЕСКОГО СПОСОБА И БУРОВЗРЫВНЫХ РАБОТ С ПРЯМЫМИ ВРУБАМИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ ВЫРАБОТОК УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КУЗБАССА

А.Н. Масловский
Научный руководитель профессор В.Г. Лукьянов
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Проведением горной выработки называют выполнение комплекса работ по отделению породы от массива, ее погрузке и транспортированию, возведению крепи, а также выполнению ряда вспомогательных процессов. Этот комплекс обеспечивает периодическое или непрерывное перемещение забоя выработки (подвигание) с запланированной скоростью. В зависимости от горно-геологических условий (физико-механических свойств пород, устойчивости массива, величины водопритоков) применяют различные способы проведения выработок.

В процессе проведения горной выработки используются буровзрывной и механический способ, которые зависят от многих геологических условий, один из важнейших является крепость пород.

Для сооружения выработки в слабых и средней крепости породах успешно применяют проходческие комбайны, которые позволяют механизировать процессы разрушения и выдачи породы из забоя ствола с одновременным возведением крепи.

В крепких породах применяют буровзрывной способ. Однако при оптимизации горнопроходческого цикла начинает зарекомендовывать себя и в средней крепости пород для достижений более высоких показателей скорости проходки.

На рисунке 1 представлена графическая зависимость способов проходки. За одинаковое количество времени буровзрывной способ показал лучший результат по сравнению с механическим способом.

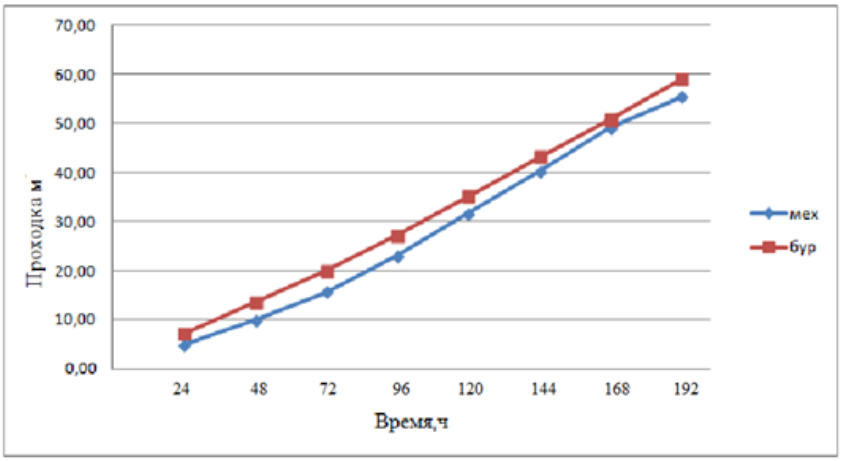


Рис.1. Графическая зависимость механического способа и буровзрывных работ с прямыми врубами при проведении дополнительных выработок угольных месторождений Кузбасса.

Достижение лучших результатов требует выбор рациональных технологии БВР каждым геологическим условиям и исключение затрат времени на вспомогательные операции.

Выбор рациональных технологий БВР применяется подбор конструкций прямых врубов и их группировку, рациональный паспорт БВР для каждых геологических условий.

При бурении шпуров происходит износ буровой коронки. Замена буровой коронки является вспомогательной операции. Устранения износа инструмента достигается путем объемного упрочнения для повышения ресурса.

Литература

1. Лукьянов В.Г., Громов А.Д., Пинчук Н.П. Технология проведения горно-разведочных выработок: Учебник для вузов. 2-е изд. – Томск: Изд-во Том. ун-та, 2004. – 468 с.
2. Жингель И.П., Гуляев Ю.В. Зависимость деформационных свойств горных пород от петрографического состава. – в кн.: Исследование по вопросам горного дела в Кузбассе. – М.: Недра, 1966 – С. – 21–25.
3. Кучерявый Ф.И., Хадоковский Ю.Ф. Влияние естественной нарушенности массива на результаты взрыва // Горный журнал, 1970. – №9, – С. 36–37.
4. Морозов В.Т. Влияние физико-механических свойств пород на эффективность взрывной отбойки. / В кн.: Физико-технические и технологические проблемы разработки и обогащения полезных ископаемых. – М.: Недра, 1982 – С. 25–28.
5. Каплунов Д.Р., Ионов А.Н. Влияние структурных особенностей массива на результаты дробления пород взрывом. / В кн.: Взрывное дело: Новое в дроблении горных пород взрывом. – М.: Госгортехиздат, 1963. – №63/10 – С. 17–20.
6. Журналы проходческих бригад на шахтах Кузбасса, 2011 – 100 с.

ЗАЩИТА ГОРНОРАБОЧИХ ОТ ПРОНИКНОВЕНИЯ ДЫМОВЫХ ГАЗОВ В РАБОЧУЮ ЗОНУ

А. В. Николаев, Н. А. Королёв
Научный руководитель профессор Н. И. Алыменко
Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия

Наиболее опасной аварийной ситуацией, возникающей на шахтах и рудниках, является возникновение пожара в горных выработках, в результате которого распространяющиеся дымовые газы угрожают здоровью, а нередко и жизни горнорабочих. Возникновение пожара в подземных горных выработках является причиной возникновения тепловых депрессий (естественных тяг), вызванных разностью температур (плотностей) воздуха в них. В калийных рудниках, обладающих малыми аэродинамическими сопротивлениями, в случае возникновения пожара, воздухораспределение в пределах добычного участка в значительной мере будет зависеть от возникающих тепловых депрессий.

В работе [1] было установлено, что в случае возникновения пожара в конвейерном штреке (наиболее возможном месте) блока (панели), отрабатываемого по восстанию пласта тепловые депрессии будут направлены таким образом, что дымовые газы опасной концентрации начнут поступать в рабочую зону (рис. 1). При этом, за счет действия тепловых депрессий, в блок (панель) будет поступать больший объем свежего воздуха, способствующего повышению интенсивности горения конвейерной ленты.

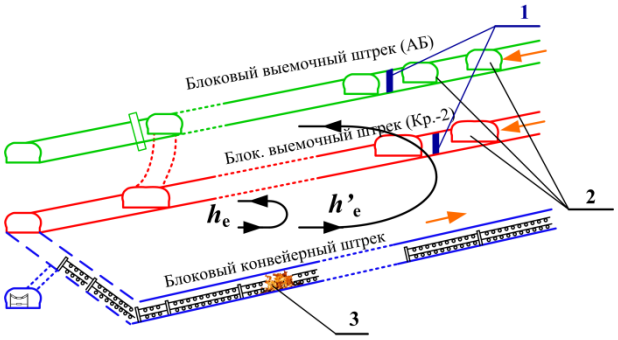


Рис. 1 Распространение пожарных газов в блоке, расположенном по восстанию пласта (традиционная схема)
1 – передвижная шахтная вентиляционная перемычка; 2 – отработанные камеры; 3 – очаг возгорания конвейерной ленты

Для предотвращения попадания продуктов горения в рабочие зоны блока (панели) было предложено ограждать выемочный штрек сразу за отрабатываемыми камерами передвижной вентиляционной перемычкой (рис. 1). Согласно расчетам [1] при установке подобного устройства дымовые газы по отработанным камерам будут удаляться в блоковый вентиляционный штрек 3 (рис. 2), а через перемычку будут поступать незначительные объемы загазованного воздуха.

Для реализации подобного способа защиты горнорабочих от отравления дымовыми газами требовалось разработать конструкцию шахтной перемычки, которая смогла бы обеспечить надежную герметизацию выемочного штрека. При этом необходимо было учитывать, что на возведение и перемещение перемычки должно затрачиваться как можно меньше рабочего времени. С учетом этих требований была предложена конструкция шахтной вентиляционной перемычки [2], приведенная на рис. 3.

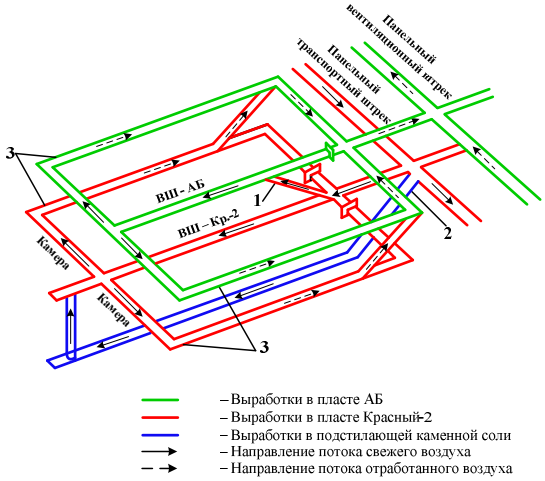


Рис. 2 Упрощенная схема проветривания блока (панели)
1 – уклон на пласт АБ; 2 – уклон на конвейерный штрек; 3 – вентиляционные штреки; ВШ-АБ – выемочный штрек в пласте АБ; ВШ-Кр.2 – выемочный штрек в пласте Красный 2

Принцип работы перемычки следующий.

Перемычка устанавливается в выемочном штреке блока (панели). В месте установки перемычки, мачты 3 разворачиваются по периметру выработки и упираются в стенки и кровлю выработки раздвигающимися телескопическими упорами 2. Через крепежные кольца 6 телескопических упоров 2 протягиваются застежки 8 и натягивается полотно 1, перекрывающее основную часть выработки. После закрепления полотна 1 во вшитый по его периметру пневморукав 7 подается сжатый воздух. При закачке сжатого воздуха пневморукав 7 раздувается и принимает форму выработки. Количество закачиваемого воздуха ограничивают только объемом пнеморукава для принятия им необходимой формы и поддержания требуемого давления. Использование эластичного пневморукава, за счет изменения давления, позволит эффективно использовать перемычку при различных неровностях стенок, кровли и почвы выработки.

Для перемещения перемычки по выемочному штреку необходимо выпустить воздух из пневморукава. Сложить вращающиеся мачты, расположенные в верхней части каркаса, повернуть армирующий каркас вокруг своей оси и доставить перемычку к новому месту установки.

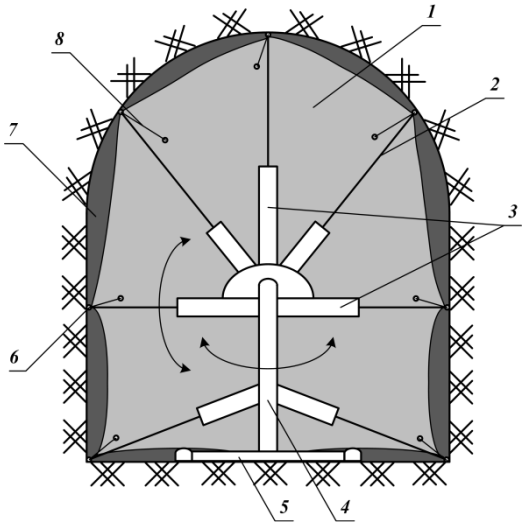


Рис. 3 Шахтная передвижная вентиляционная перемычка
1 – полотно; 2 – телескопические упоры; 3 – вращающиеся мачты; 4 – армирующий каркас; 5 – салазки; 6 – крепежные кольца; 7 – пневморукав; 8 – застежки

Размещенный по периметру полотна пневморукав, при закачке в него воздуха, перекроет все неровности горной выработки, надежно изолируя ее от проникновения дымовых газов. Кроме того, по мере увеличения температуры воздуха подаваемого от источника горения (за счет нагретых дымовых газов) воздух в пневморукаве будет нагреваться и расширяться, в результате чего герметизация выемочного штрека будет увеличиваться.

Таким образом, установка передвижной перемычки в выемочном штреке блока (панели), отрабатываемого по восстанию пласта сразу за отрабатываемыми камерами, позволит защитить горнорабочих от отравления дымовыми газами в случае возникновения пожара конвейерной ленты в конвейерном штреке. Для реализации подобного способа защиты возможно применение описанной в работе перемычки, которая не только позволит быстро перемещать ее на новое место установки, а также будет «самогерметизироваться» по мере увеличения температуры дымовых газов, поступающих из конвейерного штрека.

Литература

1. Николаев А. В., Алыменко Н. И. Результаты моделирования аварийной ситуации в блоках, отрабатывающих наклонные пласты // Проблемы обеспечения безопасности в промышленности, строительстве и на транспорте: Материалы междунар. науч. – техн. конф. – Пермь, 2010. – С. 107–115.
2. Патент на полезную модель № RU 116575 U1. Шахтная вентиляционная перемычка / Николаев А. В., Алыменко Н. И., Николаев В.А. – Опубл. 27.05.2012.

ОБОСНОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ РАБОЧЕГО БОРТА РАЗРЕЗА В ЗОНЕ БЕСТРАНСПОРТНОЙ ОТРАБОТКИ ВСКРЫШИ

Д.С. Ожигин, А.В. Гапий
Научный руководитель профессор С.Г. Ожигин
Карагандинский государственный технический университет, г. Караганда, Казахстан

Обеспечение устойчивости карьерных откосов – важная задача для эффективного и безопасного ведения горных работ.

Применяемая бестранспортная технология ведения горных работ на Центральном разрезе АО «Шубарколь комир» предусматривала отработку вскрышной толщи, общей мощностью - 30м, в два этапа - по 15м.

На втором этапе отработки вскрышной толщи, прослой горючих сланцев экскавировался вместе с вмещающими горными породами, и при последующей переэкскавации во внутренние отвалы, частично оказывался на поверхности откоса. Это приводило к возникновению локальных очагов самонагревания.

Для предупреждения возникновения эндогенных пожаров во внутренних отвалах и повышения безопасности ведения горных работ в зоне бестранспортной отработки вскрыши предусматривается изменение параметров борта разреза (рисунок, все размеры на рисунке даны в метрах).

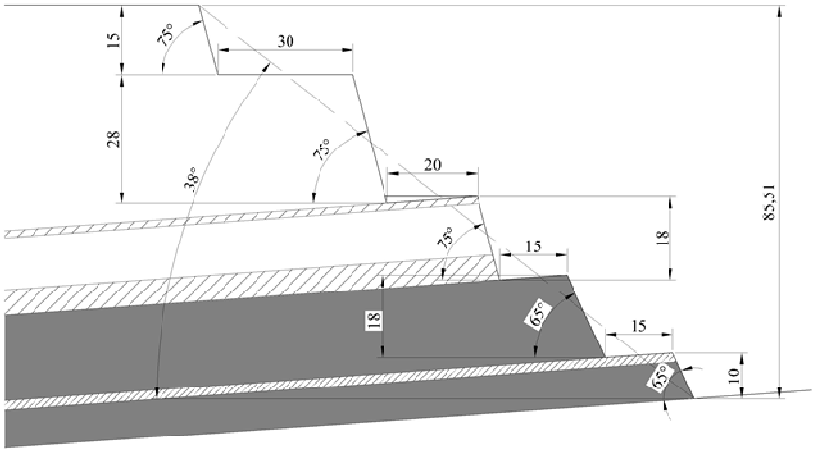


Рис. Предлагаемые параметры борта разреза в зоне бестранспортной технологии отработки вскрыши

Предлагаемая схема бестранспортной технологии предусматривает отработку вскрышной толщи, общей мощностью 24-28м.

При этом нижележащая толща вскрышных пород, включающая в себя 2 прослоя горючих сланцев, общей мощностью - 18 м, отрабатывается в два этапа с погрузкой пород в автомобильный транспорт. Это позволяет производить на отвалах отдельное складирование пород, содержащих горючие сланцы, с последующей изоляцией их инертными породами.

Кроме того, для повышения безопасности ведения горных работ в предлагаемой схеме на угольном горизонте пласты 2В и 1В2 отрабатываются отдельно с оставлением площадки шириной 15м с основным породным прослоем.

При оценке состояния горных массивов используют расчетные значения физико-механических свойств горных пород, которые получают путем введения соответствующих корректирующих коэффициентов.

В соответствии с п.6.2.4 [4]: «Обеспечение устойчивости бортов с различными коэффициентами запаса полностью не исключает деформирование прибортового массива, так как перераспределение напряжений при проведении выработок вызывает определенные деформации пород, но при этом они не достигают критических величин…». Т.е. введение коэффициента запаса снижает риск обрушения откоса, позволяет обеспечить устойчивость откоса в целом, в тоже время не предохраняет полностью от возникновения вывалов, осыпей верхней бровки уступа, возникновения заколов, разрушения поверхности откосов уступов в течении времени. Для предохранения откосов от разрушения должен выполняться целый комплекс противодеформационных работ.

Горный массив в зоне ведения горных работ по бестранспортной технологии представлен аргиллитами, алевролитами, песчаниками, углистыми сланцами и углями.

Структура пород горного массива слоистая. Залегание угля и вмещающих пород пологое - 4-50. Трещиноватость прибортового массива развита по напластованию и перпендикулярно ему. Распространены трещины двух типов: трещины выветривания и кливажа. Угол падения трещин – 80÷900, азимут простирания – 10÷15; 60; 900.

Расчеты производились по следующим параметрам (рисунок):

Для повышения надежности расчетов принят ряд условий неблагоприятно влияющих на устойчивость откосов и учитывающих состав и структуру прибортового массива:

- наличие на 3м породном уступе слабых аргиллитов;
- 4й породный уступ сложен аргиллитами, имеющими наименьшую прочность среди вмещающих пород;
- в основании рабочего борта разреза учтена зона с обводненной контактной прочностью (сцепление – 0,03 МПа, угол внутреннего трения -120 и введенный в них коэффициентом запаса).
- в пределах вертикальной стенки отрыва Н90 сопротивление отрыву не учитывается, так как здесь возможен сдвиг по вертикальным трещинам продольного к откосу заложения.

Оценка устойчивости борта разреза выполнялась способом Карагандинского Государственного Технического Университета (численно-аналитический способ расчета [3]) , в котором в результате анализа различных вариантов, удовлетворяющих основным положениям теории предельного равновесия, может быть однозначно установлено местоположение поверхности скольжения в приоткосном массиве.

На всю высоту исследуемого участка разреза – 86м (площадки 5-го породного и угольных уступов - наклонные), для группы вскрышных уступов высотой 58м и группы угольных уступов - 28м с коэффициентом запаса в расчетных физико-механических характеристиках прочности пород - nзап=1,5 (три уступа и более, в соответствии с [1]).

Оценка устойчивости породных и угольных уступов (один, два уступа) производилась с коэффициентом запаса в расчетных физико-механических характеристиках прочности пород - nзап= 2,0 [1].

Выполненные расчеты устойчивости борта и уступов Центрального разреза в зоне бестранспортной технологии ведения горных работ показывают, что при заданных параметрах карьерных откосов устойчивость борта и уступов разреза обеспечивается с коэффициентом устойчивости больше нормативного показателя (n =1,2[1]):

- коэффициент запаса устойчивости участка рабочего борта равен n=1,25;
- коэффициенты запаса устойчивости отдельных уступов рабочего борта составляют n = 1,25÷3,39.

Результаты расчетов устойчивости борта и уступов Центрального разреза в зоне бестранспортной технологии ведения горных работ сведены в таблицу.

Таблица

Результаты расчетов устойчивости борта и уступов разреза в зоне бестранспортной технологии ведения горных работ

Характеристика уступов	Коэффициент запаса устойчивости *n*				
	2й угольный	1й угольный	5й породный	4й породный	3й породный
2й угольный уступ	3.39				
1й угольный уступ	2.51	2.27			
5й породный уступ (со сланцами)	1.94 (1,57)	1.42	1.67		
4й породный уступ (аргиллиты)	1.46 (1,28)	1.47 (1,35)	1.41	1.29	
3й породный уступ (слабые аргиллиты)	1,29 (1.25)	1.36 (1,32)	1.74 (1,67)	1.52	1.25

Примечание:

– серым цветом выделены результаты расчетов устойчивости с введенным коэффициентом запаса в расчетных прочностных характеристиках пород $n_{зап}$ = 2,0 (1-2 уступа);

– белым цветом - результаты расчетов устойчивости с введенным коэффициентом запаса $n_{зап}$ = 1,5 (3 и более уступов).

– в скобках - сдвиг по контакту

Расчеты устойчивости борта и уступов Центрального разреза в зоне бестранспортной технологии ведения горных работ показывают, что при заданных параметрах (рисунок 1) устойчивость борта и уступов разреза обеспечивается с коэффициентом устойчивости больше нормативного показателя (*n* =1,2[1,4]).

Литература

1. Временные методические указания по управлению устойчивостью бортов карьеров цветной металлургии. – М.: МЦМ СССР, 1989. – 128 с.
2. Методические указания по определению углов наклона бортов, откосов уступов и отвалов строящихся и эксплуатируемых карьеров. – Л.:ВНИМИ, 1972. – 165 с.
3. Попов И.И., Шпаков П.С., Поклад Г.Г. Устойчивость породных отвалов. – Алматы: Наука, 1987. – 224 с.
4. Правила обеспечения устойчивости откосов на угольных разрезах. – Санкт-Петербург, 1998. – 208 с.

ОЦЕНКА УСТОЙЧИВОСТИ ВТОРИЧНЫХ ФИТОЦЕНОЗОВ ПРИ ОТКРЫТОЙ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ СТРОИТЕЛЬНОГО КАМНЯ

Ю.А. Озарян

Институт горного дела Дальневосточного отделения РАН, г. Хабаровск, Россия

Стабильность как способность организма к нормальному развитию является чувствительным индикатором состояния природных популяций и позволяет оценить суммарную величину антропогенной нагрузки. Наиболее простым и доступным для широкого использования способом оценки стабильности развития является определение величины флуктуирующей асимметрии билатеральных морфологических признаков. Она представляет собой отклонения от строгой билатеральной симметрии вследствие несовершенства онтогенетических процессов и проявляется в незначительных ненаправленных различиях между сторонами (в пределах нормы реакции организма) [2]. Получаемая интегральная оценка качества среды является оценкой реакции живого организма на неблагоприятное воздействие, которое имело место в период его развития [3].

Распоряжением Министерства природных ресурсов Российской Федерации в 2003 году утверждены «Методические рекомендации по выполнению оценки качества среды по состоянию живых существ (оценка стабильности развития живых организмов по уровню асимметрии морфологических структур)» [1], в соответствии с которыми выполнены исследования. Принцип метода основан на выявлении нарушений симметрии развития листовой пластины древесных и травянистых форм растений под действием антропогенных факторов.

Исследуемый фитоценоз является вторичным растительным сообществом, возникшим на месте породных отвалов, образованных в процессе добычи строительного камня ОАО «Корфовский каменный карьер». Так как добыча на предприятии осуществляется более 100 лет, то по периметру карьерной выемки в различной удаленности от мест ведения горных работ образованы отвалы, эксплуатация которых была прекращена от 5 до 50 лет назад (рис. 1). Это позволило изучить устойчивость фитоценозов в зависимости от времени хранения вскрышных пород, которые являются субстратом для растительности.

Рис. 2. Карта-схема расположения породных отвалов т. 1- отвал 5 лет; т.2- отвал 10 лет; т. 3- отвал 15 лет; т.4- отвал 25 лет; т.5- отвал 40 лет; т. 6- отвал 50 лет. БХПЗ- Большехехцирский государственный природный заповедник

Согласно методике, для биомониторинга стабильности развития вторичных сообществ выбрана береза белая (Betula albosinensis), которая присутствует во всех вторичных фитоценозах, за исключением однолетнего отвала, где еще не появилась древесная растительность, в связи с чем, эта территория не обследовалась по описанной выше методике.

Величина асимметрии у растений рассчитывается как различие в промерах слева и справа, отнесенное к сумме промеров на двух сторонах. Интегральным показателем стабильности развития для комплекса мерных признаков является средняя величина относительного различия между сторонами на признак. Этот показатель рассчитывается как среднее арифметическое суммы относительной величины асимметрии по всем признакам у каждой особи, отнесенное к числу используемых признаков. После произведенного расчета для оценки степени выявленных отклонений от нормы, использовали, предложенную в методике балльную шкалу, с помощью которой определили качество среды в исследуемых точках.

Диапазон значений интегрального показателя асимметрии, соответствующий условно нормальному фоновому состоянию, принимается как первый балл (условная норма). Он соответствует данным, полученным в природных популяциях при отсутствии видимых неблагоприятных воздействий (например, на особо охраняемых природных территориях).

Статистическая значимость различий между выборками по величине интегрального показателя стабильности развития определяется по t-критерию Стьюдента. Произведенный расчёт позволил сделать вывод, что значимыми являются различия между выборками относительно времени хранения отходов в отвале 5-40, 5-50, 15-40, 10-40, 10-50 лет. В остальных случаях значение, полученного t-критерия Стьюдента находится в зоне незначимости. Следовательно, величина стабильности развития на поверхности отвалов 5,10,15 и 40, 50 имеет значительную разницу, соответственно восстановительные процессы более динамично и стабильно протекают именно на территории, где техногенное воздействие минимально.

Рассчитав интегральный показатель стабильности развития по всем выборкам, мы определяем стабильность развития в баллах и соответственное ему качество среды обитания организмов (таблица 1).

Таблица

Интегральный показатель стабильности развития вторичных фитоценозов

№ площадки	Интегральный показатель стабильности	Стабильность развития, балл	Качество среды
1	0,068	V	Критическое состояние
2	0,063	V	Критическое состояние
3	0,06	V	Критическое состояние
4	0,055	IV	Существенные (значительные) отклонения от нормы
5	0,015	I	Условно нормальное
6	0,006	I	Условно нормальное

Примечание: № площадки: 1. Породный отвал 5 лет, 2.- //=// 10; 3- //=// 15; 4- //=// 25; 5- //=// 40; 6- //=// 50 .

Таким образом, на исследуемых площадках № 1,2,3 (возраст породных отвалов от 5-15 лет) устойчивость вторичного фитоценоза оценивается как нестабильная, а качество среды обитания характеризуется, как критическое. Существенные отклонения от нормы состояния качества среды обитания выявлены на площадке № 4, где стабильность развития соответствует 4-м баллам, состояние природной среды на площадках № 5 и 6 с формирующимся, довольно устойчивым вторичным фитоценозом. Кроме этого, они расположены в непосредственной близости к Большехехцирскому природному заповеднику, что способствовало более быстрому восстановлению биоты.

Литература

1. Оценки качества среды по состоянию живых существ (оценка стабильности развития живых организмов по уровню асимметрии морфологических структур): Методические рекомендации, 2008. – 683 с.
2. Министерство природных ресурсов Российской Федерации.– М, 2003. –25 с.
3. Трубецкой, К.Н. Экологические проблемы освоения недр при устойчивом развитии природы и общества / Под ред. К.Н. Трубецкой, Ю.П. Галченко, Л.И. Бурцев – М.: Научтехлитиздат, 2003. – 260 с.
4. Waddington C. H. Organisers and genes – Cambridge: Univ. Press., 1940 – 240 p.

АНАЛИЗ ОСЕВЫХ НАГРУЗОК НА РАДИАЛЬНО-УПОРНУЮ ПОДШИПНИКОВУЮ ОПОРУ ВЫСОКОНАГРУЖЕННЫХ РОТОРОВ ВЕНТИЛЯТОРОВ СЕРИИ ВО

Н.В. Панова

Научный руководитель профессор Н.Н. Петров

Институт горного дела СО РАН, г. Новосибирск, Россия

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 и производительности. Необходимы научно-исследовательские и проектно-конструкторские работы по созданию регулируемых шахтных осевых вентиляторов главного проветривания, способных обеспечить статическое давление в пределах от 500 до 5500 Па и производительность от 50 до 625 м3/с. Данные характеристики могут быть достигнуты за счет увеличения окружных скоростей вращения ротора по концам лопаток, но в этом случае значительно увеличиваются осевые нагрузки на радиально-упорную подшипниковую опору. Компоновочная схема ротора вентилятора серии ВО представлена на рис. 1.

На подшипниковые опоры ротора действуют радиальные нагрузки, вызванные массовыми характеристиками ротора и осевые нагрузки, вызванные аэродинамическими силами и действием механизма поворота лопаток рабочего колеса.

Необходимость, регламента регулирования режима работы вентилятора в основном обусловлена, высокой нагрузкой на радиально-упорный шарикоподшипник.

Нагрузка от аэродинамических сил: $F = P \cdot S_{pr}$, где: $S_{pr} = \pi(D/2)^2$ – площадь проточной части; P – статическое давление, развиваемое вентилятором.

Нагрузка, действующая на перестановочный диск при повороте лопаток, впоследствии передается на радиально-упорный шарикоподшипник. Основные элементы, участвующие в передачи нагрузки с лопаток рабочего колеса на исполнительный механизм поворота лопаток приведены на рис. 2 [2].

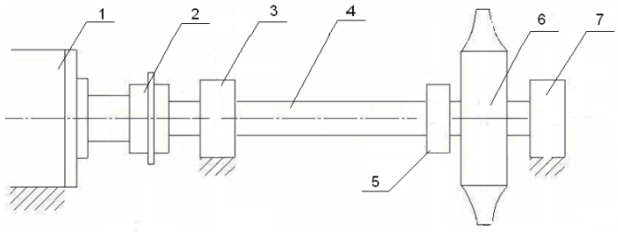


Рис. 1 Компоновочная схема ротора: 1 – электродвигатель; 2 – зубчатая муфта; 3 – радиальная подшипниковая опора; 4 – коренной вал; 5 – исполнительный механизм поворота лопаток; 6 – рабочее колесо; 7 – радиально-упорная подшипниковая опора.

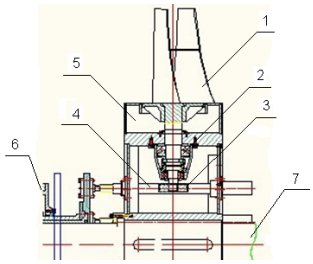


Рис. 2 Схема для определения действующей нагрузки на радиально-упорный шарикоподшипник: 1– лопатки рабочего колеса, 2 – подшипник, 3 – шестерня, 4 – рейка, 5 – рабочее колесо, 6 – механизм поворота лопаток, 7 – коренной вал

Для определения необходимого усилия для поворота лопаток рабочего колеса необходимо определить центробежную нагрузку, учесть потери на трение в подшипнике, определить общий момент передаваемый в зубчатую передачу (учесть момент от аэродинамических сил), определить окружную силу в зубчатой передаче учитывая при этом неравномерность распределения нагрузок между зубьями. После чего определяется осевая нагрузка на каретку при повороте 8-ми лопаток.

Момент трения в роликовом упорном сферическом подшипнике[1]:

$$M_{tr} = 0.0006 P_z D_0, \quad (1)$$

где, $D_0 = (D_д + d)/2$ – средний диаметр подшипника, D_p – наружный диаметр подшипника, d – внутренний диаметр подшипника, P_z – центробежная сила, действующая на подшипник. Центробежная сила определяется соотношением:

$$P_z = m \cdot r \cdot \omega^2, \quad (2)$$

где, m – масса лопаточного узла, r – радиус от центра тяжести лопатки до оси вращения, ω – частота вращения.

Окружная сила в зубчатой передаче:

$$F_0 = 2000(2M_{tr} + M_{aer})/d_\omega, \quad (3)$$

где, d_ω – диаметр начальной окружности шестерни [мм], M_{aer} – момент от аэродинамических сил [Н м].

При оценке нагрузочных параметров механизма поворота лопаток от аэродинамических сил удобно воспользоваться зависимостью $M_{aer}(D)$, которая для вентиляторов с диаметрами D =2.1; 2.4; 3.0; 3.6; 4.3; 5.0 м достаточно точно аппроксимируется параболой $M_{aer} = 2.17 \cdot D^3$ [3].

При нормальных режимах работы вентилятора момент от аэродинамических сил направлен в сторону увеличения угла установки лопаток и пропорционален кубу диаметра рабочего колеса.

Для поворота восьми лопаток необходимо приложить силу: $F_{80} = 8F_0$.

Осевая сила, приходящая на исполнительный механизм поворота лопаток рабочего колеса с учетом потерь: $F_{o\Sigma} = f_1 \cdot f_2 \cdot F_{8o}$, где: f1 =1.04 – коэффициент учитывающий трение скольжения, возникающее в результате движения каретки по валу (со смазкой); f2 =1.5 – коэффициент учитывающий неравномерность распределения нагрузки между зубьями в передаче.

Осевая нагрузка необходимая для поворота лопаток рабочего колеса переходит в виде осевой нагрузки на радиально-упорный шарикоподшипник (табл. 1).

Регулирование режима работы вентилятора происходит при изменении угла установки лопасти лопаточного узла от 15º до 50º или 45º в зависимости от аэродинамической схемы. Максимальное давление на узел лопатки рабочего колеса возникает при угле установки лопастей 50º по высоконапорной схеме АМ-17А и 45º по высокорасходной схеме АМ-19А. При дальнейшем увеличении угла давление на лопаточный узел начинает уменьшаться и при угле 135º вентилятор уходит в реверс.

Если вентиляторная установка работает на нагнетание, то при нормальном режиме работы нагрузки на ротор вентилятора будут ниже вследствие температуры воздуха и отсутствия в нем примесей в отличие от режима реверса когда воздух содержит в себе примеси из шахты и по температуре значительно холоднее. В случае всасывания реверс подвержен меньшим нагрузкам, а основной режим, длительность которого в разы больше, несет большие нагрузки.

Максимальные нагрузки, действующие на радиально-упорный подшипник от аэродинамических сил, наблюдаются при максимальном давлении (высоконапорная схема с углом установки лопаток 50º), приведены в табл.

Таблица

Нагрузки, действующие на радиально-упорный шарикоподшипник

D, мм	$F_{o\Sigma}$,*кН*	Максимальная осевая нагрузка, которая может действовать на радиально-упорный подшипник (при повороте лопаток), *кН*	Максимальная нагрузка, от аэродинамических сил действующая на радиально-упорный подшипник, *кН*
3000	33.0	78.2	45.2
3600	31.7	85.1	53.4
4300	74.2	142.4	68.2
5000	99.0	187.4	88.4

Требуемый нормативный срок службы вентиляторных установок главного проветривания с диаметром рабочего колеса от 2500 до 3150 мм составляет 25 лет, для вентиляторных установок с диаметром рабочего колеса более 3150 мм – 30 лет [4].

В результате действия больших осевых нагрузок на радиально-упорный шарикоподшипник (вследствие повышения частоты вращения) и требуемых нормативных сроков службы вентиляторных установок, становится необходимым разработать регламент по регулированию и реверсированию высоконагруженных вентиляторов с учетом выбранных подшипников и их грузоподъемности и расчетной долговечности.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта №14.B37.21.0333 от 26 июля 2012г.

Литература

1. Ерохин М.Н. Детали машин и основы конструирования. - Колос. 2005 – 462 с.
2. Петров Н.Н., Красюк А.М. Создание вентиляторов с поворотными на ходу лопатками рабочего колеса// Управление вентиляцией и гидродинамическими явлениями в шахтах. – Новосибирск: ИГД СО АН СССР, 1983 – 45 с.
3. Попов Н.А. Разработка реверсивных осевых вентиляторов главного проветривания шахт: диссертация… доктора технических наук: 05.05.06. – Новосибирск, 2001. – 278 с.
4. Субботин А.И., Чигрин В.Д., Перепелицин А.И., Беляк Л.А.. Методические указания по проведению экспертных обследований вентиляторных установок главного проветривания. РД-03-427-01. ГОСГОРТЕХНАДЗОР.

БУРЕНИЕ НАПРАВЛЕННЫХ ДЕГАЗАЦИОННЫХ СКВАЖИН ИЗ ПОДЗЕМНЫХ ГОРНЫХ ВЫРАБОТОК

А. Е. Петраков

Научный руководитель доцент И.А. Юшков

Донецкий национальный технический университет, г. Донецк, Украина

Для повышения эффективности выполнения дегазационных работ в угольных шахтах целесообразным может оказаться бурение протяженных направленных скважин по управляемой траектории из горных выработок разрабатываемого пласта. Дегазационные скважины такого типа включают криволинейную часть, пройденную в межпластовых породах до выхода в дегазационный пласт и прямолинейную, выполненную в сторону выработанного пространства и буримую по углю [1].

На кафедре технологии и техники геологоразведочных работ ДонНТУ проводятся работы по разработке новых технических средств и технологий направленного бурения скважин [2]. Анализ возможных схем проведения дегазации показывает, что в описываемой технической задаче возможны два варианта бурения скважин. В первом случае плоскость искривления дегазационной скважины является вертикальной, а ее азимут постоянен и зависит только от угла разворота скважины относительно оси штрека при ее забуривании. Во втором случае плоскость искривления скважины наклонена таким образом, чтобы прямолинейная часть скважины располагалась параллельно штреку на заданном расстоянии от него. Проектирование и бурение скважин по второй схеме является более сложной, но и обеспечивает высокую эффективность процесса.

Успешное проведение дегазационных скважин напрямую зависит от точности расчета траектории скважины и от технического средства, выполняющего бурение. На рис. 1 дана схема для определения основных параметров профиля пространственно-искривленной скважины. Координатная ось OX направлена по оси штрека, из которого производится дегазационное бурение скважины, ось OY – в поперечном направлении. Положительное направление оси OZ связано с направлением восстания скважины.

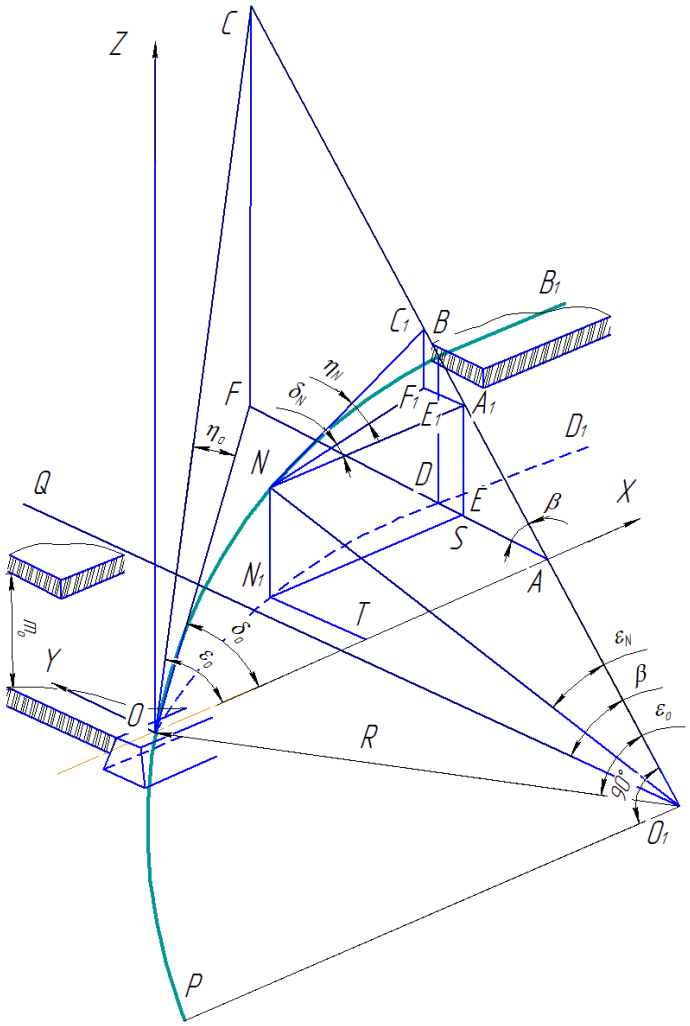


Рис. 1. Схема к расчету плоско-пространственного профиля скважины

Проектируемая скважина искривляется по дуге O1B окружности заданного радиуса R, обеспечиваемого отклонителем непрерывного действия, при этом точка забуривания скважины O находится на штреке на уровне кровли разрабатываемого пласта. В точке B входа в дегазируемый пласт скважина горизонтальна, а дальнейшее ее простирание идет по прямолинейной траектории, параллельной оси штрека OA. Дуга PB является четвертью окружности, плоскость PO1Q – горизонтальна, плоскость CO1Q – вертикальна, а плоскость окружности наклонена к горизонтальной под углом β. Кривая ODD1 является проекцией оси скважины на горизонтальную плоскость.

При проектирования профиля скважины определяют координаты любой точки N скважины, расположенной по длине скважины lN от устья, угол наклона ηN скважины в этой точке и разворот ее относительно оси штрека δN. Последний определяет азимутальное направление скважины, т.к. азимут штрека известен.

Проведенные геометрические преобразования позволяют получить координаты текущего положения забоя (точка N на рис. 1) вплоть до точки входа скважины в пласт, которые определяются как:

$$X_N = R(\sin\varepsilon_0 - \sin\varepsilon_N)$$

$$Y_N = S - R\cos\beta(1-\cos\varepsilon_N)$$

$$Z_N = m_0 - R\sin\beta(1-\cos\varepsilon_N)$$

где ε0 - центральный угол дуги, описываемой скважиной от точки забуривания до точки входа в пласт,

$$\varepsilon_0 = \arccos\frac{R-\sqrt{m^2+S^2}}{R}$$

εN - центральный угол дуги, описываемой скважиной от любой текущей точки N до точки входа в пласт,

$$\varepsilon_N = \varepsilon_0 - \left(\frac{57{,}3l_N}{R}\right)$$

S – расчетная величина отхода проекции точки входа скважины в пласт от оси штрека,
m0 - расстояние между пластами.

Для автоматизации процесса проектирования траектории скважины на кафедре ТТГР составлена расчетная программа, системный вид диалогового окна которой приведен на рис. 2.

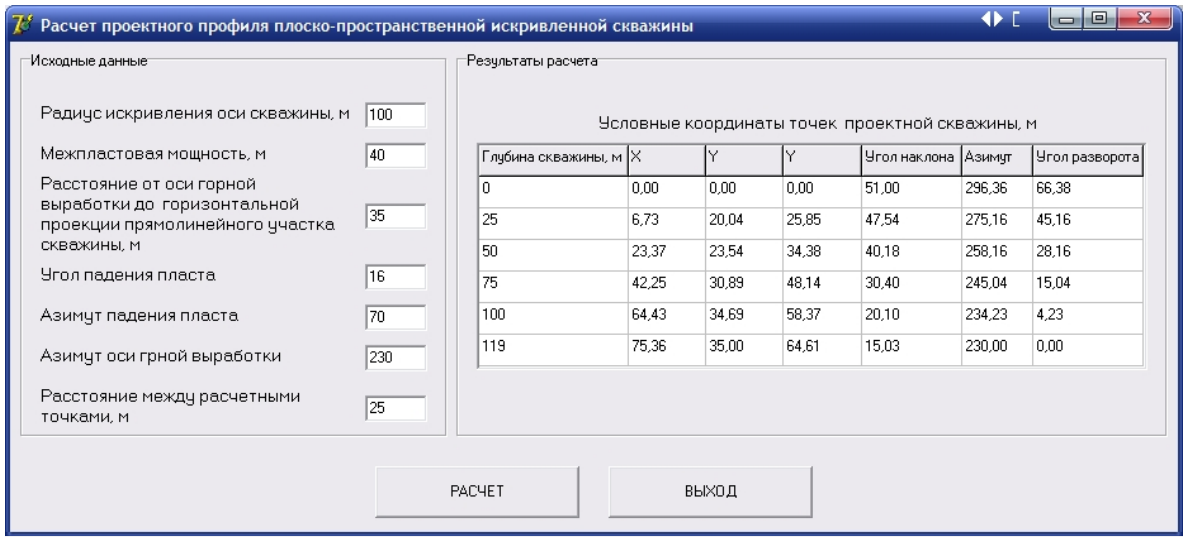


Рис. 2. Системный вид программы расчета геометрических параметров проектируемой скважины

Задавая исходные параметры заложения скважины R, m, S, γ, αx, αn можно получить расчетные координаты проектных точек траектории, проектные углы наклона и разворота от линии штрека, необходимые для ориентирования отклонителя и контроля пространственного положения скважины в процессе бурения.

Литература

1. Юшков, А. С. Проектирование криволинейных восстающих скважин сложного профиля: реф. карты / А. С. Юшков. – М.: ЦНИЭИуголь, 1979. – 18 с. - Вып.10 (118). - №835. - Деп. в ЦНИЭИуголь, № 1527.
2. Юшков И. А., Петраков А. Е. Разработка методики профилирования и многофункционального комплекса для бурения подземных направленных скважин / И. А. Юшков, А. Е. Петраков. Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения: Сборник научных трудов.- Вып.15.- Киев: ИСМ им. В.Н.Бакуля, НАН Украины, 2012. – С.125-130.

РАЗРАБОТКА КЛАССИФИКАЦИИ ГОРНОДОБЫВАЮЩЕГО И ПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ

И.С. Плотников, В.И. Мигунов
Научный руководитель доцент И.И. Демченко
Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

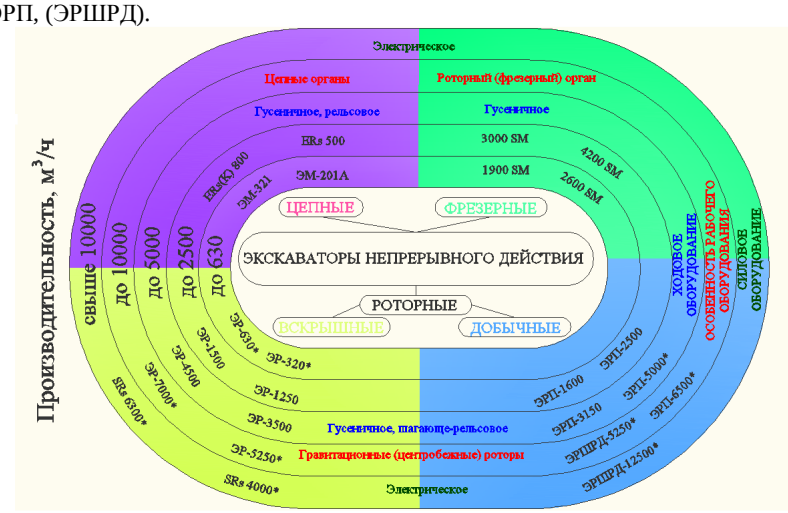
Получение угля высокого качества – это одна из главных задач, которая стоит перед угольной промышленностью. Добываемый уголь содержит много золы, серы и мелочи, из-за этого снижается его конкурентоспособность как энергетического топлива и сырья, снижается стоимость реализации угольной продукции. Для снижения потерь и повышения качества угольной продукции необходимо применять частичную или полную переработку угля, чтобы обеспечить эффективную работу и взаимодействие добывающих и перерабатывающих машин необходимо оптимизировать основные параметры, по которым будет производиться выбор оборудования.

Для оптимизации основных параметров предпринята попытка классифицирования выемочно-погрузочных машины цикличного (рис. 1) и непрерывного действия (рис. 2). Классификация представляет собой эллипс, малые полуоси которого содержат классификационный признак, а на больших полуосях расположены модели экскаваторов, в зависимости от основных классификационных признаков.

* - модель экскаватора не выпускается; ** - модель экскаватора планируется к выпуску

Рис. 1. Классификация выемочно-погрузочных машин цикличного действия

Экскаваторы цикличного действия (рис. 1) делятся на:
Лопаты;
Драглайны.
Экскаваторы непрерывного действия (рис. 2) делятся на:
Цепные;
Фрезерные;
Роторные:
вскрышные ЭР;
добычные ЭРП, (ЭРШРД).



* - модель экскаватора не выпускается; ** - модель экскаватора планируется к выпуску

Рис. 2. Классификация выемочно-погрузочных машин непрерывного действия

Буквы А, И, М, С, добавленные к названию, обозначают модификации экскаваторов; Ус – экскаватор с удлиненным рабочим оборудованием для погрузки транспорта, расположенного на уровне стояния экскаватора; У – экскаватор с удлиненным рабочим оборудованием для верхней погрузки.

Основное достоинство этой классификации в том, что по ней можно выйти на конкретный типоразмер экскаватора и получить общие данные по каждой модели. В классификации также содержатся сведения о видах основного и сменного оборудования, их особенностях, ходовом и силовом оборудовании.

Экскаваторный парк угольных предприятий России, в основном представлен машинами производства: ОАО «Машиностроительная корпорация «Уралмаш»», «Ижорский завод» (ныне ОМЗ – группа Уралмаш-Ижора), ПАО «Новокраматорский машиностроительный завод», ООО «Крастяжмаш», ПАО «Донецкгормаш».

Как было отмечено выше, добывающее оборудование должно работать в технологической цепочке с перерабатывающим. При этом желательно, чтобы сортировка угля была максимально приближена к забою, что обеспечит получение конкурентоспособных продуктов.

Классификация сортировочных машин представлена на рисунке 3. В предлагаемой классификации все сортировочные машины разделяются на грохоты и классификаторы.

Классификаторы в свою очередь, в зависимости от действующих сил, делят на [1]:

центробежные: гидроциклон двухпродуктовый (ГТ); центрифуга фильтрующая шнековая (ФВШ);

гравитационные: классификаторы спиральные с погруженной или не погруженной спиралью (КСП, КСН).

Цифра после названия – производительность классификатора, т/ч.

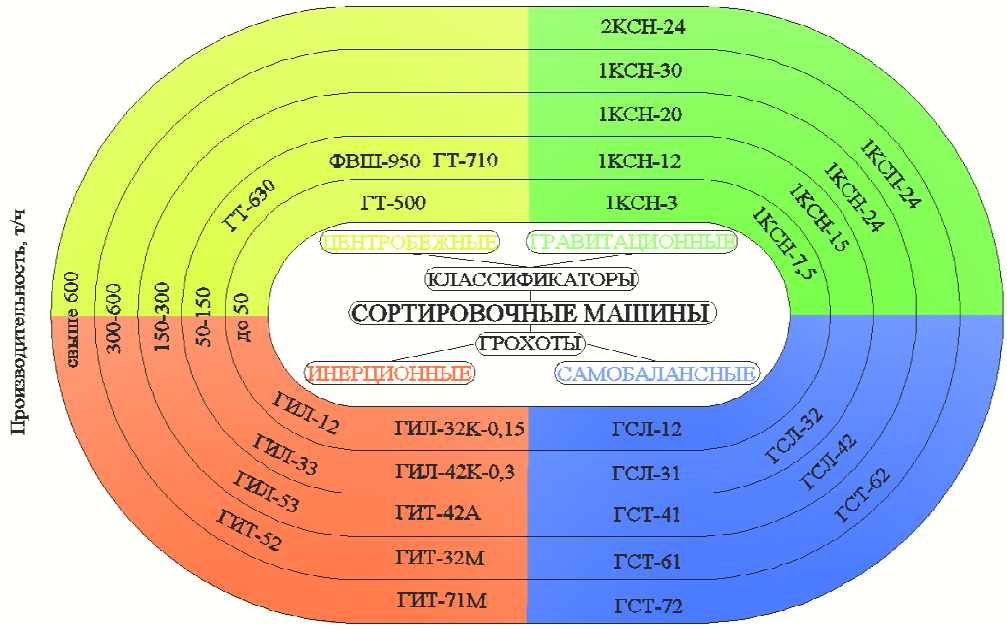


Рис. 3. Классификация сортировочных машин

Грохоты наиболее подходят для использования на угольных разрезах, они дают возможность классифицировать рядовой уголь по крупности и получить сортовой уголь. Сортировка грохочением является обязательным процессом, независимо от того, будет ли уголь подвергается дальнейшему обогащению. В настоящее время в основном используются инерционные и самобалансные грохоты, производства ЗАО «Механобртехника», ЗАО «Автокомпозит», ПАО «Новокраматорский машиностроительный завод».

Инерционные и самобалансные грохоты изготавливаются трех видов:

- легкие для материала с насыпной массой < 1 т/м3 (ГИЛ, ГСЛ);

-средние для материала с насыпной массой < 1,6 т/м3 (ГИС, ГСС);

-тяжелые для материала с насыпной массой < 2,5 т/м3(ГИТ, ГСТ).

Основной параметр, учитывающийся при выборе сортировочного оборудования, является производительность машины, в зависимости от которой модели грохотов и классификаторов разделены на группы.

Переработку угля можно осуществлять дробильно-сортировочными комплексами (ДСК), выполненными в стационарном (на бетонном фундаменте) или в мобильном исполнении.

Предложенные классификации горных машин для добычи и переработки угля позволяют более наглядно оценить их основные параметры для научного обоснования горных комплексов по добыче и переработки угля.

Литература

1. Горная энциклопедия онлайн http://www.mining-enc.ru/k/klassifikator/

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ГОРНЫХ РАБОТ НА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОЕ СОСТОЯНИЕ ГОРНОГО МАССИВА НИКОЛАЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

М.И. Потапчук, Г.М. Потапчук
Научные руководители профессор Г.А. Курсакин, профессор И.Ю.Рассказов
Институт горного дела ДВО РАН, г. Хабаровск, Россия

В 2011-2013 гг. одними из направлений развития горных работ на Николаевском месторождении являются отработка участков рудных залежей «Восток-1» в этаже -380… -406 м (вертикальная глубина 760-800 м) и «Харьковская» (блок 7) в этаже -287…-323 м (вертикальная глубина 660-700 м). Оба участка находятся в зоне влияния выработанного пространства соседних очистных блоков, что обуславливает его сложное геомеханическое состояние и необходимость прогнозной оценки для выявления областей повышенных напряжений.

Для обоснования безопасного порядка отработки рудных тел были выполнены исследования, включающие в себя математическое моделирование напряженно-деформированного состояния (НДС) массива горных пород методом конечных элементов и шахтные наблюдения с применением инструментальных методов оценки удароопасности [1-5].

При обосновании граничных условий были использованы выявленные особенности современного регионального поля напряжений в районе месторождения, и установленные физико-механические свойства горных пород, слагающих массив. По результатам ранее проведенных геомеханических исследований установлено, что в массиве Николаевского месторождения действует неравнокомпонентное поле напряжений, в котором преобладают горизонтальные тектонические напряжения в 1,5-2,5 раза превышающие вертикальную гравитационную составляющую. Физико-механические свойства пород и руд Николаевского месторождения исследовались как в лабораторных, так и в натурных условиях [4]. Результаты исследований механических характеристик показали, что практически все вмещающие породы и руды обладает достаточно высокой прочностью, способны к накоплению потенциальной энергии упругого сжатия и хрупкому разрушению в динамической форме. У всех вмещающих пород и руд расчетной модели соотношение упругой и общей деформации превышало 0,7 ($Куд = \varepsilon упр/\varepsilon общ > 0,7$), что позволяет отнести их к удароопасным породам.

По результатам моделирования установлено, что отработка участков рудной залежи «Восток-1» в этаже -380…-406 м системой подэтажных штреков со сплошной камерной выемкой и последующим обрушением кровли приводит к формированию сложного техногенного поля напряжений, характеризующегося наличием как областей разгрузки (в зонах подработки), так и появлением зон высокой концентрации напряжений в краевых частях массива (рис.1).

Начальная стадия отработки камеры (до гор. – 390 м) характеризуется незначительным превышением касательных напряжений над исходными на разрезе по линии 38, а в кровле камеры над выработанным пространством образуется протяженная зона разгрузки, в которую попадает штрек Подэтажный 1. На разрезе по линии 36 в область влияния очистных работ попадает штрек Транспортный 5-2 (гор. -390 м) и рудный целик на горизонте -380 м между камерой 1 «Южный 2» и камерой 2 блока «Южный 1», что приводит к значительному увеличению напряженности массива (значения касательных напряжений в этих областях приближаются к пределу прочности на сдвиг слагающих пород $\tau инт$ = 120 МПа), и указывает на повышенную степень удароопасности данных участков.

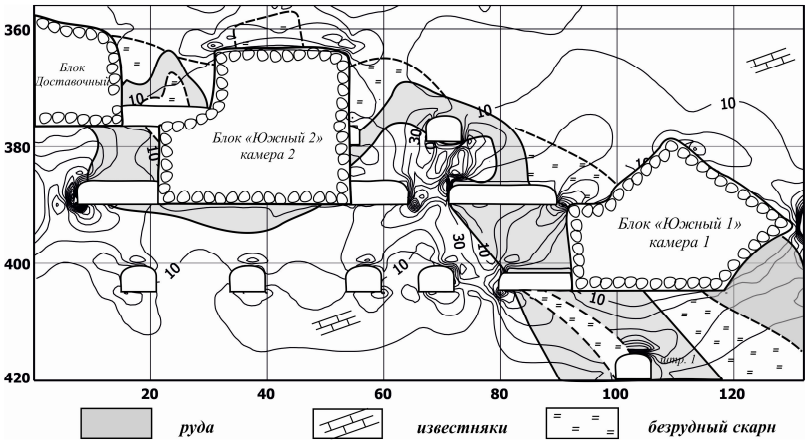


Рис. 1 Распределение интенсивности касательных напряжений $\tau_{инт}$ до начала отработки запасов камеры 2

После полной отработки очистного блока до горизонта -406 м участков рудной залежи «Восток-1» зоны высоких концентраций напряжений наблюдаются: в юго-восточном борту выработанного пространства; в районе штрека транзитного 5-2 (в этаже -390… -385 м); северо-восточный участок массива, сформированный в процессе отработки камеры 2 на горизонте -390 м; район штреков Транзитного 5 и Подэтажного 1 (в этаже -390….-375 м), а также район штрека Транзитного 6-2 на гор. -406 м и штрек Подэтажный 1 на гор. -420 м. Полученные результаты показали, что практически на всех стадиях (за исключением начальной) отработки камеры 2 рудной

зоны «Южный 1», основные конструктивные элементы системы разработки и прилегающий горный массив характеризуется повышенным уровнем нормальных и касательных. С увеличением объемов выработанного пространства значения касательных напряжений в массиве на отдельных участках превышают предел прочности породы на сдвиг, что может привести к разрушению горных конструкций как в динамической, так и в статической формах.

Отрабатываемые камеры 3 и 4 блока 7 в этаже -287…-323 м рудной залежи «Харьковская» сопрягаются с юго-западного и северо-восточного направления с ранее отработанными камерами 1 и 2 Блока 7 и камерами 1-3 Блока 4 соответственно. В результате оставленный участок находится в зоне опорного давления, а на подэтаже -307 м попадает в зону тектонических нарушений и дайковых тел.

По мере отработки камер 3 и 4 блока 7 рудной залежи «Харьковской» зоны повышенных напряжений образуются:

- в кровле выработок, прилегающих к отработанным камере 2 блока 7 и камере 3 блока 4 на гор. -287 м и -307 м, при этом уровень касательных напряжений здесь достигает 65 МПа, приближается к предельным значениям на сдвиг, слагающих пород, что указывает на потенциальную удароопасность данных участков;
- в формирующихся целиках между пройденными нарезными выработками на гор. -323 м и очистным пространством отработанных камер, в частности сложная геомеханическая ситуация складывается на участке междукамерного целика, формирующегося между очистным пространством камеры 3 блока 4 и ортом Харьковским 3 в отм. -318…-308 м, величина касательных напряжений в кровле орта достигает 80 МПа.

При оценке удароопасности краевых частей горного массива, целиков и других элементов систем разработки наиболее широко применяются критерии хрупкого разрушения горных пород, основанные на способности пород разрушаться без заметной пластической деформации [7]. Участки горного массива, испытывающие предельные нагрузки, оценивались по критерию, основанному на теории максимальных нормальных сжимающих напряжений, в которой последние сопоставляются с прочностью на сжатие с учетом нарушенности массива: $\sigma_{\max} \le K_c \cdot \sigma_{сж}$, где $\sigma_{\max}$ – максимальные напряжения, действующие в массиве, МПа; K_c – коэффициент структурного ослабления (K_c = 0,7; $\sigma_{сж}$ – предел прочности пород на одноосное сжатие, МПа).

Для снижения удароопасности наиболее напряженных участков месторождения и охраны горных выработок, целесообразно предусмотреть:

- опережающую скважинную или щелевую разгрузку с расположением скважин или щелей, преимущественно перпендикулярно действию главных напряжений,
- изменение формы поперечного сечения выработок в сочетании с щелевой разгрузкой наиболее напряженных краевых частей массива и целиков
- а также предусмотреть непрерывный геомеханический мониторинг массива горных пород с применением установленной АСКГД «Prognoz-ADS» [6].

Литература

1. Айтматов И.Т., Ахматов В.И. и др. Методы и результаты изучения напряженного состояния массивов и создание на их основе эффективных способов управления горным давлением при подземной разработке руд // ФТПРПИ., 1987. – № 4.
2. Казикаев Д.М. Геомеханика подземной разработки руд. – М.: Изд-во МГГУ, 2009. – 542 с.
3. Рассказов И.Ю. Методы контроля и управления горным давлением на рудниках ОАО «МГК «Дальполиметалл» // Горный журнал / И.Ю. Рассказов, Г.А. Курсакин, А.М. Фрейдин, В.Н. Черноморцев, С.П. Осадчий, 2006. – № 4. –С. 35-38.
4. Рассказов И.Ю. Контроль и управление горным давлением на рудниках Дальневосточного региона. – М.: Издательство «Горная книга», 2008. – 329 с.
5. Рассказов И.Ю., Потапчук М.И., Осадчий С.П., Потапчук Г.М. Геомеханическая оценка применяемых технологий разработки удароопасных месторождений ОАО «ГМК «Дальполиметалл» // Горный информационно-аналитический бюллетень. – М.: Изд-во «Мир горной книги», 2010. – № 7. – С. 137–145.
6. Указания по безопасному ведению горных работ на Николаевском и Южном месторождениях (ОАО «ГМК «Дальполиметалл»), опасных по горным ударам // Указания по ведению горных работ / И.Ю. Рассказов, Г.А. Курсакин, В.Н. Черноморцев, С.П. Осадчий и др. – Хабаровск: ИГД ДВО РАН, 2008. – 64 с.
7. Фрейдин А.М., Неверов С.А., Неверов А.А., Филиппов П.А. Устойчивость горных выработок при системах подэтажного обрушения //ФТПРПИ., 2008. – № 1. – С. 90–100.

ИССЛЕДОВАНИЯ ВИБРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ЛОПАТОЧНЫХ УЗЛОВ ТОННЕЛЬНЫХ ОСЕВЫХ ВЕНТИЛЯТОРОВ

Е.Ю.Русский

Институт горного дела СО РАН, г. Новосибирск, Россия

Важнейшей характеристикой шахтных осевых вентиляторов главного проветривания (ВГП) является эксплуатационная надежность, которая в значительной степени определяется уровнем вибраций основных элементов вентилятора. Работа с повышенной вибрацией приводит к преждевременному усталостному износу и разрушению основных элементов конструкции рабочего колеса (РК), подшипников ротора, зубчатых муфт трансмиссионного вала и т.д.

Вибрационное состояние вентиляторов определяется характеристиками возмущающих сил, собственными динамическими характеристиками лопаток РК, вала ротора и трансмиссионного вала, а также динамической отстройкой основных узлов по собственным формам колебаний от резонанса с возбуждающими силами.

Рабочие колеса крупных шахтных осевых вентиляторов подвержены нестационарному воздействию со стороны воздушного потока, который вызывает дополнительные динамические напряжения в лопастях решеток. Уровень этих напряжений в большой степени определяет ресурс и надежность вентиляторов, так как под действием циклических нагрузок возможен резонанс с возбуждающими силами и усталостные разрушения.

Для рабочих колес осевых вентиляторов серии ВО [1] вопросы, связанные с усталостными разрушениями, весьма актуальны, т.к. для повышения производительности ВГП планируется увеличить окружные скорости по концам рабочих лопаток до 125-135 м/с. Одним из наиболее эффективных путей снижения усталостных разрушений является отстройка собственных частот лопаток от частот вынужденных колебаний.

Сдвоенные листовые лопатки РК представляют собой сложную пространственную конструкцию (рис. 1а) с переменными параметрами сечений, радиусов кривизны и крутки. В теории проектирования лопаток заложен ряд важных требований, одно из которых решает задачу расположения центров масс лопастей М1 и М2 так, чтобы общий центр масс, точка М, находился на оси поворота лопатки z и центробежный момент инерции всей лопатки относительно этой оси должен равняться нулю. Это особенно важно для вентиляторов с поворотными на ходу лопатками РК, т.к. позволяет существенно снизить нагрузки на механизм поворота лопаток.

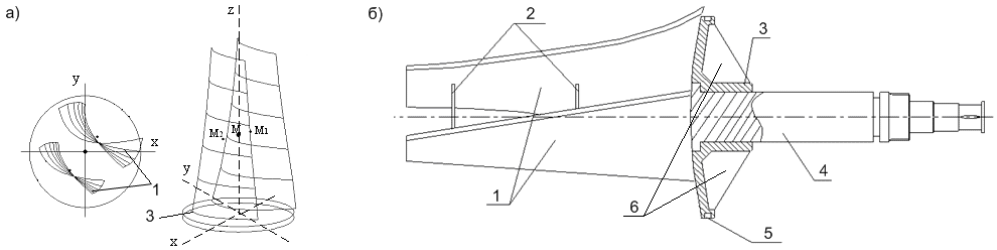


Рис. 1. Сдвоенная листовая лопатка: а) общий вид; б) конструктивное исполнение; 1 – листовые лопасти; 2 - бандажные перемычки; 3 - поворотное основание; 4 - хвостовик; 5 – паз для манжеты; 6 – ребра жесткости

Конструктивно сдвоенная листовая лопатка представляет собой неразборную сварную конструкцию (рис. 1б), содержащую две листовые лопасти 1, размещенные на поворотном основании 3, выполненные из стали 30ХГСА (предел текучести $\sigma_т = 490$ МПа, предел прочности $\sigma_в = 900$ МПа), соединенные между собой двумя бандажными перемычками 2. Для крепления в корпусе рабочего колеса лопатка имеет хвостовик 4, выполненный из легированной стали 30ХГСА. Для размещения уплотнения поворотного основания с втулкой рабочего колеса оно имеет паз 5. Число сдвоенных листовых лопаток РК равно 8. Геометрия рабочих поверхностей лопастей рассчитана по аэродинамическим схемам АМ-19А, или АМ-17А при относительном диаметре втулок 0.6. Для вентилятора ВО-36К угловая частота вращения РК – 600 об/мин, окружная скорость по концам лопаток – 62.8 с-1, плотность материала лопатки ρ = 7850 кг/м3, внешний диаметр РК по концам лопаток – 3600 мм.

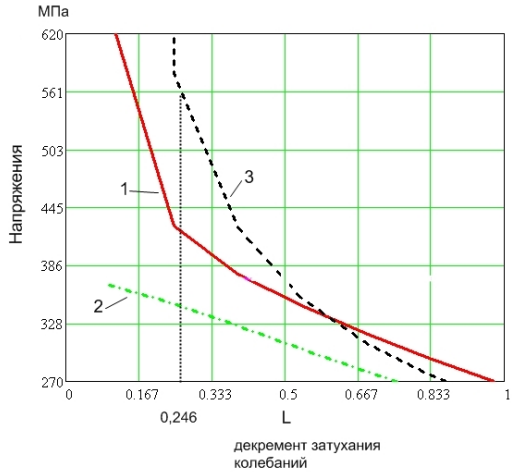


Рис. 2. График зависимости напряжений от декремента колебаний: 1 – для частоты вынуждающей силы 68 Гц; 2 – для частоты вынуждающей силы 107 Гц; 3 – для частоты вынуждающей силы 166 Гц.

Лопатки помимо постоянных нагрузок испытывают действие циклически изменяющихся во времени возмущающих нагрузок, которые вызывают дополнительные динамические напряжения в лопастях. При совпадении частоты возмущающей силы с одной из собственных частот лопатки наступает явление резонанса, характеризуемое значительным увеличением амплитуд колебаний. Резонансные явления наблюдаются также, когда собственная частота не равна, но кратна частоте возмущающей силы. Единственной причиной, ограничивающей амплитуды колебаний лопаток при резонансе (а, следовательно, и уровень динамических напряжений), является наличие в колеблющейся системе демпфирующих сил, преобразующих в тепловую энергию работу, совершаемую при перемещениях колеблющихся лопаток.

Было проведено исследование влияния величины декремента затухания колебаний на напряжения в лопаточном узле. Декремент, в том числе, зависит от температуры [2]. В случае возникновении возгорания на станции метрополитена лопатка вентилятора взаимодействует с воздухом, который может быть нагрет до 600 °С (в требованиях к вентиляторам метрополитена указано, что они должны выдерживать 600 °С в течение 2-х часов). На рис. 2 представлено три графика зависимости напряжений – для случаев, когда частота вынуждающей силы совпадает с 1й, 2й, 3й собственными частотами (68 Гц, 107 Гц, 166 Гц).

С увеличением декремента затухания колебаний напряжения резко снижаются. Однако задача увеличения декремента в больших пределах является довольно сложной. На декремент влияют многие факторы: конструкция лопатки, материал изготовления, наличие бандажей, температурное состояние, условия закрепления и т.д.

Выводы:

Анализ напряженного состояния сдвоенной листовой лопатки вентилятора ВО-36К показал, что в рабочих лопатках наибольшие напряжения возникают в области сопряжения лопастей с поворотным основанием и местах соединения лопастей с перемычкой.

Декремент затухания колебаний сдвоенной листовой лопатки равен 0.246. Знание декремента позволяет проводить исследования НДС в области резонансных частот колебаний. Учет декремента затухания колебаний при расчетах амплитуд и напряжений при совпадении частот возбуждающих сил с собственными частотами колебаний лопатки вентилятора ВО-36К показывает, что напряжения находятся в пределах, безопасных с точки зрения эксплуатации лопаточного узла.

Литература

1. Красюк А.М., Русский Е.Ю. Динамика и прочность сдвоенных листовых лопаток осевых вентиляторов // Горное оборудование и электромеханика., 2009. – № 7. – С. 52–56
2. Левин А.В. Прочность и вибрация лопаток и дисков паровых турбин / А.В. Левин, К.Н. Боришанский, Е.Д. Консон. – Л.: Машиностроение, 1981.

РЕГУЛИРОВАНИЕ ТЕПЛОПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ КАЛОРИФЕРНЫХ УСТАНОВОК С ЦЕЛЬЮ ИСКЛЮЧЕНИЯ ВОЗМОЖНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ «ВОЗДУШНЫХ ПРОБОК» В ВОЗДУХОПОДАЮЩИХ СТВОЛАХ

Д.Ю. Седнев, А.Ю. Пьянков

Научный руководитель старший преподаватель А.В. Николаев

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия

При проветривании шахт и рудников наряду с работой главной вентиляторной установки (ГВУ) между стволами шахты (рудника) действует естественная тяга (тепловая депрессия), вызванная разностью плотностей воздуха в стволах. Средняя плотность воздуха в стволе определяется как среднее арифметическое между плотностью воздуха, поступающего в ствол и выдаваемого из него. При этом плотность воздуха в i-ой точке определяется по общеизвестной формуле:

$$\rho_i = \frac{0{,}465 \cdot P_i}{273{,}15 + t_i},$$

(1)

где, Pi – барометрическое давление воздуха в i-ой точке, мм рт. ст.; ti – температура воздуха в i-ой точке, °С.

Далее по формуле гидростатического метода производится расчет естественной тяги, действующей между стволами

$$h_e = 9{,}81 \cdot \left(\rho_{ср.i} - \rho_{ср.j}\right) \cdot H_{\text{ст.}}, \text{ Па}, \quad (2)$$

где Нст. – вертикальная длина столбов воздуха, м; ρср.i и ρср.j – средние плотности воздуха соответственно в i-ом и j-ом сообщающихся стволах, кг/м3.

При количестве стволов более двух, необходимо проводить расчет тепловой депрессии для каждой пары стволов (рис.1).

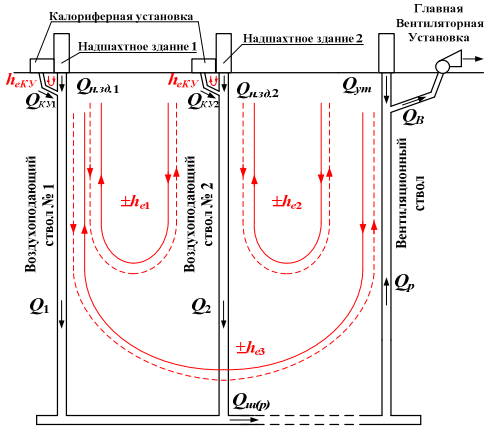


Рис. 1 Упрощенная схема проветривания шахты (рудника) двумя воздухоподающими стволами Q_1, Q_2, $Q_р$, $Q_{н.зд.1}$, $Q_{н.зд.2}$, $Q_{КУ1}$, $Q_{КУ2}$ – объемы воздуха, соответственно поступающие в воздухоподающий ствол № 1, в воздухоподающий ствол № 2, подземную часть шахты (рудника), через надшахтное здание ствола № 1, через надшахтное здание ствола № 2, через калориферную установку ствола № 1, через калориферную установку ствола № 2, м^3/с; $Q_{ут}$ – поверхностные утечки воздуха в вентиляционном стволе, м^3/с; $Q_В$ – производительность главной вентиляторной установки, м^3/с; $h_{е1}$, $h_{е2}$, $h_{е3}$ – тепловые депрессии, действующие, соответственно между воздухоподающими стволами № 1 и № 2; между воздухоподающим № 2 и вентиляционным стволами; между воздухоподающим № 1 и вентиляционным стволами, Па; $h_{еКУ}$, $h_{еКУ}$ – тепловые депрессии, действующие, соответственно, между стволом № 1 на участке от устья до точки пересечения его с калориферным каналом, и калориферной установкой; между стволом № 2, на участке от устья до точки пересечения его с калориферным каналом, и калориферной установкой, Па.

Согласно [1,3] величина общешахтной (общерудничной) естественной тяги найдется как алгебраическая сумма всех тепловых депрессий, действующих между стволами, по формуле

$$h_e = \sum_{i=1}^{n} sign\,(h_{âi}) - \sum_{j=1}^{m} h_{â(\hat{E}\acute{O})\,j}, \quad (3)$$

где, sign – знак, определяющий направление тепловой депрессии; hei – тепловые депрессии, действующие между стволами, Па; n – количество сообщающихся стволов, m – количество воздухоподающих стволов.

Тепловая депрессия, возникающая при работе калориферной установки, согласно [2] найдется как

$$h_{e(КУ),i,j} = \rho_{нар} \cdot \Delta H_{1,i,j} + \rho_{кк-ств,i,j} \cdot \Delta H_{2,i,j} - \rho_{нар} \cdot \Delta H_{3,i,j} \quad (4)$$

где ρнар, ρкк-ств,i,j – плотности воздуха соответственно наружного и в месте пересечения воздухоподающего ствола с калориферным каналом, кг/м3; ΔH1,i,j, ΔH2,i,j и ΔH3,i,j – разности высотных отметок для i-го и j-го воздухоподающих стволов между калориферной установкой и скиповыми окнами, калориферной установкой и точкой пересечения калориферного канала со стволом, скиповыми окнами и точкой пересечения калориферного канала со стволом, м.

Величина тепловой депрессии, возникающей при работе калориферной установки, зависит от разности высотных отметок надшахтного здания, калориферной установки и точки пересечения калориферного канала с воздухоподающим стволом, а также от разности параметров воздуха выдаваемого из калориферной установки и воздуха, поступающего из надшахтного здания (рис. 2). На естественную тягу, действующую между стволами, влияют, помимо вышеперечисленных факторов, взаимное расположение стволов (разность между высотными отметками устьев стволов) [5]. Возникновение «воздушных пробок» вследствие разности высотных отметок стволов, обусловлено изменением средних плотностей столбов воздуха в стволах.

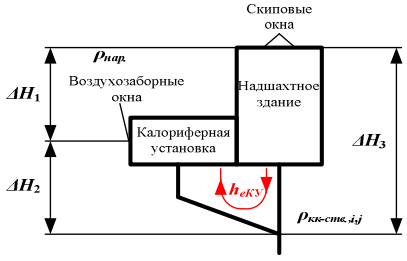


Рис. 2 Высотные отметки поверхностного комплекса

Также образование «воздушной пробки» в одном из воздухоподающих стволов возможно при подаче в них воздуха с различной температурой [3], в результате чего по одному из них перестает подаваться воздух, а в другом стволе будет двигаться со скоростью, превышающей допустимое значение. Температура воздуха, подаваемого в шахту (рудник) будет зависеть от теплопроизводительности калориферных установок (режимов работы калориферных установок) и от инфильтраций (подсосов наружного воздуха через надшахтное здание), которые, в свою очередь, зависят от назначения ствола (клетьевой, скипоклетьевой или скиповой).

Одним из возможных способов снижения естественной тяги, действующей между воздухоподающим стволом на участке от устья до точки пересечения его с калориферным каналом, и калориферной установкой, является установка теплообменников в стене надшахтного здания [4]. В этом случае нагретый в теплообменниках установки воздух засасывается в надшахтное здание, после чего напрямую подается в воздухоподающий ствол за счет депрессии, создаваемой главной вентиляторной установкой. Подобный способ расположения калориферной установки не требует строительства калориферного канала, в результате исключается возможность возникновения тепловой депрессии, действующей между воздухоподающим стволом на участке от устья до точки пересечения его с калориферным каналом, и калориферной установкой.

При подаче воздуха с одинаковыми параметрами в воздухоподающие стволы возможность появления «воздушной пробки» не исключается полностью, ввиду различия высотных отметок и веса столба воздуха в воздухоподающих стволах. Для полного исключения возникновения воздушных пробок следует регулировать температуру подаваемого воздуха в стволы посредством изменения теплопроизводительности калориферных установок, с целью получения одинаковых по весу столбов воздуха в воздухоподающих стволах с учетом их глубины и высотных отметок.

Регулирование теплопроизводительности калориферных установок позволяет управлять тепловыми депрессиями между стволами шахт (рудников), а с установкой теплообменников в стенах надшахтного здания сводится к минимуму вероятность возникновения «воздушной пробки» в одном из воздухоподающих стволов горного предприятия.

Литература

1. Николаев А.В. Метод расчета общерудничной естественной тяги // Воздушная завеса и общерудничная естественная тяга: Отдельн. ст. горного информ.-анал. бюллетеня. – 2011. – № 5. – С. 12–17.
2. Николаев А.В. Расчет величины тепловой депрессии, возникающей при работе калориферной установки // Известия вузов. Горный журнал. – М., 2012. – Вып. 1. – С. 27-33.
3. Николаев А.В. Управление тепловыми депрессиями в системах вентиляции калийных рудников: дисс. … канд. техн. наук / Перм. нац. ислед. пол. ун-т. – Пермь, 2012. – 302 с.
4. Пат. 122698 Российская Федерация, МПК E 21 F 1/08. Шахтная калориферная установка / Николаев А.В., Алыменко Н.И., Николаев В.А., Земсков А.Н. – заявл. 10.07.2012; опубл. 10.12.2012.
5. Alymenko N.I., Nikolaev A.V. Influence of mutual alignment of mine shafts on thermal drop of ventilation of pressure between the shafts // Journal of mining science. – 2011. – Vol. 47. – No. 5. – pp. 636-642.

ОПЫТ КОНТРОЛЯ ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ ЯВЛЕНИЙ В ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ ЗАБОЯХ ШАХТ

А.В. Стеклова
Научный руководитель аспирант М.К. Лукин
Сибирский государственный индустриальный университет, г. Новокузнецк, Россия

Стандартный прибор управления секцией крепи, снабжен двумя датчиками давления и одним датчиком измерения перемещения в цилиндре передвижки. Показания датчиков давления в секции крепи отражают геомеханическую ситуацию в окрестности очистного забоя. Мы разработали для этого два родственных метода: sds и kva

Данные геомеханические анализы показывают временные и пространственные опенки уровня опасности горных ударов в лаве и дают указания об изменении этого потенциала. Для заданных геологических особенностей (глубина залегания, механические свойства пород кровли, почвы и угля) взаимосвязь между геомеханической оценкой и потенциалом опасности однозначна.

Принципиально различают следующие методы анализа для геомониторинга, поддерживаемые в настоящий момент:

sds определяет реакцию горного массива на добычную машину.

kva рассчитывает конвергенцию пласта.

Это означает, что для обоих методов анализа должна быть известна позиция добычной машины. Без этого метод sds вообще не может быть рассчитан, а при kva появляются искажения, поскольку оба фактора влияния (непосредственная, или прямая, конвергенция пласта и кратковременная, вызванная добычной машиной, конвергенция) должны учитываться совместно. Анализ kva при этом возможен, но сильно ограничен в достоверности [1].

Соответствующие данные геомониторинга (неважно, полученные ли от sds или kva) распределяются во времени последовательно, друг за другом для одной и той же секции крепи позиции забоя получается большое количество данных. Точность анализа будет тем выше, чем больше геомеханических данных было собрано и оценено. Полученные данные зависят, однако, от позиции секции крепи, так что статистическая опенка (и при

этом увеличение точности) возможна только соответственно для одной позиции секции крепи. Без измерения позиции секции крепи возможен только временной (а не пространственный) анализ изменения данных, что также снижает достоверность и результативность анализа. В комбайновых лавах тем не менее можно в крайнем случае отказаться от датчика измерения продвижения в цилиндре передвижки, если происходит челноковая выемка (в этом случае положение добычной машины может быть приблизительно определено подсчетом циклов передвижки секции - но при этом следует иметь в наличии хотя бы систему распознавания позиции комбайна).

Еще точнее: геомеханические данные зависят, кроме абсолютной позиции секции, в первом приближении также от расстояния от секции до груди забоя. Зная актуальное расстояние от секции до груди забоя, можно провести значительно более точный анализ для струговых лав.

Опыт разработки опасных по газодинамическим явлениям угольных пластов свидетельствует о том, что внезапные выбросы угля и газа, происходят на участках с геомеханическими аномалиями Основные факторы, влияющие на выбросоопасность, хорошо изучены, например, образование трещин, параллельных забою выработки, большая начальная скорость газовыделения, поддерживающая высокий градиент давления газа в процессе развития явления.

Хотя факторы опасности в выбросоопасных пластах могут действовать постоянно, газодинамические явления происходят только в исключительных случаях. Разработки эффективных способов контроля и предотвращения внезапных выбросов угля и газа должны основываться на знании механизма их инициирования и влияния на них геологических нарушений, напряженного состояния массива.[2]

Критерии опасности:

1. Повышенная интенсивность акустической эмиссии
2. Смещение спектрального максимума сейсмоакустических импульсов в область низких частот
3. Концентрационный критерии разрушении

Проведенные исследования и полученные критерии сейсмоакустического прогноза создают так называемый "акустический образ" выработки и позволяют контролировать кинетику разрушения и развитие трещинообразования во времени и получать информацию о возникновении очагов разрушения, которые могут привести к опасным событиям.

С помощью метода можно развивать активные или пассивные способы получения информации, особенно такие, которые позволяют локализировать разрушение.

Для обработки сейсмоакустических данных создается непрерывная автоматизированная система с графическим представлением изменяющейся геомеханической ситуации.

Сейсмоакустические измерения могут иметь различные преимущества:

- Оценка в совокупности ситуации в забое.
- Регулирование рабочих процессов, как например, скорости проходки или мероприятий по разгрузке пласта.
- Метод адаптивный, т.к. критерием являются относительные изменения.
- Метод можно применять для контроля разрушения в общей инженерной практике.

Сейсмоакустический мониторинг повышает безопасность работ при проходке выработок по выбросоопасным пластам и способствует:

- заблаговременному распознаванию опасности,
- созданию безопасных условий труда горняков,
- максимальной эффективности проходки выработок в опасных условиях,

минимизации ущерба для шахты.

Литература

1. Векслер К.А., Шакиров А.Т. Способ контроля динамического состояния пород. Изобретения СССР, Nr.738447, 18.12.1978.
2. Heusinger, P. P.: Weiterentwicklung des seismoakustischen Verfahrens zur Uberwachung der Emissionsaktivitat in Steinkohleniagerstatten. // Giuckauf-Forschungshefte., 1980. – 41, H.4. - S.135-138.

ВЛИЯНИЕ ТРЕЩИНОВАТОСТИ ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ ЗОНЫ РАЗРУШЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

М.Т. Тагатов

Научный руководитель старший преподаватель А.Ж. Имашев

Карагандинский государственный технический университет, г.Караганда, Казахстан

Наличие в крепких породах различного вида нарушений, а также некоторого количества включений с осадочными породами с небольшими прочностными характеристиками приводит к ослаблению массива горных пород. Кроме того, обводненность этих пород приводят к резкому уменьшению прочности породного массива [2], что в свою очередь влияет на выбор параметров крепи горных выработок.

При проведении горных выработок буровзрывным способом происходит не только полное разрушение горных пород, но и существенно нарушаются механические свойства законтурного массива вследствие возникновения радиальных и сферических трещин [3].

В этом случае можно говорить о достаточно сильном влиянии как природной, так и техногенной трещиноватости на устойчивость горного массива [4] Причем при наличии трещиноватости возможные изменения прочностных свойств массива, которые оказывают влияние на устойчивость массива в значительной степени зависят от направления трещин по отношению к исследуемой выработке.

Как показали исследования, на устойчивость горных выработок значительное влияние оказывает система горизонтальных трещин [4,5]. С другой стороны не учет других систем трещин вокруг горной выработки также может привести к невозможности правильного определения зоны разрушения вокруг неё.

Следует отметить, что в большинстве случаев при исследовании устойчивости массива горных пород вокруг выработки учитывается одна преобладающая система трещин, а в массиве существует их несколько. Кроме того, большинство существующих математических пакетов по определению зоны разрушения вокруг выработки не могут учитывать трещиноватость по направлениям, а используют общее ослабление массива, предложенное в инструкции ВНИМИ [2].

Наличие трещиноватости по определенным направлениям изменяет не только размеры, но и форму зоны разрушения вокруг выработки [4,5], что может быть учтено при разработке рациональных типов и видов крепи.

Массив горных пород может быть разбит несколькими основными системами трещин. В качестве расчетной модели такой среды можно использовать сплошную, однородную, изотропную среду с учетом наличия систем поверхностей ослабления. Поверхности ослабления могут быть смоделированы как направления, в которых прочность на сдвиг и растяжение ослаблены. Для математического моделирования такой среды необходимо знать физико-механические характеристики, как самого массива, так и прочностные параметры на поверхностях ослабления.

Экспериментальные данные по определению физико-механических свойств пород на поверхностях ослабления содержатся во многих работах [1]. В данных работах к основным параметрам прочности поверхностей ослабления относятся сцепление по поверхности ослабления Ко, коэффициент внутреннего трения по поверхности ослабления no = tgϕ и предел прочности по поверхности ослабления на растяжение σр.

Сцепление по поверхности ослабления не является самостоятельной механической характеристикой, а вторично, и зависит от того, насколько вторичные в генезисе процессы «испортили» прочность породы. Поэтому при изменении величины сцепления целесообразно представить ее не в абсолютном значении, а в виде отношения сцепления по поверхности ослабления Ко к сцеплению в самом массиве К.

Коэффициент внутреннего трения n, определяемый углом внутреннего трения ϕ по поверхности ослабления, величина довольно стабильная. Это обстоятельство позволяет при оценке прочности на поверхности ослабления не учитывать возможное изменение угла внутреннего трения, считая его постоянным.

Для моделирования геомеханических процессов вблизи горных выработок были использованы условия, существующие на АО «Жайремский ГОК»:

На руднике Ушкатын-3 капитальные выработки имеют арочную форму поперечного сечением 12,5 м2. Данная форма выработки является более распространенной.

Анализ особенностей формирования зоны разрушения производился при вариации безразмерного параметра γH/σсж для непосредственного массива горных пород окружающих данную выработку. Моделирование проводилось при значениях безразмерного параметра равным 0,3, что соответствует сопротивлению пород растяжению 2,4 МПа и глубине заложения выработки 300 м.

На основании разработанной программы численного моделирования методом граничных интегральных уравнений (ГИУ), автором которой является д.т.н. проф. Колоколов С.Б. было проведено математическое моделирование устойчивости горной выработки для условий рудника Ушкатын-3 АО «Жайремский ГОК». Данная программа позволяет учитывать не только физико-механические свойства горных пород, но свойства нескольких систем трещин с учетом их направления относительно контура выработки. В результате решения задачи находятся напряжения вокруг выработки, которые сравниваются с предельно допустимыми значениями на основании нескольких критериев прочности. В результате находится граница зоны неупругих деформаций.

Зона разрушения при прочности пород на растяжение 2,4 МПа без учета направления трещин и с учетом трещиноватости при использовании коэффициента структурного ослабления. Как видно из рисунка, зона разрушения равномерно охватывает контур выработки, как в первом, так и во втором случаях.

Зоны разрушения вокруг выработки при учете одной системы трещин, которая имеет три направления. В данном случае видно, что при горизонтальной трещиноватости происходит увеличение зоны в кровле-почве выработки, при вертикальной трещиноватости происходит рост зоны разрушения в боках выработки. Если трещиноватость имеет другое направление, то увеличение зоны разрушения наблюдается в этом направлении.

На рисунке 1 показаны зоны разрушения с введением 2 систем трещин под углами 00, 450 и 900.

В этом случае различное сочетание направлений трещин приводит к увеличению зоны разрушения вокруг выработки по этим направлениям.

При введении 3 системы трещин под углами 00, 450 и 900 можно сказать, что в зона разрушения вокруг выработки имеет сложную форму, которая сильно отличается от той, где коэффициент ослабления был введен простым уменьшением прочностных характеристик горных пород. Размеры и форма зоны разрушения достаточно сильно подвержены изменению в зависимости от выбранной методики моделирования трещиноватости горного массива.

Применение анкеров в качестве основного крепления или в сочетании с рамными крепями дает возможность в случае трещиноватого массива рекомендовать не только различную глубину анкеров, но и различную плотность их установки, что в свою очередь, позволит увеличить плотность установки анкеров в

наиболее опасных участках законтурного массива и снизить плотность установки на участках имеющих меньшую зону разрушения.

Полученные результаты ориентированы на незначительную глубину и небольшое сечение горной выработки при достаточно прочных вмещающих породах, свойственные условиям АО «Жайремский ГОК». Увеличение глубины разработки, сечения горной выработки, а также возможное уменьшение прочности вмещающих горную выработку пород соответствующим образом усилит влияние направления трещиноватости на устойчивость техногенных обнажений.

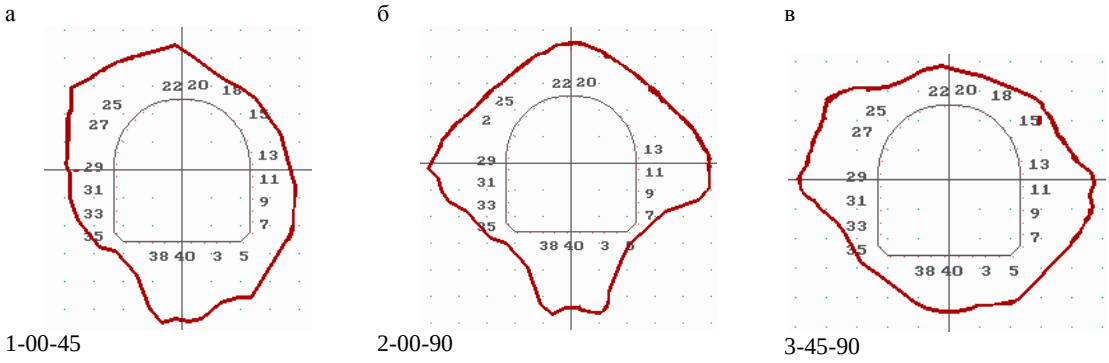


Рис. 1. Зоны разрушения вокруг выработки с учетом 2 системы трещин а – трещины расположены под углами 0 и 45 градусов; б – трещины расположены под углами 0 и 90 градусов; в – трещины расположены под углами 45 и 90 градусов

На основании вышеизложенного можно сделать следующие выводы:

1. При определении зоны разрушения большое значение имеет методика учета трещиноватости массива;

2. Наличие определенных систем трещин вызывает не только увеличение зоны разрушения вокруг выработки, но и меняет форму данной зоны;

3. Методики, определяющие нагрузку на крепь должны учитывать не только трещиноватость массива, но и направление трещин относительно выработанного пространства;

4. Наличие ассиметричной зоны должно быть учтено при разработке паспортов крепления горных выработок.

Литература

1. Булычев Н.С. Механика подземных сооружений. - М.: Недра, 1982. – 270 с.
2. Инструкция по выбору рамных податливых крепей горных выработок. СПб.: ВНИМИ, Изд. 2-е, перераб и доп, 1991. – 125 с.
3. Миндели Э.О., Мохначев М.П. Метод и исследование поведения горных пород при пульсирующем режиме нагружения. //ФТПРПИ., – 1971.-№1 – С. 18-25.
4. Оловянный А.Г. Некоторые задачи механики массивов горных пород. – СПб.: ВНИМИ, 2003. – 234 с.
5. Судариков А.Е., Байкенжин М.А., Баймульдин М.К. Устойчивость горных выработок в крепких трещиноватых породах. // Труды университета. – Караганда: КарГТУ. – 2003. - №4. – С. 5-6.

ИССЛЕДОВАНИЯ МЕХАНИЗМА ФОРМИРОВАНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ИМПУЛЬСОВ ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД

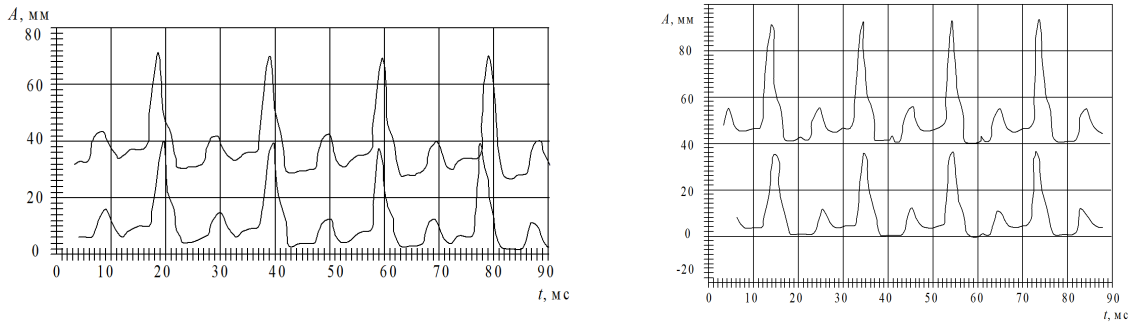
Д.В.Федин, И.В. Кузнецов
Научный руководитель профессор Л.А. Саруев
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В работе [3] была показана эффективность применения разработанного гидроимпульсного силового механизма для разрушения горных пород при ударно-вращательном способе бурения. Изменение рабочих элементов гидроимпульсного механизма позволяет изменить производительность разрушения горной породы. Для того, чтобы определить необходимую комбинацию рабочих элементов гидроимпульсного механизма были проведены экспериментальный исследования влияния диаметра и длинны рукава высокого давления, величины активной массы, а также величины усилия пневмопоршневого податчика на формирование силовых импульсов.

Для исследования влияния длины L и диаметра D рукава высокого давления на параметры формируемых силовых импульсов разработанного гидраимпульсного механизма были проведены эксперименты. Были использованы рукава высокого давления с внутренним диаметром 10, 12, 16 и 20 мм и длиной от 0,67 до 4,5 м. Опыты проводились при вынужденной частоте гидропульсатора 25 и 50 Гц.

Как видно на осциллограмме, рис. 1, *а*, при диаметре рукава высокого давления 16 мм и длине 2,5 м амплитуда усилия в бурильной трубе достигала 65 мм (117 кН), а при диаметре рукава высокого давления 20 мм и длине 0,95 м (рис. 2, *б*) – 85 мм (153 кН). Эксперименты показали, что увеличение длины рукава и уменьшение

его диаметра приводит к снижению амплитуды, а соответственно и энергии силового импульса в бурильной трубе (рис. 1). Чем больше длина рукава высокого давления, соединяющего гидропульсатор с силовым гидроцилиндром, тем больше абсолютное увеличение объема этого рукава и меньше относительное изменение объема при постоянных параметрах гидропульсатора. То есть с увеличением длины рукава снижается амплитуда формируемого импульса давления жидкости в силовом гидроцилиндре, а, соответственно, и силового импульса в бурильной трубе. С уменьшением диаметра рукава повышается его объемная жесткость, но в тоже время увеличивается сопротивление пульсациям потока жидкости, что также приводит к снижению амплитуды и энергии силовых импульсов.



а *б*

Рис. 1. Осциллограммы силовых импульсов: а) рукав высокого давления D=16 мм, L=2,5 м; б) шланг высокого давления D=20 мм, L=0,95 м. Верхний луч – усилие в бурильной трубе, нижний луч – давление в силовом гидроцилиндре

Активная масса изменялась в пределах от 30 до 270 кг, усилие подачи от 0 до 12 кН. Экспериментальные зависимости амплитуды импульса силы в бурильной трубе от усилия подачи и активной массы представлены на рис. 2.

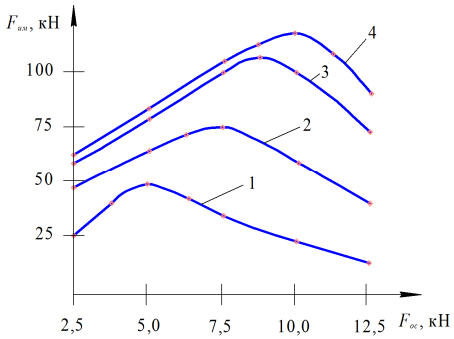


Рис. 2. Зависимость импульса от усилия подачи при объеме шланга V=434 см^3 (D=20 мм, L=1,45 м); 1–4) при активной массе 30, 70, 110 и 230 кг соответственно

Наличие экстремальных значений величины силовых импульсов можно объяснить проявлением резонансных свойств системы (рис. 3). Опыты показали, что данная система устойчиво работает в зарезонансной зоне при сдвиге фаз между ходом плунжера пульсатора и активной массы 120…150°.

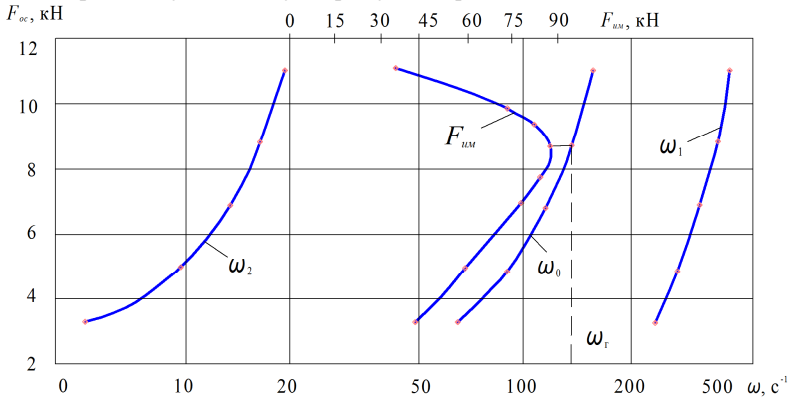
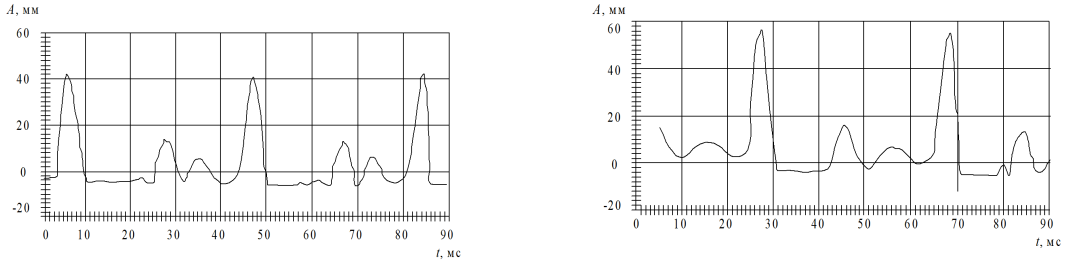


Рис. 3. Зависимости собственных частот колебаний нелинейной системы ω_0, гидропружины ω_1, пневмопружины ω_2 и силовых импульсов $F_{им}$ от осевого усилия пневмоподатчика $F_{ос}$ ($\omega_г$ – частота генератора колебаний – гидропульсатора)

Задаваясь значением активной массы и частотой вынужденных колебаний плунжера гидропульсатора, можно рассчитать среднюю жесткость системы, а затем подобрать соответственно жесткость пневмо- и гидропружины. Согласно экспериментам за счет изменения частоты вынужденных колебаний можно добиться существенного улучшения параметров силовых импульсов применительно к разрушению горных пород (рис. 4).



а *б*

Рис. 4. Зависимость амплитуды силовых импульсов A от времени t при усилии, создаваемом пневмопоршневым податчиком: а) 9,4; б) 11,75 кН; рукав высокого давления D=20 мм, L=1,16 м

Известно, что для более полного использования энергии W силового импульса в процессе разрушения горной породы он должен иметь относительно пологий передний фронт и резко ниспадающий задний [1]. Гидроимпульсный силовой механизм формирует импульсы по форме более близкие к идеальным в отличие от обычных ударных механизмов бурильных машин. Энергия силовых импульсов, полученных на опытной установке (рис. 5), соответствует энергии удара современных буровых агрегатов [2].

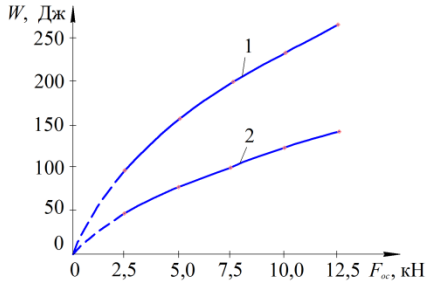


Рис. 5. Зависимость энергии силовых импульсов от усилия подачи при величине активной массы 230 кг. Объем рукава высокого давление: 1) 265; 2) 515 см^3

Данный эксперимент является первым опытом в исследовании формирования импульсов безбойковым гидроимпульсным механизмом.

Литература

1. Алимов О.Д., Дворников Л.Т. Бурильные машины. – М.: Машиностроение, 1976. – 295 с.
2. Липин А.А., Танайно А.С., Тимонин В.В. Современные погружные машины для бурения скважин // Горная техника: Каталог-справочник. – СПб.: ООО «Славутич», 2006. – С. 116–123.
3. Федин Д.В., Шадрина А.В., Саруев Л.А. Интенсификация разрушения горных пород при ударно-вращательном способе бурения путем применения гидроимпульсного механизма // XVI международный симпозиум имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр». – Томск 2012. – С. 376-378.

РАЗРАБОТКА ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ РАБОЧИХ ПРОЦЕССОВ БУРЕНИЯ СКВАЖИН ИЗ ПОДЗЕМНЫХ ГОРНЫХ ВЫРАБОТОК

Д.В. Федин
Научный руководитель профессор Л.А. Саруев
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Процесс бурения скважин малого диаметра из подземных горных выработок машинами вращательно-ударного действия предполагает три составляющих элемента: бурильную машину, технологию бурения и забой. Ключевым элементом в этой системе является бурильная машина, параметрами которой, главным образом, определяется эффективность бурения. Эти параметры (конструктивные, технологические и 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 ставятся условия и факторы, определяющие уровень экономичности машины, формирование их влияния 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.

Задача, решаемая методикой: определить 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. м 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.

Методика определения оптимальных параметров станков

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 Vб [2,3]:

$$V_{б.} = \frac{H}{T_{б.}} \quad (1)$$

,

где Н – глубина бурения скважины, м; Тб – время бурения, связанное с непосредственным взаимодействием породоразрушающего инструмента с забоем скважины, мин.

Потери времени на подготовительно-заключительные операции учитываются коэффициентом непрерывности бурения Кб:

$$K_{б.} = \frac{T_{б.}}{T_{б.} + T_{в.о.}}, \quad (2)$$

Где Тв.о. – подготовительно-заключительные и вспомогательные операции, отнесенные на глубину скважины.

Коэффициент загрузки машины Кз зависит от обеспеченности ее фронтом работ и других организационных факторов. На стадии проектирования Кз =1.

Тогда формула сменной производительности машины Q, представленная в общем виде как:

$$Q = V_{б.} \cdot T_{см.} \cdot K_{б.}, \quad (3)$$

с учетом уравнений (1) и (2) будет иметь вид:

$$Q = \frac{T_{см.} \cdot H}{T_{б.} + T_{в.о.}} = \frac{T_{см.} \cdot H}{T_{ц.}}, \quad (4)$$

Где Тсм – продолжительность рабочей смены, мин.; Тц – длительность цикла бурения скважины, мин.

Операции, составляющие Тц, можно разделить на две группы: операции, величина которых не зависит от параметров установки и приводов ее механизмов – Т1, и операции, зависящие от них – Тз.п..; Тц = Т1 + Тз.п.

Состав выделенных групп операций следующий:

$$T_1 = \sum_{i=1}^{9} t_i, \quad (5)$$

где $t_1 \ldots t_9$ – 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.

$$T_{з.п.} = T_{б.} + t_{з.м.} + t_{с.н.} + t_{л.} + t_{х.х.} + t_{п.р.} + t_{пер.}, \quad (6)$$

где $t_{з.м.}$ – закрепление машины в забое; $t_{с.н.}$ – свинчивание и навинчивание 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:

$$Q = \frac{T_{\text{см.}} \cdot H}{T_1 + T_{\text{б.}} + t_{\text{з.м.}} + t_{\text{с.н.}} + t_{\text{л.}} + t_{\text{х.х.}} + t_{\text{п.р.}} + t_{\text{пер.}}}, \text{ м/смену.} \quad (7)$$

На рис. 1 представлены графики относительного изменения производительности $\frac{Q'}{Q}$, где Q' – новое значение производительности при уменьшении величин T_1 или $T_{\text{з.п.}}$ до T_1' или $T_{\text{з.п.}}'$. При построении графиков, изображенных на рис. 1 для наглядности изменения относительной производительности $\frac{Q'}{Q}$ продолжительность вспомогательных операций T_1 и $T_{\text{з.п.}}$ изменялась от 1 до 5 (при уменьшении времени $\frac{T_{з.п.}'}{2 \cdot T_{\text{з.п.}}} = \frac{1}{2} = 0{,}5, \frac{T_{з.п.}'}{3 \cdot T_{\text{з.п.}}} = \frac{1}{3} = 0{,}33, \frac{T_{з.п.}'}{4 \cdot T_{\text{з.п.}}} = \frac{1}{4} = 0{,}25, \frac{T_{з.п.}'}{5 \cdot T_{\text{з.п.}}} = \frac{1}{5} = 0{,}2$, аналогично при увеличении продолжительности).

Анализ зависимости (7) и рис. 1 показывает, что наиболее существенное влияние на нее оказывают операции, продолжительность которых зависит от параметров бурильной установки. Поэтому уменьшать продолжительность данных операций за счет совершенствования параметров рационально до тех пор, пока $T_{\text{з.п.}} > T_1$. При $T_{\text{з.п.}} < T_1$ на производительность уже более существенное влияние оказывает группа операций T_1.

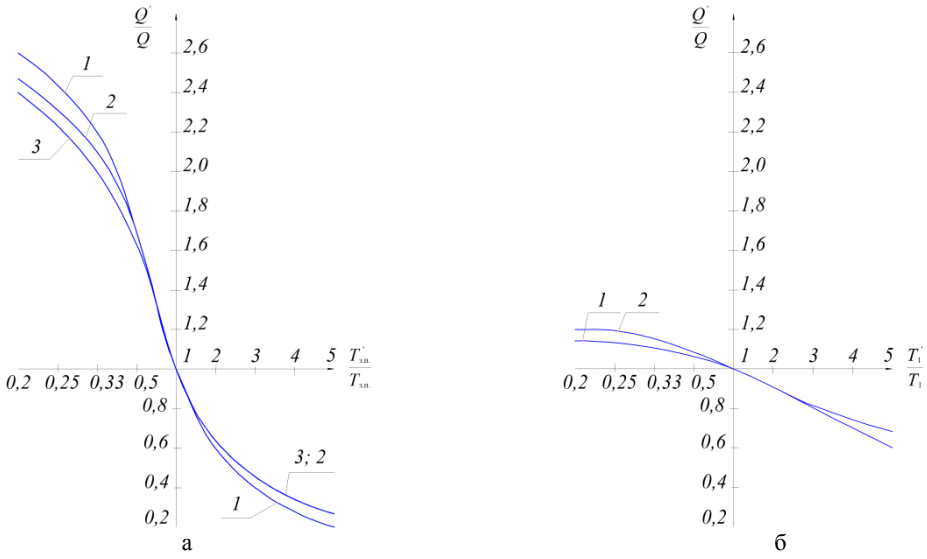


Рис. 1. Влияние времени вспомогательных операций на производительность бурения:
а) операции, зависящие от типа привода: 1 - $T_{\text{з.п.}}$ гидропривода; 2 - $T_{\text{з.п.}}$ пневмопривода; 3 - $T_{\text{з.п.}}$ пневмогидро- и электропривода;
б) операции, не зависящие от типа привода: 1 - T_1 гидропривода; 2 - T_1 пневмопривода

Следовательно, величина $\Delta T = T_{\text{з.п.}} - T_1$ есть область рационального уменьшения группы операций $T_{\text{з.п.}}$. Это условие необходимо учитывать при выполнении процедуры рационального выбора параметров бурильной установки. Продолжительность операций группы $T_{\text{з.п.}}$ определяется целым рядом конструктивных и режимных параметров работы машины, инструмента и приводов.

Анализ зависимостей повышения производительности бурения от продолжительности вспомогательных операций 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 $T_{\text{в.о.}}$, а значит, и к росту производительности.

Этой цели служит средняя продолжительность операции, которая является критерием рационального пути увеличения производительности:

$$t_{\text{оп.}} = \frac{T_{\text{з.п.}}}{n} = \frac{\sum_{i=1}^{n} t_i}{n}, \text{ мин,} \quad (8)$$

где t_i – продолжительность выполнения какой-либо *i*-той операции, зависящей от параметров установки и приводов ее механизмов, мин; n – количество операций, составляющих величину $T_{\text{з.п.}}$.

Связь критерия с производительностью видна, если в выражении (7) сумму операций $t_{\text{з.м.}} + \ldots + t_{\text{пер.}}$ заменить величиной $t_{\text{оп.}} \cdot n$, взятой из (8), то есть

$$Q = \frac{T_{\text{см.}} \cdot H}{T_1 + t_{\text{оп.}} \cdot n}. \qquad (9)$$

Производительность бурения (9) будет расти при $t_{\text{оп.}} \to \min$. Анализ формулы (8) показывает, что достигнуть этого можно несколькими способами:

1. Уменьшить суммарную продолжительность вспомогательных операций путем сокращения величин ее составляющих:

$$T_{\text{з.п.}} \to \min \text{ при } n = \text{const}$$

2. Сократить количество наиболее продолжительных вспомогательных операций n→1, не изменяя величины остающихся (теоретически, пределом сокращения служит одна операция – бурение).

3. Уменьшить продолжительность отдельных вспомогательных операций и их количество: $T_{\text{з.п.}} \to \min$ и $n \to 1$.

Уменьшение времени операций любым из указанных способов достигается за счет изменения параметров. Этот процесс выглядит следующим образом: при изменении каждого параметра на заданный интервал Δi (не следует изменять параметры сразу до своего предельного значения) изменяются продолжительности операций и получаются новые значения $t_{\text{оп. }i}$ (8). Из всех параметров рационально изменять тот, который дает максимальное сокращение $t_{\text{оп.}}$, то есть $\Delta t_{\text{оп.}} = t_{\text{оп.}} - t_{\text{оп.}i} \to \max$. Данная процедура представлена ниже в алгоритме оптимизации.

Рост производительности за счет совершенствования параметров бурильной установки должен сопровождаться повышением уровня экономической эффективности бурения. Для того, чтобы установить условия и факторы, определяющие этот уровень, сформулировать их взаимосвязь и влияние необходима технико-экономическая модель процесса бурения.

Схема модели представляется в следующем виде:

$$\begin{aligned} &З_{\text{пр.}} = З_{\text{пр.}}(С, К_{\text{у.}});\\ &С = С(К_{\text{у.}}, Q);\\ &К_{\text{у.}} = К_{\text{у.}}(N, G, P \text{ и тип привода});\\ &Q = Q(H, t_{\text{б.}}, T_{\text{в.о.}}, \text{крепость породы}), \end{aligned} \qquad (10)$$

где $З_{\text{пр.}}$ – удельные приведенные затраты (затраты, отнесенные на пог. м, $З_{\text{пр.}} = С + Е_{\text{н.}} \cdot K_{\text{у.}}$); $С$ – себестоимость 1 пог. м скважины; $K_{\text{у.}}$ – удельные капитальные затраты; $E_{\text{н.}}$ - нормативный коэффициент экономической эффективности; G – вес; N – мощность приводов установки; P – давление сжатого воздуха в сети.

Себестоимость 1 пог. м скважины складывается из заработной платы бурильщика $С_{\text{з.}}$, амортизационных отчислений $С_{\text{а.}}$, затрат на текущий ремонт $С_{\text{т.р.}}$, стоимость энергии, расходуемой на бурение $С_{\text{э.б.}}$ и на вспомогательные операции $С_{\text{э.всп.}}$, стоимости материалов $С_{\text{м.}}$ и прочих расходов $С_{\text{п.}}$. Тогда

$$С = С_{\text{з.}} + С_{\text{а.}} + С_{\text{т.р.}} + С_{\text{м.}} + С_{\text{э.б.}} + С_{\text{э.всп.}} + С_{\text{п.}}. \qquad (11)$$

Кроме того, данная модель предполагает наличие дополнительных показателей эффективности, которые, в зависимости от поставленной задачи, могут выступать ограничениями. Ими являются относительный вес бурильной машины и удельная мощность приводов машины. Определяются они как отношение веса машины и общей мощности приводов к единице производительности бурения (например, сменной производительности).

Процесс оптимизации параметров заключается в том, что каждые из них изменяется на заданный интервал Δi и среди вновь полученных значений параметров выбирается тот, который обеспечил максимальное снижение продолжительности средней операции $\Delta t_{\text{оп.}}$, но при этом должны соблюдаться условия:

$$З_{\text{пр.}\Delta i} \le З_{\text{пр.}0};\ С_{\Delta i} \le С_0;\ G_{\text{у.}\Delta i} \le G_{\text{у.}0};\ N_{\text{у.}\Delta i} \le N_{\text{у.}0},$$

где $З_{\text{пр.}\Delta i}$, $С_{\Delta i}$, $G_{\text{у.}\Delta i}$, $N_{\text{у.}\Delta i}$ – указанные выше величины, полученные при новом значении параметра, $З_{\text{пр.}0}$, $С_0$, $G_{\text{у.}0}$, $N_{\text{у.}0}$ – эти же величины, но полученные при исходных значениях параметров.

Если данные условия не соблюдаются, хотя бы по одному из неравенств, то выбирается другой параметр, изменение которого на свой интервал Δ_j обеспечило снижение $t_{\text{оп. }j}$ на величину близкую к максимальной. Этот новый параметр вновь проверяется по изложенным выше ограничениям.

Задача (7–10) в общем виде может быть записана как задача статической оптимизации. Анализ этой задачи по оптимизируемым переменным показывает, что она включает нелинейные ограничения. Поэтому для ее решения выбран метод покоординатного спуска (метод Гаусса-Зейделя).

В общем случае алгоритм оптимизации представляет собой следующие этапы решения:

1. Группировку вспомогательных технологических операций и определение их длительности через параметры бурильной установки и ее приводов.

2. Выбор параметров, изменение которых максимально снижает среднюю продолжительность операций.

3. Многошаговый поиск решения с учетом принятых ограничений и показателей эффективности.

Данная методика успешно апробирована в ОАО «Кузбасский научно-исследовательский институт шахтного строительства» (ОАО «Кузниишахтострой») сотрудником, кандидатом технических наук Григоренко Ю.Д. при проектировании станков для бурения скважин, г. Кемерово.

Заключение

1. С помощью математических зависимостей установлена взаимосвязь между операциями, выполненными приводами, выявлена степень влияния их на производительность бурения скважин. Разработанная технико-экономическая модель бурильных установок позволяет оптимизировать их параметры одновременно по нескольким критериям.

2. Исследование бурильных установок с различными типами привода (пневматическим, гидравлическим, электрическим, а также их комбинациями) согласно предлагаемой методике позволяет оценить влияние типа привода на эффективность бурения уже на стадии проектирования установки.

3. Установлена взаимосвязь между операциями, выполняемыми приводами бурильных установок, выявлена степень влияния их на производительность бурения скважин.

Литература

1. Казанцев А.А., Саруев Л.А. Повышение эффективности вращательно-ударного бурения скважин малых диаметров: монография / Юргинский технологический институт. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 113 с.
2. Медведев И.Ф. Режимы бурения и выбор буровых машин. – М.: Недра, 1986. – 223 с.
3. Григоренко Ю.Д. Повышение технического уровня буровзрывных проходческих комплексов типа «Сибирь» на стадии разработки // Совершенствование техники и технологии шахтного строительства: СБ. науч.тр. / Кузниишахтострой. – Кемерово, 1998. – С. 109-120.

ИССЛЕДОВАНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ГИДРОИМПУЛЬСНОГО СИЛОВОГО МЕХАНИЗМА

М.В. Цыганкова

Научный руководитель профессор Л.А. Саруев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящие время мировое сообщество, разработчиков различных объектов, переходит на новый уровень проектирования - создание математических моделей. Данные модели позволяют, меняя параметрические характеристики изучить свойства объекта. Такое проектирование обусловлено более детальным изучением объектов при снижении затрат (без создания экспериментального образца). Данная работа посвящена созданию и изучению математической модели гидроимпульсного механизма применяемого при бурении скважин малого диаметра в горной промышленности.

Горная промышленость в настоящее время проходит стадию усовершенствования различных технологических процессов, согласно мировым тенденциям. Известные пневмо- и гидроударные узлы обладают низким КПД и высокой степенью износа и шума (превышающий допустимые нормы), в связи с этим ведется поиск новых конструктивных решений. Одно из которых основано на создание гидроимпульсной силовой системы.

Данная работа посвящена рассмотрению гидроимпульсного силового механизма [2], который может быть применен вместо ударных узлов в бурильных машинах. Принципиальная схема установки представлена на Рис.1.

Создаваемые импульсы формируются следующим образом. При движение плунжера в системе, происходит сжимаемость жидкости в РВД и гидроцилиндре. РВД имеет нелинейную характеристику изменения давления P от изменения объёма, и при синусоидальной работе плунжера создаются импульсы давления жидкости, которые воздействуют на поршень и стенки гидроцилиндра. Инерционная масса m поджатая силой Fподж начинает возбуждаться, когда частота создаваемых импульсов давления жидкости совпадает с собственной частотой колебаний, возникает резонанс и импульс давления жидкости передается через поршень и материал бурильного инструмента к разрушаемой породе со скоростью звука. Данный метод передачи импульса имеет высокий КПД, т.к. передача энергии происходит без механических воздействий.

При построении математической модели примем следующие допущения:

гидроцилиндр неподвижен, между двумя следующими друг за другом силовыми импульсами

основным деформируемым элементом, в данном случае, будет рукав высокого давления, деформациями гидроцилиндра и плунжера можно пренебречь.

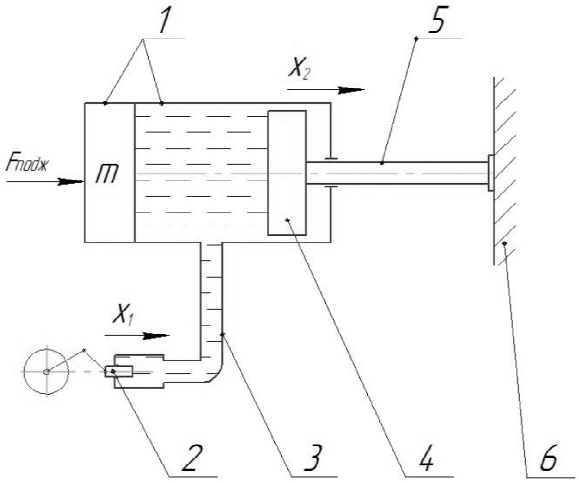


Рис.1. Принципиальная схема гидроимпульсного силового механизма , где 1 – корпус гидроцилиндра с активной массой, 2 – плунжер,3 – рукав высокого давления (РВД), 4 – поршень, 5 – бурильный инструмент (штанга), 6 – разрушаемая порода

Составим расчетную схему (Рис.2), исходя из принципиальной схемы и принципа работы механизма.

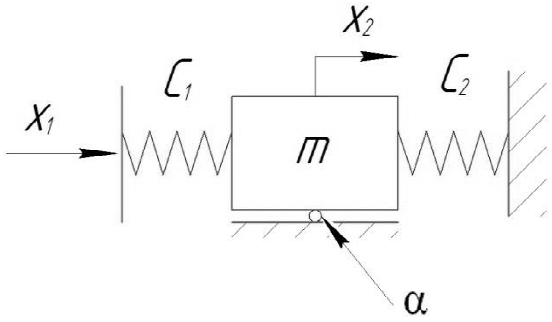


Рис.2. Расчетная схема

Из теории механических колебаний [1] известно, что дифференциальное уравнение движения под действием произвольно заданной вынуждающей силы имеет вид:

(1)

где: q − обобщенная координата; a − инерционный коэффициент; b − обобщенный коэффициент трения; c − обобщенный коэффициент жесткости системы; F(t) − вынуждающая внешняя сила. За обобщенную координату (q) примем линейное перемещение .

По расчетной схеме, составим дифференциальное уравнение:

(2)

где x_1 – движение плунжера, x_2 – перемещение корпуса гидроцилиндра, C_1 – упругость гидросистемы, C_2 – упругость поджатия от силы $F_{подж}$, – коэффициент трения между поршнем и корпусом гидроцилиндра.

Выражение (2) позволяет исследовать динамику гидроимпульсного механизма при различных значениях параметров. Из расчетной схемы видно, что перемещение x_1 имеет жесткую обратную связь по выходной координате; колебательный контур с координатой имеет местную отрицательную обратную связь по перемещению и скорости; в системе имеется нелинейная характеристика представленная C_1 – упругостью гидросистемы. Упругость гидросистемы определяется как расход на деформацию элементов гидросистемы и сжимаемость жидкости. В связи с изменением давления P по времени, C_1 изменяется вначале по линейному закону при малом P, далее при возрастании давления становиться не линейной, эти данные были получены экспериментально [3], но требуют проверки путем математического моделирования системы.

Все входные параметры, такие как: инерционная масса, частота движения плунжера, параметры РВД – длина и диаметр, коэффициент трения, сила поджатия – влияют на значения амплитуды и энергии силовых импульсов. Влияние указанных параметров является предметом дальнейшего исследования.

Рассматриваемый механизм обладает рядом преимуществ: высокий КПД, простота конструкции, не нуждаться в защите от импульсных нагрузок.

Особую перспективность имеет дальнейшая работа над коррекцией проектируемой системы на основе полученных данных при анализе математической модели, что позволяет наиболее точно прогнозировать варьирование основных параметров системы.

Литература

1. Пановко Я.Г. Введение в теорию механических колебаний: Учебное пособие. – М.: Наука, 1980. – 270 с.
2. Патент на ПМ 727419 РФ. МПК5 B25D9/04B06B1/20. Гидроимпульсный силовой механизм / В.Ф. Горбунов, П.Я.Крауиньш, Л.А. Саруев, В.А. Барашков. Опубл. 15.04.1980 г.
3. Шадрина А. В., Саруев Л. А., Саруев А. Л. Динамические процессы в колонне труб при вращательно-ударном бурении скважин малого диаметра из подземных горных выработок –Томск.: Изд-во Томского политехнического университета, 2009 – 175 с.

ОТЛИЧИТЕЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ НАСОСНОЙ СТАНЦИИ ГЕОХОДА

Р.В. Чернухин

Юргинский технологический институт Национального исследовательского Томского политехнического университета, г.Юрга, Россия

Базовым функциональным элементом геовинчестерной технологии (ГВТ) является геоход, который представляет собой горную проходческую машину нового класса.

Конструкция геохода построена по модульному принципу и состоит из исполнительного органа, разрушающего забой, головной и хвостовой секции, а также трансмиссии (рис. 1).

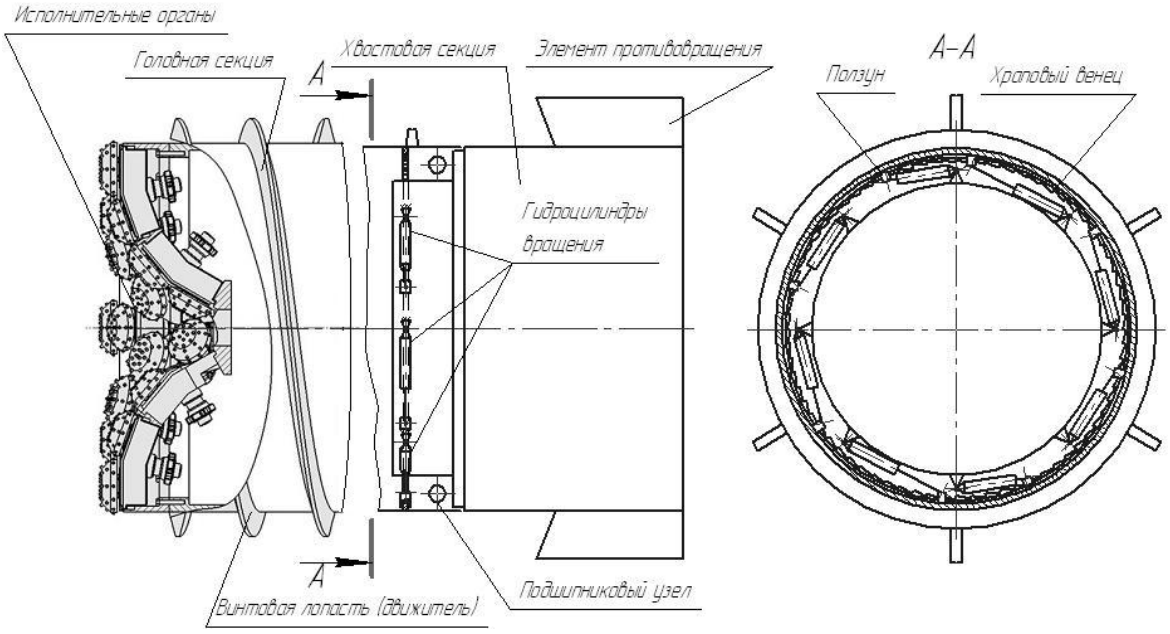


Рис. 1. Схема геохода нового поколения

В работе [1] обоснованы схемные решения трансмиссий с гидроцилиндрами и разработана методика определения параметров трансмиссии геохода с гидроприводом. Кроме известных преимуществ [2], применение гидропривода в геоходах дает возможность бесступенчатого регулирования, создания низкооборотного высокомоментного привода и позволяет исключить большегабаритные механические передачи из конструкции машины. Исполнительные органы также желательно приводить в движение от гидропривода, поскольку ограниченное пространство внутри геохода делает нецелесообразным применение привода от энергии другого вида [3].

Для трансмиссии геохода, создающей тяговое усилие на внешнем движителе и напорное усилие на исполнительном органе, а также для привода исполнительного органа источником питания является насосная станция. Поскольку насосная станция обеспечивает работу силовых элементов геохода, то особое значение приобретают вопросы, связанные с определением её параметров.

Типовая схема насосной станции включает в себя насосы, системы фильтрации, контрольно-измерительную аппаратуру, аппаратуру регулирования, аппаратуру управления, гидробак и аварийную аппаратуру, а применительно к геоходу немаловажное значение имеет и размещение этих элементов.

Для определения возможных направлений развития схемных решений необходимо сформировать требования к энергосиловой установке геохода. Эти требования должны учитывать конструктивные особенности геохода и его технические параметры. Должны быть учтены развиваемые его

трансмиссиями силовые и кинематические параметры. Также необходимо учитывать особенности внешней среды и условия проводимых горных выработок.

Отличительной особенностью геохода является непрерывность перемещения и разрушения забоя. По сравнению со щитовыми проходческими машинами, где разрушение породы и перемещение составляют раздельные циклы, этот своеобразный характер перемещения обеспечивает большую производительность проходческих работ. Однако это также означает, что энергосиловая установка должна обеспечивать необходимой мощностью всех потребителей гидропривода в непрерывном режиме. Одновременно насосная станция должна обеспечивать питанием гидромоторы коронок исполнительного органа, гидроцилиндры трансмиссии, работающие в разных фазах, а также гидропривод исполнительных органов винтовой лопасти (движителя) и элементов противовращения (крыльев). Неоднородность горной породы порождает неравномерность нагрузки на исполнительных органах, для предохранения от которой энергосиловая установка (ЭСУ) должна быть оснащена соответствующим предохранительным устройством.

Отличительной чертой геохода является возможность работы в широком диапазоне углов проходки. В работе [4] рассмотрены возможные варианты работы геохода не только по горизонтальным, но и по наклонным, восстающим, а также вертикальным выработкам. Технологическая схема проведения таких горных выработок предъявляет требования к размещению элементов внутри ограниченного пространства геохода, габаритам и массе ЭСУ. При возможном варианте размещения ЭСУ в хвостовой секции насосная станция должна не загромождать пространство и располагаться преимущественно по периферии корпуса. Элементы ЭСУ также должны иметь возможность выполнять свои функции при различных пространственных положениях. При невозможности выполнения этого условия ЭСУ должна располагаться вне корпуса, представлять собой единый агрегат и устанавливаться на горизонтальной площадке. Последний вариант применялся при проведении шахтных испытаний геохода ЭЛАНГ-3.

Параметры ЭСУ должны обеспечиваться использованием по возможности стандартных гидравлических компонентов, а их размещение должно обеспечивать удобство в эксплуатации и возможность проводить техническое обслуживание, а также быструю замену элементов, наиболее подверженных износам.

Особые условия проведения проходческих работ в шахтах, опасных по газу и пыли, обуславливают взрыво- и пожаробезопасное исполнение элементов ЭСУ.

Кроме перечисленных требований, ЭСУ должна иметь низкое энергопотребление, низкий уровень шума и вибрации.

На основании отличительных особенностей геохода и условий его работы можно сформулировать основные требования к ЭСУ:

обеспечение достаточной подачи и давления;

работа в непрерывном режиме;

размещение по периферии хвостовой секции, а при невозможности выполнения данного условия – размещение вне корпуса геохода;

оптимальные габариты и минимальная масса;

возможность функционирования в различных пространственных положениях;

применение по возможности стандартных компонентов;

наличие предохранительных устройств;

взрыво- и пожаробезопасность;

высокий КПД.

Литература

1. Разработка и анализ возможных вариантов гидропривода в трансмиссии геохода / В.В. Аксенов, А.Б. Ефременков, В.Ю. Тимофеев, М.Ю. Блащук // Горный информационный аналитический бюллетень. Горное машиностроение. – Москва : МГГУ, 2010 – ОВ №3. – С. 184-193.
2. Башта Т.М. Объемные насосы и гидравлические двигатели гидросистем. – М.: «Машиностроение», 1974. –
4. 606 с.
3. Блащук М.Ю. Обоснование параметров трансмиссии геохода с гидроприводом. Автореферат дис. канд. техн. наук: 05.05.06. - Кемерово, 2012. – 19 с.
4. Аксенов В.В. Геовинчестерная технология проведения горных выработок. – Кемерово: Институт угля и углехимии СО РАН, 2004. – 264 с.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ МИГРАЦИИ МЕТАНА И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЙ И ДЕФОРМАЦИЙ В ГОРНОМ МАССИВЕ ПРИ ПОДЗЕМНОЙ РАЗРАБОТКЕ УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Ю.И. Чижик, О.А. Петрова

Научный руководитель профессор В.Н. Фрянов

Сибирский государственный индустриальный университет, г. Новокузнецк, Россия

Технология разработки угольных месторождений включает процессы управления горным давлением и миграцией флюидов в зоне влияния горных выработок. При выемке угля в окрестности выработанного пространства формируется зона сдвижения, которая характеризуется изменениями трещиноватости и плотности горных пород, образованием техногенных полостей, в которых накапливаются флюиды, в том числе газ метан.

По трещинам происходит миграция метана в горные выработки и на земную поверхность. При наличии открытого огня на пути миграции метановоздушной смеси происходят взрывы метана с травмированием людей. В этой связи актуальными являются исследования, направленные на разработку способов и средств прогноза и профилактики прорывов метана в горные выработки и поверхностные объекты: здания, сооружения.

Для прогноза вероятных скоплений метана в техногенных газовых коллекторах и трещинах разработана математическая модель проявлений газодинамических процессов при движении системы очистных и подготовительных забоев в шахтном поле. Алгоритм модели построен на результатах решения дифференциальных уравнений механики деформируемого тела и газодинамики в пористой среде. Расчёт напряжений, деформаций, давления метановоздушной смеси осуществляется методом конечных уравнений в анизотропном углепородном массиве с учетом гравитационного и геотектонического полей напряжений.

Для исследования закономерностей распределения напряжений, деформаций и повреждений использован алгоритм и программное обеспечение, разработанные в СибГИУ [1-4] и адаптированные для решения поставленных научных задач.

Пакет программ KLATRAT предназначен для моделирования процессов изменения смещений, напряжений и деформаций под влиянием природных структурных блоков, линеаментов и горных выработок в однородной и слоистой геосреде в гравитационном и геотектоническом полях природных напряжений.

На первом этапе решается упругая задача, потом вычисляются с использованием диаграмм «напряжение-деформация» модули деформаций пород на участке упруго пластического и запредельного деформирования. По паспорту прочности пород с криволинейной огибающей кругов Мора вычисляется отношение прочности пород по формуле

$$\theta_{ост} = \frac{\tau_{пасп}}{\tau_{МКЭ}},$$

где , $\tau_{пасп}$ – касательные напряжения по паспорту прочности породы в конечном элементе; $\tau_{МКЭ}$ – касательные напряжения, вычисленные методом конечных элементов; $\theta_{ост}$ – отношение касательных напряжений, $0 < \theta_{ост} \leq 1.$

Разработанный пакет программ KLATRAT включает файлы исходных данных и программные модули, написанные на языке Фортран в среде программирования Microsoft Developer. Варианты исходных данных и результатов моделирования накапливаются в виде базы данных и используются для анализа, обоснования выводов и закономерностей.

Результаты моделирования: полные и дополнительные смещения, напряжения, деформации, отношение касательных напряжений – определяются в породах каждого конечного элемента.

При решении геомеханических задач неоднородного горного массива в зоне влияния горных выработок кроме разломов, структурных блоков и их пересечений, линеаментов, локальных геологических нарушений разрывного типа учтены форма и размеры системы горных выработок, дополнительные напряжения и деформации, возникающие под влиянием веса подработанных горных пород. Под влиянием горных выработок создается техногенное поле напряжений и деформаций. Наложение гравитационных, геотектонических и техногенных полей напряжений приводит к формированию техногенных трещин в горном массиве или разрушению горных пород. На рисунке в качестве примера показано распределение вычисленного по указанной выше формуле коэффициента остаточной прочности пород. Из графиков следует, что изменения прочности происходят неравномерно. Максимальные разрушения наблюдаются вблизи горных выработок.

После формирования зоны разрушения или повышенной техногенной трещиноватости вновь происходит перераспределение напряжений, то есть расчет геомеханических параметров углепородного массива при совместном влиянии гравитационного, геотектоническом и техногенного полей напряжений по программе GH_Vir_Grav_50.for вновь повторяется с использованием новых деформационных характеристик пород.

Особенностью техногенных трещин является по сравнению с природными то, что они не заполнены отложениями солей и свободны для миграции флюидов, в том числе метана. Соответственно, граничные условия по берегам техногенных трещин будут иные по сравнению с граничными условиями природных линеаментов.

Влияние трещин учитывается введением в структуру геосреды мягких слоев. Однако свойства материала, заполняющего природные и техногенные трещины, принимаются разными.

Для моделирования процессов миграции флюидов в зоне влияния горных выработок зона линеаментов располагается в краевых участках отрабатываемого угольного пласта. Техногенные трещины могут быть зияющими или заполнены флюидами, в том числе под внутренним давлением.

Исследование выполнено при поддержке Министерства образования и науки Российской Федерации, соглашение № 14.132.21.1372.

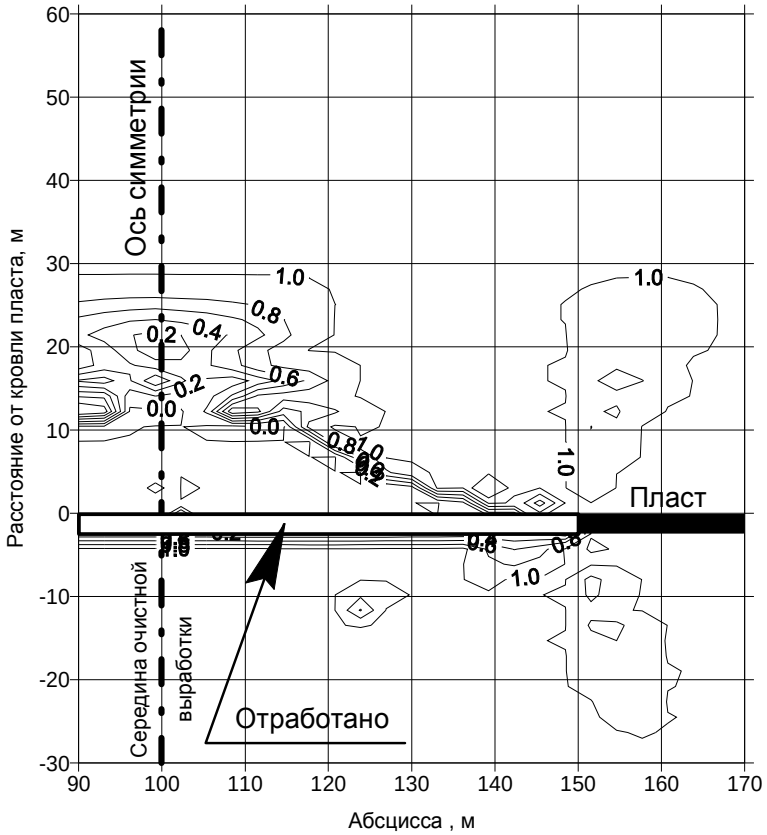


Рис. Изолинии распределения отношения остаточной прочности горных пород к исходной при следующих граничных условиях: снизу модели вертикальные смещения равны нулю, справа и слева приложена боковая нагрузка по треугольной эпюре распределения горизонтальных сил от соседних блоков, сверху модели на земной поверхности нагрузка равна нулю, коэффициент бокового давления λ=0,5, однородный изотропный массив с включением выработки длиной 100 м

Литература

1. Павлова Л.Д. Моделирование блочного обрушения горных пород с последовательным накоплением повреждений / Л.Д. Павлова, В.Н. Фрянов // Горный информационно-аналитический бюллетень - 2004. - № 3. - С. 203-205.
2. Павлова Л.Д. Моделирование пространственного распределения смещений пород кровли при взаимном влиянии горных выработок на сближенных пластах / Л.Д. Павлова, В.Н. Фрянов // Горный информационно-аналитический бюллетень. Тематическое приложение. Физика горных пород. - 2006. - С. 245-251.
3. Программа подготовки данных для проведения расчетов геомеханических параметров угольных шахт методом конечных элементов / В.Н. Фрянов, Ю.А. Степанов// Свидетельство об официальной регистрации программы на ЭВМ № 2000610937; Заявка № 2000610798 от 24.06.2000. Зарегистр. 21.09.2000. – М.: Роспатент, 2000.
4. Программа расчета геомеханических параметров для исследования взаимодействия секции механизированной крепи с углепородным массивом / А.В. Степанов, В.Н. Фрянов, Ю.А. Степанов // Свидетельство об официальной регистрации программы на ЭВМ № 2001610645; Заявка №2001610402 от 02.04.2001. Зарегистр. 31.05.2001. – М.: Роспатент, 2001.

ДЕФОРМИРОВАНИЕ ПРИКОНТУРНЫХ УСТУПОВ ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ ВЗРЫВНЫХ РАБОТ НА КАРЬЕРЕ «ВОСТОЧНЫЙ»

В.А. Чумляков
Научный руководитель профессор Ю.Л. Юнаков
Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

Для определения зон наибольших деформаций при проведении массовых взрывов на карьере «Восточный» перед взрывом на площадках уступов закладывались специальные наблюдательные станции в виде профильных линий. Каждая станция состояла из 3 – 4 профилей, одна линия – по простиранию уступа, другие – вкрест простирания. Число реперов, установленных по профильным линиям колебалось от 6 до 11. Реперы представляли собой железные штыри круглого профиля диаметром 20-30мм и длиной до 0,5м, которые забивались в породу. Расстояния между реперами по профильным линиям варьировались от 1,2 м до 10,4м. Первые реперы профильных линий заложенных вкрест простирания располагались на расстоянии 7-7,5м от

последнего ряда скважин, а реперы по простиранию уступов закладывались на расстоянии в среднем 16м и 19,5м от этого же ряда. Перед заряжением скважин и после их взрыва велась планово-высотная съемка, как самих скважин, так и реперов. Для определения величины деформирования и смещений пород рулеткой производились измерения между реперами, делалась привязка всех возникших заколов и трещин. Работа выполнялась по методике ВНИМИ, ВНИПИ горцветмета. По результатам наблюдений по профильным линиям строились графики смещений пород при взрыве в горизонтальной и вертикальной плоскостях (см. рис. 1), план наблюдательной станции приведен на рис. 2.

Параметры взрывных участков и работ при этом были следующие: диаметр скважины – 246мм; размер блоков - 115×90м, 200×50м; сетка бурения 7×7м и 7,5×7,5м; средняя глубина бурения 11,7-12,1м; средняя высота блока (уступа) – 9,4 – 10м; объем блоков 105-127т·м3; перебур – 2м; удельный расход ВВ при взрыве – 0,69, 0,79 и 0,83 кг/ м3; вес заряда в скважине соответственно 390,85, 384,85 и 468,85кг; длина заряда 6,4, 7,7 и 7,6м; длина забойки – 3,9, 2,6 и 3,1м; в качестве ВВ использовали эмульсолит П-А-20, а в качестве промежуточных детонаторов – шашки ТГФ-850Э. Породы массивов взрываемых блоков были представлены кварцево-слюдистыми (биотитовыми) сланцами и сланцам кварцево-слюдистыми с прослоями и линзами карбонатных пород. Уровень воды - 6-7м.

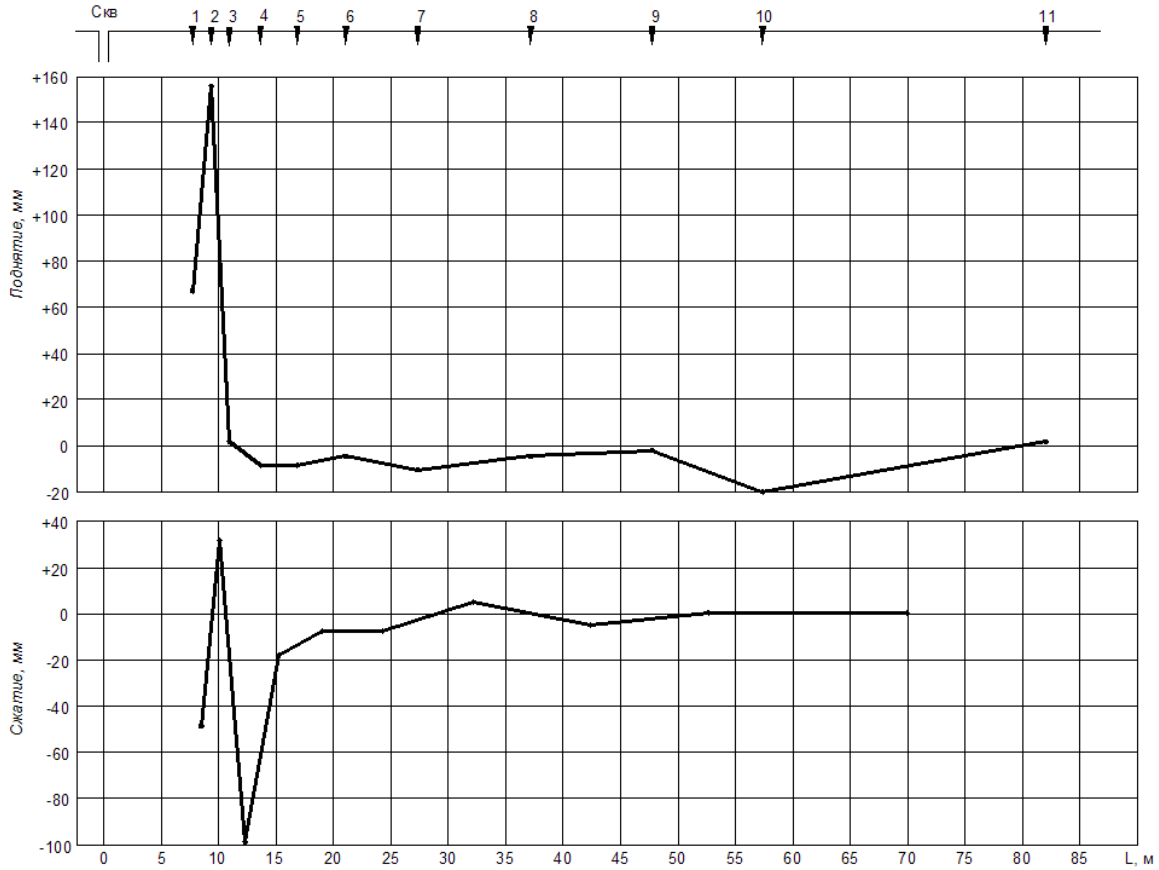


Рис. 1 Графики смещения пород в горизонтальной и вертикальной плоскостях по профильной линии 3 гор. 589м

Смещения в горизонтальной плоскости характеризуются в основном сжатием пород, не считая интервалов 2-3 всех профильных линий (расстояние от скважин 8,5-10м), где наблюдалось растяжение от 11 до 32мм. Максимальные значения сжатия от 52-100мм отмечены на интервалах 3-4 профильных линий (10-15 м от крайней скважины). Максимальные поднятия реперов величиной от 69 до 156мм отмечены на расстоянии 7,5-10м от последней скважины. Крайние заколы (отрывы) отмечены на расстоянии от 1,7 до 4,7 м от первых реперов профильных линий. Размеры зон остаточных деформаций от крайних заколов наблюдаются в следующих пределах: 10,9м; 18,4м; 21,8м; а от крайнего ряда скважин – 19,7м; 20,7м; 26,8м.

Приведенные исследования за деформированием горных пород от действия массовых взрывов показывают, что при подходе к проектному контуру на расстоянии 30-35м для обеспечения длительной устойчивости карьерных откосов необходимо переходить на специальную технологию ведения горных и буровзрывных работ.

Для условий Восточного карьера при оформлении уступов на проектном контуре из конкретной горно-геологической ситуации участка применяют предварительное щелеобразование на предельном контуре карьера

наклонными скважинами на высоту одного уступа и контурное взрывание однорядных наклонных заоткосных скважин по проектному контуру карьера на всю высоту уступа при выемке последней заходки в приконтурной полосе. При этом технологическая схема заоткоски уступов: сдваивание-страивание подуступов. Взрывание зарядов отрезной щели производилось как до взрыва зарядов приконтурного целика, так и с отбойкой (рыхлением) пород первого подуступа, но с опережением 35-70мс.

Экранизирующая наклонная щель, созданная предварительно за зоной остаточных деформаций по проектному контуру и переход на отработку контурной зоны скважинами уменьшенного диаметра (менее 120мм) вместо 246мм, с точки зрения уменьшения деформации стационарных уступов эффективнее в сравнении с другими методами отработки приконтурных лент. Если учесть, что заоткоска наклонными скважинами дает более качественное оформление откосов уступов, чем вертикальными скважинами, то преимущества наклонного щелеобразования с уменьшенным диаметром скважин становится еще более убедительным.

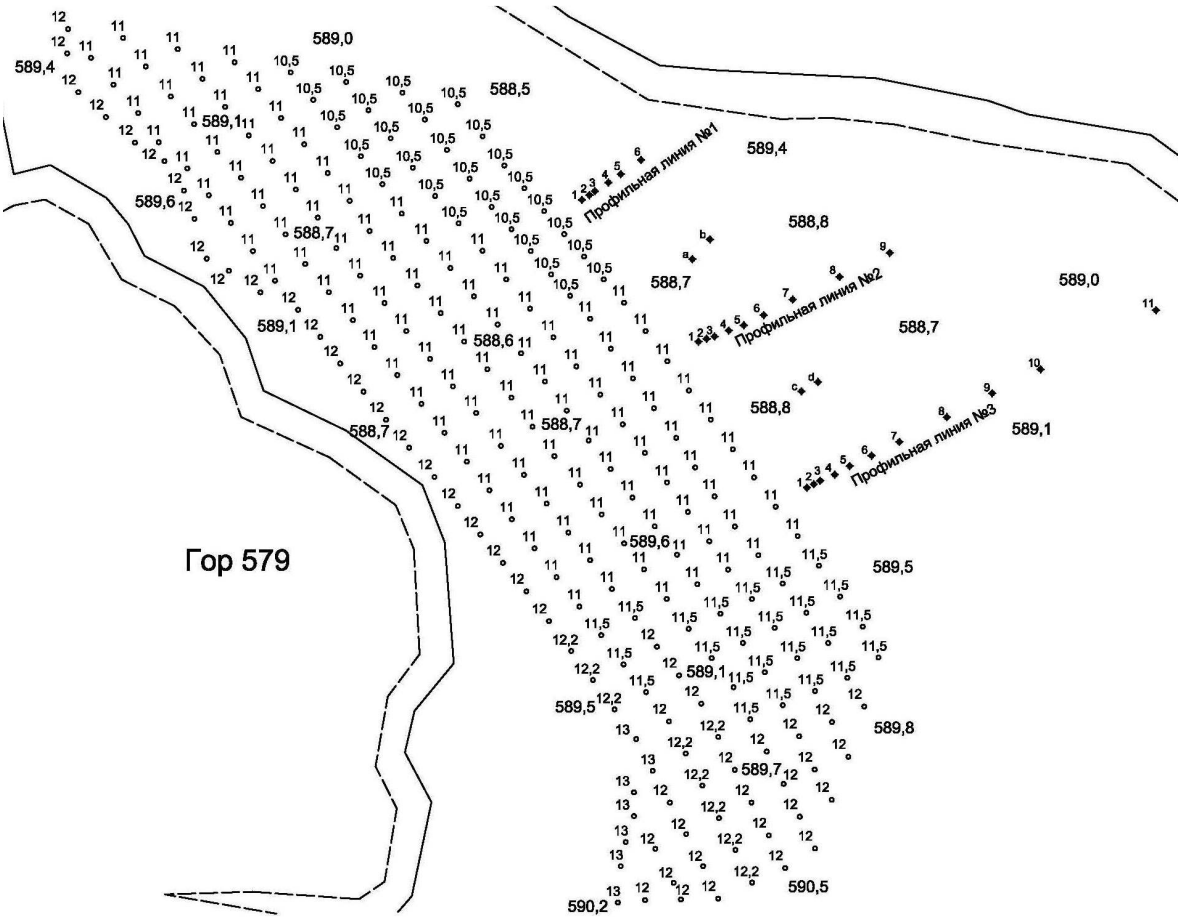


Рис. 2 План наблюдательной станции на горизонте 589м

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ СТАНКОВ ШАРОШЕЧНОГО БУРЕНИЯ

А.О. Шигин, А.А. Шигина
Научный руководитель профессор, А.В. Гилев
Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

Разработка месторождения открытым способом должна не только обеспечивать добычу определенного объема полезного ископаемого заданного качества в установленные сроки, но при этом должен быть достигнут максимальный экономический эффект, который заключается в получении максимальной прибыли народным хозяйством.

Необходимость тщательного экономического обоснования каждого технологического решения как при выборе технологического оборудования, так и при его эксплуатации возрастает с переходом народного хозяйства на новую систему планирования и самофинансирования, так как резко усиливается значение таких экономических показателей, как цена, прибыль, рентабельность. Затраты на буровые работы при открытой разработке месторождений занимают значительную часть от общих расходов на добычу рудных и нерудных

ископаемых. Поэтому все более важное значение приобретают выбор, проектирование и создание наиболее эффективных буровых станков, отдельные элементы которых в совместной работе показывают высокую производительность и ресурс.

Анализ структуры затрат на бурение отечественными и зарубежными станками (рис. 1 и рис. 2) [2] показывает, что при бурении последними расходы на дизельное топливо составляют до 38% всех затрат. Если сравнить стоимость бурения 1 п.м. для каждого станка, то, приняв за 100% себестоимость СБШ270ИЗ, у СБШ250МНА она составит 110-140%, у SKS - 160-220%, а у D75KS - 200%. Следует учесть также, что зарубежные станки - новые, и пока затраты на их ремонты незначительны, но будут расти с каждым годом эксплуатации.

Рис. 1 Структура затрат на бурение станками типа СБШ

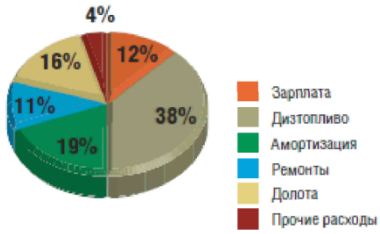


Рис. 2 Структура затрат на бурение зарубежными дизельными станками

Для определения целесообразности применения зарубежных буровых станков с дизельным приводом или отечественных, С.П. Решетняк и др. [2] сравнивают показатели при бурении пород разных категорий. На рис. 3 видна точка пересечения значений себестоимости для отечественных и зарубежных станков. Она соответствует породам X-XI категории буримости, т.е. переход от средне- к труднобуримым породам. При работе на породах легко буримых (V-VI категории) и средней трудности бурения (VII-IX категории) производительность зарубежных дизельных станков в 3 и более раза превышает производительность отечественных станков с электроприводом. Так, практика применения станков DML и DM-M2 (оба Atlas Copco) на угольных разрезах Кузбасса показала их производительность 21-26 тыс. п.м./мес. и более. В то время как для отечественных 3СБШ200-60, СБШ250МНА и СБШ-270ИЗ - 4,2-5 (до 9) тыс. п.м./мес. При такой разнице в производительности себестоимость бурения зарубежных станков ниже на 10-30% и экономическая эффективность их применения очевидна [2]. Но при бурении труднобуримых пород (XI и выше категории) себестоимость бурения зарубежных дизельных станков в 1,5 и более раза превышает себестоимость бурения отечественных, что ставит под сомнение необходимость приобретения зарубежной буровой техники на большинстве железорудных карьеров.

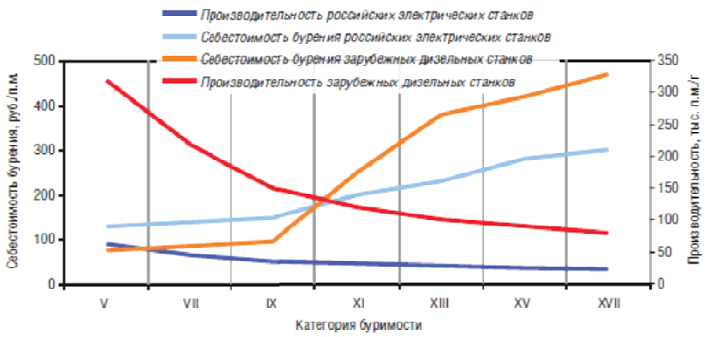


Рис. 3 Зависимость эффективности бурения от категории буримых пород

Тяжелые зарубежные станки имеют высокую стоимость (от 1,5 до 2,5 млн. долларов США и более). Стоимость отечественного станка РД-10 составляет 370 тыс. долларов США, а опытный тяжелый станок СБШ-320 производства Ижорского завода имеет стоимость 625 тыс. долларов США. Однако, по мнению специалистов

[3], несмотря на более высокую производительность и надежность в эксплуатации зарубежных машин (не менее чем в 4 – 5 раз) по сравнению с отечественными станками, расходы на обуривание 1 м3 пород будут примерно одинаковыми.

Для удержания рынка бурового оборудования необходимо создание линейки отечественных буровых станков, как с дизельным, так и с электроприводом, конкурентных в любых условиях применения. При этом основные направления развития для российских производителей буровых станков заключаются в: 1. совершенствовании приводов основных механизмов (механизма подачи, вращателя, механизма хода и т.д.), что позволяет автоматизировать основные и вспомогательные операции и оптимизировать параметры бурения; 2. для карьеров с труднобуримыми породами (X-XIII и выше категорий) комплектация станков современным электроприводом; 3. для карьеров с породами средней трудности бурения (IX и ниже категорий) комплектация станков по требованию заказчика дизельным приводом; 4. для карьеров с легко буримыми породами (IV-V категорий) комплектация станков дизельным приводом.

Подводя итог рассмотренных отечественных станков типа СБШ, следует отметить, что в эксплуатации находятся наиболее отработанные и серийные станки средней массы СБШ-200Н, 3СБШ-200-60 и СБШ-250 МНА. Станки СБШ-320 и СБШ-160 находятся в стадии освоения, имеется несколько опытных переходных моделей, работа над которыми не завершена.

Также необходимо отметить, что большую статью расходов в затратах на бурение занимают расходы на буровой инструмент. На стойкость шарошечных долот оказывают влияние различные факторы: 1. качество изготовления, материалы и правильный выбор долота; 2. прочностные характеристики горной породы; структура горной породы; режимы работы бурового станка; тип и конструкция вращательно-подающих механизмов. Так, например, стойкость долот при использовании станков с канатно-палиспастной системой или лебедкой оказывается выше. Это объясняется тем, что бурение сложноструктурной породы, сопровождается ударами и толчками, передающимися через все элементы долота, буровой став и вращательно-подающий механизм. Механизмы подачи, оснащенные гидроцилиндрами, не дают возможности компенсировать удары или своевременно изменить режим бурения. Канатные системы частично поглощают удары, но также не дают возможности своевременно изменять усилие подачи. Применение для отечественных буровых станков адаптивного вращательно-подающего механизма [1, 4] позволило бы вывести их на более высокие позиции на Российском и мировом рынке.

НИР выполнена в рамках реализации ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009 – 2013 г.г.

Литература

1. Гилев А.В., Шигин А.О. и др. Адаптивная система подачи рабочих органов буровых станков // Фундаментальные исследования., 2010. – № 11. – С. 76-79
2. Решетняк С.П. Буровое и горнотранспортное оборудование железо-рудных карьеров России и стран СНГ / С.П. Решетняк и др. // Горная промышленность., 2009. – №5. – С. 18 - 29
3. Филипповский Ю. В. Результаты испытаний отечественных и зарубежных шарошечных долот на карьерах АК «АЛРОСА» / Ю. В. Филипповский [и др.] // Сб. докл. Международной научно-практической конференции «Мирный-2001», 2002. - С. 64-70
4. Шигин А.О. Основные принципы адаптивной системы подачи рабочих органов буровых станков // Вестник машиностроения., 2011. – № 5. - С. 93-95

РАЗРАБОТКА ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ПРИВОДА ПОДАЧИ РАБОЧЕГО ОРГАНА БУРОВОГО СТАНКА

А.О. Шигин
Научный руководитель профессор, А.В. Гилев
Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

В настоящее время в горной промышленности применяются буровые станки с различными типами вращательно-подающих механизмов. Их особенности характеризуются величиной усилия подачи, частотой вращения бурового става и др. При бурении сложноструктурных массивов горных пород, имеющих изменение физико-механических свойств по глубине в широком диапазоне, возникают значительные ударные нагрузки и вибрация, результатом которых является увеличение циклических напряжений во всем буровом органе. При этом 80 % случаев отказов приходится на разрушение опор качения шарошек буровых долот [4]. Из анализа наработок на отказ шарошечных долот следует вывод о значительном снижении их стойкости (в 2 и более раз).

В конструкции современных шарошечных долот, обычно применяются опоры по схеме «ролик-шарик-ролик». Предел прочности сталей тел качения на сжатие составляет 1900 – 2300 МПа и выше. Для получения высших показателей необходимо осуществлять термическую обработку с большой точностью в температурах и времени выдержки [2]. Расчеты показывают, что напряжение в телах качения при равномерном сжатии 1400 – 1650 МПа. Но при значительных колебаниях физико-механических свойств породы доходит до 2250 МПа и выше (рис. 1).

Было получено выражение для напряжения в опорах качения, возникающего при ударе через показатель буримости для роликовых тел качения [6]:

$$\sigma_{\text{р.уд.}}^{\max} = 600 \cdot \sqrt[3]{\frac{F_r}{z \cdot D_p \cdot L_p}} \cdot \frac{2П_б^1 + 2\Delta П_б}{2П_б^1 + \Delta П_б}, \quad (1)$$

где Fr – радиальное усилие, прилагаемое к подшипнику, Н; z – количество тел качения в подшипнике; Dp – диаметр ролика, мм; Lp – длина ролика, мм; Пб – показатель буримости [5]; ΔПб – изменение показателя буримости, связанное с изменением свойств породы.

С использованием выражения (1) построены зависимости напряжения в роликах опор качения трехшарошечного долота, возникающего при ударе, от величины изменения показателя буримости ΔПб (рис. 1).

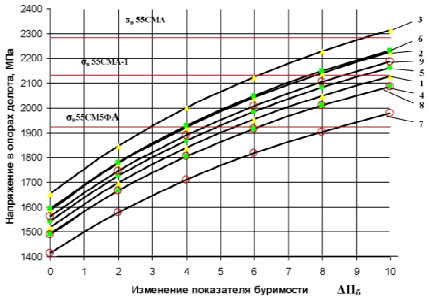


Рис. 1 Напряжения в роликах опор качения шарошек —Δ— кривые 1-3 – напряжения, возникающие в опорах шарошечного долота диаметром 215,9 мм, при осевом усилии 140, 160 и 180 кН; —□— кривые 4-6 – напряжения, возникающие в опорах шарошечного долота диаметром 244,5 мм, при осевом усилии 180, 200, 220 кН; —○— кривые 7-9 – напряжения, возникающие в опорах шарошечного долота диаметром 269,9 мм, при осевом усилии 200, 235, 270 кН

Минимальное напряжение соответствует бурению породы без ударов. Кривые построены с показателем буримости Пб = 7,5. Горизонтальные прямые (рис. 1) показывают величину предела прочности при сжатии сталей 55СМ5ФА, 55СМА-1, 55СМА, применяемых при изготовлении отечественных долот.

Высокий уровень напряжений, близких к пределу прочности материала, говорит о недостаточных запасах прочности и наличии усталостного разрушения.

Для приближения ресурса шарошечных долот к максимально возможному, имеющему место при бурении однородной породы, необходимо применение адаптивного вращательно-подающего механизма [1, 7]. Он позволит применять существующие шарошечные долота с низким запасом прочности и повысить их ресурс.

Отечественные и зарубежные станки шарошечного бурения имеют в системе подачи гидроприводы нерегулируемой производительности и другие системы подачи [3, 5]. При изменении свойств горной породы исключить внезапную ударную нагрузку на буровой орган практически невозможно. На изменение свойств породы уже позже реагирует машинист. Но в течение указанного переходного процесса буровой инструмент испытывает сложнейшие по характеру и величине нагрузки. Вследствие чего стойкость буровых долот значительно снижается.

Для исследования характеристик электромагнитного механизма подачи бурового станка разработан экспериментальный лабораторный стенд. Основным элементом является линейный трехфазный асинхронный электродвигатель с массивным ротором. Он имеет в своей основе статорную обмотку, подключаемую к сети трехфазного переменного тока, напряжением 380 В. В качестве ротора используется стандартная труба из стали, обладающей ферромагнитными свойствами.

Схема экспериментальной установки с трехфазным асинхронным линейным двигателем представлена на рис. 2. Стенд состоит из стальной рамы 1 с роликовыми опорами 2, в которых подвижно закреплен массивный ротор 3 в виде стальной магнитной трубы. Статор 4 в виде цилиндрических обмоток расположен вокруг массивного ротора 3 с возможностью продольного перемещения последнего внутри статора. Катушки статора могут подключаться попеременно, как показано на рисунке по одной или несколько, на каждую фазу. Таким образом, стенд позволяет проанализировать режимы работы двигателя. Для этого он оснащен динамометром для измерения усилия подачи, а также приборами для измерения тока и напряжения в определенных фазах. Двигатель стенда не имеет магнитопровода для получения характеристик, зависящих от минимального числа факторов. Двигатель подключается к сети переменного трехфазного напряжения 380 В.

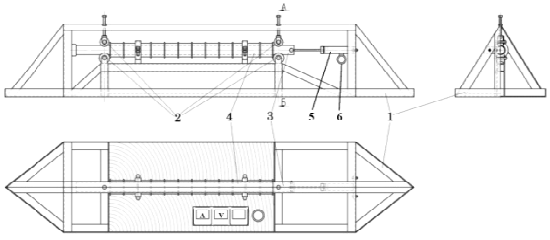


Рис. 2 Схема экспериментальной установки с трехфазным асинхронным линейным двигателем

Для получения характеристик электромагнитного привода подачи рабочего органа бурового станка, полученные в ходе эксперимента данные были пересчитаны с учетом магнитных потерь в воздушном зазоре. Показанные на рис. 3 характеристики получены для двигателя, длиной статора 1,5 м, состоящего из 12 обмоток, диаметром 100 мм. Ротор трубчатого сечения имеет диаметр 50 мм.

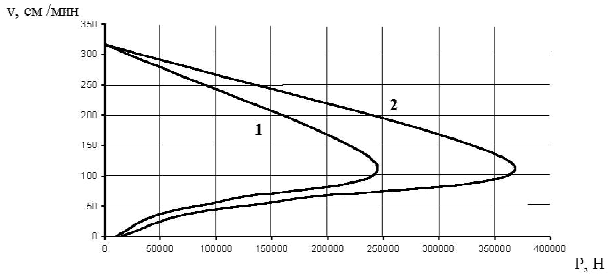


Рис. 3 Расчетно-экспериментальные механические характеристики электромагнитного привода подачи бурового станка
1 – механическая характеристика электромагнитного привода подачи бурового станка с номинальным усилием 20 т и потребляемой мощностью 50 кВт; 2 – механическая характеристика электромагнитного привода подачи бурового станка с номинальным усилием 30 т и потребляемой мощностью 75 кВт.

Таким образом, ориентировочно проектная мощность привода электромагнитного механизма подачи бурового станка при номинальном усилии 200 и 300 кН, соответственно будет равна 50 и 75 кВт.

НИР выполнена в рамках реализации ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009 – 2013 гг.

Литература

1. Гилев А.В., Шигин А.О. и др. Адаптивная система подачи рабочих органов буровых станков // Фундаментальные исследования., 2010. – № 11. – С. 76-79
2. Гольдштейн М.И. Специальные стали.: Учебник для вузов / М.И. Гольдштейн, С.В. Грачев, Ю.Г. Векслер, – М.: Металлургия, 1985. – 408 с.
3. Жуковский А.А. и др. Привод и системы управления буровых станков для карьеров. – М.: Недра, 1990. – 223 с.
4. Перетолчин В.А. Техника, технология и опыт бурения скважин на карьерах. – М.: Недра, 1993. – 286 с.
5. Подэрни Р.Ю. Горные машины и комплексы для открытых работ: Учебное пособие. – М.: Изд-во МГГУ, 2001. – 422 с.
6. Шигин А.О., Гилев А.В. К вопросу о нагрузках на породоразрушающий инструмент при бурении сложноструктурных горных пород // Горное оборудование и электромеханика, – 2012. – №6. – С. 16 – 20.
7. Шигин А.О. Основные принципы адаптивной системы подачи рабочих органов буровых станков // Вестник машиностроения., 2011. – № 5. – С. 93-95

Секция 15

СОВРЕМЕННАЯ НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ТЕХНИКА И ЕЕ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ

ЭФФЕКТИВНОСТЬ КАЧЕСТВЕННОГО РЕМОНТА СКВАЖИН

В.Г. Крец, доцент

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Повышение эффективности работы добывающих нефтяных скважин как подсистемы системы «нефтегазовый промысел» может рассматриваться комплексно по направлениям: технические средства, технология, организация.

Большое разнообразие горногеологических условий вынуждают научно–исследовательские организации, предприятия–изготовители нефтегазопромыслового оборудования постоянно искать пути для решения задач повышения эффективности добычи.

Высококачественный подземный ремонт – главное условие увеличения добычи нефти и газа. Чем выше качество ремонта, тем больше межремонтный период и тем эффективнее эксплуатация скважины. Под межремонтным периодом работы скважин (МРП) понимается продолжительность фактической эксплуатации скважины от ремонта до ремонта, т.е. время между двумя последовательно проводимыми ремонтами. Для удлинения межремонтного периода большое значение имеет комплексный ремонт – ремонт наземного оборудования и подземный ремонт скважины. Чтобы гарантийный срок работы скважины был выдержан, ремонт наземного оборудования должен быть совмещен с подземным ремонтом. Перевод значительного количества скважин, ранее эксплуатируемых с помощью газлифта, фонтанного способа и скважинными штанговыми насосами, на работу с установками электроприводных центробежных насосов (более 80%) потребовал создания большого числа новых типоразмеров УЭЦН, а также создания новых конструкций основных элементов этих установок (рабочих ступеней, подшипниковых узлов, специальных мультифазных секций, сепараторов, диспергаторов, гидрозащит, двигателей и т.д.). Кроме того, изменение условий эксплуатации сделало необходимым применение новых материалов для изготовления основных узлов и деталей насосных установок (Ивановский В.Н., Сабиров А.А.).

Сочетание различных осложняющих условий эксплуатации приводит к снижению технико–экономических показателей работы насосного оборудования. Как показал анализ литературных источников, в скважинах без осложнений, межремонтный период выше, чем в скважинах, осложненных (Ивановский В.Н.):

– газовым фактором – от 1,5 до 4 раз;
– в скважинах с высоким содержанием песка – от 5 до 10 раз;
– в наклонных скважинах (до 65° от вертикали) – от 2 до 5 раз;
– в коррозионно–активных скважинах – от 3 до 6 раз.

Несмотря на то, что представленные здесь цифры являются средними, они дают, тем не менее, общую картину влияния условий эксплуатации на наработку на отказ.

Комплексным решением повышения эффективности работы погружных насосов являются разработки компании «Новомет» по повышению их энергоэффективности.

Энергоэффективные УЭЦН – установки нового поколения для добычи пластовой жидкости – позволяют снизить себестоимость добытой нефти за счет снижения затрат на электроэнергию при сохранении конструктивной надежности на уровне серийно поставляемого оборудования [1]. Насос и электродвигатель в составе энергоэффективной УЭЦН имеют более высокий КПД по сравнению с серийным оборудованием. Высокий КПД достигается за счет применения вентильного электродвигателя и ступней новой конструкции. Уменьшение мощности ПЭД и ЭЦН позволяет также снизить потери в кабеле и наземном оборудовании при общем снижении силы тока. Применение интеллектуальной СУ «Новомет» позволяет поддерживать оптимальный режим установки.

Компания «Новомет», как производитель оборудования для добычи нефти, проводит расчет энергозатрат и энергопотерь выпускаемых установок. Доля общей полезной мощности средней установки 5А габарита равна 39%. Все остальное, т.е. 61% – переходит в тепло и тратится на обогрев окружающей среды.

Потери электроэнергии происходят в основном в двух элементах:

– погружной насос (преобразование механической энергии в гидравлическую) – 29%;
– погружной электродвигатель (преобразование электрической энергии в механическую) – 13%;

Расчеты показали, что повышение эффективности двух этих основополагающих элементов дадут результаты (для расчета использовались характеристики серийной ступени 5А–500 и энергоэффективной 5А–500 (ступень 5А–320) представленные на рис. 1.

На 1 мая 2011 года общий межремонтный период работы скважин (МРП) в ОАО "Татнефть" достиг 1097 суток. Это означает, что в среднем период безаварийной работы скважины по компании составляет три года. "Татнефть" сохраняет один из самых высоких показателей МРП среди крупных предприятий нефтяной отрасли России [4].

ОАО «Томскнефть» ВНК – в результате реализации комплекса различных мероприятий ставит задачу каждый год систематически увеличивать МРП на 5,5 – 5,7% [2, 5].

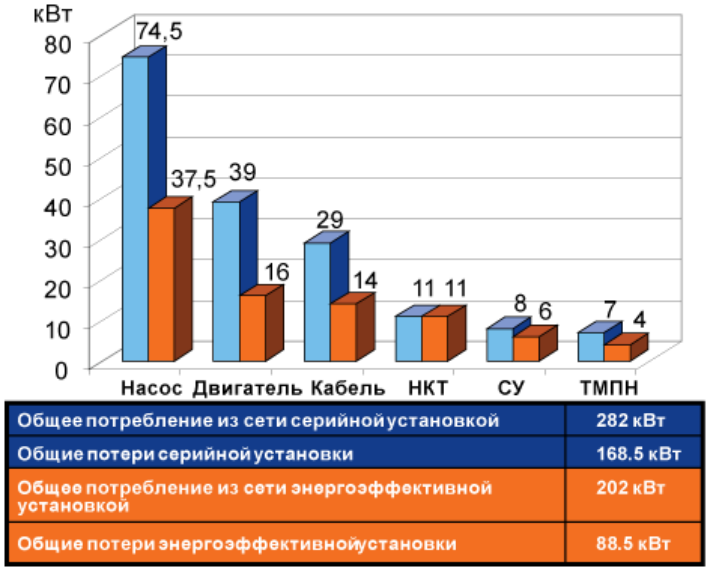


Рис. 1. Затраты электроэнергии различными насосными установками.
Анализ различных литературных и производственных источников показывает, что разброс МРП очень широк и составляет от десятков суток до 10–12 лет

Это динамика всего механического фонда, куда входят электроцентробежные (ЭЦН), штанговые глубинные (ШГН), винтовые, и струйные насосы. Средний межремонтный период по итогам 2012г. составил 416 суток. По электроцентробежным насосам (ЭЦН) составляет 408 суток. МРП штанговых глубинных насосов составил 550 суток. Различие связано с тем, что штанговые насосы устанавливаются на неглубоких скважинах.

По словам производителей оборудования, сегодня вполне реально создавать и одноразовые электроцентробежные насосы, которые можно будет использовать единожды, а затем заменить. Для этого МРП по скважине должен составлять около 1500 суток.

Опыт ОАО « Томскнефть» ВНК показывает, что 1500 суток для него – не предел. Некоторые насосы имеют по две, а то и три тысячи суток наработки. Абсолютный рекорд был поставлен в 2006 году. К этому периоду 215–я скважина REDA–DN–1750 компании «Schlumberger» наработала 4344 суток (Советское месторождение). Российский насос проработал 3980 суток (10,9 лет).

В 2013году «Томскнефть» планирует довести средний МРП до 500 суток.

Литература

1. http://www.novomet.ru/rus/products/smart–solutions/powersave/
2. Двигатели прогресса.Томские новости.№6(669), 14 февраля 2013г.
3. http://www.vniibt–bi.ru/products/pumpingEquipment
4. http://www.oilcapital.ru/industry/31912.html
5. http://www.tnss.tomsk.ru/news/9–na–mostike–bolshogo–korablya.html

О ЯВЛЕНИИ ТЕПЛОВОГО УДАРА В УСТАНОВКЕ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА

М.С. Большаков
Научный руководитель доцент В.Н. Арбузов
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Детальный анализ причин отказов по насосу показывает, что основная доля приходится на износ трущихся деталей в ступенях. Выход из строя погружного элректродвигателя (ПЭД) чаще всего тепловым разрушением кабельной муфты и нарушением изоляции токопроводящих жил в статоре двигателя. Примерно 70–80 % отказов по кабельной лении приходится на ее удлинениель, который начинается с муфты, прилегает к гидрозащите и секциям насоса [1].

На данный момент развития механизированных способов добычи, проблема «теплового удара» насоса является актуальной.

В данной работе будет рассмотрено моделирование распределения тепла в теле ПЭД при процессе солеотложения.

Распределение температуры в теле погружного электродвигателя можно определить из решения уравнения теплопроводности в неограниченном цилиндре с непрерывно действующим источником:

$$\frac{\partial T(r,t)}{\partial t} = a \cdot \left[\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \cdot \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{q_\partial}{\lambda_\partial} \right] \quad (1)$$

где $q_д$ – объемная мощность тепловых источников; а – коэффициент температуропроводности цилиндра; λд – коэффициент теплопроводности цилиндра.

Для решения этого уравнения в частных производных вводим нлачальные и граничные условия.

Начальные условия:

$$T(r,t)|_{t=0} = T_\phi \cdot [\Phi(r) - \Phi(r-R)] \quad (2)$$

где $T_ф$ – температура набегающего флюида; R – радиус ПЭД; Ф(r)–Ф(r–R) – функция, задающая начальное распределение температуры.

Граничные условия:

$$T_r(r,t)|_{r=0} = 0 \quad (3)$$

$$T_r(r,t)|_{r=R} = \frac{\alpha}{\lambda_{ä}} \cdot [T_\phi - T(R,t)] \quad (4)$$

где α – коэффициент теплоотдачи [2].

Данное уравнение, нестационарного (в зависимости от времени) теплообмена, решалось в среде MathCAD. Этот программный продукт способен решать уравнения подобного типа.

Решая уравнение и строя графики, можно заметить что, температура с течением времени растет в теле ПЭД (рис.1) и достигает постоянной величины $114{,}1^0$ С через 9,1 час. Если посмотреть на рис.2. Зависимость распределения температуры от радиуса ПЭД. То график выглядит параболическим – температура в центре выше, чем на краю. Данная задача решена без учета солеотложения на стенках ПЭДа.

Теперь решим уравнение теплопроводности с учетом отложения соли на корпусе электродвигателя.

где T(R,0) – температура стенки двигателя; H – толщина отложения; Ф(r)–Ф(r–H) – функция, задающая начальное распределение температуры.

Граничные условия:

$$U(r,t)|_{r=0} = T(0,t) \quad (5)$$

$$U_r(r,t)|_{r=H} = \frac{\alpha}{\lambda_{îò}} \cdot [T_\phi - U(H,t)] \quad (6)$$

где α – коэффициент теплоотдачи; $λ_{от}$ – коэффициент теплопроводности отложения; $T_ф$ – температура набегающего флюида.

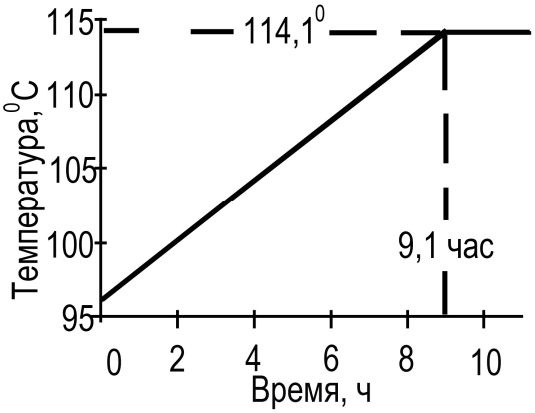


Рис. 1. Распределение температуры в теле ПЭД с течением времени

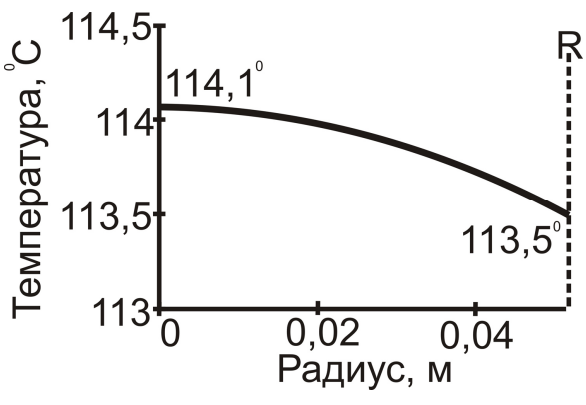


Рис. 2. Распределение температуры в теле ПЭД с изменением радиуса

В результате решения получается, что распределение температуры в слое отложения (соли) является линейным. Соединяя это уравнение с предыдущим (1), получаем распределение температуры в теле ПЭД с течением времени и с учетом толщины солеотложения рис.3.

Опираясь на полученные результаты решения уравнения (1) (Рис.3.) можно задать температуру перегрева, в данном случае 130^0 С и найти время t_1–t_6, когда начнется перегрев двигателя. Рис.3, как раз демонстрирует нам, через какое время и до какой температуры он перегреется.

Данное моделирование позволяет еще до начала эксплуатации УЭЦН, определить примерное время его выхода из строя из–за теплового удара.

Таким образом, чтобы повысить эффективность работы насоса при процессе солеотложения, следует использовать ингибиторы, которые обладают высокой эффективностью предотвращения солевых отложений на всём пути технологического процесса добычи нефти. А также можно использовать устройство ClearWELL, разработанное компанией Weatherford, которое устанавливается на поверхности в устье скважины. С его помощью обеспечивается ингибирование образования большинства видов накипи, включая самые обычные ее формы, такие как карбонат кальция и сульфат бария. Это устройство особенно эффективно в случае использования погружных электронасосов [3].

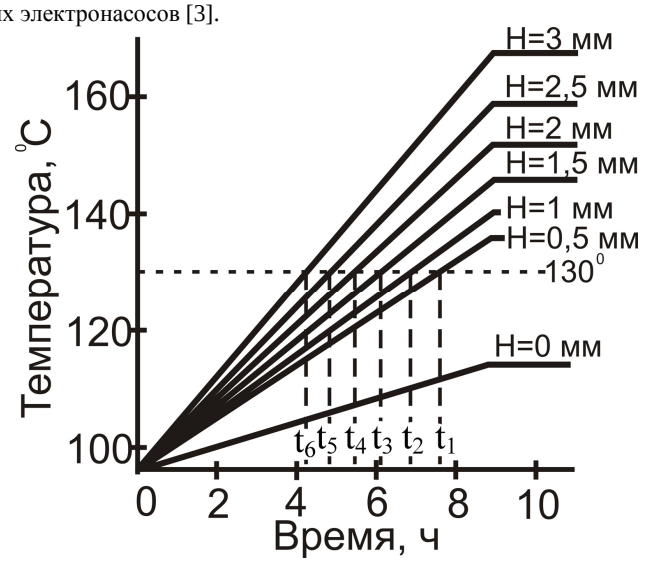


Рис. 3. Распределение температуры в ПЭД с учетом времени и процесса солеотложения.

где H=0..3 мм – толщина соляного отложения на ПЭДе в мм; t_1–t_6 – время в часах, когда произойдет перегрев ПЭДа

Литература

1. Гареев А.А. О температурном режиме и явлении теплового удара в электроцентробежном насосе // Нефтяное хозяйство, 2011. – №3.
2. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / под ред. Ш. К. Гиматудинова. – 3–е изд., стер.. – М.: Альян–С, 2007. – 454 с.
3. Механизированная добыча. // Нефтегазовые технологии, 2009. – №8

ОПТИМАЛЬНЫЕ ГИДРОЭЖЕКТОРНЫЕ СМЕСИТЕЛИ В НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОМ ДЕЛЕ

А.П. Гресь

Научный руководитель доцент И.А. Пахлян

Армавирский механико–технологический институт (филиал) Кубанского государственного технологического университета, г. Краснодар, Россия

Гидроэжекторные смесители (ГЭС) находят широкое применение в нефтегазодобывающей промышленности, в частности в процессах приготовления буровых промывочных и тампонажных растворов, снижения отбора попутной воды из обводненных скважин путем предварительного смешения исходных компонентов: разнообразных изолирующих материалов и последующей закачки в нагнетательную скважину. Технологические характеристики закачанных композиций, например, растворов полимеров, суспензий зависят от определенной последовательности закачки, от концентраций и дисперсного состава исходных компонентов.

Процессы, происходящие при работе ГЭС, весьма сложны. Поэтому, несмотря на почти столетний срок их изучения, отсутствует практически проверенная теория работы смесителей и метод их расчета. В недостаточной степени изучен вопрос о форме и размерах отдельных элементов ГЭС, оказывающих значительное влияние на его работу.

В работе предлагаются аналитические исследования процессов взаимодействия трех сред: активного потока – жидкости затрорения, эжектируемого потока – порошкообразного материала и воздуха его транспортирующего.

Определяющий параметр эффективной работы ГЭС – максимальный объемный коэффициент эжекции u_0, который определяется по формуле:

$$u_o = \frac{V_{возд}}{Q} \qquad (1)$$

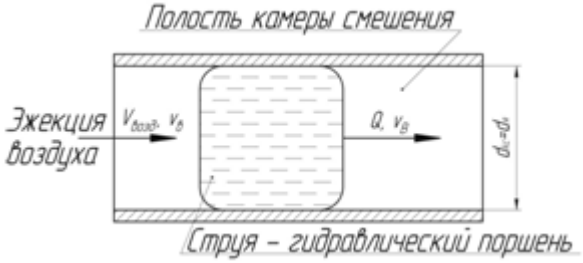


Рис. 1 Схема для обоснования u_{0max}

где $V_{возд}$ – объемный расход эжектируемого воздуха; Q – объемный расход жидкости затворения, подаваемый на рабочую насадку смесителя

Для обоснования условий работы ГЭС с максимальным коэффициентом эжекции представим камеру смешения как бесконечный цилиндр, в котором ядро свободной струи жидкости, подобно поршню, движется в одну сторону, в эту же сторону движется эжектируемый воздух (рис. 1).

Так как объемный расход эжектируемого воздуха ($V_{возд}$) напрямую зависит от скорости движения струи $v_в$ и площади камеры смешения $F_{кс}$, то справедливо равенство:

$$V_{возд} = v_в \cdot F_{кс} = v_в \cdot \frac{\pi \cdot d_{кс}^2}{4} \quad (2)$$

Ядро струи обладает постоянными гидродинамическими характеристиками, поэтому скорость струи определится по формуле:

$$v_в = \frac{4Q}{\pi d_н^2} \quad (3)$$

где $d_н$ – внутренний диаметр рабочей насадки.

С учетом выражений (2) и (3) запишем выражение (4) в следующем виде:

$$u_o = \frac{d_{кс}^2}{d_н^2} \quad (4)$$

Следовательно, объемный коэффициент эжекции зависит только от соотношения квадратов диаметров камеры смешения и насадки.

При проектировании ГЭС для достижения максимальных коэффициентов эжекции нужно по возможности проектировать $(d_{кс}/d_н) \rightarrow max$. Ограничение на этот параметр накладывает геометрия струи, которая ядром должна касаться стенок камеры смешения ($d_{кс} \leq d_я$), только тогда жидкость будет двигаться в цилиндре камеры смешения подобно поршню, в противном случае – если будет зазор, подсос воздуха будет осуществляться через выкид смесителя [1, 2, 3].

Помимо максимального коэффициента эжекции одним из критериев оптимальной работы смесителя также является стабильность подачи дисперсной фазы и дисперсионной среды. И если стабильную подачу жидкости затворения обеспечить технически легко, то на непрерывную подачу порошкообразного материала влияет множество факторов.

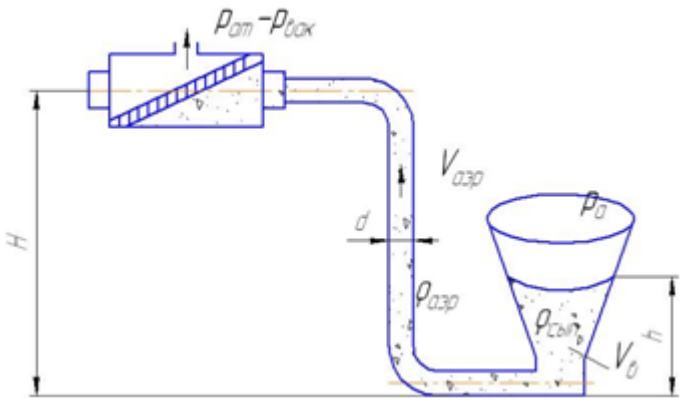


Рисунок 2 – Схема условия стабильности аэрозольного потока

Для выявления влияния этих факторов на рис. 2 приведена расчетная схема условия стабильности потока.

Теоретически баланс движения сыпучего материала из условия стабильности аэрозольного потока описывается основными уравнениями гидростатики и аэродинамики.

Активными составляющими процесса движения аэрозольной смеси, являются: значение вакуума в приемной камере Рвак и статическое давление порошка в загрузочной воронке $Рст_{сып}$, зависящее от уровня засыпки порошка h в воронке и его плотности $\rho_{сып}$.

Составляющими баланса, оказывающими сопротивление движению, являются: гидродинамические сопротивления Рдин, зависящие от высоты положения вакуум–камеры H, скорости движения $v_{аэр}$, внутреннего диаметра приемного шланга d, плотности аэрозольного потока $\rho_{аэр,}$ коэффициента гидравлического сопротивления приемного шланга λ; статические сопротивления Рст, зависящие от высоты положения вакуумной камеры H, плотности аэрозольного потока $\rho_{аэр,}$; фильтрационные сопротивления Рфил, зависящие от газопроницаемости сыпучего материала k, от площади живого сечения аэрозольного потока s, от высоты засыпки воронки h, расхода $V_{возд}$ и вязкости воздуха η.

Учитывая изложенное выше, запишем условие стабильности потока:

$$Рвак + Рст_{акт} = Рдин + Рст + Рфил, \quad (5)$$

где $Рст_{акт} = \rho_{сып} gh$, $Рдин = \lambda \frac{\rho_{аэ} v_{аэр}^2}{2} \frac{H}{d}$, $Рст = \rho_{аэр} gH$, $Рфил = \frac{V_{возд} \eta h}{kS}$,

Однако чтобы применить эти классические уравнения для дальнейшего совершенствования технологии использования ГЭС, необходимо располагать надежной информацией об исходных расчетных параметрах процесса, которую можно получить только экспериментальным способом.

Экспериментальный процесс исследования пневмотранспорта будет включать определение зависимостей производительности установки по порошкообразному материалу и воздуху от высоты положения вакуумкамеры над приемной воронкой, величины развиваемого вакуума в приемной камере и высота засыпки воронки.

Основные выводы:

1 Получено уравнение, определяющее условие стабильности потока аэрозоля, движущегося в приемную камеру гидроэжекторного смесителя, что позволяет производить расчет плотности приготавливаемого раствора, а так же регулировать его компонентный состав.

2 Определена аналитическим путем минимальная скорость транспортирования порошкообразного материала в приемную камеру ГЭС, благодаря чему станет возможным прогнозировать кризис пневмотранспорта в процессах приготовления растворов.

3 Определена качественная зависимость коэффициента эжекции ГЭС от его основного геометрического параметра $d_{кс}/ d_{н.}$ Дальнейшие экспериментальные исследования позволят установить оптимальные значения основного геометрического параметры ГЭС для эффективности процессов приготовления буровых промывочных, тампонажных растворов и спецжидкостей

Литература

1. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технологические основы освоения и глушения нефтяных и газовых скважин: Учебник для вузов.– М.: ООО «Недра–Бизнесцентр», 2001. – 543 с.
2. Мищенко В.И., Кортунов А.В. Приготовление, очистка и дегазация буровых растворов – Краснодар: Из–во «Арт Пресс», 2008. – 336 с.
3. Пахлян И.А., Проселков Ю.М. Кризис эжекции низконапорных струйных аппаратов в процессах приготовления буровых растворов. Сборник трудов по материалам XVI Международного научного симпозиума студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр» – Томск, 2012 г. – Том II. – 890 с.

ХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА

А.П. Ковырева, М.В. Федорова
Научный руководитель доцент В.Г. Крец
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На практике роль воспроизводства сырьевой базы нефтедобычи за счет внедрения современных методов увеличения нефтеотдачи (тепловых, газовых, химических, микробиологических) на базе инновационных техники и технологий быстро растет и становится все более приоритетной.

В настоящее время приоритетным направлением прироста запасов нефти в мировой нефтедобыче является развитие и промышленное применение современных интегрированных методов увеличения нефтеотдачи (МУН), которые способны обеспечить синергетический эффект в освоении новых и разрабатываемых нефтяных месторождений.

Согласно оценкам специалистов компании Зарубежнефть, за последнее десятилетие дополнительная добыча без применения современных МУН в России непрерывно снижается и в настоящее время ее объем в общей добыче нефти практически незаметен. [4]

Химические МУН применяются для дополнительного извлечения нефти из сильно истощенных, заводненных нефтеносных пластов с рассеянной, нерегулярной нефтенасыщенностью. Объектами применения являются залежи с низкой вязкостью нефти (не более 10 мПа*с), низкой соленостью воды, продуктивные пласты представлены карбонатными коллекторами с низкой проницаемостью.[2]

Химические МУН находятся в центре внимания специалистов «Shell». В работах на этом направлении задействован весь потенциал в области передовых технологий, включая разведку и добычу, переработку и сбыт углеводородов. Опыт применения химических реагентов позволяют «Shell» внедрять новые технологии на основе полимеров и ПАВ, что делает возможным использование самых современных и экономически эффективных МУН на месторождениях по всему миру. [4]

Выбор технологии закачки ПАВ на действующих месторождениях определялся тем, что необходимо повысить стабильность фронта нагнетания и, таким образом, увеличить добычу, создавая поток с большей вязкостью, чем поток обычной воды. При закачке рабочего агента с повышенной вязкостью возрастает вероятность возникновения проблем с охватом площади заводнения, которые могут привести к появлению прямых каналов обводнения от нагнетательных скважин к добывающим. Так как работы, связанные с полимерным заводнением коллектора, требуют высоких капитальных затрат, процесс заводнения необходимо тщательно контролировать. Хорошая организация контроля параметров скважин и коллектора позволили PDO добиться успехов в увеличении нефтеотдачи с помощью передовых технологий «Shell», включая отбор, расчет и интерпретацию наиболее оптимальных вариантов испытания скважин и других новейших методов контроля и наблюдения. В развитие успеха на этом направлении PDO намеревается расширить работы на Мармуле и запустить там одну из крупнейших в мире установок для заводнения. Ее предположительная мощность заводнения коллектора составит порядка 500 000 баррелей воды в сутки.

Схемы заводнения должны проектироваться таким образом, чтобы рабочий агент мог преодолевать действие капиллярных сил в пористой породе коллектора, которые препятствуют притоку нефти в призабойную зону. Применение ПАВ снижает уровень поверхностного натяжения водонефтяного контакта в породе и уменьшает действие этих сил. К сожалению, учитывая те объемы порового пространства, которые необходимо обработать рабочим агентом, для вытеснения значительных дополнительных объемов нефти требуется большое количество ПАВ. Поэтому применение только одних ПАВ делает данную технологию в большинстве случаев экономически неэффективной.

Решить эту проблему можно нагнетанием в пласт не столь дорогой щелочи, которая реагирует с кислотами, присутствующими в сырой нефти, с образованием нефтяного мыла или ПАВ в пласте. При этом также происходит снижение тенденции ПАВ к абсорбированию в породе.

Однако все это не так просто, как может показаться. Для достижения хороших результатов необходимо отличное понимание химических процессов в коллекторе и тщательный контроль над закачкой щелочи. Для решения комплекса таких разнообразных задач в «Шелл» была разработана технология полимерного заводнения с применением смеси щелочи и ПАВ.[3]

Полимерная технология нашла свое применение и в Сибири. В Ханты–Мансийском автономном округе добывается более половины всей российской и около 7% мировой нефти. Однако с 2008 года на местных месторождениях наблюдается постепенное снижение добычи: с 2008 по 2011 год уровень добычи упал с 262,5 млн до 227,6 млн тонн. Поскольку ключевая задача для российской нефтедобывающей отрасли – предотвращение снижения продуктивности, в настоящий момент важно более эффективное использование существующих возможностей добычи. В ноябре 2012 года акционеры совместного предприятия Salym Petroleum Development (SPD) "Газпром нефть" и Shell одобрили проект полномасштабного опытно–промышленного применения методов повышения нефтеотдачи с применением химических реагентов на Салымской группе месторождений. Речь идет о технологии закачки в пласт анионного поверхностно активного вещества (ПАВ), соды и полимера (АСП). Анионные ПАВ вызывают снижение поверхностного натяжения залежей нефти, они представляют собой молекулярные цепочки, сцепляющие углеводороды нефти с молекулами воды. В соответствии с заявлениями руководящих лиц SPD ожидается, что при использовании этой технологии дополнительная нефть будет добыта за три–пять лет, в то время как в случае традиционного заводнения срок увеличения добычи может составить десятки лет.

АСП подразумевает повышение нефтеотдачи за счет сокращения остаточных объемов нефти, защемленных в поровом пространстве породы после традиционного заводнения. Химическое заводнение пласта позволяет добыть дополнительно до 30% нефти. SPD начало изучать эту технологию в 2008 году, а в 2009–м компания провела ряд испытаний на одиночной скважине Западно–Салымского месторождения. В ходе испытаний после проведения обычного заводнения было проведено заводнение АСП, в результате чего удалось мобилизовать 90% остаточной нефтенасыщенности.[2]

В настоящий момент SPD переходит к этапу полномасштабной опытно–промышленной эксплуатации технологии, в течение 2013 года планируется разработать проектную документацию, проработать логистику и провести контрактование, в 2014–м – построить технологическое оборудование, а в 2015–м – начать добычу. Дополнительная добыча на Салымских месторождениях может составить до 25 млн тонн нефти. Преимущество нового метода состоит и в том, что он достаточно легко подвергается тиражированию на других месторождениях региона и предусматривает использование существующей инфраструктуры, что позволяет рационально и эффективно использовать природные ресурсы. Если эксплуатация АСП–заводнения на Салымских

месторождениях окажется успешной, этот опыт можно будет использовать для повышения эффективности целого ряда месторождений Западной Сибири.

В заключении можно сказать, что в настоящее время особо отмечаются истощение ранее введенных крупных месторождений, а также снижение объема прироста запасов, которые к тому же приурочены преимущественно к небольшим залежам нефти с осложненными геолого–физическими характеристиками в удаленных районах, тем не менее объемы потребления нефтепродуктов во всем мире растет из года в год.

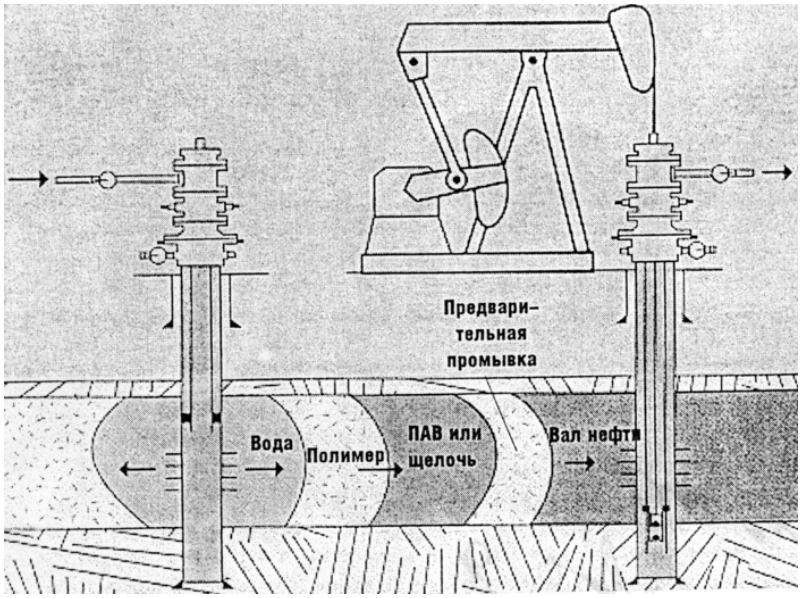


Рис. Схема заводнения водными растворами поверхностно–активных веществ (ПАВ)

Эффективность извлечения нефти ежегодно снижается, увеличивается себестоимость добычи нефти, и ремонта скважин. Средний конечный уровень нефтеотдачи пластов по различным странам и регионам составляет от 25 до 40%.

Поэтому на наш взгляд химический метод является оптимальны для развитя нефтедобывающей отрасли. С каждым годом технологии в этой сфере совершенствуются в направлении минимизации затрат на разработку и уменьшении экологического ущерба. А значит, этот метод является одним из самых продуктивных и перспективных для повышения нефтеотдачи пластов.

Литература

1. Швецов И.А. , В.Н. Манырин «Физико–химические методы увеличения нефтеотдачи пластов. // Анализ и проектирование» – Самара, 2000.
2. http://petros.ru/worldmarketoil/
3. http://s04.static–shell.com/content/dam/shell–new/local/country/rus/downloads/pdf/innovation/mun–broshure.pdf
4. http://www.eemkzn.ru/nefteotdacha/
5. http://www.oil–info.ru/lit/Lake2/gl8.pdf

СОВРЕМЕННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ВНУТРИТРУБНОЙ ОЧИСТКИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

И.М. Комлев

Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г.Томск, Россия

С целью поддержания пропускной способности и предупреждения скапливания воды и внутренних отложений, а также для получения качественной информации при проведении внутритрубной диагностики внутреннюю полость трубопровода необходимо тщательно очистить от парафино–смолистых отложений, остатков глиняных тампонов, появившихся при ремонте трубопровода, а также от посторонних предметов, должна проводиться очистка внутренней полости магистрального нефтепровода пропуском очистных устройств.

С помощью очистных скребков выполняются следующие работы:

– Очистка после сооружения (вынос из трубопровода строительного мусора и идентификация вмятин);

– Очистка перед инспектированием (обеспечение наилучших результатов инспектирования);

–Профилактическая очистка (вынос агрессивных отложений из продукта с целью свести к минимуму коррозию);

– Очистка по рабочим показаниям (вынос сопутствующих отложений, создающих сужения, в частности, освобождение от песка, парафина и пр., с целью поддержания проектной скорости потока).

Существуют следующие виды очистки:

–периодическая–для удаления парафиновых отложений, скоплений воды и газа с целью поддержания проектной пропускной способности нефтепроводов и предупреждения развития внутренней коррозии трубопроводов;

– целевая– для удаления остатков герметизаторов после проведения ремонтных работ на линейной части магистральных нефтепроводов;

– преддиагностическая – для обеспечения необходимой степени очистки внутренней полости нефтепровода в соответствии с техническими характеристиками внутритрубных инспекционных приборов.

Очистка производится в соответствии с разработанными и утвержденными главным инженером эксплуатирующей организации инструкциями для каждого участка магистральных нефтепроводов.

Пропуск очистных скребков допускается при скорости потока перекачиваемого продукта свыше 0,2 м/с. Наилучшие условия очистки обеспечиваются при скорости потока около 2 м/с.

Периодичность очистки МН в процессе эксплуатации определяется для каждого нефтепровода в зависимости от особенностей его эксплуатации и свойств перекачиваемой нефтино не реже 1 раза в квартал[1].

– не реже 1 раза в квартал – при вязкости перекачиваемой нефти до 30 сСт, работе нефтепровода со скоростью перекачки более 1,5 м/с;

– не реже 2 раз в квартал – при вязкости перекачиваемой нефти от 30 до 50 сСт, работе нефтепровода со скоростью перекачки менее 1,5 м/с;

– не реже 3 раз в квартал – при вязкости перекачиваемой нефти более 50 сСт;

– при снижении пропускной способности нефтепровода в промежутках между периодическими очистками на 2 % и более необходимо проводить внеочередные очистки.

Очистка считается законченной, при выполнении следующих условий:

– все запасованные ОУ прошли нефтепровод и находятся у заглушки или приняты в камеру приема;

–последнее ОУ приходит в приемную камеру без механических повреждений корпуса, ведущих и чистящих дисков;

– если последний скребок, пропущенный в соответствии с технологической схемой очистки участка, принёс в приемную камеру более 5 л. взвешенных и 0.5 л. твердых асфальтенопарафинистых отложений, а так же металлические предметы, участок считается неочищенным и производится дополнительная очистка участка трубопровода путем повторного пропуска очистных устройств до получения требуемых результатов очистки;

– не более 1–го электрода на 10 км нефтепровода[2];

В настоящее время применяются очистные устройства типов: магнитное очистное устройство СКР – 3. и с недавнего времени новые СКР–4 .Очистные устройства типа СКР оснащены чистящими и ведущими дисками и манжетами, изготовленными из высококачественного полиуретана, снабжены щеточными дисками для удаления агрессивных отложений из коррозионных карманов, имеют байпасные отверстие для осуществления размыва парафино – смолистых отложений, что обеспечивает их использование в сильно загрязненных трубопроводах, оборудованы передатчикрм ("Трансмиттер") во взрывозащищенном исполнении, который в комплекте с наземным локатором позволяет контролировать прохождение очистных устройств по нефтепроводу и обнаруживать места их возможной остановки.

ОАО ЦТД “Диаскан” производит скребки для очистки трубопроводов 159 – 1220 мм, которые предназначены для:

– регулярной очистки трубопровода от отложений, строительного мусора и других предметов;

– специальной очистки трубопровода при подготовке к внутритрубной диагностике;

– удаления окалины и парафина с коррозионных язв (при оснащении щеточными блоками);

– удаление из трубопровода инородных металлических предметов (при оснащении магнитными блоками).

Магнитные скребки СКРЗ с каждым годом становятся все старее, и уже не могут обеспечивать необходимую очистку полости трубопровода. Поэтому перед конструкторами встала задача, создания нового или усовершенствования старой модели для достижения необходимых результатов очистки.

Ввиду этого в ЦТД освоено производство чистящих элементов скребков СКР–4 с повышенной износостойкостью и возможностью очистки трубопроводов от твердых отложений и ферромагнитных предметов (рис. 1). В результате произведенной модернизации ресурс чистящих элементов СКР–4 увеличен в 4 раза по сравнению со стандартными скребками предыдущего поколения. Ввод в эксплуатацию скребков СКР–4 обеспечивает повышение очистки нефтепроводов и сокращает затраты на ее проведение[3].

В ЦТД внедрены в производство модернизированные передатчики для скребка и локаторы для контроля движения скребка. Данное оборудование обеспечивает контроль прохождения очистных устройств по трубопроводу при проведении работ по очистке и профилеметрии при повышенных скоростях движения скребка, увеличенной толщине стенки трубопровода и большой глубине его залегания.

Рис. 1. Очистной скребок СКР–4

Таблица

Технические характеристики очистного скребка типа СКР 4

Наименование параметра	Значение
Рабочая среда эксплуатации	вода, нефть, нефтепродукты, природный газ, 2–х фазная среда (нефть с включением газа)
Температура среды эксплуатации (t_a), °С	от минус 15 до плюс 50
Скорость движения скребков в трубопроводе, м/с	от 0,2 до 5 *
Наименьший радиус поворота строительной оси трубопровода на 90°, проходимый скребками	1,5D_y**
Наименьший внутренний диаметр трубопровода, проходимый скребками в местах местных сужений	85%$D_„$***
Максимальное давление рабочей среды эксплуатации (определяется типом устанавливаемого передатчика для скребка), МПа: – дляПДС.О0–ОО.ООО,ПДС.0О–0О.О00–01,10–ТРМ.00–00.000 –для ПДС.01–00.000–01	8 14
* при наличии на участке трубопровода сужений менее 90 % $D_„$ и поворотов с радиусом 3 D_y и менее – скорость движения скребка должна быть не менее 1 м/с; ** 3 D_y – для скребков 159–СКР4.00, 219–СЮР4.00, 10–СКР4.00, где D_y – диаметр условного прохода трубопровода; *** 80 % D_H – для скребков 159–СКР4.00, 219–СКР4.00, 10–СКР4.00, где $D_„$ – наружный диаметр трубопровода.	

Литература

1. РД 153–39.4–056–00 “Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов”.
2. РД 16.01–60.30.00–КТН–068–1–05 “ Правила технической диагностики нефтепроводов при приемке после строительства и в процессе эксплуатации”.
3. И.А. Филоненко, В.П. Кадакин, , Направления развития внутритрубной диагностики// Трубопроводный транспорт нефти, 2010. – №2. – С. 57 – 60.

УВЕЛИЧЕНИЕ СРОКА БЕЗОТКАЗНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

И.М. Комлев, И.Е. Чаплин

Научный руководитель доцент В.Г. Крец

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

С увеличением сроков эксплуатации и неуклонным старением системы газопроводов разного масштаба и назначения возрастает вероятность их отказов. Многие существующие газопроводы построены в однониточном исполнении и обеспечивают газоснабжение городов и промышленных предприятий, перебои поставок газа к которым недопустимы. В обеспечении эксплуатационной надежности неуклонно возрастает роль системы диагностического обследования.

Техническое состояние линейной части магистральных газопроводов (ЛЧМГ) в современных условиях требует поиска и разработки новых перспективных решений в области технологии, технических средств, организации и оптимальных методов управления ремонтом в целях поддержания и продления срока надежной и безопасной эксплуатации ЛЧМГ [1].

Таким образом, одной из важнейших задач является разработка методологии обновления ГТС, основными критериями которой являются [2]:

1) минимизация времени на остановку транспорта газа для выполнения ремонтных работ;
2) минимизация потерь газа при выполнении ремонтно–восстановительных работ;
3) повышение качества ремонтно–восстановительных работ;
4) определение гарантированного срока эксплуатации отремонтированного участка ЛЧМГ;
5) сокращение финансовых затрат, выделяемых на выполнение ремонтно–восстановительных работ.

Для достижения вышеперечисленных критериев необходимо соблюдать последовательность следующих процедур [3]:

1) наличие результатов ВТД на ремонтируемых участках газопровода;
2) внедрение пооперационного контроля на всех этапах производства ремонтно–восстановительных работ на газопроводе;
3) выполнение изоляционных работ на восстановленных трубах по технологии заводских изоляций;
4) особые требования к подготовке траншеи для укладки отремонтированного участка газопровода и засыпке;
5) испытание восстановительных участков газопроводов методом «стресс–теста»;
6) контроль состояния отремонтированного участка газопровода в процессе дальнейшей эксплуатации (рис.).

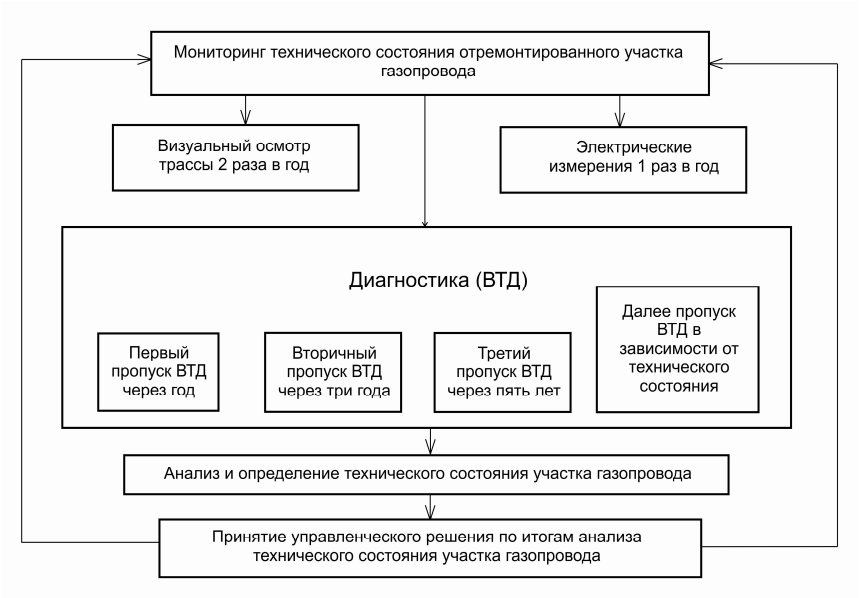


Рис. 1. Поддержание надежности и безопасности отремонтированного участка газопровода в процессе эксплуатации

Трубопроводы различного диаметра и назначения проектируются, строятся и испытываются в соответствии с жесткими стандартами, строительными нормами и правилами. Для обеспечения безопасности и надежности поставок чрезвычайно важно сохранить в процессе эксплуатации требуемые характеристики и показатели. Для оценки реального состояния трубопроводов и возможности прогнозирования потенциального ухудшения их состояния необходимо периодически выполнять диагностические работы по выявлению возможных повреждений и дефектов в целях предотвращения серьезных проблем. Точное определение местоположения и значимости аномалий и дефектов с точки зрения структурной целостности трубопровода позволяет организации, эксплуатирующей трубопровод, разработать экономически выгодную политику ремонта без ущерба для безопасности персонала, населения и окружающей среды [4].

Кроме того, комплексный подход к оценке технического состояния по результатам диагностирования позволяет более детально представить картину фактического состояния, как отдельных участков, так и газопроводов в целом. На сегодняшнем этапе система диагностического обслуживания ЛЧМГ включает работы по основным направлениям, таким как внутритрубная дефектоскопия (ВТД), наземная диагностика линейной части (электрометрическая, комплексная наземная), специализированные диагностические работы по обследованию переходов через естественные и искусственные препятствия, диагностика трубопроводной арматуры газораспределительных систем (ГРС). Основным, наиболее информативным методом диагностики линейной части является внутритрубное обследование участка, которое позволяет получить информацию о состоянии металла стенки трубопровода.

Минимизация эксплуатационных затрат достигается путем комплексного анализа технического состояния с учетом стоимостных показателей, таких как стоимость локального и сплошного ремонта, ущерб от аварий и их последствий, стоимость диагностического обследования с целесообразностью проведения технических мероприятий.

Таким образом, разработка новых методологии обновления ГТС, а так же совершенствование алгоритмов анализа технического состояния магистральных газопроводов с применение современных технологий ремонта и средств технической диагностики позволяет своевременно предотвратить аварийные ситуации и продлить срок безаварийной эксплуатации на объектах магистральных газопроводов, что напрямую связано с минимизацией эксплуатационных затрат.

Литература

1. С.В. Алимов, А.А. Филатов, Н.Х. Халлыев, Методология обеспечения и продления срока надежной и безопасной эксплуатации линейной части магистральных газопроводов // Газовая промышленность, 2011. – №2. – С. 48 – 50.
2. А.А. Филатов, Н.Х. Халлыев, В.Г. Дубинский, М.Ю. Митрохин, С.Т. Пашин. Продление срока надежной и безопасной эксплуатации ЛЧМГ – основа концепции поэтапного ремонта газопроводов // Газовая промышленность, 2012. – №9. – С. 26 – 28.
3. Р Газпром 22.3–401–2009 «Оптимизация диагностического обследования и поддержания работоспособности состояния ЛЧМГ»
4. И.А Соловых, В.В Петров, С.В. Никифоров. Внутритрубная диагностика магистральных трубопроводов // Газовая промышленность, 2011. – №9. – С. 35 – 38.

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ

Д. С. Кучкин
Научный руководитель доцент М. С. Салтымаков
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

С каждым днём нефтедобывающие предприятия стремятся максимально увеличить нефтеотдачу пластов, как следствие, особое значение приобретает эффективность работы нефтепромысловых труб. Стальные трубы в настоящее время и в обозримом будущем остаются основным элементом промысловых трубопроводов. Этому способствует их массовое производство, дешевизна, высокая прочность и технологичность применения сварки при монтаже. Для того, чтобы обеспечить длительную и безопасную эксплуатацию труб, возникает необходимость обеспечивать целостность структуры материала, в том числе надёжность резьбового соединения различных типов труб нефтяного сортамента.

Насосно – компрессорные трубы работают в тяжелых условиях ударных и знакопеременных нагрузок, под большим давлением, зачастую при повышенной температуре и в агрессивных средах. При этом резьбовые соединения таких труб должны быть очень надежны и герметичны при давлениях до тысяч атмосфер. Несмотря на применение различного рода герметизирующих и стопорящих составов, основным приемом обеспечения надежности и герметичности соединений является применение высоких усилий затяжки, близких по величине к пределу, за которым происходит срыв резьбы. Из – за этого ресурс резьбовых элементов не превышает буквально всего нескольких циклов свинчивание–развинчивание. Так, в «Инструкции по эксплуатации насосно–компрессорных труб» РД 39–136–95 в п.7.15 сказано: «При эксплуатации насосно–компрессорных труб необходимо вести учет количества циклов свинчивания–развинчивания резьбовых соединений. Работоспособность резьбовых соединений согласно проведенным исследованиям сохраняется до 6–8 циклов». [3] Это очень небольшая величина, если учесть, что трубы даже на эксплуатируемых скважинах периодически поднимаются на поверхность для очистки или замены насосного оборудования. Поэтому повышение долговечности соединений НКТ является основной задачей разработчиков.

Для обеспечения коррозионной стойкости и повышения долговечности резьбовых соединений НКТ применяют различные покрытия, в том числе и цинковые. Выбор цинка не случаен и объясняется высоким отрицательным значением окислительно–восстановительного потенциала пары Zn2+/Zn. Таким образом, цинковые покрытия защищают сталь как механически, экранируя от доступа окружающей среды, так и электрохимически в местах повреждения и в порах, в которых цинк со сталью образует гальванопару. Поэтому цинк, как более электроотрицательный металл выполняет функцию анодного («жертвенного») покрытия. Железо при этом находится под катодной защитой и не корродирует до тех пор, пока в коррозионном процессе участвует цинковое покрытие. [1, 2] К методам нанесения цинковых покрытий относят:

– гальванические (электролитические) покрытия. Покрытия на поверхность изделий наносят в растворах электролитов под действием электрического тока.

– металлизационные покрытия. Покрытия наносят путем распыления струей воздуха или горячего газа расплавленного цинка.

– цинконаполненные покрытия. Покрытия представляют собой композиции, состоящие из связующего и цинкового порошка .

– горячецинковые покрытия. Покрытия наносят методом горячего цинкования (погружением в ванну с расплавленным цинком).

– термодиффузионные цинковые покрытия. Сущность метода заключается в насыщении поверхности железа цинком и осуществляется при повышенных температурах 290...450 ° С в цинкосодержащих смесях порошков.

– комбинированные покрытия. Они представляют собой комбинацию цинкового покрытия, лакокрасочного или полимерного. [1]

Исходя из ряда факторов, таких как адгезионные свойства покрытия, коррозионная стойкость, ровность и сплошность нанесения покрытия, отсутствие водородного охрупчивания, оптимальным и предпочтительным способом нанесения покрытий на НКТ является термодиффузионное цинковое покрытие.

Термодиффузионное цинковое покрытие является анодным к черным металлам и электрохимически защищает сталь. Оно в точности повторяет контуры изделий и однородно по толщине на всей поверхности. Такая технология позволяет получить любую толщину покрытия в диапазоне от 6 до 100 микрон по требованию заказчика без изменения технологического процесса. Процесс происходи в закрытом контейнере с добавлением к обрабатываемым деталям специальной насыщающей смеси.

Немаловажным фактором обеспечения долговечности резьбовых соединений НКТ, является предварительная обработка поверхности перед нанесением термодиффузионного цинкования. Качество и адгезионные свойства покрытия, напрямую зависят от качества поверхностного слоя подложки. Таким образом, применяя технологию термодиффузионного цинкования, можно добиться существенного повышения долговечности резьбового соединения НКТ.

Обсадные трубы подвержены воздействию статических нагрузок, дополнительных нагрузок динамического характера, возникающих при спуске колонн (при расхаживании колонн в случае прихвата, при резком торможении), нагрузок, возникающих в процессе цементирования при схватывании цементного раствора. При перекрытии соленосных горизонтов возникают дополнительные изгибающие усилия от их сжатия. В результате действия перечисленных нагрузок возможны повреждения обсадных колонн – потеря герметичности соединения, их разобщение, разрушение от внутреннего давления и т.д. Воздействие агрессивных сред приводит к коррозионному разрушению. Действие осевых растягивающих нагрузок приводит к нарушению герметичности, к разобщению соединений. Этому способствуют дополнительные изгибающие усилия. Например, при креплении наклонных скважин по мере увеличения интенсивности их искривления вероятность нарушений в резьбовых соединениях обсадной колонны также увеличивается. Для решения проблемы повышения надёжности резьбовых соединений необходимо обеспечить должную герметичность соединений. Герметичность резьбовых соединений труб – это свойство соединений, обеспечивающее их непроницаемость при нагружении избыточным давлением жидкости или газа в течение длительного времени.

Вопросы герметичности резьбовых соединений в основном решают в двух направлениях: а) герметизацией резьб путем применения различных герметизирующих материалов; б) созданием резьбовых соединений, которые имеют узлы герметичности. В подавляющем большинстве случаев пропуски жидкости или газа в резьбовых соединениях связаны с наличием конструктивных и технологических зазоров, в которых смазки не удерживаются при нагружении соединений избыточным давлением.

Одна из разработок в области обеспечения герметичности резьбовых соединений обсадных труб, внедрённая в производство, принадлежит ООО «Полимер Сервис», Clear Make Up Technology «CMT» – технология чистого свинчивания. Это новейшая разработка ООО «Полимер Сервис» в области обеспечения герметичности резьбовых соединений обсадных труб, внедренная в производство при активном участии и поддержке ЗАО «ТД «ТМК» и ОАО «ТАГМЕТ». Технология «CMT» основана на применении самосмазывающего фтор–полимерного сухого покрытия резьбы муфты «МАОК–ПЛАУН™» на заводе – изготовителе труб. Данная технология является уникальной для мировой нефтепромысловой практики, т. к. сочетает в себе одновременное решение двух краеугольных задач: во–первых, однократное нанесение покрытия резьбы на заводе обеспечивает «сухое» многократное свинчивание резьбовых соединений без использования каких–либо смазочных материалов в промысловых условиях; во–вторых, гарантирует герметичность резьбовых соединений обсадных труб даже после повторных свинчиваний. [4]

На основе вышеизложенных методов решена задача повышения герметичности и ремонтопригодности резьбовых соединений обсадных труб и НКТ путем совершенствования узлов уплотнения с учетом эксплуатационных нагрузок, что обеспечивает надежность крепления и безопасность эксплуатации нефтяных и газовых скважин.

Литература

1. В.В. Окулов. Цинкование. Техника и технология. /Под редакцией проф. В.Н.Кудрявцева. – М.: Глобус, 2008. – 252 с.
2. Качество машин: Справочник: В 2 т. Т.2/А.Г.Суслов, Ю.В.Гуляев, А.М. Дальский и др. – М.: Машиностроение, 1995. – 430 с.
3. Инструкция по эксплуатации насосно–компрессорных труб РД 39–136–95.
4. Специализированный журнал «Бурение и нефть» http://burneft.ru/

ОПЫТНО–ПРОМЫСЛОВЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ КОМПЛЕКСНОЙ ГИДРОМОНИТОРНОЙ ТЕХНОЛОГИИ

М.Г. Ненашева
Научный руководитель доцент С.В. Воробьев
Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

Среди многообразия устройств генерирования упругих колебаний наиболее предпочтительными для осуществления виброволнового воздействия на ПЗП, в условиях нефтяных и газовых скважин являются

гидродинамические генераторы упругих колебаний, работа которых основана на использовании энергии потока жидкости.

По итогам лабораторных исследований и стендовых испытаний было разработано гидромониторное устройство для воздействия на призабойную зону продуктивного пласта, работающее от потока жидкости, проходящего через него. Были созданы эскизы устройства, общий вид которого представлен на рисунке, а так же технические чертежи, позволяющие выполнить макет устройства пригодный для проведения промысловых испытаний. На основе эскизов и технических чертежей, фирмой ЗАО «Сиб Трейд Сервис» был выполнен макет гидромониторного генератора, который позволил провести промысловые испытания разработанного оборудования и технологии стимуляции скважин.

Технология комплексной гидромониторной стимуляции скважин опробована на терригенном коллекторе пласта Б2 Южно–Золоторевского месторождения по следующей схеме:

– установка гидромониторного устройства в заданный интервал перфорированной мощности добывающей скважины;

– протравливание внутрискважинного оборудования (для предотвращения попадания ионов железа в кислотный раствор);

– закачка солянокислотного раствора (для удаления карбонатной составляющей терригенного пласта);

– закачка состава – осадкообразователя (для селективной обработки нефтенасыщенных участков пласта);

– закачка растворителя в качестве буферной жидкости (для предотвращения осадкообразования при контакте глинокислотного состава с пластовыми водами и продуктами реакции солянокислотного раствора);

– закачка основного глинокислотного состава (для растворения глинистых минералов и полевых шпатов);

– закачка низко концентрированной соляной кислоты (для поддержания кислотности отработанных растворов и предотвращения осадкообразования).

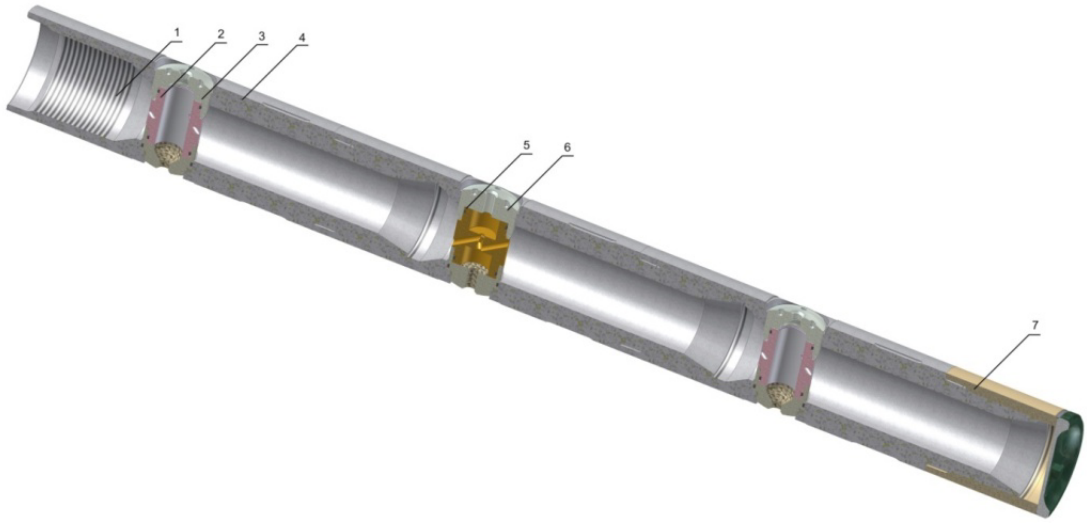


Рис. Общий вид скважинного гидромонитора:
1 –присоединительная резьба; 2 – вихревая камера прямоточного цилиндрического типа,
3, 6 – насадки с резьбовым уплотнением; 4 –корпус ; 5 – вихревая камера; 7 – заглушка

Результаты показателей работы скважины и до и после проведения геолого–технических мероприятий представлены в таблице.

Таблица

Показатели работы скважин

№ скважины	Показатели до ГТМ		Показатели после ГТМ	
	дебит, т/сут.	обв.%	дебит, т/сут.	обв.%
270	9,71	5,8	13,5	5
263	20,19	13,9	24,6	14
295	3,7	9,6	5,2	12

Результаты опытно–промышленных исследований разработанной технологий говорят о высокой эффективности разработки, которая достигается за счет глубокого проникновения кислотного состава в ПЗС,

предупреждения выпадения осадков из растворов, а также селективности воздействия на нефтенасыщенный коллектор.

Выводы:

В результате проведенных исследований:

– был создан образец скважинного гидромониторного генератора;

– результаты опытно–промышленных исследований разработанных технологий говорят о высокой эффективности разработок, которая достигается за счет глубокого проникновения кислотного состава в призабойную зону скважины, предупреждения выпадения осадков из растворов, а также селективности воздействия на нефтенасыщенный коллектор.

Литература

1. Алемасов В.Е., Кравцов Я.И., Буторин Э.И. и др Гидромеханический осциллятор как устройство для возбуждения колебаний давления в потоке жидкости, нагнетаемой в пласт // Интервал №1, 2002. – С. 67 – 69.
2. Воробьев С.В., Доровских И.В., Ковалев А.В., Епехин А.В., Луньков Г.В., Бубнов А.С., Мелехин А.А. Совмещение физико–химических методов воздействия на призабойную зону скважины. // Нефтяное хозяйство, 2013. – №1. – С. 94 – 95.
3. Горбачев Ю.И., Кузнецов О.Л., Рафиков Р.С., Печков А.А. Физические основы акустического метода воздействия на коллекторы. // Геофизика. 1998. – №4. – С. 5 – 9.
4. Логинов, Б.Г., Малышев Л.Г., Ш.С. Гарифуллин Руководство по кислотным обработкам скважин. – М:, Недра, 1966 г. – 219 с.
5. Музипов Х. Н., Алтунин А. Е., Савиных Ю. А., Медведев Ю. А. Использование акустических преобразователей шума для повышения производительности скважин Автоматиз., телемехaниз. и связь в нефт. пром–сти, 2003. – № 9. – С. 9 – 11.
6. Муфазалов Р. Ш., Климов Т. В., Зарипов Р. К., Манырин В. Н., Гайсин Р. Ф., Климова Л. Р. Скважинный гидроакустический генератор (варианты): Пат. 2186961 Россия, МПК Е 21 В 43/25; – N 2000105293/03; Заявл. 06.03.2000; Опубл. 10.08.2002.
7. Неретин В.Д., Юдин В.А. Результаты экспериментального изучения влияния акустического воздействия на процессы фильтрации в насыщенных пористых средах.// Вопросы нелинейной геофизики: ВНИИЯГГ. – 1981. – С. 132 – 137.
8. Пирашвили Ш.А., Поляев В.М., Сергеев М.Н. Вихревой эффект. Эксперимент, теория, технические решения/ Под ред. Леонтьева.– М.: УНПЦ «Энергомаш», 2000. – 412 с.

МЕТОД РАСЧЕТА НАДЕЖНОСТИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО КОЛЛЕКТОРА СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖКИ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ В СЛУЧАЙНОМ РЕЖИМЕ РАБОТЫ

А.В. Новоженов

Научный руководитель доцент К.В. Сызранцева

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Одной из важной частью добычи нефти являются нагнетательные скважины, используемые для закачивания воды или газа в пласт с целью поддержания пластового давления при повторной добыче или консервации. Как правило, на одном месторождении располагается несколько скважин, и поэтому распределение воды или газа между ними происходит с помощью распределительного коллектора. Обычно давление в коллекторе достаточно большое, и поэтому не исключено повреждение внутренних труб, которое приводит к аварийным ситуациям и создает тем самым большие экономические затраты на ликвидацию аварии.

К настоящему времени разработаны и успешно применяются методы расчета прочности и надежности коллекторов при постоянной величине давления в скважине. В данной работе предложен метод расчета коллектора в случайном режиме работы, основанный на использовании математического аппарата непараметрической статистики.

Для реализации этого метода нужно выполнить поэтапно следующий алгоритм действий:

Оценить напряженно–деформированное состояние внутренних труб коллектора, и получить зависимость действующего в металле напряжения от приложенного давления;

Восстановить по заданной выборке значений давления внутри коллектора ее функцию плотности распределения и рассчитать вероятность отказа;

Путем варьирования подаваемого давления на стенки коллектора в ходе компьютерного моделирования получить зависимость вероятности отказа от уровня превышения давления.

Рассмотрим данный метод на примере работы коллектора на месторождении «Зимнее», Куст 2.1 ВРБ 1.

Первый этап алгоритма был решен с помощью метода конечных элементов, для реализации данного метода был выбран программный комплекс ANSYS, т.к., он наиболее оптимально подходит для нашего исследования [1]. В силу симметрии коллектора относительно вертикальной плоскости, анализу подвергалась его 1/2 часть. Картина распределения суммарных перемещений в коллекторе под воздействием номинального давления представлена на рисунке 1.

В результате конечно–элементного анализа коллектора, подвергающегося воздействию номинального давления, а также варьирования давления, превышающее номинальное на 0..20% была получена зависимость напряжения металла от действующего давления внутри коллектора, которая восстановлена в виде полинома 2 степени:

$$y(x) = 0.047 \cdot x^2 + 7.944 \cdot x + 30.896 \quad (1)$$

Для второго этапа алгоритма источником выборки случайных чисел будут показания с датчика давления в коллекторе за один рабочий день в зимний период времени. Реализация данного этапа выполнена в виде программы в математическом процессоре MathCad.

Отсутствие отказа работы оборудования означает по определению, что коэффициент запаса прочности оборудования выше требуемого, т.е. для исследуемого коллектора – выше 1,5.

Рассчитав по выборке действующих в металле напряжений, выборку коэффициента запаса прочности, восстановим по ней неизвестную функцию плотности напряжений методом непараметрической статистики, с помощью оценки Парзена–Розенблатта [2]. Восстановленная функция плотности распределения коэффициентов запаса представлена на рисунке 2. Как видно из рисунка, полученные коэффициенты запаса прочности все лежат в диапазоне, большем, чем 1,5, т.е. вероятность отказа равна нулю.

Для того чтобы получить функцию вероятности отказа при превышении давления, нужно смоделировать ситуацию, где мы увеличим давление на определенный процент с учетом функции (1), и после этого нужно повторить пункты 2 и 3 нашего алгоритма. После повторения этого цикла несколько раз, можно вывести зависимость вероятности отказа от изменения давления. В данном случае зависимость представлена в виде графика на рисунке 3. Аналитически же функция имеет форму полинома 2 степени:

$$y(x) = 7.748 \cdot x^2 - 197.394 \cdot x + 1288 \quad (2)$$

В итоге мы получили методику расчета надежности распределительного коллектора системы поддержки пластового давления в случайном режиме работы, по которой могут производить инженерные расчеты специалисты практически любого уровня подготовки.

Литература

1. Каплун А.Б., Морозов Е.М., Олферьева М.А. ANSYS в руках инженера: Практическое руководство. – М.: Едиториал УРСС, 2003. – 272 с.
2. Сызранцева К.В. Расчет прочностной надежности деталей машин при случайном характере внешних нагрузок. Научное издание.– Тюмень: ТюмГНГУ, 2011. – 88 с.

ПОВЫШЕНИЕ КОРРОЗИОННОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ОБСАДНЫХ ТРУБ

А.П. Пащенко
Научный руководитель доцент М. С Салтымаков
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Большинство крупных нефтегазовых месторождений России эксплуатируются в течение длительного времени, 20 – 30 лет и более. За это время обсадные колонны многих скважин подверглись коррозии, в ряде случаев приводящей к нарушению их герметичности, что, в свою очередь, вызывает загрязнение водоносных горизонтов нефтью и высокоминерализованными водами, увеличение содержания воды в добываемом флюиде. По причине коррозии обсадных труб, разгерметизации 15% нефтяных, нагнетательных и поглощающих скважин находится в бездействии.

Основной причиной возникновения коррозионных повреждений является контакт труб с коррозионно–агрессивными средами. Негативный эффект для внутренней поверхности обсадных труб может усугубляться абразивным действием насосного оборудования, а также высокой скоростью течения добываемого флюида. Обсадные трубы подвержены коррозии под действием блуждающих токов, сульфатвосстанавливающих бактерий, а также в результате соединения разнородных металлических материалов.

Исходя из накопленного нефтяной промышленностью опыта, для борьбы с коррозией обсадных труб применяют следующие меры[6]:

Для защиты наружной поверхности обсадных труб от коррозионного повреждения:

1. Проведение цементировочных работ, включающих применение центрирующих фонарей, скребков и цемента;
2. Применение электрической изоляция выкидных линий от скважин посредством применения изолирующих фланцевых соединений для уменьшения или предотвращения коррозии, вызванной блуждающими токами;
3. Применение щелочных буровых растворов или буровых растворов, обработанных бактерицидами для снижения коррозии, вызванной деятельностью сульфатвосстанавливающих бактерий;
4. Применение систем катодной защиты.

Для защиты внутренней поверхности обсадных труб от коррозионного повреждения:

1. Уплотнение межтрубного пространства буровым раствором на основе пресной воды или щелочным буровым раствором с низкой минерализацией;
2. Применение лифтовых колонн насосно–компрессорных труб;
3. Применение ингибиторов;
4. Установка пакеров для герметизации межтрубного пространства между колонной насосно–компрессорных труб и колонной обсадных труб.

Каждый из этих методов имеет явные достоинства и недостатки. Часто стоимость замедления коррозии столь высока, что расходы себя не оправдывают; тогда никаких антикоррозионных мер не предпринимают, а заменяют оборудование по окончании его срока службы.

Наиболее часто применяемым в настоящее время способом борьбы с коррозией является использование химических методов подготовки технологических жидкостей, которые предусматривают введение в них сложных и, как правило, дорогостоящих реагентов – коагулянтов, флокулянтов, бактерицидов, умягчителей, ингибиторов коррозии и солеотложения, деэмульгаторов и т. д .

Также защита обсадных колонн в действующих скважинах обычно осуществляется с помощью ингибиторов коррозии [3]. Однако при этом достигается защита лишь внутренней поверхности обсадных колонн, а наружная поверхность не может быть обработана ингибиторами. В то же время одной из главных причин нарушения герметичности обсадных труб является их коррозионное поражение вследствие воздействия агрессивных сред с внешней стороны [7].

В этих условиях единственно приемлемым методом является электрохимическая защита (катодная поляризация)[1].Интересный способ защиты был разработан тюменскими нефтяниками. Они предложили сочетать электрохимическую и химическую защиту подземного оборудования нефтепромыслов от коррозии под действием сульфатвосстанавливающих бактерий путем электролизного хлорирования. Электрический ток пропускают между обсадными трубами скважины. В результате электролиза хлоридов, растворенных в воде, образуется хлор, который и производит бактерицидное действие [2].

Очевидно, что применяемые в настоящее время методы ингибиторной защиты не могут решить проблемы полностью. Добиться повышения надежности и снижения коррозии можно только за счет применения комплексных мер. Среди них основной, по–видимому, можно считать смену материала труб на коррозионно–устойчивый, а также применение труб с антикоррозионным покрытием, то есть технические способы защиты.

До настоящего времени заводами практически не освоен массовый выпуск труб с антикоррозионным покрытием. При сложившейся ситуации нефтегазодобывающие предприятия вынуждены организовывать собственные производства по антикоррозионному покрытию труб. На сегодняшний день компании применяют наиболее популярные и действенные антикоррозионные средства – металлические покрытия, а актуальным направлением их совершенствования выступает оптимизация состава, структуры и технологии нанесения.

В последнее десятилетие наблюдается устойчивый рост потребности мирового рынка в трубах для добычи нефти и газа из высоколегированных коррозионностойких сталей и сплавов. Они эффективны для месторождений, где в добываемой продукции присутствуют такие коррозионно–агрессивные компоненты, как сероводород и диоксид углерода, углекислотная коррозия. Анализ показывает, что защитные покрытия, используемые в жестких коррозионно–эрозионных условиях, должны обладать не только повышенной коррозионной стойкостью, но и устойчивостью к абразивному износу и иметь высокую степень сцепления с поверхностью защищаемого изделия.

Одним из перспективных является способ термохимического диффузионного цинкования, разработанный ООО НПО «Неоцинк». Результаты многочисленных лабораторных, стендовых и промышленных испытаний диффузионных цинковых покрытий показывают, что они наиболее подходят для защиты от коррозии металлоизделий и конструкций, эксплуатирующихся в осложненных условиях. Важной характеристикой физико–механических свойств цинковых покрытий является их твердость (микротвердость). Она определяет стойкость покрытия к воздействию агрессивной среды. Диффузионный способ цинкования находит все большее распространение при производстве различных стальных изделий, что обусловлено, прежде всего, высокими защитными свойствами этих покрытий, а следовательно – высоким экономическим эффектом, получаемым при эксплуатации этих изделий. Например, известный способ достаточно надежно защищает скважину с обсадной колонной без следов коррозии.

В условиях высокоагрессивных сред также успешно применяются обсадные трубы из сталей мартенситного класса, содержащих хром. С учетом возрастающей год от года важности решения проблем углекислотной коррозии труб «Трубная металлургическая компания» приступила к освоению новых коррозионностойких обсадных и насосно–компрессорных труб с газогерметичными резьбовыми соединениями класса «Премиум». Специалистами «РосНИТИ», ООО «ТМК–Премиум Сервис» и российских заводов Группы «ТМК» была проведена большая работа по выбору марок сталей и разработке технологии производства обсадных и насосно–компрессорных труб из сталей с содержанием хрома 13%.Технические требования к которым для группы прочности L80 сформулированы в стандартах API 5CT и ГОСТ Р 53366 [4].

Не останавливаясь на достигнутом, на заводах Компании проводится работа по освоению сталей, дополнительно легированных никелем и молибденом, для придания трубам холодостойкости и максимально высокой прочности.

Известен способ соединений коррозионно–стойких насосно–компрессорных или обсадных труб из сталей с содержанием хрома 3–20%, отличающийся тем, что, по меньшей мере, на одну из его сопрягаемых поверхностей методом термодиффузионного порошкового цинкования наносят цинковое покрытие [5].

Также на предприятиях применяются современные технологии нанесения целого ряда наружных и внутренних защитных покрытий на стальные трубы, соединительные детали и трубную арматуру. Среди них, нанесение наружной трехслойной и внутренней эпоксидной изоляции на обсадные трубы [4].

Впервые в нашей стране освоена технология нанесения защитного эмального покрытия АРГОФ–ЭП на внутреннюю поверхность металлических труб диаметром 50 – 300 мм и длиной до 12 м. Данная технология нанесения покрытия полностью запатентованы. Такое защитное покрытие обладает хорошей адгезией, прочностью, износостойкостью, стойкостью к среде нефти и нефтепродуктов, растворам кислот, сероводорода и

щелочей – все это обеспечивает надежную защиту от коррозий и существенно повышает эксплуатационных свойства трубы.

Перспективным видом покрытий являются различные силикатные эмали – кислотостойкие, износостойкие, жаростойкие, вибростойкие и др. Оптимальный подбор состава эмали, режимов ее нанесения и обжига обеспечивает исключительно высокие качественные показатели такой защиты.

Конечно, актуальность применения различных покрытий для антикоррозионной защиты осознали практически все крупные добытчики нефти и газа, что и обуславливает стремительный рост применения данной продукции.

Применение различных средств защиты – ингибиторов, легированных–стойких сталей, защитных покрытий, протекторов – позволяет продлить срок службы сооружений и скважин. Однако даже самая эффективная система защиты имеет свои недостатки и требует постоянного контроля. Кроме того, чтобы выбрать наиболее рациональный способ противокоррозионной защиты, необходимо располагать исчерпывающей информацией об агрессивности окружающей среды, транспортируемой жидкости и возможном характере коррозионных поражений. Необходимо систематическое изучение, обобщение и распространение положительного отечественного и зарубежного опыта по предотвращению (предупреждению) коррозии и ликвидации последствий от нее.

Литература

1. Андреев И.Н. Введение в коррозиологию: учебное пособие / И.Н.Андреев – Казань: Изд–во Казанского государственного технологического ун–та, 2004. – С.120 –124.
2. Ворошилова О.Б. Биокоррозия не миф: что делать? / Промышленный портал. [Электронный ресурс] / – Режим доступа: http://www.1akz.ru/articles/biokorroziya–ne–mif–chto–delat
3. Кузнецов М.В. Коррозия и защита нефтегазового и нефтегазопромыслового оборудования: учебное пособие / М.В. Кузнецов, А.М. Кузнецов – Уфа: Изд–во УГНТУ, 2004.
4. Корпоративная пресса Трубной Металлургической Компании. Знак качества // Вестник ТМК, 2008 – №1(20) – С. 16 – 17.
5. Патент РФ №2384789 С1 F16L58/08,2006. Соединение коррозионностойких обсадных или насосно–компрессорных труб и способ его получения/А.В.Гетьман, С.С.Степанова, Ю.А.Трифонов/ Заявка 2008144306/06; опубл. 10.11.2008, Бюл.№13.
6. Проект ГОСТ ИСО 10405. Трубы обсадные и насосно–компрессорные для нефтяной и газовой промышленности. – первая редакция – Москва: Стандартинформ, 2011.
7. Шканратов В.С. Антикоррозионная защита /В.С.Шканратов // Нефтегазовая вертикаль, 2006. – №9 – С. 159.

ВНЕДРЕНИЕ ДВУХВИНТОВЫХ ПОГРУЖНЫХ НАСОСОВ CAN–K НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАО «ВАНКОРНЕФТЬ»

О.И. Ракитин

Научный руководитель доцент В.Н. Арбузов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Важнейшей научно–технической проблемой разработки месторождений является одновременное обеспечение высоких уровней и темпов добычи углеводородного сырья при наиболее полном извлечении его из недр с высокими технико–экономическими показателями работы нефтегазодобывающих предприятий. Одной из причин, не позволяющей эффективно решить эту проблему, являются осложнения, возникающие при эксплуатации скважин, которые приводят к снижению производительности скважин и выходу из строя глубинных насосов, а, следовательно, к уменьшению добычи нефти.

На Ванкорском месторождении возникают следующие осложнения при эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН: отложения парафинов, солей, высокое газосодержание на приеме, вынос механических примесей и др. [1]

При проектировании месторождения, учитывая все осложняющие факторы выбор пал на УЭЦН компании Baker Huges (Centrilift) линии Centurion, так как оно имеет ряд преимуществ и адаптировано для работы в тяжелых климатических условиях, и жестких условиях эксплуатации.

Как заявляет компания Centrilift: насосные системы серии Centurion, широко применяемые месторождениях Западной Сибири, по своим рабочим характеристикам, существенно превосходят все существующие насосные системы. Компрессионно–модульное исполнение с подшипниками из карбида вольфрама обеспечивает дополнительную защиту при выбросах газа, так как подшипники из карбида вольфрама дольше сохраняют работоспособность в условиях прохождения газа с небольшим содержанием жидкости. При эксплуатации систем УЭЦН в осложненных условиях, высоком выносе механических примесей, газовом факторе, солеотложения, при требуемых высоких значениях напорно–расходных характеристик общая осевая радиальная стабилизация насосных секций играет ключевую роль в повышении срока службы оборудования. Также на данной системе установлен роторный газосепаратор, который способен отделять до 90% свободного газа из жидкости до ее поступления на приемное устройство насоса. Роторные газосепараторы значительно увеличивают эффективность насосной системы, снижают кавитацию и колебание нагрузки на погружном электродвигателе. [2]

Все заявленные преимущества, безусловно, играют важную роль при механизированной эксплуатации скважин, но если посмотреть на практическое применение и динамику отказов УЭЦН на Ванкорском

месторождении, то мы увидим более 50 отказов данных насосов за последний год. Механизированный, действующий фонд составлял 104 скважины на июль 2011г. и 152 скважины на июнь 2012г. [1] Происходит большое количество срывов подач насоса, и как выявлено, основной причиной этого является высокий газовый фактор. Отсюда напрашивается вывод о том, что роторные газосепараторы, входящие в данную систему УЭЦН не справляются с поставленной задачей, что очень важно для УЭЦН.

Альтернативным путем, для достижения высоких технико–экономических показателей и эффективного способа эксплуатации скважин месторождения «Ванкор», является рассмотрение двухвинтовых погружных насосов компании CAN–K Group (Канада), взамен УЭЦН.

CAN–K Group производит три модели погружных насосов, различающиеся способами установки:

ESTSP – погружной двухвинтовой насос с ПЭД;

TDTSP – погружной двухвинтовой насос с наземным приводом;

R–TDTSP – погружной двухвинтовой насос RIGLES с наземным приводом и системой забойного крепления.

В таблице приведены параметры данных насосов [3].

Монтаж погружного двухвинтового насоса с ПЭД аналогичен монтажу УЭЦН. Насос состоит из нескольких секций длиной примерно 0,45 метра, расположенных друг за другом последовательно. Секции соединяются между собой при помощи муфт, с проточными каналами, которые предназначены для движения газожидкостной смеси. Конструкция секции представляет собой два винта, размещенных в металлической обойме. Диаметры винтов в насосе могут различаться. Вращение от ведущего винта к ведомому передается при помощи синхронизирующих шестерен, что исключает взаимное касание винтов. При этом зазор позволяет перекачивать жидкости, не обладающие смазывающей способностью и содержащие механические примеси. В конструкции двухвинтовых насосов применяются многоуровневые сегментные упорные подшипники скольжения, изготовленные из алмаза или карбида кремния. Эта патентованная технология позволяет размещенным в ограниченном пространстве подшипникам работать в условиях высоких нагрузок (нет параметра долговечности L10). Результатом использования упорных подшипников скольжения вместе с радиальными скользящими подшипниками стала возможность насоса работать в паре с верхним приводом при минимальной частоте вращения [4].

Таблица

Параметры двухвинтового погружного насоса CAN–K

Производительность, м3/сут.	24–8900
Максимальное дифференциальное давление Р, атм.	241
Температурные свойства, °С	до 350
Диаметр корпуса, мм	93,4–317,5
Максимальная частота вращения, об/мин	до 6000

Компания CAN–K разработала и производит абсолютно мультифазные погружные насосы, которые способны перекачивать газ прямо из скважины, при содержании свободного газа до 98%, что очень актуально для месторождения «Ванкор». Кроме того насос способен перекачивать газовые пробки, что является большим недостатком УЭЦН. К тому же не происходит перегрева ПЭД при перекачке только газа, с небольшим содержанием жидкости (3%), которое не позволяет двигателю нагреться, так как газ постоянно перекачивается через насос.

К другим существенным преимуществам двухвинтовых погружных насосов перед УЭЦН можно отнести следующее [5]:

Низкая скорость сдвига, благодаря чему не происходит образования эмульсий даже при высоком содержании асфальтенов;

Насосы CAN–K затрачивают меньше энергии на создание требуемого дифференциального давления по сравнению с УЭЦН. При высокой вязкости перекачиваемой жидкости насосы CAN–K экономят до 40% электроэнергии;

Насосы CAN–K – положительного смещения. Увеличение частоты вращения увеличивает производительность насоса, а уменьшение частоты вращения – снижает;

Насосы обладают функцией самовывода на режим. Давление на приеме может снизиться до атмосферного, и, если потребуется, может быть создан вакуум. Иными словами, при помощи насоса CAN–K уровень жидкости может быть полностью откачан;

Отсутствует точка оптимального КПД. КПД насоса зависит только от утечек, никакие прочие факторы не влияют на КПД;

Данные насосы способны перекачивать жидкость с большим содержанием КВЧ по сравнению с УЭЦН .

Все заявленные преимущества данных насосов отлично подходят для эксплуатации скважин в осложненных условиях на месторождении «Ванкор». Как уже было сказано выше, газовый фактор абсолютно не влияет на работу насоса, что является самым важным аспектом данного месторождения. Специальные покрытия винтов способствует высокой износостойкости и как результат длительному МРП. Также двухвинтовые погружные насосы устойчивы к солеотложению, что характерно для Ванкорского месторождения и имеют хорошую терпимость к выпадению парафинов, что не выводит насос из строя.

Но на фоне всех преимуществ данных насосов не стоит забывать и об экономической составляющей. Стоимость одного насоса CAN–K колеблется в пределах 25 млн. долларов, что является также важным пунктом при выборе насоса, ведь не каждой компании под силу такие затраты.

В настоящее время компания CAN–K наращивает производство погружных и поверхностных двух-винтовых мультифазных насосов и выводит продукцию на новые для себя рынки. Предлагаемые решения уже успели доказать свою высокую эффективность и работоспособность в самых сложных условиях эксплуатации, а высокое качество оборудования подтверждено положительными отзывами таких компаний, как: Shell, Saudi Aramco, BP, Conoco Phillips, PetroCanada, Kuwait Oil Company, Sinopec и другие [4]. Что касается отечественных компаний, то данные насосы уже внедряют на месторождениях ООО «РН–Юганскнефтегаз».

Литература

1. Показатели работы механизированного фонда скважин: ЗАО «Ванкорнефть». Отчет, 2012.
2. Петренко А.О. Проект «МРП–700» // Нефтегазовая вертикаль. – Москва, 2010. – № 2, – С. 75 – 76.
3. Хабиров Р. Двухвинтовые погружные мультифазные насосы. // Нефтегазовая вертикаль. – Москва, 2009. – № 12. – С. 47 – 49.
4. Стюарт Л. С. Технология многофазной откачки в нефтегазовой промышленности. // Rogtec. – GB, 2010. – С. 75 – 77.
5. Suncor Energy. Low Pressure SAGD Artificial Lift Pilot. Annual Report. – Calgary, 2006. – С. 28 – 29.

ХВОСТОВИК–ЭЛЕКТРОНАГРЕВАТЕЛЬ

А.Г. Сергеев
Научный руководитель доцент В.А. Иванов
Филиал Тюменского государственного нефтегазового университета, г. Нефтеюганск, Россия

Нефтяные месторождения высоковязкой нефти, характеризующиеся высокой неоднородностью по проницаемости и обладающие низкой продуктивностью, не вводят в промышленную разработку по причине экономической неэффективности их извлечения по применяемой стандартной технологии. Проблема разработки месторождений с высоковязкими тяжёлыми нефтями связана с тем, что естественные изотермические условия не обеспечивают необходимой подвижности этой нефти при фильтрации по пласту и притоке её к добывающим скважинам [1]. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов не имеют в настоящее время альтернативы при разработке нефтяных месторождений, содержащих высоковязкие нефти. Циклический метод паротепловых обработок скважин является технологически наиболее эффективным, доступным и быстро окупаемым, при котором достигается коэффициент нефтеотдачи 30–35 % [2]. Основным недостатком этого метода является ограниченность зоны прогрева пласта и невозможность применения горизонтальных скважин из–за неравномерности распределения температуры и соответственно теплоносителя по горизонтальному участку ствола скважины, расположенному в продуктивном пласте.

Техническим результатом работы является уменьшение материальных затрат на бурение скважин и их эксплуатацию при одновременном увеличении дебита скважин и коэффициента нефтеотдачи месторождений высоковязкой нефти.

В залежах с трудноизвлекаемыми запасами горизонтальные скважины позволяют увеличить объём дренирования залежи и увеличить дебиты скважин при относительно низких депрессиях на пласт. В связи с интенсификацией добычи высоковязких нефтей усилился интерес к разработке электронагревателей, используемых для нагрева призабойной зоны пласта. Известные скважинные электронагреватели имеют недостатки [2]: недостаточная мощность для эффективного воздействия на пласт; ограниченность и неравномерность прогрева пласта, что не позволяет использовать их в горизонтальных скважинах. В качестве электронагревателя предлагается использовать непосредственно хвостовик, через который пропускают электрический ток промышленной частоты. При пропускании электрического тока через хвостовик, который выполняет роль активного сопротивления, в нём выделяется тепловая энергия, которая равномерно распределена по всей длине хвостовика. Это позволяет: во–первых, вокруг хвостовика–электронагревателя по всей его длине создать равномерное тепловое поле; во–вторых, дополнительно равномерно по всей длине хвостовика–электронагревателя подогревать пар до необходимой температуры, перед нагнетанием его в пласт; в–третьих, исключаются операции по спуску и подъёму электронагревателя.

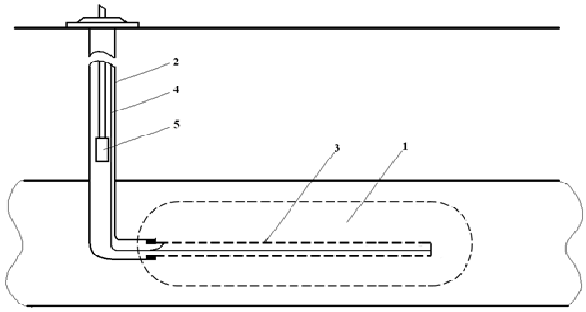


Рис. 1. Принципиальная схема расположения хвостовика–электронагревателя в продуктивном пласте

Принципиальная схема расположения хвостовика–электронагревателя в продуктивном пласте приведена на рис. 1. Горизонтальная скважина сообщается с продуктивным пластом 1, содержит эксплуатационную колонну 2, соединённый с ней перфорированный хвостовик–электронагреватель 3, кабель 4 подвода электрической энергии к хвостовику, добывающий насос 5. Штриховой линией показана область продуктивного пласта, подверженная тепловому воздействию.

Подвод электрической энергии к хвостовику–электронагревателю необходимо осуществлять по кабелю, обеспечивающему работу электрической цепи при высокой температуре 150 °С на забое скважины. Сопротивление жилы кабеля в условиях скважины равно [3]:

$$R_к = \rho_{20} \cdot \frac{L}{S} \cdot [1 + \alpha \cdot (t_ж - 20)],$$

где ρ_{20} = 0,0195 Ом·мм^2/м – удельное сопротивление кабеля при 20 °С; L = 1000 м – длина кабеля; S = 25 мм^2 – площадь поперечного сечения жилы кабеля; α = 0,0043 град$^{-1}$ – температурный коэффициент сопротивления меди; $t_ж$ – температура жилы кабеля. При таких условиях сопротивление жилы кабеля $R_к$ = 0,914 Ом. Сопротивление двух подводящих жил равно $R_{пр}$ = 1,83 Ом. Соответственно сопротивление нагрузки $R_н$, равное сопротивлению хвостовика–электронагревателя, определяется длиной хвостовика, площадью поперечного сечения хвостовика и удельным сопротивлением материала, из которого изготовлен хвостовик.

На рис. 2 показано изменение основных параметров электрической цепи в относительных единицах: $I_{отн} = \frac{I}{I_{кз}}$ – относительное значение силы тока в цепи; $P_{отн} = \frac{P_н}{P_{кз}}$ – относительное значение мощности, выделяемой на нагрузке; $\eta = \frac{P_н}{P}$ – коэффициент полезного действия в зависимости от сопротивления нагрузки $R_{отн} = \frac{R_н}{R_{пр}}$. Из рис. 2 следует, что с увеличением сопротивления нагрузки $R_{отн} > 1$ значение мощности, выделяемой на нагрузке, уменьшается незначительно, но при этом эффективность передачи электрической энергии к нагрузке, т.е. КПД электрической цепи, резко возрастает. Значительное уменьшение при этом величины тока в цепи позволяет увеличить вкладываемую мощность за счёт увеличения напряжения в цепи.

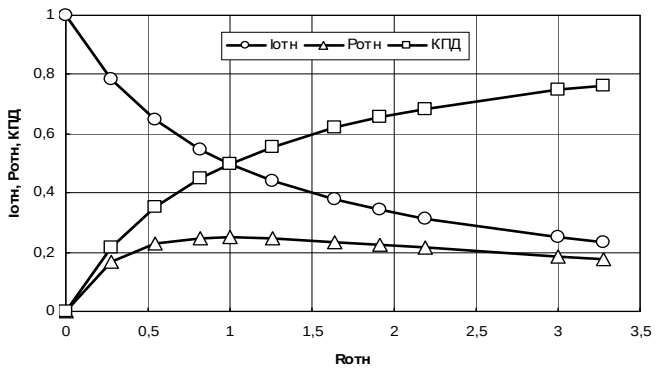


Рис. 2. Изменение основных параметров электрической цепи в зависимости от сопротивления нагрузки

Исходные данные. Месторождение высоковязкой нефти, расположенное в Западной Сибири, представляет собой нефтяной пласт платформенного типа, залегающий на глубине 980 м. Эффективная толщина пласта h = 28 м, проницаемость коллектора k = 0,23 мкм2, плотность нефти 980 кг/м3, температура в пластовых условиях 31°С, вязкость нефти в пластовых условиях 2000 мПа·с. Разработка залежи вертикальными скважинами

нерентабельна. По аналогичным нефтяным месторождениям, находящимся в разработке 30–40 лет и близким к конечной стадии разработки, коэффициент нефтеотдачи не превышает 0,1 [1].

Если вместо вертикальных скважин, размещённых по равномерной квадратной сетке 2σ = 100 м, применить горизонтальные скважины с хвостовиком–электронагревателем длиной l = 400 м, заменяя каждой горизонтальной скважиной четыре вертикальные, то коэффициент увеличения дебита одной горизонтальной скважины будет равен [4]:

$$\nu = \frac{q_г}{q_в} = \frac{\frac{1}{\omega_г}}{\frac{1}{\omega_в}} = \frac{\omega_в}{\omega_г} = \frac{\ell n \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c}}{\ell n \frac{m \cdot 2\sigma + l}{2l} + \frac{h}{l} \cdot \ell n \frac{h}{2\pi \cdot r_c}} = 3{,}069 \quad .$$

Полученный результат ν = 3,069 ≈ 3 говорит о том, что одна горизонтальная скважина по величине дебита заменяет ($q_г = \nu \cdot 4 \cdot q_в = 3 \cdot 4 \cdot q_в = 12 \cdot q_в$) 12 вертикальных скважин. Здесь $q_в$ – дебит вертикальной скважины; $q_г$ – дебит горизонтальной скважины; $\omega_в$ – внутреннее фильтрационное сопротивление добывающей вертикальной скважины; $\omega_г$ – внутреннее фильтрационное сопротивление добывающей горизонтальной скважины; r_c – радиус скважины.

Применение хвостовика–электронагревателя в горизонтальных скважинах при разработке нефтяных месторождений высоковязкой нефти позволяет существенно увеличить эффект паротеплового воздействия на пласт. Повышение производительности горизонтальных скважин, уменьшение затрат на бурение скважин и их эксплуатацию столь существенны, что экономическая эффективность значительно превышает материальные затраты на дополнительный нагрев призабойной зоны пласта с помощью хвостовика–электронагревателя.

Литература

1. Байбаков Н.К., Гарушев А.Р. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений.– М.: Недра, 1988. – 343 с.
2. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: Учеб. для вузов.–М.: Недра, 1990. – 427 с.
3. Электроэнергетика нефтяных и газовых промыслов /Под ред. Т.А. Атакишиева.–М.: Недра, 1988.–221 с.
4. Лысенко В.Д. Инновационная разработка нефтяных месторождений.–М.: ООО «Недра–Бизнесцентр», 2000. – 516 с.

ПРОБЛЕМЫ РУЧНОГО МЕТОДА ОЧИСТКИ НЕФТЯНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ

Е.С. Тесленко
Научный руководитель доцент Н.А. Антропова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Проблема

Нефтедобывающие предприятия начали использовать резервуары для хранения нефти с начала 19–ого века. Большинство стандартов, широко применяемых в нефтяной индустрии по всему миру, разработаны Американским Нефтяным институтом (API – American Petroleum Institute) и Американским Обществом Инженеров Механиков (ASME – American Society of Mechanical Engineers). Эти стандарты покрывают такие аспекты хранения нефти и нефтепродуктов как геометрические размеры резервуаров, материалы для их изготовления, налив нефти в резервуары и их разгрузка, ремонт резервуаров. Однако в указанных стандартах буквально вскользь говорится об удалении донных нефтешламов их резервуаров и их мойке. Удивительно, но через 100 лет после того, как был построен первый резервуар для хранения нефти, ручная очистка резервуаров от нефтешламов остается наиболее распространенным методом очистки по всему миру[4].

Применение ручного метода очистки нефтяных резервуаров имеет следующие недостатки:

- Огромный риск для здоровья и безопасности людей, производящих очистку резервуаров ручными методами;
- Персонал, занимающийся очисткой резервуаров, обычно подготовлен значительно хуже персонала, занимающегося обслуживанием основного оборудования предприятий, связанных с добычей, переработкой и транспортировкой нефти. Этот фактор многократно увеличивает риск человеческих ошибок и даже преступной халатности. Не секрет что в России для выполнения подобных работ зачастую используется труд неквалифицированных низкооплачиваемых рабочих;
- При подобных методах очистки всегда происходит загрязнение окружающей среды (водного и воздушного бассейнов и почвы земли);
- Объем нефтеотходов, генерируемых при такой очистке, огромен. Это создает проблемы с их последующей транспортировкой, захоронением, повторной переработкой и/или обезвреживанием.

Безопасность очистки резервуаров

Две основные причины создают проблемы безопасности при очистке резервуаров. Первая заключается в том, что ручная очистка силами сервисных компаний вошла в нормальную практику повсеместно по всему миру. При этом Заказчик обычно мало уделяет внимания оценке подрядчика с точки зрения безопасности проведения работ. Причем данный факт характерен и для ряда Российских предприятий. Некоторые компании,

такие как SAUDI ARAMCO (Саудовская Аравия) или CHEVRON (США) проводят тщательную предварительную экспертизу на предмет безопасности производства работ по очистке резервуаров, которые осуществляют сервисные компании, однако это скорее исключение, чем правило.

Второй аспект проблемы даже более важен и критичен в плане безопасности выполнения указанных работ. Очистка резервуаров в технологическом процессе нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих предприятий традиционно рассматривается как последняя по значимости для предприятия. По этой причине очистка резервуаров откладывается на как можно более поздние сроки. В конечном счете, когда с очисткой уже нельзя больше тянуть, предприятие в спешном порядке ищет подрядчика, руководствуясь при этом в своем выборе, прежде всего не на безопасном и качественном проведении работ по очистке, а на стоимости оказываемых услуг. Зачастую даже не проводится анализ методов очистки резервуаров, которым будет пользоваться нанятая для этих целей сервисная компания.

В результате указанных выше факторов низкоквалифицированные чистильщики работают внутри резервуаров, уровень нефтешлама в которых доходит иногда до 5 метров, используя при этом далеко не безопасные методы очистки резервуаров с взрывоопасной средой.

В большинстве стран при выборе сервисной компании для оказания подобных услуг, минимальная цена очистки резервуара превалирует над риском пожара или даже взрыва. Статистически более 80% всех несчастных случаев являются следствием человеческого фактора, а при очистке резервуаров данная цифра приближается к 100%. К сожалению, данный замкнутый круг, при котором низкая безопасность очистных работ является следствием низкой стоимости работ по очистке резервуаров, многократно повышает риски как для работников предприятия, на котором производятся очистные работы, так и для инфраструктуры предприятия в целом. К сожалению, картина очистки резервуаров от донных нефтешламов практически не изменилась со времени, когда был введен в действие первый резервуар (более 100 лет назад), который чистили лопатами и швабрами.

Здоровье людей

Другим важным аспектом является воздействие углеводородов на здоровье человека при ручном методе зачистки резервуаров. Не секрет, что длительное воздействие углеводородов, попадающих в органы дыхания человека, крайне отрицательно сказывается на здоровье, вызывая целый ряд тяжких заболеваний, включая раковые. Зачастую средства индивидуальной защиты, применяемые при очистке резервуаров ручными методами, крайне примитивны и фактически не защищают человека от крайне вредной атмосферы внутри резервуаров. Опыт нашей компании показывает, что в странах традиционно добывающих нефть на протяжении многих десятилетий, средства индивидуальной защиты рабочих, занятых на очистке резервуаров хуже, чем в странах, относительно недавно приступивших к добыче и переработке нефти [4].

Загрязнение окружающей среды

Очистка нефтяных и нефтепродуктовых резервуаров – колоссальный источник загрязнения окружающей среды по всей планете. Созданные во многих странах институты защиты окружающей среды, включая экологическую полицию, считают приоритетными технологии, исключающие загрязнения, по сравнению с технологиями, позволяющими утилизировать и обезвреживать загрязнения, генерируемые в результате производственной деятельности.

При ручной очистке резервуаров от нефтешламов генерируется огромное количество отходов первого класса опасности, которые обычно сбрасываются в шламонакопители, загрязняя окружающую среду за счет испарений углеводородов, их биодеструкции и миграции с грунтовыми водами. Перерабатывать такие нефтеотходы из шламонакопителей крайне сложно и затратно.

Как известно, нефтешламы из резервуаров на 60–90% состоят из углеводородов. Если непосредственно в процессе очистки выделить эти углеводороды и вернуть их в производство в качестве промпродукта, то объем нефтешлама подлежащего захоронению снизится соответственно на 60–90%. Особо следует отметить что переработать “свежий” нефтешлам извлеченный из резервуара при его очистке, значительно проще, чем пролежавший длительное время в шламонакопителе.

Экономический аспект

Очистка нефтяных и нефтепродуктовых резервуаров – колоссальный источник загрязнения окружающей среды по всей планете. Созданные во многих странах институты защиты окрущающей среды, включая экологическую полицию, считают приоритетными технологии, исключающие загрязнения, по сравнению с технологиями, позволяющими утилизировать и обезвреживать загрязнения, генерируемые в результате производственной деятельности.

При ручной очистке резервуаров от нефтешламов генерируется огромное количество отходов первого класса опасности, которые обычно сбрасываются в шламонакопители, загрязняя окружающую среду за счет испарений углеводородов, их биодеструкции и миграции с грунтовыми водами. Перерабатывать такие нефтеотходы из шламонакопителей крайне сложно и затратно [4].

Донные нефтешламы могут быть удалены только какими–либо специальными методами. То есть их невозможно откачать так, как откачивается нефть. Затраты складываются из оплаты труда работников связанных с работами по удалению шлама из резервуаров, а так же из затрат по утилизации и/или захоронению нефтяных шламов, являющихся отходами первого класса опасности. Последняя статья расходов является определяющей.

В России ежегодно образуется более 3 миллионов тонн нефтешламов. Структура образования нефтешламов примерно следующая:

- Нефтедобывающие компании – более 1 миллиона тонн нефтешламов и нефтезагрязненных грунтов;
- Нефтеперерабатывающие предприятия – 0,7 миллионов тонн ежегодно;
- Нефтяные терминалы – 0,3 миллиона тонн;

- Другие источники, включая ж/д транспорт, аэропорты, морские порты – 0,5 миллионов тонн.

Большинство наиболее крупных Российских нефтяных компаний используют услуги сторонних организаций для переработки и захоронения нефтешламов. В зависимости от региона, стоимость захоронения нефтешлама в России варьирует от 700 до 1300 рублей за 1м^3 (24 – 45 долл. США). В связи с принятием правительством России более жестких законов, связанных с охраной окружающей среды, данные цифры имеют тенденцию к постоянному увеличению. При использовании специализированного оборудования, удаляемый из резервуаров нефтешлам перерабатывается с извлечением из него нефтяной (углеводородной) составляющей, которая возвращается в производство вместе с нефтью. При этом, количество шлама подлежащего дальнейшему обезвреживанию или захоронению снижается от 6 до 10 раз [2].

Как мы видим, ручной метод очистки нефтяных резервуаров при всей своей простоте и дешевизне обладает большим рядом минусов с точки зрения экологической безопасности и охраны труда. Все больше и больше нефтяных компаний во всем мире, и в России в частности, начали постепенно переходить на более совершенные автоматизированные методы очистки по нескольким причинам. Во–первых, при использовании автоматизированных комплексов риск здоровью персонала, занятого работами минимальный. Во–вторых, в связи с ужесточением законов об охране окружающей среды цены на захоронение нефтяных отходов растут с каждым годом, т.е. становится выгоднее извлекать из шлама находящиеся в нем нефтепродукты для уменьшения его объема (что при применении ручного труда проблематично). И, в–третьих, – автоматизированными комплексами очистки управляет специально обученная бригада, ознакомленная с техникой безопасности и соблюдающая все необходимые меры предосторожности, что значительно снижает вероятность опасных инцидентов по причине человеческого фактора.

Литература

1. Тюрин Н.А. Устройство, предотвращающее накопление осадков в мазутных резервуарах. – М.: ЦНИИТ Энефтехим. НТРС. Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья, 1980, № 4.
2. Нефтегазовые технологии, 2001. – № 5.
3. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов: РД 153–39.04–078–01.–М.: 2001.
4. Рабей И.Л. и др. Очистка нефтеналивных. судов и емкостей от остатков нефтепродуктов. – М.: Транспорт, 1976. – 136 с.
5. Евтихин В.Ф. Зачистка резервуаров из–под нефтепродуктов // НТРС. Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья, 1983. – №4. – С.43 – 45.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ МАШИН ДЛЯ ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ РАБОТ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ НЕФТЕПРОВОДОВ

Донг Ван Хоанг, А.Е. Дадыдова
Научный руководитель доцент В. Г. Крец
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В подготовительные работы для строительства магистральных нефтепроводов включают трассовые и внетрассовые. Трассовые работы включают в себя следующие работы: подготовительные работы; геодезическая разбивка; расчистка строительной полосы от леса; снятие плодородной почвы; строительство временных дорог и проездов; горизонтальная планировка земли; заготовка грунта в карьерах; предохранение грунтов от промерзания[2].

В условиях лесистой местности трудоёмким процессом является расчистка строительной полосы от леса (кустарник, мелколесье). Для проведения этих работ применяются разные виды машин и оборудование. В данной работе мы рассмотрим машины для подготовительных работ при строительстве магистральных нефтепроводов: кусторезы, корчеватели, рыхлители и мульчеры.

Кусторезы предназначены для срезания травяного растительного слоя, кустарника и мелколесья при расчистке площадок, отведенных под земляные работы или сооружения. Они могут быть пассивного и активного действия. Кусторезы с пассивными рабочими органами осуществляют резание путем вдавливания ножей в древесину при поступательном движении трактора. Иногда для срезки растительности используются машины с активными рабочими органами, такими как горизонтальные дисковые и цепные пилы, фрезерно–роторные измельчители и ножевые косилки [1]. Руководство по осушению лесных земель рекомендует применять следующие марки кусторезов: Д–514А (Рис. 1); ДП–24; КБ–4,0А и МТП–43Х.

Приведём расчёт производительности кусторeза с отвальным рабочим органом для подготовительных работ на площадке 10 тыс. м^2.

– Доля деревьев твердых пород, менее 25%;
– Число деревьев на площадке 10 тыс. м^2 до 990;
– Мощность трактора, 160 кВт;
– Диаметр деревьев не более 30 см;
– Число деревьев с диаметром 30 см равно 67.

Расчёт ведем по методике [4]. Для этих условий производительность кусторeза с пассивным рабочим органом составила 1,15 га/ч.

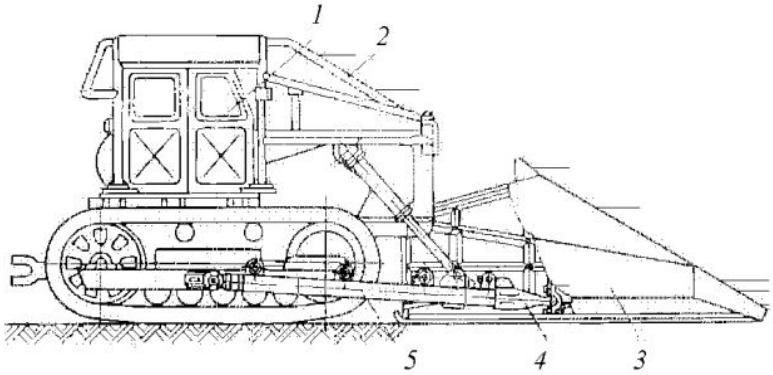


Рис. 1. Кусторез Д–514 (ДП–4):
1 – трактор; 2 – ограждение; 3 – отвал; 4 – съемная головка; 5 – рама

Корчеватели предназначены для очистки участков, отведенных под земляные работы, от оставшихся после кусторезов корней и пней, а также для извлечения из грунта крупных камней. Они подразделяются на корчеватели и корчеватели–собиратели, различающиеся рабочим оборудованием и технологией работы. В обоих случаях в качестве базовой машины используется промышленный гусеничный трактор. Рабочее оборудование корчевателя представляет собой шарнирно–рычажную систему, установленную в задней части тягача. Проведён расчёт производительности при расчистке участка площадью 10 тыс. м^2 корчевателем для следующих условий: коэффициент условий работы, 0,7; мощность трактора, 160 кВт. Получена производительность корчевателя П = 0,56 га/ч.

Рыхлители предназначены для послойного разрыхления прочных талых и мерзлых грунтов, горных пород и дорожных покрытий с целью их последующей разработки или перемещения. Рыхлящее оборудование монтируется на тягаче (как правило, промышленном гусеничном тракторе) и состоит из одного или нескольких рыхлящих зубьев, несущей металлоконструкции, воспринимающей рабочие усилия, и рычажного механизма (подвески), фиксирующего положение узлов рыхлителя относительно тягача. Рассмотрим рыхлитель маркой ДЗ–117 с шириной полосы рыхления $b_{рыхл}$ = 1644,8 мм. В расчете, проведенном по методике [4], мы получили производительность П = 0,1 м^3/ч. Корчеватель оборудований рыхлящим оборудованным, позволяет расширить виды работ.

Мульчеры (измельчители) – машины (имеют активный рабочий орган) предназначенные для измельчения древесно–кустарниковой растительности, сваливания и измельчения деревьев, например машины PRIMETECH [5]. Мульчер РТ–300 имеет ряд моделификацией. Комплектация FAE 200/U–225 позволяет «перерабатывать» деревья диаметром до 300мм. Производительность переработки в щепу таких машин может достигать до 90м^3/час и более. Однако они также не универсальны и не пригодны для работы по срезке грунта, перемещения грунта и валунов. Кроме того перерабатывается в щепу лес, который может быть использовать для строительных целей.

Рис. 2. Мульчер

Таким образом, в настоящее время имеется две технологии («активная» и «пассивная») и ряд конструкций машины для расчистки строительной полосы при подготовительных работах и выбор их будет зависеть от объёма, характера работ, его срока выполнения и денежных ресурсов.

Литература

1. Машины и оборудование для строительства и эксплуатации газонефтепроводов и хранилище: Учебное пособие / В.Г. Крец, А.В. Рудаченко, В.А. Шмурыгин. – Томск: Изд–во Томского политехнического университета, 2011. – 328 с.
2. Нефтегазовое строительство: учеб. пособие для студентов вузов, обучающихся на специальности «Менеджмент организаций» специализация «Менеджмент в отраслях нефтегазового комплекса» / Беляев В.Я. и др.; под общ. ред. И.И. Мазура, В.Д. Шапиро. – М.: ОМЕГА – Л, 2005. – 774 с.
3. Минаев В.И. Машины для строительства магистральных трубопроводов: учеб. для вузов. – 2–е изд., перераб. и доп. – М.:Недра, 1985. – 440 с.
4. Шестопалов К.К. Подъемно–транспортные, строительные и дорожные машины и оборудование: Учеб. пособие. – М: Мастерство. 2002. – 320с.
5. www.zabt–rs.com

ПОВЫШЕНИЕ КОРРОЗИОННОЙ СТОЙКОСТИ ОБСАДНЫХ И НАСОСНО–КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ

А. Н. Чехлов

Научный руководитель доцент М. С. Салтымаков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Коррозия является одним из самых существенных факторов, оказывающих негативное влияние на техническое состояние нефтепромыслового оборудования, она становится причиной возникновения до 80% всех дефектов, приводящих к его износу и поломке. Поэтому повышение коррозионной стойкости элементов, подвергающихся такому воздействию, является неотъемлемой частью работы по обеспечению безопасности и бесперебойного функционирования промысла и улучшению показателей нефтедобычи.

В настоящее время наибольшее распространение имеет насосный способ добычи, основанный на выкачивании нефти из скважины с помощью насосов, расположенных на поверхности или непосредственно в скважине. При таком способе добычи большому коррозионному воздействию подвергаются обсадные колонны, составляющие ствол скважины, и насосно–компрессорные трубы, по которым скважинная продукция доставляется на поверхность. Основные виды воздействия, которым они подвергаются – это подземная (почвенная), газовая и жидкостная коррозии, а также коррозионная эрозия – разрушение металла, вызываемое одновременным действием коррозионной среды и трения.

По характеру разрушения коррозионное воздействие делят на сплошную, охватывающую всю поверхность металла, локальную и избирательную коррозию, когда происходит разрушение одной структурной составляющей или одного компонента сплава. Локальная коррозия охватывает отдельные участки поверхности металла и может проявляться в виде пятен, язв, точек. Также в нефтепромысловом оборудовании часто встречается такая разновидность коррозии, как щелевая, возникающая в местах резьбовых и других соединений, она является наиболее распространённой и опасной, так как, возникая в местах стыка труб, может быстро нарушить герметичность всего изделия.[1]

Наиболее действенным методом борьбы с коррозионным воздействием является применение некорродирующих материалов: различных пластмасс, стеклопластика и др. Это полностью снимает проблему коррозионного разрушения, но ставит новые ограничения на условия эксплуатации оборудования. Компания «Ameron» производит насосно–компрессорные трубы диаметрами от 40 до 180мм из фибергласса – стеклопластикового композита. Они могут быть использованы в местах с повышенным коррозионным воздействием, поскольку этот материал совершенно не подвергается коррозии.[4]

Минусами применения подобных материалов является сложность и неразъемность соединений (резьбовое соединение покрывают специальной клейко–связывающей массой) и меньшая прочность по сравнению со стальными трубами, что вносит ограничения на изготовление труб больших диаметров. По этим причинам неметаллические материалы не применяются при изготовлении обсадных колонн, а их доля среди НКТ не превышает 10%.

В условиях, когда необходимо применение особо прочных труб в среде с повышенной коррозийностью, в качестве материала применяются стали с различными легирующими добавками, замедляющими коррозию. Такими добавками являются хром (Cr), никель (Ni), алюминий (Al), кальций (Ca) и др., сталь с их повышенным содержанием не теряет в прочности и имеет способность дольше противостоять коррозионному разрушению однако необходимо отметить, что стоимость производства труб из легированных сталей выше, чем из материала без добавок.

Группой специалистов «Первоуральского новотрубного завода» разработан специальный состав коррозионно–стойкой стали для обсадных и насосно–компрессорных труб (патент № 2437955). В качестве легирующих добавок она имеет повышенное содержания алюминия (0,05%) и кальция (0,003%), что, не снижая прочностных характеристик, приводит к замедлению коррозии металла в средах с повышенным содержанием углекислого газа (CO2) и сероводорода (H2S).[5]

Наиболее простым и распространённым способом повышения коррозионной стойкости обсадных и насосно–компрессорных труб является обработка внешней и внутренней поверхностей труб и мест их соединения специальными антикоррозионными покрытиями. Степень защиты зависит от способа нанесения и химического состава покрытия, которое подбирается под конкретные условия эксплуатации в зависимости от

кислотности среды, содержания солей. Основой антикоррозионного покрытия могут как металлы: цинк (Zn), хром (Cr), оксид алюминия (Al_2O_3), так и неметаллы: различные смолы, керамика, стеклопластик.[6]

Покрытия могут наноситься как на заводе–изготовителе, так и непосредственно на промысле, однако способ нанесения покрытия является немаловажным фактором, определяющим его долговечность, поэтому обработка труб на специальном оборудовании в заводских условиях является более предпочтительной. Нанесение защитных покрытий является одним из самых доступных способов защиты металла от коррозии, однако он не может гарантировать стопроцентную защиту материала и обычно применяется в совокупности с другими способами защиты.

Ещё одним способом защиты от коррозии является электрохимическая, это достаточно эффективный метод защиты металла от коррозии, применяемый в условиях, где возникают проблемы с обновлением защитного покрытия материала, в том числе с обсадными колоннами и насосно–компрессорными трубами. Его суть заключается в том, что к защищаемому изделию извне подключается постоянный ток (источник постоянного тока или протектор), смещающий потенциал защищаемого металла до достижения пассивного устойчивого состояния системы. Результатом этого явления является то, что под воздействием коррозионной среды происходит разрушение анода, а не металла защищаемого изделия.

Для защиты обсадных колонн и НКТ применяются протекторный и катодный методы защиты. При протекторной защите создается контакт труб с пластинами из более электроотрицательных металлов (магния, цинка). В этом случае коррозионному разрушению подвергаются не стальные трубы, а более отрицательные металлы анода.

Если для защиты труб применяется катодная защита, то от источника постоянного тока на трубу подается отрицательный потенциал, а на рядом расположенный анод – положительный потенциал, что приводит к разрушению анода и к сохранению без разрушению катода, т.е. металла трубы. Для защиты обсадных колонн и насосно–компрессорных труб применятся различные виды катодов. Известно устройство для защиты от коррозии внутренней поверхности насосно–компрессорных труб в нефтегазодобывающих скважинах, включающее установленные внутри колонны по всей ее длине анодные элементы, выполненные в виде полых цилиндров из материала с более высоким электрохимическим потенциалом по сравнению с материалом колонны (Патент RU 2072029).

Однако большим недостатком этого вида защиты является сложность замены разрушившегося анода. Удачным решением этой проблемы можно считать конструкцию анода для защиты НКТ, предложенную специалистами Научно–производственного предприятия "ВНИКО" (патент № 2357009). Анод представляет собой гибкий стальной трос из коррозионно–стойкой стали в перфорированной оболочке из эластичного, термостойкого, изоляционного материала. При этом он размещен в скважине между насосно–компрессорной и обсадной трубами на всю длину защищаемой поверхности насосно–компрессорной трубы. Благодаря такой конструкции анод может быть использован на большой глубине и при необходимости быстро заменен на новый.[5]

Применение ингибиторов – ещё один эффективный способ защиты труб от коррозии. Ингибитор – вещество, присутствие которого в небольших количествах в среде приводит к предотвращению или замедлению некоторых нежелательных процессов, в данном случае коррозионного разрушения металла. К ингибиторам коррозии относятся как неорганические вещества: фосфаты, бихроматы, силикаты, так и органические соединения, в состав которых входит кислород, азот и сера. Защита осуществляется путём введения защитного вещества в межтрубное пространство или закачка непосредственно в пласт, однако при этом нужно принимать меры, предотвращающие загрязнение капиллярных каналов пласта.[3]

В процессе эксплуатации насосно–компрессорных труб, на их внутренних стенках постоянно происходит отложение парафинов и солей. Это не только снижает дебит скважины, но и оказывает негативное воздействие на состояние материала труб, поскольку контактирующие со стенками НКТ соли являются агрессивной средой, благоприятной для протекания коррозии. Периодическая чистка насосно–компрессорных труб и удаление отложений солей и парафинов может снизить скорость коррозии до 50%.Основными методами борьбы с парафиновыми отложениями являются покрытие внутренних поверхностей НКТ эмалями, полимерами, стеклом, обработка скважин горячей нефтью, удаление отложений с помощью скребков, но наиболее эффективным считается магнитная обработка водонефтяной смеси. Работа магнитных устройств приводит к изменению физико–химических свойств перекачиваемой через магнитное устройство смеси, вследствие чего количество отложение парафинов и солей на стенках НКТ значительно снижается.[4]

Каждый из вышеописанных способов имеет свои преимущества и недостатки, поэтому наиболее эффективным оказывается комбинирование различных способов антикоррозионной защиты, применительно к одной скважине, которые выбираются в зависимости от технических характеристик скважины и условий агрессивной среды.

Литература

1. Всё о коррозии. http://www.okorrozii.com/
2. Интернет портал сообщества ТЭК. http://www.energyland.info/
3. Крец В.Г., Шадрина А.В. Основы нефтегазового дела./ Томск: издательство ТПУ, 2010. – 194 с.
4. Нефтепромысловое оборудование: Комплект каталогов/ Под ред. В. Г. Креца, В.Г. Лукьянова. – Томск: Изд–во Том. Ун–та. 1999.
5. Оборудование для антикоррозионного покрытия трубопроводов. НПП «Шквал»./ http://www.shkval–antikor.ru/index.htm

6. Патентные исследования в РФ. Библиотека патентов на изобретения./ http://www.freepatent.ru/
7. Территория Нефтегаз. http://neftegas.info/

НОВЫЕ ПРИВОДЫ ДЛЯ ШАРОВЫХ КРАНОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

А.В. Шадрина, Донг Ван Хоанг
Научный руководитель доцент В.Г. Крец
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время существует несколько видов приводов запорной трубопроводной арматуры: ручной, электропривод, пневмогидропривод, пневнопривод, гидропривод, привод с механическими редукторами [1]. Для приводов шаровых кранов современными являются пневмогидроприводы (ОАО «Тяжпромарматура», г. Алексин) и недавно разработанные пневматические приводы со струйным двигателем [3,4].

Пневмогидравлические приводы созданы в исполнении двойного действия (силовых цилиндров) и предназначены для управления кранами шаровыми с диапазоном рабочего давления 1,5–16,0МПа на трубопроводах, транспортирующих природный газ, на пунктах сбора и подготовки газа, на компрессорных и газораспределительных станциях [4]. Они имеют следующие достоинства:

Пневмогидравлические приводы характеризуются прежде всего высокой степенью надежности, удобства и безопасности в эксплуатации и обслуживании.

Модульное исполнение привода и системы управления позволяют гибко приспосабливаться к самым различным требованиям, включая интеграцию дополнительных функций, таких, как система защиты при разрыве линии и открывание или закрывание в обесточенном состоянии. Наличие дроссельных клапанов в трубах гидравлической системы позволяет бесступенчато устанавливать время перестановки для каждого направления.

При отсутствии давления управляющего газа управление пневмогидроприводом можно осуществить с помощью гидравлического насоса, выполняющего функцию ручного дублера и переключателя вида работ – дистанционный или ручной. Модульная система управления позволяет производить все необходимые переключения.

Пневматические приводы со струйным двигателем предназначены для запорных кранов с шаровым затвором, используемых на трубопроводах промысловых газосборных и газоперерабатывающих пунктов, линейной части магистральных газопроводов, технологических обвязок, компрессорных и газораспределительных станций. Например приводы «ПСДС–3» и «ПСДС–7». Основные преимущества приводов со струйным двигателем по сравнению с пневмогидравлическими и пневматическими поршневыми приводами [3]:

Не требуют напряжения 380 В и подвода силового кабеля;

Работа пневматического привода со струйным двигателем отличается от работы традиционного пневмогидравлического и пневматического привода, так как при его эксплуатации:

– не требуется второй рабочий агент – гидрожидкость (масло), при этом повышается экологическая безопасность за счет отсутствия необходимости утилизации масла на трассах газопроводов и объектах добычи газа;

– не требуется выполнение большого объема плано–предупредительного ремонта и обслуживания;

не содержат подвижных трущихся уплотнений;

Работают на реальном транспортируемом газе без предварительной подготовки, независимо от его качества;

Гарантируют необратимость движения, невозможность поворота выходного вала под действием внешней нагрузки со стороны арматуры;

Обладают плавным ходом без рывков во всем диапазоне нагрузок и давлений рабочего газа;

Позволяют создать повышенный импульсный движущий момент, обеспечивающий страгивание запорного или регулирующего органа арматуры при его "прилипании" вследствие продолжительной неподвижности;

Обеспечивают быстрый реверс выходного вала привода из любого конечного или промежуточного положения;

Приводы работают в расширенном диапазоне давлений транспортируемой среды от 1,5 до 16 МПа и при температуре рабочего тела от минус 60 ºС до плюс 175 ºС;

Возможность замены за счет применения адаптеров любого импортного и отечественного пневмоприводов, выработавших ресурс.

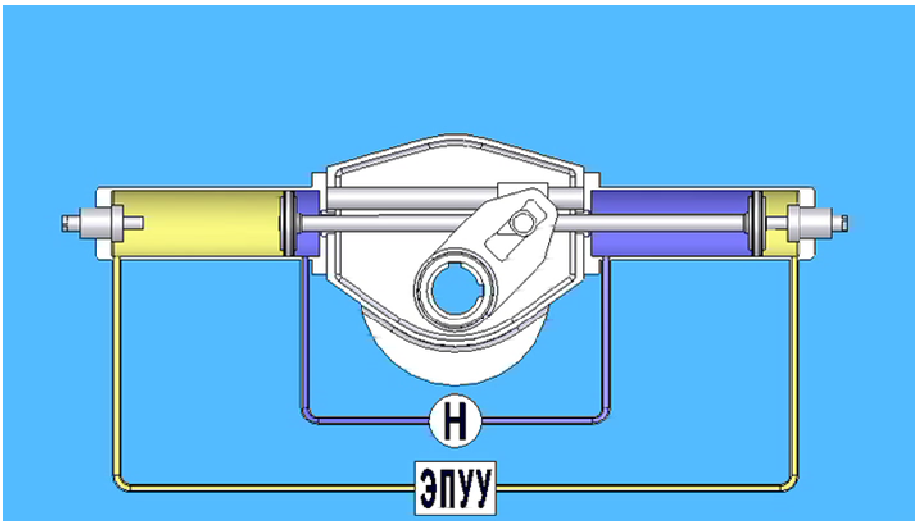


Рис. 1. Схема работы серийного пневмогидропривода

Диаметр прохода шарового крана Ду, мм	Объём перекачиваемой гидрожидкости в серийном приводе, л	Объём перекачиваемой гидрожидкости, в модернизированном приводе, л	Разница по объёму гидрожидкости, %
500	5,6	4,1	27
700	14,9	6,6	56
1000	28	11,3	60
1400	71	22,6	68

Рис. 2. Сравнительная таблица технических характеристик пневмогидроприводов.

По сравнению с пневмогидроприводом шаровые краны со струйным приводом обладают некоторыми приемуществами:

Не требуют второго рабочего тела–масла;

Не содержат подвижных трущихся уплотнений;

Могут работать на менее кондиционном газе;

Гарантируют необратимость движения – невозможность поворота выходного вала под действием внешней нагрузки со стороны арматуры;

Таким образом, для повышения надежности работы магистральных газопроводов газа разработаны и внедряются новые конструкции приводов: пневмогидроприводы и приводы со струйным двигателем. Они отвечают требованиям нефтегазовых компаний России и кроме того это– импортозамещающее оборудование.

Литература

1. Машины и оборудование для строительства и эксплуатации газонефтепроводов и хранилищ: учебное пособие / В.Г. Крец, А.В. Рудаченко, В.А. Шмурыгин. – Томск: Изд–во Томского политехнического университета, 2011. – 328 с.
2. http://www.arm.oilru.ru/catalog/group/product/?1816
3. http://www.uppo.ru/production/nefteprod/pnevmo/
4. http://tpp–partner.ru/pnevmogidroprivody_ptpa

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ НА АКВАТОРИЯХ ПРИ МЕХАНИЧЕСКОМ СБОРЕ

Я.Е. Шефер
Научный руководитель доцент Н.А. Антропова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Аварийные разливы нефти на воде происходят достаточно часто. Каждый год в моря и океаны попадает более 5 млн. тонн нефти. Причины – аварии танкеров, добыча нефти в шельфовых зонах, слив балластных и моечных вод с судов, аварии на подземных и наземных трубопроводах. Нефть, попадая в воду, растекается по её поверхности, а также смешивается с ней, образуя эмульсии. Ядовитые компоненты нефти растворяются в воде и разносятся течениями на большие территории. Особенно ядовитыми являются ароматические углеводороды, концентрация которых всего в 10^{-4}–10^{-2} % может вызвать смерть взрослых морских организмов [1].

Разлитая нефть особенно пагубна для биогеоценозов прибрежной зоны, для животных и растений, обитающих в верхнем слое воды или на дне. Поэтому очень важно убрать нефть из воды как можно быстрее, пока её не выбросило на берег и она не налипла на камни, не осела на песчаные пляжи, не налипла на береговые растения, не испортила места обитания прибрежных птиц и животных.

Способы сбора нефти с поверхности воды хорошо известны [1]. Эффективность каждого способа различна и во многом определяется видом используемых при этом специальных средств (рис. 1). При анализе эффективности способов сбора нефти с поверхности воды были определены перспективные направления – сбор с помощью нефтесборщиков (55 баллов) и с помощью сорбентов (49 баллов) [2].

Рис. 1. Виды специальных средств для локализации и ликвидации разливов нефти

Итак, целью моей работы является определение параметров, которые должны быть учтены при разработке рекомендаций по выбору оборудования для сбора разлитой нефти нефтесборщиками.

Механический сбор нефти с помощью нефтесборщиков (скиммеров) обладает рядом преимуществ перед другими методами. А именно: физическое удаление нефти из водной среды; возможность использования в условиях любого водного объекта (залива, бухты и т.д.); использование технических средств не имеет технических ограничений; возможность использования технических средств общего назначения (сетей, насосов, шанцевого инструмента). Однако имеются и недостатки: нецелесообразность применения в открытом море, при сильных течениях и волнах, необходимость использования большого количества дополнительного оборудования, низкий коэффициент сбора нефти, большая возможность засорения технических средств мусором и льдом и некоторые другие [2].

Общим для всех нефтесборщиков является наличие нефтезаборного узла, насоса, привода и энергоузла, комплекта соединительных шлангов. Различаются они видом рабочих органов. Для выбора оборудования необходимо знать характеристики скиммеров: подача по нефти, эффективная подача, эффективность сбора, предельная скорость траления, чувствительность к типу нефти, чувствительность к мусору, чувствительность к волнам, сложность машины, требования отгрузки/транспорта, простота эксплуатации, простота развертывания и другие.

Организации, эксплуатирующие опасные объекты имеют планы по предупреждению и ликвидации аварий. Планы разрабатываются с учетом максимально возможного объёма разлившейся нефти и нефтепродуктов, а именно: нефтеналивное судно – 2 танка, нефтеналивная баржа – 50% от общей грузоподъёмности, плавучие добывающие установки и нефтяные терминалы – 1500 тонн, трубопровод при порыве – 25 % максимального объёма прокачки в течение 6 часов и объём нефти. Одной из основных задач планирования является обоснование достаточного количества технических средств для ликвидации ЧС [3].

Рис.2 Классификация скиммеров

Расчёт достаточности технических средств производится в соответствии с требованиями Табеля технического оснащения морских терминалов. Однако там указаны только производительность и количество нефтесборных систем при определённых условиях (11 единиц суммарной производительностью 534 $м^3$ час). Условия: температура окружающего воздуха от –10 до +35; волнение не более 2х баллов; скорость ветра не более 14 м/сек. Конкретные типы нефтесборщиков и их марки должен подбирать сам исполнитель работ, основываясь на расчетном объеме разлитой нефти, ее свойствах и условиях моря [4].

В литературе приводится последовательность действий при выборе необходимого нефтесборщика [3]. Однако в рекомендациях по выбору оборудования для ликвидации аварийных разливов должна быть приведена пошаговая инструкция выбора комплекта оборудования. При этом должны быть учтены следующие моменты [5]: средства сбора обычно дают возможность работать от 8 до 12 часов в сутки в зависимости от длины светового дня, времени транзита к очищаемому участку и от него; необходимо учитывать время, отпускаемое на техническое облуживание, передислокацию скиммера и рабочей платформы, перекачку извлеченной нефти и воды в хранилища, время, потерянное из–за плохой погоды; производительность сбора принимается равной 10–15% производительности насоса скиммера (для реальных условий); необходимо учитывать скорость траления и толщину пленки нефти; для планирования требований, предъявляемых к вместимости хранилищ под собранные жидкости, необходимо определить общий объем воды с нефтью, собираемой ежесуточно; скорость сбора воды с нефтью определяется типом нефти, площадью поверхности и толщины пятна, производительностью скиммеров.

С целью определения количества необходимого оборудования необходимо рассчитывать эксплуатационные возможности каждого из компонентов системы сбора. Огромное разнообразие нефтесборщиков предполагает многовариантное решение задачи подбора оборудования.

Литература

1. Чикина Н.С. Ликвидация разливов нефти и нефтепродуктов с использованием сорбента на основе пенополиуретана и отходов зерновых культур: автореф. дис. … канд. техн. наук. – Казань, 2010. – 20 с.
2. Антропова Н.А., Шефер Я.Е. Эффективность методов ликвидации разливов нефти на акваториях // Проблемы геологии и освоения недр: труды XVI Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, 2012. – Т. 2 . – С. 408 – 410.
3. Техника и технологии локализации и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов: Справ. / И.А. Мерициди, В.Н. Ивановский, А.Н. Прохоров и др.; / Под ред. И.А. Мерициди. – СПб.: НПО «Профессионал», 2008. – 824 с.

4. Правила разработки планов по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на объектах магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. // ОАО «АК «Транснефть», 2009. – 143 с.
5. Воробьёв Ю.Л., Акимов В.А., Соколов Ю.И. Предупреждение и ликвидация аварийных разливов нефти и нефтепродуктов. – 2–е изд., стереотипное. – М: Институт риска и безопасности, 2007. – 368 с.

С е к ц и я 16

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ТЕХНИКА НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ И НЕФТЕГАЗОХРАНИЛИЩ

СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ И ГАЗА

В.И.Хижняков, профессор
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Трубопроводный транспорт нефти и газа является одним из наиболее экономичных, а в случае транспорта газа – по сути единственным видом транспорта. С другой стороны, это один из самых капитало- и металлоемких видов транспорта. Будучи при нормальной работе экологически чистым, он может нанести невосполнимый ущерб природе при авариях. Отсюда - повышенное внимание, уделяемое вопросам надежности и эффективности работы магистральных нефте- газопроводов. По мере старения трубопроводного парка страны обостряются проблемы, связанные с обеспечением их эксплуатационной надежности.

Трубопроводная система России развивалась и строилась по мере освоения нефтяных и газовых месторождений, в основном, месторождений Западной Сибири – Самотлорского, Верх-Тарского, Медвежьего, Новоуренгойского в конце шестидесятых, начале семидесятых годов прошлого столетия. Строительные работы на заболоченных территориях Западной Сибири, непроходимой летом, велись преимущественно в зимний период в условиях очень низких температур, в сложнейших природных и геологических условиях. В те годы магистральные нефте- газопроводы строили не по самой совершенной, по нынешним меркам, технологии, но очень высокими темпами – по 1000…1500 км в год. Это по два крупных магистральных нефте- газопровода в год. Нам досталось от предыдущих поколений, конечно, великое наследство, более 250000 км магистральных нефте- газопроводов. Обеспечить безаварийную эксплуатацию которых, теперь уже в XXI веке – наша первостепенная задача.

Задача, прежде всего, состоит в повсеместном внедрении внутритрубной диагностики с помощью внутритрубных инспекционных снарядов, программное обеспечение которых позволяет автоматически выделять области аномалий трубы, в основном стресс-коррозионные трещины и коррозионные поражения, определять их местоположение и размеры и устранять в плановом порядке, не допуская аварий.

КОНСТРУКЦИЯ РЕЗЕРВУАРА БОЛЬШОГО ОБЪЁМА ПОВЫШЕННОЙ НАДЕЖНОСТИ

Д.М. Байдюкова, А.А. Околот
Научный руководитель доцент Л.Е. Землеруб
Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

На кафедре «Трубопроводный транспорт» Самарского государственного технического университета под руководством заведующего кафедрой, д.т.н. Тяна В.К. несколько лет ведется работа научной секции по созданию конструкции резервуара повышенной надежности. Были предложены несколько вариантов форм стальных или железобетонных стенок резервуара (мультицилиндрический, каннелюрный). [1-3] Разработаны конструкции вантового покрытия и сводчатого фундамента. Совмещение данных конструктивных решений дает замкнутую систему, в которой непосредственно резервуар (в том числе новой формы) объединен внизу со сплошной пространственной фундаментной платформой, а вверху замыкается висячим покрытием. Такая фундаментная платформа позволяет осуществлять строительство в сложных грунтовых условиях с сохранением их естественных свойств. Создаются благоприятные условия для применения конструкции покрытий больших резервуаров в виде различных вантовых и висячих конструкций, т. к. железобетонный контур из вертикальных стенок резервуара, укрепленных кольцевым железобетонным элементом, способен воспринимать распор висячего покрытия. Заметим, что данный распор противодействует внутреннему гидростатическому давлению на стенки резервуара, т. е. создаются благоприятные условия работы всей системы в целом. [5]

Таким образом, конструкция резервуара выгодным образом замыкается в верхней и нижней частях цилиндрического резервуара.

Негативной стороной конструктивных решений традиционных металлических цилиндрических резервуаров является отсутствие системной целостности, замкнутости, прочностного и деформационного взаимодействия между отдельными частями. Применение железобетона (или сталежелезобетона) устраняет полностью или существенно снижает влияние негативных причин, ведущих к аварийности металлических резервуаров, особенно построенных в сложных грунтовых условиях и в зонах повышенной сейсмоактивности. Снижается пожароопасность железобетонного резервуара по сравнению с металлическим вариантом. [5]

Конструкция стенки каннелюрного резервуара обращена выпуклостью внутрь. Такая стенка обладает такой же повышенной устойчивостью, как и мультицилиндрическая, но при заполнении резервуара продуктом панели будут сжиматься за счет распора, возникающего в оболочках в поперечном направлении от гидростатического давления. Поэтому вместо растягивающих напряжений, как в традиционном цилиндрическом РВС, будут действовать сжимающие усилия.

На цилиндрическую панель и продольные ребра каннелюрного резервуара будут действовать следующие внешние нагрузки (рис. 1, оболочка, продольные ребра и торцевые диафрагмы условно расчленены):

а) равномерное внешнее радиальное давление на цилиндрическую панель $q_n = — q_o$;

б) приложенная по торцам $\xi = 0$, $\xi = \xi_0$ цилиндрической панели осевая нагрузка с постоянной интенсивностью p_0;

в) равномерно распределенная на оси ребра нагрузка q_v, действующая в плоскости симметрии;

г) осевые усилия p_0, действующие в опорных сечениях ребер. [4]

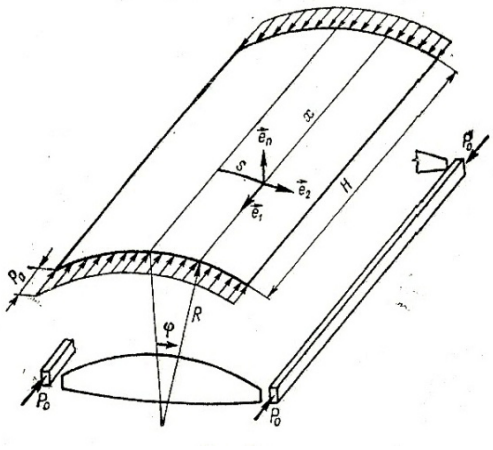


Рис. 1. Цилиндрическая панель каннелюрного резервуара

Стенку каннелюрного резервуара целесообразно выполнить из железобетона, так как железобетон лучше работает на сжатие, чем металл. Пространство между стенками заполняется продуктом, либо технической жидкостью, одновременно с основным резервуаром. При таком устройстве на стенку внутреннего резервуара с обеих сторон будет действовать одинаковое гидростатическое давление. Следовательно, стенка не будет испытывать малоцикловых нагрузок, являющихся основной причиной трещин, хлопунов и ранней коррозии.

Предлагаем ряд резервуаров повышенной надежности со стенкой каннелюрного типа. Данная конструкция не предусматривает внутреннюю стенку, как в резервуаре каннелюрного типа. При заполнении резервуара продуктом составляющие стенку панели будут обжиматься за счет распора, возникающего в оболочках в поперечном направлении от гидростатического давления. Следовательно, вместо растягивающих напряжений, как в обычном цилиндрическом РВС, будут действовать сжимающие усилия. Такую стенку также следует выполнить из железобетона.

Были рассчитаны геометрические размеры резервуаров следующих объемов: 200000 м^3 и 300000 м^3 (табл.). Причем размеры каннелюрной панели выбраны таким образом, чтобы данную панель можно было применять для резервуара с любой кривизной стенки (диаметром резервуара), а угол, охватываемый панелью, составлял 90. Геометрические размеры панели: радиус 8 м, хорда 11 м (рис. 2).

Таблица

Геометрические размеры резервуаров

Объем резервуара, м^3	200000	300000
Число каннелюрных панелей	32	36
Радиус резервуара, м	58	63
Площадь зеркала, м^2	9184	11700
Высота резервуара, м	22	26

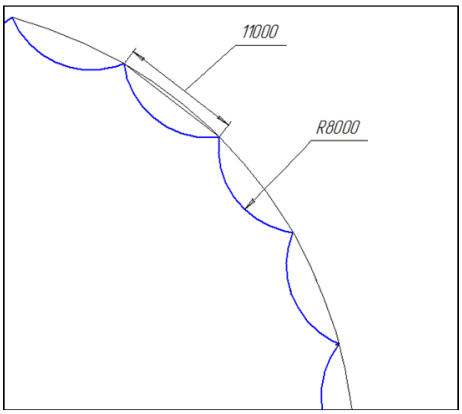


Рис. 2. Частичный вид сверху резервуара со стенкой каннелюрного типа с указанием геометрических размеров каннелюрных панелей

Также предполагается усовершенствовать данную конструкцию одним из следующих способов:

· напылением на внутреннюю поверхность стенки резервуара слоя пластика или металла;

· облицовкой внутренней поверхности стенки тонким слоем металла с заполнением пространства между поверхностью стенки и металлическим листом антикоррозионной жидкостью.

Применение резервуаров с каннелюрной стенкой имеет существенные преимущества перед традиционными цилиндрическими РВС. Кроме того, анализ характеристик и технических показателей предложенного резервуара показал перспективность и обоснованность их применения ввиду очевидных преимуществ перед используемыми ныне:

· гарантированное увеличение прочности и устойчивости резервуара;

· значения прочности и устойчивости всей конструкции, достаточные для эксплуатации в сейсмоопасных районах;

· повышение экологической безопасности в случае аварийной ситуации;

· возможность автоматизации технологических операций;

· увеличение продолжительности срока службы до 100 лет.

Литература

1. Беленя Е.И. Металлические конструкции. - М.: «Стройиздат», 1986. – 600 с.
2. Соболева Ю.В., Астряб С.М. К расчету мультицилиндрического резервуаров // Стройка и архитектура. – М., 1981. – С.8.
3. Бунчук В.А., Стулов Т.Т. Железобетонные резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов. Проектирование и сооружение. – М.: «Недра», 1968. – 286 с.
4. Павилайнен В.Я. Расчет оболочек в многоволновых системах. – Л.: «Стройиздат», 1975. – 134 с.
5. Абовский Н.П., Максимов А.В. Управляемые конструкции и системы. – Красноярск: ИПК СФУ, 2009. – 149 с.

ПРОБЛЕМЫ ИССЛЕДОВАНИЯ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЙ

О.В. Вертинская

Научный руководитель доцент А.В. Рудаченко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время на территории России большая часть эксплуатируемых технологических трубопроводов нефтеперекачивающих станций (НПС), относится к трубопроводам с минимальным остаточным ресурсом, требующим их замены. Для контроля за безопасной эксплуатацией системы технологических трубопроводов необходимо осуществлять постоянный мониторинг текущего состояния, оценивающийся остаточным ресурсом, который, в свою очередь определяется напряженно-деформированным состоянием трубопроводов.

На сегодняшний момент существует ряд проблем связанных с обследованием технологических трубопроводов НПС. Как правило, большая их часть представлена трубными секциями, фасонными изделиями и арматурой небольшого диаметра часто с не самым удобным расположением для определения технического состояния. По этой причине в отличие от магистральных технологические трубопроводы не оснащены камерами пуска-приема средств диагностики, что значительно усложняет возможность получения полноценной картины состояния трубопроводов.

В нормативных документах трубопроводотранспортных предприятий как правило содержатся общие рекомендации по использованию определенного метода диагностики без описания параметров применимости. Например, в строительных нормах [7] перечисляются возможные способы обследования, приведен перечень основных и вспомогательных методов контроля. Однако отсутствует четкое описание условий, при которых применяются тот или иной метод. Такие понятия как объем, параметры геометрии выявленных дефектов, их удельная плотность на единицу поверхности и другие важные показатели, позволяющие идентифицировать наиболее подходящий дополнительный метод контроля, не описаны ни в одном документе.

Более того, для каждого первичного метода оценки технического состояния трубопроводов требуется специальная предварительная подготовка и особые условия по проведению работ. К тому же все методы обладают различной степенью точности, в зависимости от которой выявляется необходимость проведения дополнительных методов контроля состояния трубопровода.

Как показывают приведенные выше особенности, существующие нормативные документы, относящиеся к обследованию технического состояния, являются недостаточными для полноценного исследования надежности трубопроводов. Одновременно отраслевые регламенты содержат расчетные формулы, требующие проработки и корректировки. Например, в недавно проведенной научно-исследовательской работе, касающейся расчета напряженного состояния сварного шва при дефекте типа смещение кромок сварного соединения, получились результаты, значительно отличающиеся от величины отбраковочной толщины стенки трубопровода. В тоже время полученные результаты удовлетворяли требуемым параметрам надежности конструкции согласно нормативному документу [1]. При анализе полученных результатов исследования с экономической точки зрения, очевиден положительный эффект, вытекающий из увеличения остаточного срока службы трубопровода.

Но если для первичного обследования технического состояния трубопровода существуют нормативные документы на уровне предприятий, отраслевые стандарты и регламенты, то для расчета конечного напряженно-деформированного состояния технологических трубопроводов НПС не существует полноценной методики описываемой нормативной базой РФ. Главной проблемой по-прежнему остается отсутствие общего стандарта, четко определяющего процедуру расчета напряженно-деформированного состояния технологических трубопроводов. Единственный национальный стандарт [2] является общим документом, определяющим требования к объекту и средствам контроля, а также к подготовке и проведению работ. Данный стандарт не содержит ни описания применимости первичных методов диагностики, ни последующей методики определения остаточного ресурса трубопроводов по полученным результатам.

Таким образом, закономерно возникает задача о разработке теоретических основ расчета напряженно-деформированного состояния технологических трубопроводов, отражающих текущее состояние объекта диагностирования и позволяющих максимально точно спрогнозировать время ремонта без нанесения ущерба предприятию и окружающей среде с минимальными экономическими затратами.

В производственной практике встречаются различные типы нагрузок и дефектов трубопровода. В тоже время, несмотря на многообразие эксплуатационных условий и появляющихся со временем непроектных условий, большинство сочетаний нагрузок поддаются структурированию и классификации. Эта закономерность

дает возможность разработки общего метода расчета напряженно-деформированного состояния конкретного участка трубопровода с учетом непроектных особенностей. Также это дает возможность разработки общего стандарта для всех трубопроводотранспортных организаций на территории нашей страны, позволяющего оптимизировать и унифицировать расчет напряженно-деформированного состояния в том числе и для технологических трубопроводов нефтеперекачивающих станций.

На данный момент существует огромный экспериментальный диагностический опыт предприятий и организаций трубопроводного транспорта при детальной проработке которого можно получить действительную картину технического состояния трубопроводов. При наличии обработанных экспериментальных данных появляется возможность сравнить их с косвенными расчетами, методами анализа при помощи программных продуктов, при небольшой сходимости результатов выполнить аппроксимацию полученных данных. Итоги расчетов позволят выбрать метод, наиболее точно отражающий напряженно-деформированное состояние трубопровода, что в свою очередь позволит определять его остаточный ресурс.

В заключение можно отметить, что подобное исследование может стать решением существующей проблемы по определению напряженно-деформированного состояния технологических трубопроводов нефтеперекачивающих станций и стать первым шагом для разработки единого отраслевого стандарта.

Литература

1. СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы.
2. ГОСТ Р 52330-2005 "Контроль неразрушающий. Контроль напряженно-деформированного состояния объектов промышленности и транспорта. Общие положения".
3. ГОСТ Р 52005-2003. Контроль неразрушающий. Метод магнитной памяти. Общие требования.
4. РД 102-008-2002 «Инструкция по диагностике технического состояния трубопровод бесконтактным магнитометрическим методом», ОАО ВНИИСТ», 2003 г.
5. РД 16.01-60.30.00-КТН-085-2-05* Основные и вспомогательные нефтепроводы нефтеперекачивающих станций (НПС)
6. ГОСТ 18353 "Контроль неразрушающий. Классификация видов и методов".
7. РД-23.040.00-КТН-387-07(изм 2013). Методика диагностики технологических нефтепроводов нефтеперекачивающих станций (НПС)

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА РЕЗЕРВУАРОВ С ТРЕЩИНОПОДОБНЫМИ ДЕФЕКТАМИ С УЧЕТОМ ДВУХОСНОГО НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ

А.А. Герасименко

Научный руководитель доцент Г.Х.Самигуллин

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», г. Санкт-Петербург, Россия

Известно, что период безаварийной работы резервуаров длиться в среднем 15-20 лет, после чего количество аварийных ситуаций резко возрастает вследствие накопления повреждений, возникших при эксплуатации. К наиболее частым причинам возникновения отказов резервуаров можно отнести: трещины в нижнем уторном узле в сварных соединениях и основном металле; трещины в стенке в сварных соединениях и основном металле; трещины в зонах врезок приемо-раздаточных патрубков.

Согласно нормативно – технической документации эксплуатация резервуаров с трещиноподобными дефектами недопустима. В тоже время существуют многочисленные примеры достаточно продолжительной эксплуатации резервуаров с трещинами, которые не проявляют стремления к заметному росту. Это связанно с тем, что в зависимости от условий эксплуатации, зародившаяся трещина может расти довольно долго, до тех пор, пока не достигнет критического размера, после чего произойдет разрушение.

Индивидуальные решения, принимаемые по дальнейшей эксплуатации резервуаров с дефектами, основаны на интегрировании зависимости скорости роста трещины $\frac{dl}{dN}$ от изменения коэффициента интенсивности напряжений ΔK_I (уравнение Пэриса $\frac{dl}{dN} = C\Delta K_I{}^n$, где C, n – механические характеристики материала; l – глубина трещины; N – число циклов нагружения).

Следует отметить, что большинство исследователей используют характеристики циклической трещиностойкости материалов, полученные при одноосном нагружении, хотя в реальных условиях трещины и другие трещиноподобные дефекты находятся в условиях двухосного нагружения в поле продольных $\sigma_{пр}$ и кольцевых $\sigma_{кц}$ напряжений. Исходя из вышеизложенного, основной целью настоящей работы является создание методики прогнозирования остаточного ресурса резервуара с трещиноподобными дефектами в условиях двухосного нагружения.

Для оценки степени опасности дефекта следует установить функциональную зависимость между скоростью роста трещины и видом напряженного состояния. Предполагается, что при одноосном растяжении скорость роста трещиноподбоного дефекта в стенке резервуара будет меньше, чем при двухосном растяжении –

сжатии, но больше чем при двухоосоном растяжении. Исходя из этого предположения в формулу Пэриса предлагается ввести коэффициент (k), учитывающий восприимчивость материала к двухосному нагружению $\frac{dl}{dN} = f(\Delta K_I; k)$. Это даст возможность в расчетах использовать константы С и n, определенные для одноосного напряженного состояния.

Для прогнозирования остаточного ресурса необходимо:

1. С помощью методов неразрушающего контроля определить местоположение, размеры трещиноподобного дефекта;
2. Рассчитать напряженно-деформированного состояния объекта с трещиной. При этом можно использовать два подхода: аналитический, когда дефект находится в таком месте, где расчет напряжений не вызывает трудностей (стенка резервуара), и, метод конечных элементов, в частности программный комплекс ANSYS, например для зоны уторного узла.
3. Экспериментально определить константы С, n по результатам одноосных испытаний, k - двухосных испытаний для заданного материала;
4. Вычислить степень двухосности напряжений $\lambda = \frac{\sigma_{пр}}{\sigma_{кц}}$ по заданному напряженному состоянию;
5. Найти N* число циклов до разрушения путем интегрирования дифференциального уравнения ($N^* = \int_{l_0}^{l=\delta} \frac{dl}{f(\Delta K, C, n, k, \lambda)}$) по размеру трещины, в предположении, что рост трещины продолжается до критического значения коэффициента интенсивности напряжений, либо до того момента, когда глубина поверхностной трещины станет равной толщине стенки резервуара.

КОНСТРУКЦИЯ ВАНТОВОГО ПОКРЫТИЯ РЕЗЕРВУАРОВ ПОВЫШЕННОЙ НАДЕЖНОСТИ

В.А. Климова, М.А. Глазков
Научный руководитель доцент Л.Е. Землеруб
Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

В последние годы в связи с ростом потребления нефти и нефтепродуктов наметилась тенденция к увеличению объемов резервуаров. Необходимость увеличения единичной вместимости резервуаров диктуется как экономическими показателями, так и технологическими требованиями. Для строительства резервуарного парка заданного объема при комплектовании его резервуарами большей единичной вместимости требуется значительно меньшая территория, чем для парка, оснащенного резервуарами небольшой вместимости. Это особенно важно при застройке площадки, имеющей сложные геологические и гидрогеологические условия. Сооружение резервуаров большого объема также позволяет снизить затраты на устройство коммуникаций, эксплуатационные затраты и т.д. Однако увеличение габаритных размеров резервуаров и их объёмов соответственно ставит ряд новых проблем на стадиях проектирования, строительства и эксплуатации резервуаров.

Существующие методы проектирования и строительства резервуаров и их покрытий не могут быть механически перенесены на резервуары большого объема. Увеличение диаметра вызывает ряд трудностей при устройстве большепролетного покрытия резервуара. Современные типы конструкций покрытий резервуаров большого объема не обеспечивают достаточной надежности в силу их большого веса и сложной системы установки. Кроме того, на покрытия действуют климатические (снеговые, ветровые) нагрузки, которые с увеличением площади поверхности резервуара оказывают большее воздействие.

Проблему крыш для резервуаров больших размеров пытаются решить с помощью алюминиевых конструкций понтонов и алюминиевых куполов. Однако данные виды покрытий не всегда выдерживают снеговые нагрузки, что приводит к возникновению аварийных ситуаций.

Поэтому необходима разработка такой конструкции резервуара, которая обладает необходимыми значениями прочности и устойчивости, повышенной надежностью, и будет экономически эффективна.

Свою работу мы начали с поиска альтернативных вариантов покрытий для резервуаров большого объема.

Основными критериями при поиске новых конструктивных решений стационарных крыш были:

- малый вес;
- способность выдерживать климатические нагрузки;
- удобство монтажа и диагностики.

Больше всего данным критериям соответствуют висячие покрытия.

Помимо этого к достоинствам висячих конструкций можно отнести: наиболее полное использование несущей способности высокопрочных сталей, совмещение в одной конструкции несущих и ограждающих функций, благодаря чему снижается масса покрытия, повышается сейсмостойкость [3].

Конструкция вантового покрытия резервуаров может быть различной в зависимости от их диаметра:

однослойные или двухслойные, с колонной в центре резервуара или без нее. Однако элементы конструкции однотипны и отличаются лишь длиной вант, узлы крепления также однотипные.

Наиболее оптимальным является двухслойное вантовое покрытие. В двухслойных вантовых системах несущий и стабилизирующий тросы с кривизной разного знака связывают между собой вертикальными стержнями круглого сечения или распорками. Благодаря предварительному напряжению, осуществляемому с помощью распорок, двухслойные системы имеют меньшие упругие деформации по сравнению с однослойными. Кроме того, благодаря различной степени натяжения и длине верхних и нижних поясов частота их собственных колебаний не совпадает, что способствует погашению вибрационных волн, возникающих вследствие климатических нагрузок. Недостатком таких покрытий является недостаточная жесткость конструкции [3].

Замена распорок зигзагообразной канатной решеткой в двухслойной системе превращает ее в вантовую ферму. Такая система является более жесткой, она способна воспринимать сдвигающие усилия и эффективно работает на неравномерно распределенные нагрузки. Предварительное натяжение канатов при монтаже производят с таким расчетом, чтобы самые интенсивные снеговые и ветровые нагрузки не снижали до конца эффекта предварительного напряжения и в элементах, работающих на сжатие, оставались небольшие растягивающие усилия. Понятно, что в этом случае усилия от внешней нагрузки в растянутых элементах будут суммироваться с весьма значительными усилиями предварительного напряжения. Однако некоторое повышение металлоемкости растянутых элементов с избытком компенсируется отсутствием значительно более металлоемких сжатых элементов [2]. В нашем случае для удобства отвода атмосферных осадков требуется куполообразная конструкция покрытия, а раскосная решетка не дает нужной формы.

Итак, обе конструкции имеют свои недостатки: использование вертикальных распорок не обеспечивает достаточной жесткости, а раскосная решетка не дает нужной формы покрытия.

В данной работе мы предлагаем конструкцию вантового покрытия комбинированного типа с вертикальными жесткими распорками и зигзагообразной канатной решеткой с внутренней шайбой. Благодаря раскосной решетке и предварительному натяжению вант, покрытие становится геометрически неизменяемым, увеличивается общая жесткость, что позволяет применять различные виды кровельных настилов, а вертикальные распорки позволяют придать покрытию форму купола.

Канаты целесообразнее представить закрытого типа. Закрытые канаты имеют ряд преимуществ:

1) очень высокая осевая жесткость,
2) высокая разрывная нагрузка,
3) превосходные свойства удержания проволоки в «замке» и ровная поверхность вследствие применения Z-образной проволоки,
4) высокая усталостная прочность,
5) коррозионная стойкость.

В качестве распорок применимы стальные стержни. Они предназначены для передачи нагрузок между верхним и нижним поясом вант и не испытывают больших нагрузок, поэтому стержни могут быть полыми, что значительно уменьшит вес покрытия.

Внутреннее кольцо изготавливается из вант большего диаметра, с учетом растягивающих усилий.

Большая часть монтажных работ осуществляется на земле, что значительно упрощает процесс сооружения покрытия.

Схожая конструкция покрытия успешно реализуется во многих большепролетных круглых в плане спортивных сооружений. Примером является СРК Минск Арена диаметром 116 м.

Для резервуара целесообразно использовать легкие покрытия. Кровли по вантовым покрытиям выполняются из стальных или алюминиевых листов. Перспективны для вантовых конструкций резинотканевые и композиционные материалы.

При использовании вантового покрытия совместно с вертикальными стальными резервуарами (объемом до 20 000 м^3) необходимо внешнее опорное кольцо, выполненное в виде замкнутого контура, который работает на сжатие и воспринимает распор от тросов. Крепление вантовых ферм также осуществляется к внешнему опорному кольцу с применением швеллеров.

Негативной стороной конструктивных решений традиционных металлических цилиндрических резервуаров является отсутствие системной целостности, замкнутости, прочностного и деформационного взаимодействия между отдельными частями, в частности: конструкция покрытия является нагрузкой на стенки и не помогает работе стенок резервуара, а стенки не оказывают влияния на покрытие. Именно с позиций преодоления указанной не системности конструкции определился подход к созданию сборного железобетонного наземного резервуара.

Предложенный вид покрытия может применяться для резервуаров нового типа с повышенной надежностью. Например, для резервуара со стенкой каннелюрного типа (стенка, обращенная выпуклостью внутрь), возможна дополнительная разгрузка общей системы (противодействие напряжениям, возникающим от гидростатической нагрузки) за счет пропускания несущих вант через ребра каннелюрных панелей. Это позволяет создать такое пространственное формообразование отдельных элементов конструкции, при котором появляется эффект разгружающего преднапряжения наиболее напряженных элементов. [1].

Каннелюрная стенка сама по себе также обладает повышенной устойчивостью. При заполнении резервуара продуктом панели будут обжиматься за счет распора, возникающего в оболочках в поперечном направлении от гидростатического давления. Поэтому вместо растягивающих напряжений, как в обычном цилиндрическом РВС, будут действовать сжимающие усилия. Каннелюрные резервуары могут быть выполнены как с двойной стенкой, так и без нее с напылением противофильтрационного слоя непосредственно на

внутреннюю часть железобетонной стенки.

В случае каннелюрного резервуара крепление вант осуществляется анкерными узлами к ребрам каннелюрных панелей и к центральным наиболее узким частям стенок панелей (где стягиваются дополнительными канатами во избежание деформаций).

Каннелюрная стенка выполнена из железобетона, что значительно увеличивает максимальный выдерживаемый вес покрытия. Помимо этого, железобетон лучше работает на сжатие, чем металл, что гарантированно повышает надежность в месте контакта вант со стенкой. Снижается пожароопасность железобетонного резервуара по сравнению с металлическим вариантом. Следовательно, применение железобетона (или сталежелезобетона) устраняет полностью или существенно снижает влияние негативных причин, ведущих к аварийности металлических резервуаров. Итак, анализ характеристик и технических показателей предложенного резервуара каннелюрного типа в сочетании с вантовым покрытием показал перспективность и обоснованность его применения ввиду очевидных преимуществ перед используемыми ныне.

Таким образом, у покрытий подобной конструкции в целом большие преимущества по причинам сравнительно малой массы, относительной легкости монтажных работ и большого спектра применимых кровель, а также повышенной продолжительности срока службы вследствие высокой коррозионной стойкости (в случае оцинкованных вант).

Литература

1. Абовский Н.П., Максимов А.В Управляемые конструкции и системы: Учебно-методический комплекс. - Красноярск: ИПК СФУ, 2009. – 149 с.
2. Кирсанов Н.М. Висячие и вантовые конструкции. – М.: «Стройиздат», 1981. – 158 с.
3. Файбишенко В.К. Металлические конструкции. – М.: «Стройиздат», 1984. – 336 с.

РАСЧЕТ ОСАДКИ ТОРФЯНОГО ОСНОВАНИЯ ДЛЯ НЕФТЕПРОВОДОВ БОЛЬШОГО ДИАМЕТРА

Я. Ю. Евдокимова
Научный руководитель доцент В.Г. Крец
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На нефтяных месторождениях Западной Сибири наиболее эффективным способом прокладки трубопроводов является способ, где используется торф в качестве естественного основания. При проектировании нефтепроводов по такому способу необходимо определять с высокой точностью величину осадки трубопровода [1].

Для расчета трубопроводов на нефтяном основании приходится прибегать к значительной схематизации процессов, протекающих в основании, в связи со сложностью совместного учета природных свойств, развитием деформаций структурных элементов, слагающих торф и величиной действия нагрузки.

Необходимость разработки уточненной методики расчета осадки трубопровода на болотах обусловлена тем, что в настоящее время нормативные указания, хотя и допускают возможность применения торфов в качестве естественных оснований трубопроводов, одновременно с этим предлагаемые ими решения носят конструктивный характер и не позволяют с полной точностью определить величину осадки и напряженное состояние трубопровода. Использование существующих формул для определения осадки трубопроводов на болотах дает в 2 раза расхождения с фактическими, что недопустимо при рабочем проектировании [2].

Для установления аналитических зависимостей, позволивших бы рассчитать осадку торфяного основания под нагрузкой, проведен комплекс экспериментальных исследований. Предшественники в изучении данной проблемы проводили исследование работы торфяных оснований под плоскими штампами.

Под руководством С. М. Соколова разработана методика экспериментальных исследований деформаций торфяного основания под цилиндрическими штампами. В задачи лабораторных и полевых исследований входило определение зависимости между конечной осадкой цилиндрического штампа и нагрузкой. Модель штампа имитировала опорную поверхность трубопровода. В лабораторных условиях опыты производились в грунтовом лотке размером 600*500*500 мм на цилиндрических штампах диаметром 100 и 150 мм, дополнительно в полевых условиях – на штампах диаметром 325, 426, 530, 620, 720, 820 и 920 мм. Длина штампов в опытах принималась более трех диаметров нефтепровода, что соответствовало условию плоской деформации основания. Послойные деформации торфяной залежи измерялись при помощи глубинных винтовых марок. Послойные напряжения определялись месдозами мембранного типа. Регистрирующим прибором служил измеритель деформации ИД-62М.

За три года обследовано более 20 км трубопроводов, где постоянному наблюдению подвергались более 50 поперечников. Полевые экспериментальные работы проводились летом на полигонах: Павловского торфяного месторождения в Тюменском районе №1 и болотного массива Самотлорского нефтяного месторождения №2.

Наблюдения за нарастанием осадки штампа и марок во времени показали, что основная осадка цилиндрического штампа 90% происходит в течении первых суток, а условная стабилизация наступает примерно через 6-15 суток от начала воздействия нагрузки. На рисунке 1 отображена закономерность нарастания конечных осадок S с увеличением погонной нагрузки q на штамп, характеризуемый кривой 1. При малых нагрузках до значения q_1 зависимость q-S характеризуется малой кривизной рис. 1. Участок за q_2 характеризуется прогрессирующим нарастанием осадок и значительной кривизной графика. Нагрузка q_3 соответствует критической нагрузке на

торф и характеризуется нарушением устойчивости основания. По кривой 2 (см. рисунок 1) можно сделать вывод, что осадка цилиндрического штампа несколько отлична от осадки плоского штампа. Деформация торфяной залежи имеет сложный характер, все нюансы которого не возможно учесть в зависимостях, пригодных для инженерных расчетов.

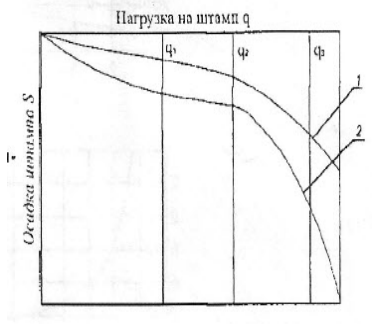


Рис. 1. Качественная картина зависимости осадки штампов от нагрузки:

1 – цилиндрический штамп;

2 – плоский штамп.

Это отображается и в проведенных опытах со штампами различных диаметров в диапазоне нагрузок, превышающих эксплуатационные, для наземных нефтепроводов, более чем в 3 раза, и для подземных – более чем в 6 раз, то есть при нагрузке 5-15 кгс/см в зависимости от диаметра трубопровода [3].

Анализ распределения послойных деформаций торфяной залежи, проведенный исследователями, позволил установить зону, равную двум диаметрам штампа, в которой концентрируется 95% деформаций от общей осадки цилиндрического штампа, что позволило ограничить активную зону, глубиной $2D_ш$. Напряжение на этой глубине составляет 10% от максимальных контрольных напряжений под подошвой штампа, поэтому за величину активной зон $h_{ак}$ под цилиндрическими штампами исследователями была принята величина 2D.

Соколов С. М. предложил формулу для расчета осадок, имеющую следующий вид:

$$S = a_0 \cdot q, \qquad (1)$$

где S – конечная осадка штампа, см; q – погонная нагрузка, кг/см; a_0 – коэффициент относительной сжимаемости, $\frac{см^2}{кг}$ [3].

Расчетные значения осадок, рассчитанные по данной формуле, дают расхождения с величинами фактически замеренных осадок на обследованных поперечниках трубопроводов около 10 %, в тоже время, как по применяемым ранее методам это расхождение составляет 25-100 % (см. таблицу 1). Соколов С. М. рассчитал значения осадок основания для трубопроводов диаметрами до 720 мм, дополнительно были подсчитаны осадки основания нефтепроводов диаметрами 1020-1420 мм (см. таблицу 1).

Таблица 1

Расчетные значения осадок

Диаметр трубопроводов, мм	Погонная нагрузка, кг/м	Замеренные осадки, мм	Вычисленные по формуле Н. А. Цыговича $S = h_э \cdot a_0 \cdot p$	Относительная шибка, %	Осадки, вычисленные по формуле $S = \sum_{1}^{i} P_i h_i \frac{\beta_i}{E_i}$	Относительная ошибка, %	Осадки, вычисленные по формуле $S = a_0 \cdot q$	Относительная ошибка, %
426	197	70	133,7	47,6	41,4	41	78	10,2
	275	91	138,6	34,4	48,1	47,2	88	3,3
530	287	86	169,7	43,4	41,4	56,9	88	8,3
	343	114	171,4	33,6	47,5	58,2	108	5,2
	387	121	172,5	29,9	56	53,7	122	0,8
620	458	113	202,4	44,2	52,8	53,3	101	10,6
	523	128	203,7	37,2	63,2	50,6	139	7,9
720	1117	200	635,0	68,5	115,4	42,3	211	5,2
1020	1282	230	305,8	32,9	136,6	40,6	242	5,4
1220	1697	301	410,5	36,4	189,3	37,1	320	6,3
1420	2166	409	496,0	27,8	227,4	41,3	409	5,4

Благодаря полученным результатам, появилась, для инженерных целей, возможность точного расчета осадки торфяного основания под нагрузкой и обосновано применимость схемы прокладки нефтепровода на болотах по характеристике торфа в активной зоне $2D_ш$.

Литература

1. Богушевская Е. М., Димов Л. А. «Магистральные трубопроводы в условиях болот и обводненной местности». – М.: Изд-во «Горная книга»., 2010. - 391 с.
2. Дерцакян А. Е., Макуров Б. Л. «Переходы магистральных трубопроводов через болота». – М: Недра., 1965. – 215 с.

3. Соколов С. М./ Разработка и экспериментальное обоснование методики расчета осадки торфяного основания // Нефть и газ: ежемесячный научно-технический и производственный журнал. — Тюмень., 2008. — № 3. — С. 54-58.
4. СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы.

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНОГО ПРИЛОЖЕНИЯ ДЛЯ ПАСПОРТИЗАЦИИ УЗЛОВ ИЗМЕРЕНИЙ РАСХОДА ГАЗА

А.В. Ермолаева
Научный руководитель доцент Н.В.Чухарева
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время в системе ОАО «Газпром Трансгаз Томск» используются паспорта узлов измерений расхода газа в текстовом формате. Данные паспорта составляются в соответствии со СТО Газпром 5.32 – Единые технические требования на оборудование узлов измерения расхода и количества природного газа, применяемых в ОАО «Газпром». Для данной формы паспорта присущи следующие недостатки:

- различные формы паспорта в ОАО «Газпром Трансгаз Томск»;
- невозможность сбора, обработки информации об оборудовании узлов;
- неудобство заполнения и оформления.

Таким образом, разработка электронного паспорта УИРГ необходима для:

- Соблюдения требований нормативной документации – СТО Газпром 5.32-2009;
- Получение достоверной информации технических и эксплуатационных характеристик УИРГ;
- Формирование однотипных паспортов всех УИРГ, эксплуатируемых в ОАО «Газпром Трансгаз Томск».

Разрабатываемый нами электронный паспорт должен обладать следующими функциональными возможностями:

Возможность сбора и обработки статистических данных по УИРГ ОАО «Газпром Трансгаз Томск».

Возможность автоматического заполнения базы данных верхнего уровня – ИСТС «Инфотех»;

База данных верхнего уровня «Инфотех» имеет иерархическую структуру, и содержит формы отчетности. В данных формах отчетности отражены не все параметры, соответствующие требованию паспорта, и в данной базе не предусмотрены такие функции, как сортировка и выборка. Таким образом, на сегодняшний день, ИТР ОАО «Газпром Трансгаз Томск» для соблюдения требований нормативно-технической документации необходимо составить и заполнить паспорт УИРГ в текстовой форме и заполнить раздел в ССД «Инфотех».

Для разработки паспорта предполагается использовать локальную базу данных ООО «Газпром Трансгаз Томск» УОРО МИКС. Данная база состоит из двух типов элементов: технических систем (ТС) и единиц оборудования (ЕО) (Рис.1.). К каждой технической системе может быть прикреплено несколько единиц оборудования. Одной из задач является установка связей между базами данных УОРО МИКС и ССД Инфотех для автоматического заполнения последней. Предполагаемая структура расположения оборудования в МИКС УОРО представлена на рисунке 2.

Рис. 1. Базы данных УОРО «МИКС» и ССД «Инфотех»

Рис.2. Предполагаемая структура ТС и ЕО в МИКС УОРО.

Также обязательным в паспорте является наличие структурной (Рис. 3) и аксонометрической схем узла учета. Раздел структурной схемы узла измерения расхода газа планируется заполнять при помощи набора специально созданных шаблонов в MS Visio. Данные шаблоны будут представлять собой текстовые типовые блоки. Пользователю будет лишь достаточно выбрать и необходимые блоки и связать их между собой.

Наибольшую сложность представляет собой разработка приложения для построения аксонометрической проекции узла измерения расхода газа. Так как стоимость коммерческого ПО для построения аксонометрических проекций трубопроводов является достаточно высокой, то имеет место необходимость разработка собственного программного приложения на основе бесплатных программных приложений, например:

- K-3D;
- TopMod3D;

- AutoQ3D Community 3D Editor;
- 3D plus;
- 3D Canvas;
- EDrawings;
- FreeCAD.

Структурная схема комплекса технических средств узла измерений расхода газа

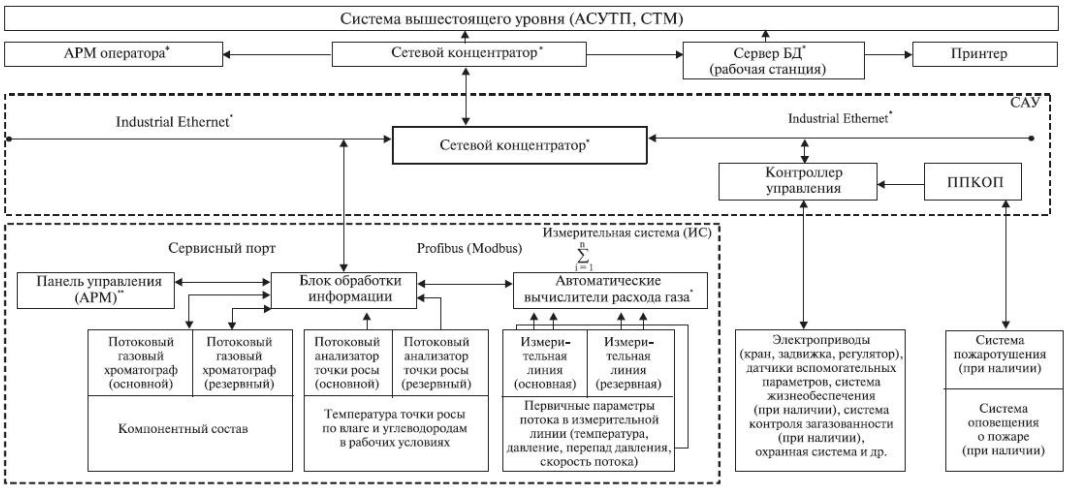


Рис. 3. Структурная схема узла учета

Таким образом, для решения задачи по паспортизации узла учета газа, необходимо связать две базы данных «Инфотех» и «УОРО МИКС» и разработать программные приложения для построения структурной и аксонометрической схем.

Литература

1. СТО Газпром 5.32-2009. Организация измерений природного газа;
2. ГОСТ Р 8.615-2005. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа
3. СТО Газпром 5.37-2011. Единые технические требования на оборудование узлов измерения расхода и количества природного газа, применяемых в ОАО «Газпром»

СИНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ АРОМАТИЧЕСКИХ И НАФТЕНОВЫХ КОМПОНЕНТОВ В ГЕКСАНЕ ПРИ РАСТВОРЕНИИ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПАРАФИНИСТОГО ТИПА

И.К. Иванова
Научный руководитель доцент Е.Ю. Шиц
Институт проблем нефти и газа СО РАН, г. Якутск, Россия

В работе приведены результаты исследования кинетики растворения АСПО (образцы Иреляхского ГНМ РС(Я)) в различных УВ при 10 и 25^{o}С, что соответствует сезонным условиям эксплуатации этого конкретного месторождения, а также при более высоких температурах (40 и 60^{o}С) для определения общей зависимости скорости растворения АСПО от температуры.

Поскольку исследуемое АСПО относится к парафинистому типу [1], то в качестве базовой компоненты был выбран гексан и в дальнейшем исследовались композиции на его основе. Нами показана возможность применения топохимической модели для описания кинетики растворения тяжелых нефтяных отложений [2-4].

С использованием этой методики определены лимитирующие стадии процессов растворения (n), константы скоростей растворения (К), время за которое половина количества АСПО перейдет в раствор ($\tau_{1/2}$) и рассчитаны эффективные энергии активации (Еа) разрушения АСПО в исследуемых УВ системах (табл.).

Видно, что процесс разрушения АСПО в бинарном парафино-ароматическом и в тройном парафино-нафтено-ароматическом растворителе при разных температурах протекает как реакция первого порядка (n=1); т.е. скорость растворения АСПО в этих системах не ограничивается ни скоростью физико-химического взаимодействия на поверхности раздела фаз, ни диффузией. В гексане при 10^{o}С этот процесс является диффузионно контролируемым (значение порядка реакции n=0,84), но при нагреве гексана до 25^{o}С и выше, процесс переходит из диффузионного режима в кинетический (n>1). Установлено, что при добавлении к гексану бензола и циклогексана увеличивается константа скорости растворения, что можно объяснить увеличением растворяющей способности бинарных и тройных композитов по отношению к асфальтосмолистым веществам (АСВ), что подтверждается уменьшением эффективной энергии активации разрушения АСПО. Кроме этого, обнаружен положительный синергетический эффект действия тройного растворителя на АСПО: $\tau_{1/2}$ имеет более

высокие значения, константы скоростей на порядок больше по сравнению с гексаном и бинарным композитом и процесс характеризуется более низким значением эффективной энергии активации.

Таблица

Кинетические параметры растворения АСПО парафинистого типа в различных углеводородах в интервале температур от 10 до 60°С

Модель / Образец	t°C	n	K, мин$^{-1}$	$\tau_{1/2}$, мин	Ea, кДж/моль
АСПО+Гексан	10	0,84±0,04	1,43*10^{-2}	-	51,9
	25	0,97±0,03	4,89*10^{-2}	14,17	
	40	1,40±0,03	1,81*10^{-1}	3,83	
	60	1,74±0,11	2,97*10^{-1}	2,33	
АСПО+Гексан+Бензол (1:1)	10	0,99±0,07	3,10*10^{-2}	22,36	39,4
	25	1,05±0,13	6,10*10^{-2}	11,36	
	40	1,04±0,11	1,53*10^{-1}	4,53	
	60	1,13±0,16	3,47*10^{-1}	2,00	
АСПО+ Гексан+Циклогексан+Бензол (1:1:1)	10	1,05±0,03	7,28*10^{-2}	9,52	35,3
	25	0,94±0,06	1,23*10^{-1}	5,64	
	40	1,29±0,11	3,58*10^{-1}	1,94	
	60	1,08±0,12	1,18	0,59	

Исследования кинетики разрушения АСПО при более высоких температурах позволили установить зависимость логарифма константы скорости растворения от величины обратной температуры рис. 1.

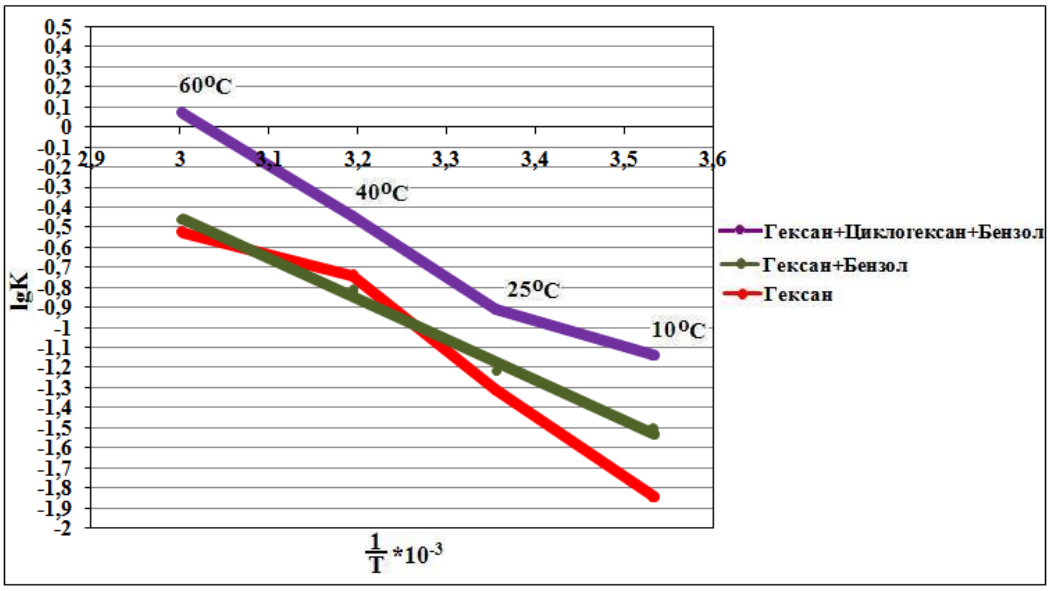


Рис. 1 Зависимость констант скорости растворения АСПО в различных реагентах от величины обратной температуры

Видно, что для моделей АСПО+Гексан и АСПО+Гексан+Циклогексан+Бензол опытные данные на графике в координатах lgK – 1/T располагаются на линиях с изломом, что указывает на отклонение от температурной зависимости констант скорости растворения в этих системах от уравнения Аррениуса. Возможно, это связано с тем, что измеряемая константа скорости относится к более чем одной стадии реакции. В бинарном композите исследуемая зависимость имеет линейный характер без излома.

Таким образом, впервые исследована и описана макрокинетика растворения тяжелых нефтяных отложений в различных УВ системах при разных температурах: определены кинетические параметры их растворения; установлены лимитирующие стадии этих процессов; выявлен положительный синергетический эффект нафтеновых и ароматических компонентов в алифатическом растворителе при растворении АСПО парафинистого типа.

Литература

1. Иванова И.К., Шиц Е.Ю. Использование газового конденсата для борьбы с органическими отложениями в условиях аномально низких пластовых температур // Нефтяное хозяйство, 2009. – №12. – С. 99-101.

2. Иванова И.К., Шиц Е.Ю. Кинетические параметры процесса растворения асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в некоторых углеводородных растворителях // Химия в интересах устойчивого развития, 2010. – Т. 18. – №6. – С.735-739.
3. Иванова И.К., Рыкунов А.А. Изучение процесса растворения асфальтосмолопарафиновых отложений с позиций формальной кинетики // Нефтяное хозяйство, 2010. – №11. – С. 108-110.
4. Иванова И.К., Рыкунов А.А. Шиц Е.Ю. Применение уравнения Ерофеева-Колмогорова для описания кинетики растворения асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) // Руды и металлы, 2011. – №3-4. – С. 73-74.

УВЕЛИЧЕНИЕ СРОКА БЕЗОТКАЗНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

И.М.Комлев, И.Е.Чаплин
Научный руководитель доцент В.Г. Крец
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

С увеличением сроков эксплуатации и неуклонным старением системы газопроводов разного масштаба и назначения возрастает вероятность их отказов. Многие существующие газопроводы построены в однониточном исполнении и обеспечивают газоснабжение городов и промышленных предприятий, перебои поставок газа к которым недопустимы. В обеспечении эксплуатационной надежности неуклонно возрастает роль системы диагностического обследования.

Техническое состояние линейной части магистральных газопроводов (ЛЧМГ) в современных условиях требует поиска и разработки новых перспективных решений в области технологии, технических средств, организации и оптимальных методов управления ремонтом в целях поддержания и продления срока надежной и безопасной эксплуатации ЛЧМГ [1].

Таким образом, одной из важнейших задач является разработка методологии обновления ГТС, основными критериями которой являются [2]:

6) минимизация времени на остановку транспорта газа для выполнения ремонтных работ;
7) минимизация потерь газа при выполнении ремонтно-восстановительных работ;
8) повышение качества ремонтно-восстановительных работ;
9) определение гарантированного срока эксплуатации отремонтированного участка ЛЧМГ;
10) сокращение финансовых затрат, выделяемых на выполнение ремонтно-восстановительных работ.

Для достижения вышеперечисленных критериев необходимо соблюдать последовательность следующих процедур [3]:

7) наличие результатов ВТД на ремонтируемых участках газопровода;
8) внедрение пооперационного контроля на всех этапах производства ремонтно-восстановительных работ на газопроводе;
9) выполнение изоляционных работ на восстановленных трубах по технологии заводских изоляций;
10) особые требования к подготовке траншеи для укладки отремонтированного участка газопровода и засыпке;
11) испытание восстановительных участков газопроводов методом «стресс-теста»;
12) контроль состояния отремонтированного участка газопровода в процессе дальнейшей эксплуатации (рис. 1).

Рис. 1. Поддержание надежности и безопасности отремонтированного участка газопровода в процессе эксплуатации

Трубопроводы различного диаметра и назначения проектируются, строятся и испытываются в соответствии с жесткими стандартами, строительными нормами и правилами. Для обеспечения безопасности и надежности поставок чрезвычайно важно сохранить в процессе эксплуатации требуемые характеристики и показатели. Для оценки реального состояния трубопроводов и возможности прогнозирования потенциального

ухудшения их состояния необходимо периодически выполнять диагностические работы по выявлению возможных повреждений и дефектов в целях предотвращения серьезных проблем. Точное определение местоположения и значимости аномалий и дефектов с точки зрения структурной целостности трубопровода позволяет организации, эксплуатирующей трубопровод, разработать экономически выгодную политику ремонта без ущерба для безопасности персонала, населения и окружающей среды [4].

Кроме того, комплексный подход к оценке технического состояния по результатам диагностирования позволяет более детально представить картину фактического состояния, как отдельных участков, так и газопроводов в целом. На сегодняшнем этапе система диагностического обслуживания ЛЧМГ включает работы по основным направлениям, таким как внутритрубная дефектоскопия (ВТД), наземная диагностика линейной части (электрометрическая, комплексная наземная), специализированные диагностические работы по обследованию переходов через естественные и искусственные препятствия, диагностика трубопроводной арматуры газораспределительных систем (ГРС). Основным, наиболее информативным методом диагностики линейной части является внутритрубное обследование участка, которое позволяет получить информацию о состоянии металла стенки трубопровода.

Минимизация эксплуатационных затрат достигается путем комплексного анализа технического состояния с учетом стоимостных показателей, таких как стоимость локального и сплошного ремонта, ущерб от аварий и их последствий, стоимость диагностического обследования с целесообразностью проведения технических мероприятий.

Таким образом, разработка новых методологии обновления ГТС, а так же совершенствование алгоритмов анализа технического состояния магистральных газопроводов с применение современных технологий ремонта и средств технической диагностики позволяет своевременно предотвратить аварийные ситуации и продлить срок безаварийной эксплуатации на объектах магистральных газопроводов, что напрямую связано с минимизацией эксплуатационных затрат.

Литература

1. Алимов С.В., Филатов А.А., Халлыев Н.Х., Методология обеспечения и продления срока надежной и безопасной эксплуатации линейной части магистральных газопроводов // Газовая промышленность., 2011. – №2. – С. 48-50.
2. Филатов А.А., Халлыев Н.Х., Дубинский В.Г., Митрохин М.Ю., Пашин С.Т.. Продление срока надежной и безопасной эксплуатации ЛЧМГ – основа концепции поэтапного ремонта газопроводов // Газовая промышленность., 2012. – №9. – С. 26-28.
3. Р Газпром 22.3-401-2009 «Оптимизация диагностического обследования и поддержания работоспособности состояния ЛЧМГ»
4. Соловых И.А, Петров В.В, Никифоров С.В. Внутритрубная диагностика магистральных трубопроводов // Газовая промышленность., 2011. – №9. - С. 35-38.

СОВРЕМЕННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ВНУТРИТРУБНОЙ ОЧИСТКИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

И.М.Комлев

Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г.Томск, Россия

С целью поддержания пропускной способности и предупреждения скапливания воды и внутренних отложений, а также для получения качественной информации при проведении внутритрубной диагностики внутреннюю полость трубопровода необходимо тщательно очистить от парафино-смолистых отложений, остатков глиняных тампонов, появившихся при ремонте трубопровода, а также от посторонних предметов, должна проводиться очистка внутренней полости магистрального нефтепровода пропуском очистных устройств. С помощью очистных скребков выполняются следующие работы:

- Очистка после сооружения (вынос из трубопровода строительного мусора и идентификация вмятин);
- Очистка перед инспектированием (обеспечение наилучших результатов инспектирования);
-Профилактическая очистка (вынос агрессивных отложений из продукта с целью свести к минимуму коррозию);
- Очистка по рабочим показаниям (вынос сопутствующих отложений, создающих сужения, в частности, освобождение от песка, парафина и пр., с целью поддержания проектной скорости потока).

Существуют следующие виды очистки:

-периодическая - для удаления парафиновых отложений, скоплений воды и газа с целью поддержания проектной пропускной способности нефтепроводов и предупреждения развития внутренней коррозии трубопроводов;

-целевая - для удаления остатков герметизаторов после проведения ремонтных работ на линейной части магистральных нефтепроводов;

- преддиагностическая - для обеспечения необходимой степени очистки внутренней полости нефтепровода в соответствии с техническими характеристиками внутритрубных инспекционных приборов.

Очистка производится в соответствии с разработанными и утвержденными главным инженером эксплуатирующей организации инструкциями для каждого участка магистральных нефтепроводов. Пропуск

очистных скребков допускается при скорости потока перекачиваемого продукта свыше 0,2 м/с. Наилучшие условия очистки обеспечиваются при скорости потока около 2 м/с.

Периодичность очистки МН в процессе эксплуатации определяется для каждого нефтепровода в зависимости от особенностей его эксплуатации и свойств перекачиваемой нефтино не реже 1 раза в квартал[1].

- не реже 1 раза в квартал - при вязкости перекачиваемой нефти до 30 сСт, работе нефтепровода со скоростью перекачки более 1,5 м/с;
- не реже 2 раз в квартал - при вязкости перекачиваемой нефти от 30 до 50 сСт, работе нефтепровода со скоростью перекачки менее 1,5 м/с;
- не реже 3 раз в квартал - при вязкости перекачиваемой нефти более 50 сСт;
- при снижении пропускной способности нефтепровода в промежутках между периодическими очистками на 2 % и более необходимо проводить внеочередные очистки.

Очистка считается законченной, при выполнении следующих условий:

- все запасованные ОУ прошли нефтепровод и находятся у заглушки или приняты в камеру приема;
- последнее ОУ приходит в приемную камеру без механических повреждений корпуса, ведущих и чистящих дисков;
- Если последний скребок, пропущенный в соответствии с технологической схемой очистки участка, принёс в приемную камеру более 5 л. взвешенных и 0.5 л. твердых асфальтенопарафинистых отложений, а так же металлические предметы, участок считается неочищенным и производится дополнительная очистка участка трубопровода путем повторного пропуска очистных устройств до получения требуемых результатов очистки;
- Не более 1-го электрода на 10 км нефтепровода[2];

В настоящее время применяются очистные устройства типов: магнитное очистное устройство СКР - 3. и с недавнего времени новые СКР-4 .Очистные устройства типа СКР оснащены чистящими и ведущими дисками и манжетами, изготовленными из высококачественного полиуретана, снабжены щеточными дисками для удаления агрессивных отложений из коррозионных карманов, имеют байпасные отверстие для осуществления размыва парафино - смолистых отложений, что обеспечивает их использование в сильно загрязненных трубопроводах, оборудованы передатчикрм ("Трансмиттер") во взрывозащищенном исполнении, который в комплекте с наземным локатором позволяет контролировать прохождение очистных устройств по нефтепроводу и обнаруживать места их возможной остановки.

ОАО ЦТД “Диаскан” производит скребки для очистки трубопроводов 159 - 1220 мм, которые предназначены для:

- регулярной очистки трубопровода от отложений, строительного мусора и других предметов;
- специальной очистки трубопровода при подготовке к внутритрубной диагностике;
- удаления окалины и парафина с коррозионных язв (при оснащении щеточными блоками);
- удаление из трубопровода инородных металлических предметов (при оснащении магнитными блоками).

Магнитные скребки СКРЗ с каждым годом становятся все старее, и уже не могут обеспечивать необходимую очистку полости трубопровода. Поэтому перед конструкторами встала задача, создания нового или усовершенствования старой модели для достижения необходимых результатов очистки.

Рис 1. Очистной скребок СКР-4

Ввиду этого в ЦТД освоено производство чистящих элементов скребков СКР-4 с повышенной износостойкостью и возможностью очистки трубопроводов от твердых отложений и ферромагнитных предметов (рис. 1). В результате произведенной модернизации ресурс чистящих элементов СКР-4 увеличен в 4 раза по сравнению со стандартными скребками предыдущего поколения. Ввод в эксплуатацию скребков СКР-4 обеспечивает повышение очистки нефтепроводов и сокращает затраты на ее проведение[3].

В ЦТД внедрены в производство модернизированные передатчики для скребка и локаторы для контроля движения скребка. Данное оборудование обеспечивает контроль прохождения очистных устройств по трубопроводу при проведении работ по очистке и профилеметрии при повышенных скоростях движения скребка, увеличенной толщине стенки трубопровода и большой глубине его залегания.

Литература

1. РД 153-39.4-056-00 “ Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов”
2. РД 16.01-60.30.00-КТН-068-1-05 “ Правила технической диагностики нефтепроводов при приемке после строительства и в процессе эксплуатации”
3. Филоненко И.А., Кадакин В.П., Направления развития внутритрубной диагностики // Трубопроводный транспорт нефти., 2010. -– №2. – С. 57-60.

СКВАЖИННЫЙ НАСОС С УЛУЧШЕННЫМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ

К.А. Кувшинов, А.А. Вострилова, С.А. Смайлов
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Насос относится к нефтепромысловым насосным установкам и может быть использовано при подъёме жидкостей из скважин.

Известны скважинные насосы, включающие привод с вращающимися штангами, колонну подъемных труб. Корпус насоса выполнен в виде трубного цилиндра, к внутренней стенке которого прикреплен эластичный шланг в форме восходящей спирали, внутри которого по всей длине навивки размещен ротор, выполненный с одной, двумя или более гранями, причем высота граней соответствует полному перекрытию сечения шлангов. Стенки ротора размещены на расстоянии, плавно возрастающем к середине от стенки корпуса, но не более диаметра шланга.

Основными недостатками существующих устройств является невысокая надёжность и не долговечность из-за износа ротора и трущихся участков, а так же большие затраты на изготовление, обусловленные сложностью устройств.

Задача устройства – повышение надёжности и долговечности насоса.

Скважинный насос содержит корпус, погружной электродвигатель, соединённый с самотормозящимся волновым редуктором, выходной вал которого соединён с осевым кривошипом, выполненным в виде диска и стержня со сферическими опорами и связанным с клином установленным на цилиндрических роликах. Причём, клин одной стороной установлен на неподвижный сегмент, а с другой на прокладку, которая опирается на стенку упругой оболочки, установленной в корпусе через второй неподвижный сегмент. Полость упругой оболочки через систему клапанов включающую всасывающий и нагнетательный клапана, соединена с затрубным пространством и нагнетательным трубопроводом.

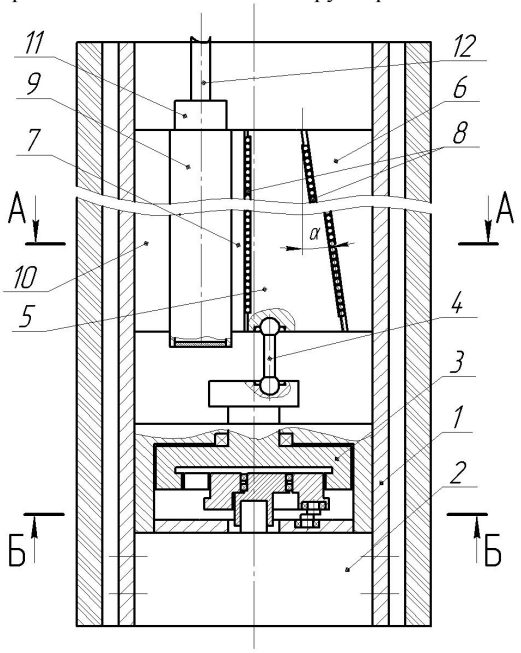


Рис. 1 Схема скважинного насоса

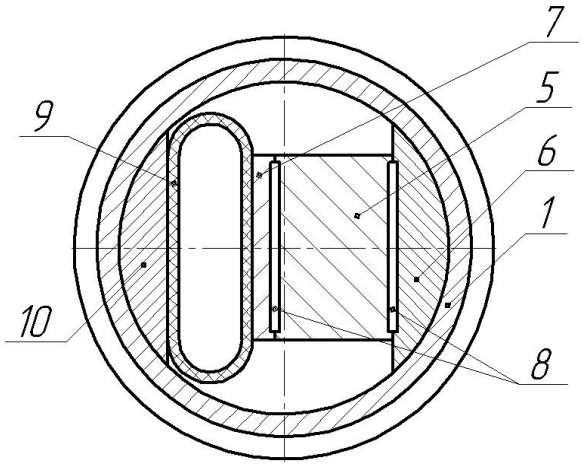


Рис.2 Разрез А-А

На рис.1 показана схема скважинного насоса, на рис. 2 разрез А-А.

Скважинный насос включает корпус 1, в котором размещён погружной электродвигатель 2 соединённый с самотормозящимся волновым редуктором 3. Осевой кривошип 4 соединён с выходным валом самотормозящегося волнового редуктора 3 и клином 5, имеющим угол наклона α. Клин 5 опирается на неподвижный сегмент 6 и прокладку 7 через цилиндрические ролики 8. Упругая оболочка 9 опирается на второй неподвижный сегмент 10 и прокладку 7. Полость упругой оболочки 9 через систему клапанов 11 соединена с нагнетательным трубопроводом 12(в прототипе — выход роторного объёмного насоса) и затрубным пространством.

На осевой кривошип 4 движение передаётся от погружного электродвигателя 2, через самотормозящийся волновой редуктор 3, который служит для понижения частоты вращения. Осевой кривошип 4 выполнен в виде диска и стержня со сферическими опорами. Вращательное движение преобразуется в линейное возвратно-поступательное движение клина 5, соединённого с осевым кривошипом 4. Клин 5 установлен на цилиндрических роликах 8 относительно неподвижного сегмента 6 и прокладки 7 для уменьшения сил трения. Прокладка 7 под действием возвратно поступательного движения клина 5 совершает радиальное перемещение со стенкой упругой оболочкой 9, в которой при сжатии жидкость поступает через систему клапанов 11 в нагнетательный трубопровод 12, при разжиме происходит всасывание жидкости в упругую оболочку 9 через систему клапанов 11 из затрубного пространства.

Результат заключается в повышении надёжности, долговечности и простоте конструкции за счёт преобразования вращательного движения в линейное возвратно-поступательное движение стенки упругой оболочки через клин и осевой кривошип.

Литература

1. Скважинные центробежные насосы : каталог-справочник // Центральный институт научно-технической информации и технико-экономических исследований по химическому и нефтяному машиностроению (ЦИНТИХИМНЕФТЕМАШ) /под ред. А. И. Дягилева; сост. М. Л. Кольчинский, Г. Л. Фельдштейн, А. А. Аноп и [др.]. — М. : ЦИНТИХИМНЕФТЕМАШ, 1970. — 35 с.
2. Бобровский С.А. Гидравлика, насосы и компрессоры : Учебник для химико-механических и нефте-технологических техникумов / С. А. Бобровский, С. М. Соколовский. — М. : Недра, 1972. — 296 с.

УСТРОЙСТВО ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДВУХПЛАСТОВОЙ СКВАЖИНЫ

К.А. Кувшинов, С.А. Смайлов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время разработка многопластовых месторождений может осуществляться одновременной раздельной эксплуатацией двух продуктивных пластов одной скважиной или многорядной эксплуатацией скважин. Внедрение этих методов ускоряет темпы разработки месторождений, дает значительный экономический эффект, так как устраняется необходимость разбуривания каждого пласта самостоятельной сеткой скважин.

Разработка современных способов и устройств для эксплуатации многопластовых скважин позволяет увеличить дебит скважины, отказаться от бурения дополнительных скважин для эксплуатации каждого из пластов.

Основным недостатком существующих устройств является нестабильность срабатывания золотников из-за попадания отложений в пазы под торец золотника, и невозможность очистки колонны труб традиционными механическими устройствами.

Предлагаемое устройство относится к добыче текучих полезных ископаемых, а именно для одновременно-раздельной эксплуатации продуктивных пластов скважины, и может быть использовано в нефтегазовой добывающей промышленности.

Задача устройства – снижение затрат и повышение надёжности устройства.

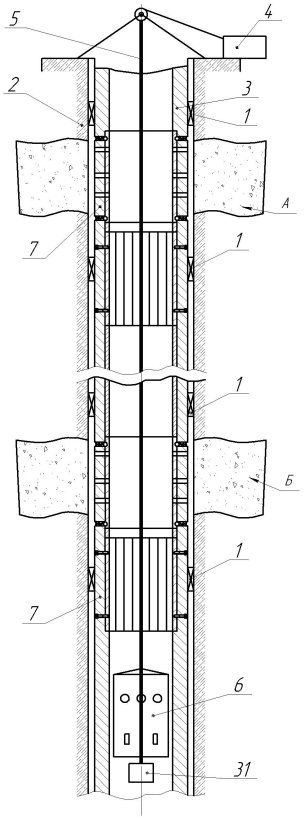


Рис.1 Общий вид устройства

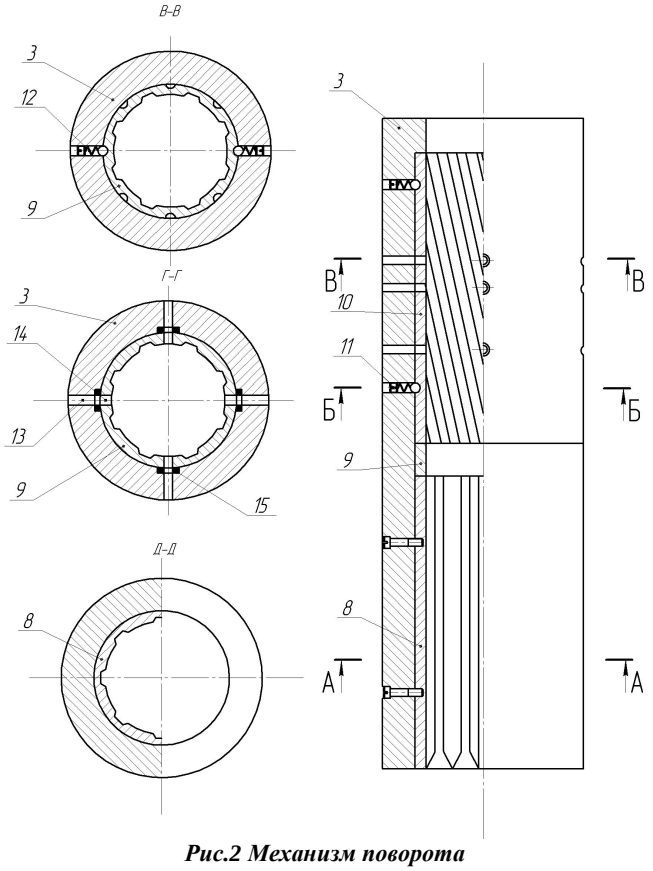


Рис.2 Механизм поворота

Устройство для одновременно-раздельной эксплуатации многопластовых скважин содержит спускоподъемный механизм, управляющий снаряд и клапанные втулки. Клапанные втулки включают неподвижную втулку с осесимметричными канавками и поворотную перфорированную клапанную втулку с винтовыми канавками, в управляющем снаряде установлены верхний и нижний конические барабаны с кулачками, причём, верхние кулачки смещены относительно нижних кулачков на угол, равный углу между канавками неподвижной и поворотной перфорированной клапанной втулками, верхняя и нижняя пружины опираются на опорную шайбу, верхний и нижний барабаны, нижний барабан связан с канатом, на котором установлен груз.

Результат заключается в снижении затрат на эксплуатацию многопластовых скважин за счёт раздельной эксплуатации пластов.

Литература

1. Муравьев В.М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин : учебник / В. М. Муравьев. — 2-е изд., перераб. и доп. — М. : Недра, 1978. — 448 с.

БЕСПИЛОТНЫЕ ЛЕТАТЕЛЬНЫЕ АППАРАТЫ КАК СРЕДСТВО НЕПРЕРЫВНОГО МОНИТОРИНГА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ ТРУБОПРОВОДОВ

Л.П. Кузнецова, О.Н. Холодов
Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В связи с нарастающими потребностями в углеводородном сырье, наличие которого обеспечивает устойчивое развитие любого государства, необходимо увеличение пропускной способности трубопроводного транспорта, которое связано со строительством новых объектов отрасли. Это, в свою очередь, обязывает корпоративные компании обеспечивать надежную эксплуатацию оборудования данных объектов для недопущения возникновения различных аварийных ситуаций.

Традиционные методы контроля не дают исчерпывающей информации о состоянии и целостности трубопровода. Обычно для локализации утечек используют визуальный контроль трубопроводов и контроль давления в трубе. Оба этих метода не всегда дают достоверную информацию: визуальный контроль не всегда возможен, а падение давления не всегда соответствует потерям (в силу неоднородного распределения температуры). [4] Исходя из этого, удачным решением проблемы утечек было бы дополнение существующих методов способом непрерывного наблюдения (мониторинга) состояния трубопровода вдоль его протяженности.

С этой точки зрения перспективным является вопрос использования беспилотных летательных аппаратов (БПЛА) для оценки состояния объектов, общие характеристики которых, на примере самолета представлены в таблице 1.

Таблица 1

Технические характеристики БПЛА

Форм фактор аэромодели	Летающее крыло
Размах крыльев	2.2 м
Полезная нагрузка	2-2.5 кг
Примерное время полета	1.5 ч
Примерная скорость полета	45-80 км/ч
Минимальная высота полета	15-20 м
Источник энергии	Li-Po аккумуляторы
Дальность полета	Ограничена емкостью аккумуляторов
Температурный режим	Ограничен требованиями к навесному оборудованию
Персонал для запуска и слежения	1 оператор
Способ запуска	Катапульта

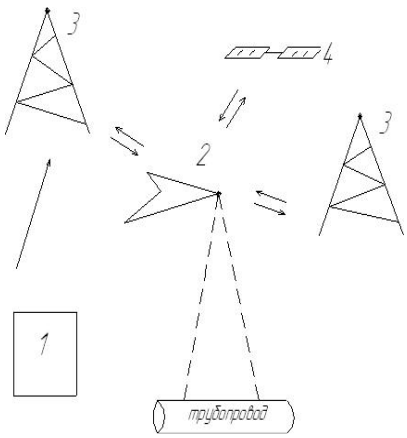


Рис. 1 Принципиальная схема мониторинга БПЛА линейной части магистрального трубопровода

Беспилотные летательные аппараты (БПЛА) обладают рядом достоинств, таких, как простота и надежность конструкции, малая взлетная масса при существенной массе нагрузки, компактность, маневренность, ремонтопригодность, возможность использования навесного оборудования [3].

Так, для мониторинга линейной части магистральных трубопроводов, а именно для обнаружения утечек газа, целесообразно использовать БПЛА с установленной тепловизионной камерой [2].

Согласно схеме (рис.1), БПЛА 2 координируется с наземной станции управления 1, на которой постоянно отслеживается основные параметры полета. Связь с БПЛА осуществляется с использованием GSM технологий 3 (использование GSM – вышек). Координирование полета БПЛА получает посредством спутника 4 с использованием встроенного GPS – навигатора. Данные сканирования трубопровода могут поступать оператору в режиме реального времени, а также записываться регистратором во время полета.

Введение безлюдных технологий имеет решающее значение при повышении производительности, устранении человеческого труда в трудоемких и сложных процессах, повышении безопасности и качества производства. В таблице 2 представлены основные факторы, отображающие преимущество БПЛА над другими, существующими на сегодняшний день видами контроля за состоянием трубопроводов [1].

Таблица 2

Показатели сравнения способов мониторинга

Показатели сравнения	*Обход*	*Облет*	*БПЛА*
Скорость получения и обработки данных для дальнейших действий (быстродействие)	нет	да	да
Человеческий фактор	тех. группа	тех. группа	1 оператор
Тип энергоносителя	-	топливо	Li-Po аккумуляторы
Критерий общих затрат (1 час/ тыс.руб.)	-	60 000	-

Таким образом, непрерывный мониторинг, развитие которого будет существенным с привлечением инновационных технологий, а именно применение БПЛА, позволит решить ряд не только технических, но и экономических задач предприятий.

Литература

1. Патент № 2457531 РФ МПК G05D 1/00 Способ применения беспилотных летательных аппаратов и устройство управления. Малыгин И.В., Шароварин Е.В. Заявлено 13.01.2011 Опубл. 28.07.2012 Бюл.№21
2. Официальный сайт ОАО «Пергам – инжиниринг» [Электронный ресурс].- Режим доступа: http://www.pergam.org/izmeron/tv_gasfindir/, свободный
3. Официальный сайт беспилотной авиации [Электронный ресурс].- Режим доступа: http://www.uav.ru, свободный
4. Официальный сайт ООО «Мониторинг Солюшнс» [Электронный ресурс].- Режим доступа: http://www.monsol.ru/ru, свободный

АБСОРБЦИОННАЯ ХОЛОДИЛЬНАЯ УСТАНОВКА ДЛЯ ЗАМОРОЗКИ ГРУНТА ОСНОВАНИЙ ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ И ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ И ГАЗА

С.Л. Куприянов

Научный руководитель профессор А.Н. Кабаков

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

В последние годы, работы по проведению термостабилизации грунтов стали обыденными в производстве строительных работ в зонах рискованного строительства, и закрепленными законодательно для объектов добывающей промышленности, расположенных в зонах вечномерзлых грунтов.

Сезонно-охлаждающие устройства применяемые в проведении данных работ имеют ограничение по регионам их использования и зависят целиком от климатических показателей местности их использования [2]. При продвижении от северных регионов на юг, эффективность сезонно-действующих устройств снижается.

Однако в регионах, где недостаточно естественного холода, в некоторых случаях необходима заморозка грунта. Это заболоченные участки, переходы через реки и др..

Для заморозки грунта могут использоваться различные холодильные машины, такие как: парокомпрессионные, абсорбционные, работающие на принципе термоэлектрического эффекта и другие. Всем вышеперечисленным, кроме абсорбционной, холодильным машинам, необходимо наличие источника электроэнергии.

Отличительной особенностью абсорбционной холодильной машины является способность использовать тепло получаемое при сжигании добываемого сырья или побочного продукта в качестве источника потребляемой энергии [1]. К примеру на месторождениях нефти побочным сырьем является попутный газ и газоконденсат, который при невозможности переработки приходиться утилизировать на факельных установках. Направляя тепло полученное при его сжигании в десорбер холодильной машины, получившийся в испарителе холод можно использовать для замораживания грунта, тем самым повышая его несущую способность. Предполагается, что данный метод будет применен в районах с дефицитом электроэнергии.

Рассмотрим систему заморозки грунта (рис.1), в которую входят:

1) абсорбционная холодильная машина (схема которой представлена на рис.2;

2) трубопровод подачи ХА;

3) термосваи;

4) магистральный трубопровод;
5) опора магистрального трубопровода.

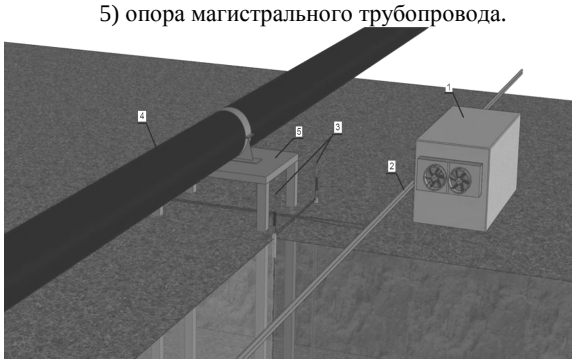


Рис. 7 Система заморозки грунта

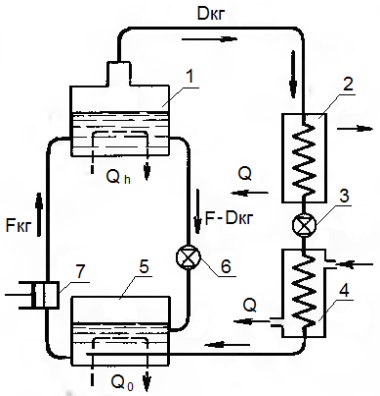


Рис. 8 Абсорбционная холодильная машина: 1) десорбер; 2) конденсатор; 3) регулирующий вентиль 4) испаритель;5) абсорбер; 6) дросель раствора; 7) детандер.

Литература

1. Бараненко А.В., Бухарин Н.Н. и др. Техника и физика низких температур / Под общ. ред. Л.С. Тимофеевского. – СПб.: Политехника, 1997. – 992 с.
2. Цытович Н.А. Механика мерзлых грунтов – Москва: Издательство «Высшая школа»., 1973.

ТЕПЛОВОЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ ГАЗОПРОВОДА С МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫМ ГРУНТОМ

Э.Н. Михайлова
Научный руководитель доцент В.Г. Крец
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На территории Республики Саха (Якутия) осуществляется ряд инвестиционных проектов, важнейшим из которых является программа «Газификация населенных пунктов Республики Саха (Якутия)». Реализация масштабных проектов позволит создать новый промышленный район, который послужит тыловой базой и даст мощный толчок развитию дальневосточных регионов.

Один из основных направлений программы «Газификация населенных пунктов Республики Саха (Якутия)» является «Газификация заречных улусов. Строительство магистральных газопроводов («Майя – Тюнгюлю – Борогонцы», «Майя – Табага – Чурапча – Ытык-Кюель», «Табага – Амга», «Хаптагай – Кысыл-Юрюйя)». Всего система газоснабжения охватит 6 улусов – Мегино-Кангаласский, Амгинский, Усть-Алданский, Таттинский, Чурапчинский и Хангаласский».

Природной особенностью регионов является наличие многолетнемерзлых пород сплошного и прерывистого распространения. Это обусловливает широкое распространение различных криогенных геологических процессов, усложняющих условия эксплуатации нефтепровода (термокарстовых просадок, курумов, солифлюкции, пучения, обвалов, осыпей и др.).

Магистральный газопровод «Майя – Табага – Чурапча – Ытык-Кюель» почти полностью проложен подземным способом. Такой способ актуален в условиях Крайнего Севера. При этом проблема заключается в определении ореола оттаивания вокруг трубопроводов и прогнозированию изменения температуры перекачиваемой среды по длине трубопровода.

Проведена оценка ореолов оттаивания грунта под газопроводом «Майя – Табага – Чурапча – Ытык-Кюель» в летний период без учета тепловой изоляции. Расчет проводился с использованием уравнений, приводимых разными авторами, в связи с тем, что единого государственного документа, регламентирующего подобный расчет, не существует.

Ореолы оттаивания грунта под трубопроводом (без тепловой изоляции) оценивались по следующим уравнениям:

– уравнение Форхгеймера [1]:

$$h_n = \frac{a(1+b)}{1-b}, \qquad (1)$$

$$a = \sqrt{h_0^2 - \frac{D_н^2}{4}}$$

$$b=\sqrt{\exp\left(\frac{2\cdot t_{zp}\cdot\ln\frac{4h_0}{D_н}}{\frac{\lambda_м}{\lambda_m}\cdot t_{mp}-t_{zp}}\right)};$$

где h_0 – расстояние от поверхности грунта до центра трубы;
$D_н$ – наружный диаметр трубы;
t_{zp} – температура мерзлого грунта;
t_{mp} – температура стенки трубы;
$\lambda_м$ λ_m – коэффициенты теплопроводности соответственно мерзлого и талого грунта [1];
– уравнение, предложенное автором Э.Д. Ершова [2]:

$$H_{th}=(\xi_t-m-1)\,r_{ins}\ , \tag{2}$$

где $r_{ins}=d_{pi}/2+\delta_{ins}$; d_{pi} – внешний диаметр трубы, м; H_{th} – глубина многолетнего оттаивания, отсчитываемая от дневной поверхности, м; $m=h_{pi}/r_{ins}$, h_{pi} – глубина заложения трубы (расстояние от ее центра до дневной поверхности), м: ξ_t – безразмерная глубина оттаивания под центром трубы, определяемая по номограмме в зависимости от параметров m, β_T, I_T; β_T - безразмерная температура:

$$\beta_T=-\frac{\lambda_f\cdot T_0}{\lambda_{th}\cdot T_{ins}}, \tag{3}$$

λ_f λ_{th} – коэффициенты теплопроводности соответственно мерзлого и талого грунта, Вт/(м ^oC); T_0 – температура ММП у подошвы слоя с годовыми теплооборотами, ^oC; T_{ins} – среднегодовая температура внешней поверхности кольцевой изоляции трубы, ^oC; I_t - безразмерное время.

Для мерзлых грунтов сливающего типа безразмерное время определяется по формуле (4), несливающегося – (5):

$$I_t=-\frac{\lambda_{th}\cdot T_{ins}\,t}{4Q_0\cdot r_{ins}^2}, \tag{4}$$

$$I_t=-\frac{\lambda_{th}\cdot T_{ins}\,t}{4Q_0\cdot r_{ins}^2}+I_{te}\ , \tag{5}$$

t – период эксплуатации трубопровода, ч; Q_0 – объемный расход при таянии ММП, Вт·ч/м^3; I_{te} – эквивалентное безразмерное время [2].

Результаты расчетов приведены в таблице 1, расстояния приняты от подводного перехода через р. Лена.

Таблица 1

Сравнение методов расчета ореолов оттаивания грунта

км	Методика определения ореолов оттаивания	
	По Ершову	По Форхгеймеру
	Глубина оттаивания по длине трубопровода, м	
0	2,65	1,36
2	2,45	1,32
4	2,24	1,30
6	2,04	1,26
8	1,84	1,24
10	1,84	1,23

Из полученных результатов следует, что приведенные методики недостаточно точно отражают процесс взаимодействия газопровода и мерзлого грунта.

Уравнение Форхгеймера не учитывает продолжительность эксплуатации трубопровода.

В работе Ершова за расчетный период предлагается принимать весь срок службы трубопровода, а за температуру грунта – среднегодовую на подошве слоя сезонного оттаивания. Этот метод не дает правильного представления о ежегодных процессах промерзания и оттаивания грунта.

Значение ореолов оттаивания в пределах 1 м – 3,2 м близко к значению глубины естественного протаивания, поэтому второй метод, по-видимому, можно считать наиболее достоверным. Полученные результаты говорят о необходимости разработки нормативной документации для определения ореолов протаивания грунта под трубопроводами, которая учитывала бы не только свойства и температуру грунтов и температуру трубопровода, но и время эксплуатации трубопровода как в летний, так и в зимний периоды.

Литература

1. Быков Л.И. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов: Учеб. Пособие. – СПб: Недра, 2006. – 824 с.
2. Ершов Л.Н. Инженерная геокриология. – М.: Недра, 1991. – 439 с.
3. Карнаухов Н.Н. Механика мерзлых грунтов и принципы строительства нефтегазовых объектов в условиях Севера. – М.:Изд.ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. – 432 с.
4. СНиП 2.02.04-88. Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. – М.: ВНИИОСП, 1990.

КОНСТРУКЦИЯ ФУНДАМЕНТА РЕЗЕРВУАРА ПОВЫШЕННОЙ НАДЕЖНОСТИ

А. А. Околот, Р. Р. Якупов
Научные руководители доцент Л.Е. Землеруб, ассистент М. Р. Терегулов
Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

Наблюдаемый в последние десятилетия интенсивный рост добычи нефти приводит к увеличению габаритных размеров резервуаров и их объёмов, что значительно увеличивает нагрузку на их основания. [1]

Для увеличения максимально допустимого объема резервуара необходимы фундаменты принципиально новой конструкции, поскольку при значительных размерах площадки принципиально изменяются условия консолидации грунтовых оснований.

Из анализа аварий резервуаров, известно, что доминирующей причиной аварий являются неравномерные осадки и местные просадки грунтового основания [3]. Вероятность появления таких осадок особенно велика при опирании фундамента резервуара на консолидированные грунты разной несущей способности. Известные на сегодняшний день методы устранения осадки отрицательно влияют на состояние резервуара и весьма затратны.

Значимость отмеченной проблемы существенно возрастает, когда в грунтовом основании резервуара залегает область неоднородности со сниженными силовыми и деформационными характеристиками, а присутствие данных грунтов характерно для многих районов нашей страны, например, Западная и Восточная Сибирь.

Повышение надёжности фундамента позволяет использовать резервуары большего объёма, что в свою очередь уменьшает затраты на устройство коммуникаций, эксплуатационные затраты, снижаются риски аварийных ситуаций и т.д.

Проведя ретроспективный анализ устройства фундаментов повышенной надежности для РВС, мы выяснили, что существующие аналоги имеют существенные недостатки.

Свайные фундаменты весьма затратны и по уровню капиталовложений приближаются к стоимости самих металлоконструкций.

Опыт устройства свайных фундаментов в резервуаростроении показывает, что во многих случаях не удается добиться допустимого уровня осадки сооружения.

Железобетонные усиленные ленточные фундаменты достаточно просты в плане технологии строительства, однако их несущая способность значительно уступает другим типам фундаментов.

Для примера построения предложенной конструкции днища был выбран резервуар объемом 100000 м^3. Допускается использование резервуара принципиально новой конструкции каннелюрного типа. [2]

Резервуар имеет 2 стенки. Внешняя стенка состоит из каннелюрных панелей, которые при наливе продукта работают на сжатие. Согласно проведённым предварительным расчётам количество «каннелюров» были принято равным 24.

Для такого резервуара мы предлагаем конструкцию фундамента выполненного в виде монолитного железобетонного диска, у которого поверхность со стороны грунта представляет собой набор концентрически расположенных сегментов сферы, далее именуемый «сегментно-сферический фундамент».

Нижняя часть фундамента представлена системой сегментов сфер, расположенных по окружностям в 5 рядов. Пересечение системы 3-х сегментов сфер дает опору, которая увеличивает площадь контакта с грунтом и обеспечивает устойчивость конструкции и консолидацию грунта.

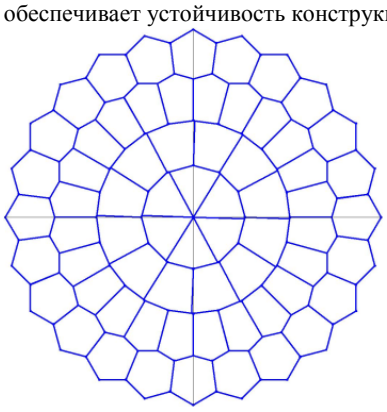


Рис. 9. Вид снизу

Первый ряд сфер расположен таким образом, чтобы опоры приходились на стыки каннелюрной стенки резервуара. Радиус полусфер для этого ряда составляет 8 м. Последующие ряды расположены таким образом, чтобы максимально компенсировать поперечные нагрузки. Исходя из строительных норм, радиус полусфер этих рядов составляет 6 м.

Предполагается использование 90 опор, уходящих на глубину 6 м. Опора представляет собой усеченную треугольную пирамиду. Длина верхних ребер около 1 м, нижних около 30 см. Использование набивных опор, вдавливаемых без выемки грунта, обеспечивает предварительное напряжение верхнего опорного слоя грунта.

Таким образом, вдавливаемые треугольные призматические опоры позволят уплотнить грунт в горизонтальном направлении, и улучшить несущие характеристики верхнего сжимаемого слоя.

Предлагаемая конструкция фундамента позволяет увеличить площадь контакта с грунтом и перераспределить нагрузки в различных направлениях. Повышенная надежность

достигается за счет того, что при нагрузке на фундамент, сегменты сферы будут сжиматься за счет распора, который возникает в частях фундамента в направлении, перпендикулярно касательным к точкам давления. Также нагрузка будет перераспределяться за счёт бокового трения поверхности свай об уплотнённый грунт.

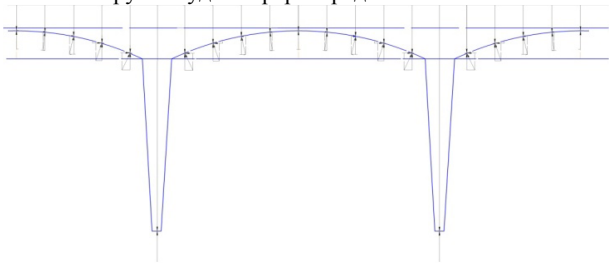


Рис. 10. Перераспределение нагрузок

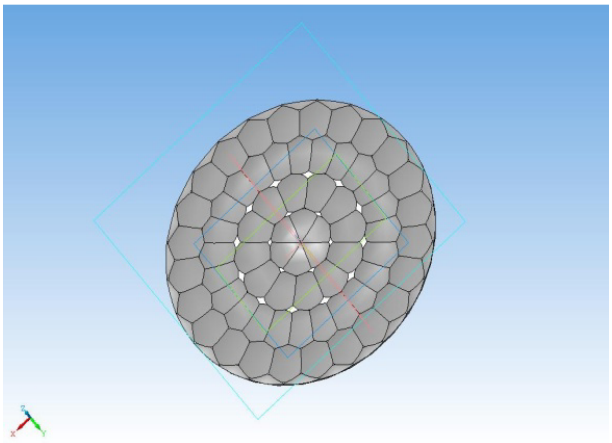


Рис. 11. Трехмерная модель фундамента

Методом построения трехмерной модели фундамента, мы получаем, что при диаметре 88 метров и высоте 1 метр объём фундамента - 2930 м³. Площадь контакта фундамента с грунтом при этом составляет 7040 м². Вес бетонной конструкции составляет 4250 т.

Рассмотрев конструкцию свайного фундамента для одинаковых грунтовых условий площадки, мы выяснили, что для построения фундамента под предложенный РВС понадобиться 6000 свай с объемом бетона около 1 $м^3$ каждая. Объём затраченного бетона в таком случае равен порядка 6000 $м^3$, что в два раза выше, чем для предложенного нами фундамента. Также отметим, что довольно часто наблюдается неравномерная осадка свайного фундамента. Методы её устранения дороги и негативно сказываются на состоянии самого РВС.

Резюмируя выше сказанное, мы можем отметить, что применение сегментно-сферического фундамента имеет существенные преимущества, а именно:

-улучшение деформационных характеристик грунта, за счет уплотнения грунта в горизонтальном направлении

- увеличение прочности и устойчивости резервуара;

- снижение неравномерных осадок и, как следствия, расходов на их устранение

Литература

1. Абовский Н.П., Максимов А.В. Управляемые конструкции и системы: Учебно-методический комплекс. – Красноярск: ИПК СФУ, 2009. – 149 с.
2. Бунчук В.А., Стулов Т.Т. Железобетонные резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов. Проектирование и сооружение. – М.: «Недра», 1968. – 286 с.
3. Горелов А.С. Неоднородные грунтовые основания и их влияния на работу вертикальных стальных резервуаров. – М.: «Недра», 2009. – 220 с.

ИСТОРИЯ И РАЗВИТИЕ МЕХАНИЗИРОВАННОГО СПОСОБА ДОБЫЧИ НЕФТИ

И.А. Охременко, Д.С. Иванов

Научный руководитель старший преподаватель Н.Э. Пулькина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время рациональная добыча нефти и газа занимает важное место в нефтегазовой отрасли. После прекращения фонтанирования нефти из-за нехватки пластовой энергии переходят на механизированный способ добычи нефти. Такой способ добычи, при котором нефть поднимается на земную поверхность за счет подводимой извне энергии, называют механизированным. Различают две разновидности данного способа: компрессорный и насосный.

Компрессорный способ заключается в подаче сжатого газа или воздуха в скважину, благодаря этому продолжается искусственное фонтанирование. К компрессорному способу относится газлифт (эрлифт), использующий энергию сжатого газа (воздуха). Принцип действия газлфита заключается в разгазировании жидкости в подъемных трубах и уменьшении ее плотности. При непрерывной подаче газа газированная жидкость поднимается до устья скважины и выливается наружу. Иногда в скважину подают газ под давлением из близко расположенных газовых пластов. Если скважина пробурена одновременно на газовый и нефтяные горизонты, то часть газа можно использовать в качестве подъема смеси к устью скважины. [2,5]

Впервые компрессорный способ добычи нефти посредством эрлифта предложил в 70-х годах XIX в. В.Г. Шухов. Но практическое применение эта технология получила лишь в 1897 г. в Баку. В 1914 г. М. М. Тихвинский предложил использовать в качестве способа добычи нефти газлифт. *Газлифтный способ* стал широко применяться на таких месторождениях Западной Сибири, как Правдинское, Фёдоровское, Самотлорское, Узень и других.[3]

Компрессорный способ выгодно использовать на крупных месторождениях при наличии скважин с большими дебитами и высокими забойными давлениями, а также в наклонно направленных скважинах. [1]

Насосный способ добычи нефти применяют при прекращении фонтанирования скважин и снижении уровня нефти в скважинах до пределов. При насосной эксплуатации подъем жидкости осуществляют насосами, опущенными в скважину ниже динамического уровня. Для этого используют штанговые и бесштанговые насосы. Штанговые насосы имеют наземный привод, скважинный насос и длинную связь между ними, представляющую собой колонну из металлических штанг. Бесштанговые насосы имеют скважинный насос и скважинный привод насоса, непосредственно соединенные между собой. По кабелю или трубопроводу подводится энергия к приводу насоса. [2]

Первые опыты по применению глубинных насосов для добычи нефти были выполнены в США в 1865 г. В России этот способ стали применять с 1876 г. Широкое внедрение в промысловую практику глубинных насосов началось в СССР после национализации нефтяной промышленности. С того времени техника насосной добычи стремительно развивалась, а объем насосной добычи повышался. К 1969 г. свыше 76% всего фонда скважин, дающих нефть, были глубинно-насосными. Дорогой компрессорный способ вытеснялся более экономичным насосным способом. [5]

В первоначальный период глубинно-насосной эксплуатации применялись глубинные штанговые насосы конструкции «АЗНЕФТЬ», изготавливаемые на Бакинском машиностроительном заводе им. Ф.Э. Дзержинского. Позже там же были созданы глубинные насосы ФД-1, ФД-2, ФД-3, позволяющие добывать нефть с песком. В последующем времени стали выпускать насосы типа НГН и их модификации. В Баку также изготавливались станки-качалки СК-10-1350 и СК-4-1800. Позднее они усовершенствовались, и в настоящее время выпускается нормальный ряд станков-качалок типа СКН и СК различной грузоподъемности, длины хода полированного штока и числа качаний. [4]

В основу способа эксплуатации скважин штанговыми насосами положено использование объемного насоса, спускаемого в скважину и приводимого в действие приводом, расположенным на поверхности. Привод и скважинный насос соединены между собой посредством механической связи. Данный комплекс оборудования называется скважинной штанговой насосной установкой (СШНУ).

Скважинная штанговая насосная установка состоит из станка-качалки, оборудования устья, колонны НКТ, подвешенных на планшайбе, колонны насосных штанг, штангового насоса вставного или невставного типа. Вставной насос крепится в НКТ с помощью замковой опоры. Скважинный насос опускается под уровень жидкости. Возвратно-поступательное движение плунжера насоса, подвешенного на штангах, обеспечивает подъем жидкости из скважины на поверхность. [2]

Первые штанговые насосы делали из дерева, обычно гикори, с металлическими концевыми деталями. Железные и стальные штанги начали использоваться примерно в 1880—1890-х годах и стали обычным явлением к 1900 г. Стандарты API для штанговых насосов впервые были приняты в 1927 г.

Продолжающиеся в металлургической промышленности усовершенствования увеличивали прочность и несущую способность насосных штанг. Тем не менее даже с этими усовершенствованиями и при использовании конических штанг максимальная практическая глубина работы штанговых насосов составляет около 3000 м. Есть несколько установок низкой производительности, достигающих глубины 4000 м. Более легкие и более прочные материалы нужны для установок на глубину более 4500 м. Максимальная глубина на сегодняшнем техническом уровне составляет 6000 м. В настоящее время ведутся исследования современных фибергласовых материалов для изготовления насосных штанг для специальных областей применения. [7]

Рис.1 Диаграммы «Распределение действующего фонда нефтяных скважин по способам добычи»

Для отбора из скважин большого количества жидкости наиболее приспособленными являются динамические лопастные насосы. Наибольшее распространение получили насосы с рабочими колесами центробежного типа, обеспечивающими большой напор при заданных подачах жидкости и габаритах насоса. Скважинный центробежный насос приводится в действие погруженным электродвигателем. Электроэнергия подводится к двигателю по специальному кабелю, располагаемому в скважине рядом с НКТ. Установка привода

непосредственно около насоса позволила просто решить задачу передачи энергии от привода к скважинному насосу и использовать насосы большей мощности. Данная система оборудования получила название установка электроцентробежного насоса (УЭЦН). [2]

В последнее время в эксплуатации нефтяных скважин стали применяться электровинтовые насосы (ЭВН), состоящие из тех же узлов, что и ЭЦН. Вместо центробежного насоса здесь используется винтовой насос. Многолетний опыт эксплуатации насосов с погруженным электродвигателем показал, что винтовые насосы являются одним из наиболее эффективным механизированным способом добычи высоковязкой нефти. Таким образом, погруженный электровинтовой насос, сочетая в себе положительные качества центробежного и поршневого насоса, обеспечивает плавную, непрерывную подачу жидкости без пульсации, с постоянным высоким коэффициентом полезного действия при большом диапазоне изменения давления. [4]

По данным диаграмм «Распределение действующего фонда нефтяных скважин по способам добычи» (рис.1) видно, что в последние годы установки штанговых насосов стали постепенно вытесняться установками электроцентробежных насосов (УЭЦН), так как при эксплуатации скважин посредством УСШН невозможно достичь показателей забойного давления и дебита, сравнимых с таковыми при использовании УЭЦН, а ремонт СШН нередко обходится дороже, чем его замена на ЭЦН. Компрессорный способ стал использоваться очень редко. Ряд преимуществ винтовых насосов указывают на актуальность проведения научно-исследовательских и конструкторских работ по усовершенствованию существующих и разработке новых видов и конструкций винтовых насосов.

Литература

1. В.В. Андреев, К.Р. Уразаков, В.У. Далимов и др. Справочник по добыче нефти / под ред. К.Р. Уразакова, 2000. – 374 с.: ил.
2. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Каштанов В.С., Мерициди И.А., Николаев Н.М., Пекин С.С., Сабиров А.А. Нефтегазопромысловое оборудование / под общ. ред. В.Н. Ивановского: Учеб. для ВУЗов. – М.: "ЦентрЛитНефтеГаз", 2006 – 720 с.
3. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела. – Уфа: «ДизайнПолиграфСервис», 2001. – 544 с.
4. Кудинов В.И. Основы нефтегазопромыслового дела. – Москва–Ижевск: Институт компьютерных исследований; Удмуртский госуниверситет, 2004. – 720 с.
5. Муравьев И.М., Андриасов Р.С. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. Изд. 3-е, переработанное и дополненное. – М.: Изд-во Недра, 1970. – 448 с.
6. http://www.barrell.ru/methods/methods12.html

ВЫБОР РАЦИОНАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ СВАИ ДЛЯ УСТРОЙСТВА ФУНДАМЕНТА РВС-50000

В.В. Савельев, А.В. Грузин

Научный руководитель доцент А.В. Грузин

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

В нефтегазовой отрасли постоянно ведется поиск технологий, которые бы позволили минимизировать расходы на этапе строительства с одновременным обеспечением необходимых эксплуатационных свойств возводимых зданий и сооружений [1]. Поскольку строительство хранилищ для хранения жидких углеводородов сопряжено со значительными капитальными затратами и значительная доля этих расходов приходится на устройство фундамента резервуара, то очевидна перспективность поиска прогрессивных технологий, которые позволили бы уменьшить эти затраты. Одним из направлений поиска путей рационального расходования материалов является анализ влияния геометрических параметров элементов свайного фундамента на его несущую способность.

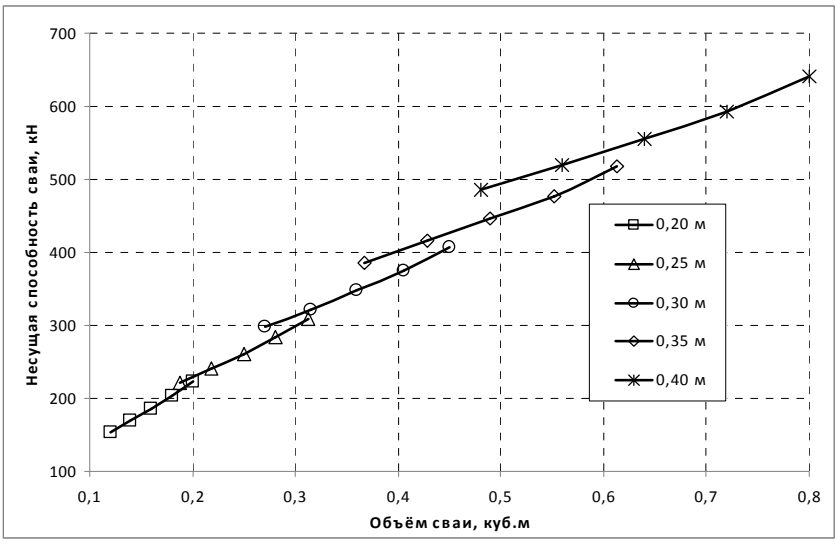


Рис. 1. Зависимость несущей способности забивной висячей сваи квадратного сечения от её объёма для различных величин стороны поперечного сечения

В ходе выполненных исследований по

существующей методике [2] были рассчитаны: значения несущей способности забивной висячей сваи с поперечным сечением в виде квадрата площадью от 0,04 кв.м до 0,16 кв.м (см. рисунок 1) и длиной от 3 до 6 метров, необходимое количество свай и потребное количество бетона для устройства свайного фундамента.

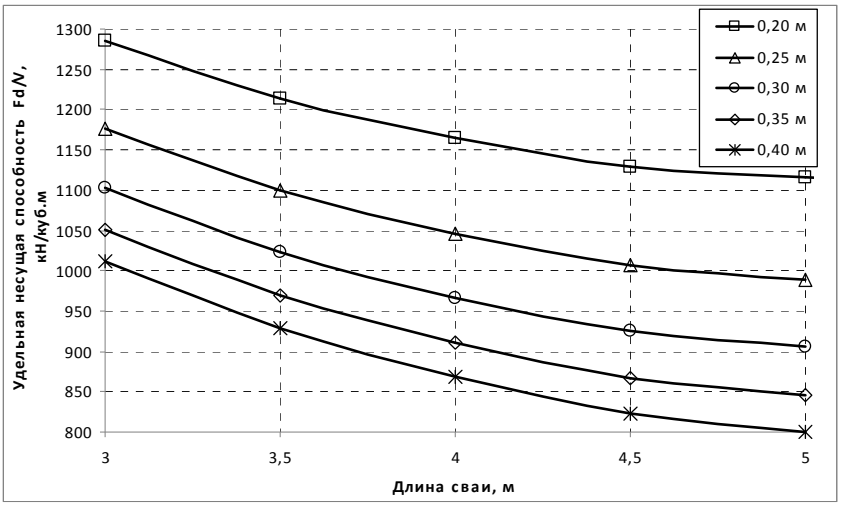


Рис. 2. Зависимость удельной несущей способности забивной висячей сваи квадратного сечения от её длины для различных величин стороны поперечного сечения

В качестве исходных данных для расчёта использованы массогабаритные характеристики резервуара РВС-50000. В качестве грунта основания был выбран песок средней крупности. Как видно из представленных на рисунке 1 данных, одинаковой несущей способностью обладают сваи, имеющие различные геометрические размеры: длину и поперечное сечение, и, как следствие требующие на своё изготовление различное количество бетона и арматуры. Так, например, для изготовления сваи квадратного поперечного сечения со стороной равной 0,25 м и обладающей несущей способностью порядка 300 кН требуется 0,31 куб. м бетона. Для изготовления сваи имеющей квадратное поперечное сечение со стороной равной 0,30 м и обладающей аналогичной несущей способностью порядка 300 кН требуется 0,27 куб. м бетона.

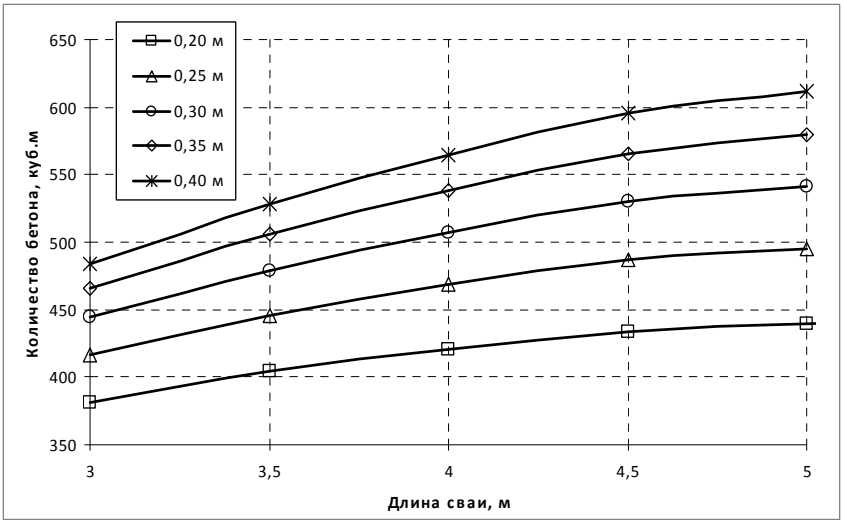


Рис. 3. Зависимость потребного количества бетона для изготовления свай квадратного сечения от длины сваи для различных величин стороны её поперечного сечения

Для комплексной оценки влияния геометрических параметров сваи на её несущую способность была проанализирована удельная несущая способность сваи (см. рисунок 2). Данная характеристика позволяет оценить эффективность использования материала сваи. В качестве исходных данных для анализа были использованы линейные размеры свай согласно ГОСТ 19804.2-79*. Так, например, рассматривались сваи длиной от 3 м до 5 м и квадратным поперечным сечением со стороной от 0,2 м до 0,4 м. Полученные данные позволили установить, что увеличение размера стороны поперечного сечения сваи с 0,2 м до 0,4 м уменьшает удельную несущую способность сваи длиной 3 м в 1,27 раза, для сваи длиной 5 м уменьшение удельной несущей способности составляет 1,39 раза. При увеличении длины сваи со стороной равной 0,2 м с 3 м до 5 м, её удельная несущая способность уменьшается в 1,15 раза, а для стороны равной 0,4 м – в 1,26 раза. Выполненные расчёты показали, что увеличение размера стороны поперечного сечения сваи длиной 3 м с 0,2 м до 0,4 м увеличивает расход бетона для изготовления необходимого количества свай с 381 куб.м до 484 куб.м (в 1,27 раза) (см. рисунок 3). При увеличении длины сваи со стороной равной 0,2 м с 3 м до 5 м, расход бетона для изготовления необходимого количества свай увеличивается с 381 куб.м до 439 куб.м (в 1,15 раза). Таким образом, в ходе выполненных исследований было установлен характер влияния геометрических размеров сваи на количество бетона, необходимого для изготовления свай фундамента. Использование забивной висячей сваи квадратного сечения со стороной 0,2 м и длиной 3 м позволит минимизировать расход потребного бетона для изготовления необходимого количества свай.

Литература

1. Грузин А.В., Грузин В.В. Анализ удельной несущей способности свай с различной формой поперечного сечения. // Актуальные проблемы современности: Международный научный журнал. – Караганда: Болашак-Баспа, 2009. – №12(46). – С. 27–30.
2. СНиП 2.02.03-85.Свайные фундаменты / Госстрой СССР. – М.:ЦИТП Госстроя СССР, 1986. – 48 с.

ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ГРУНТА НА НЕСУЩУЮ СПОСОБНОСТЬ СВАИ В УСЛОВИЯХ ВЕЧНОЙ МЕРЗЛОТЫ

В.Ю. Семелит, А.В. Грузин
Научный руководитель доцент А.В. Грузин
Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Строительство зданий и сооружений в силу особенностей географического положения и природно-климатических и инженерно-геологических условий Крайнего Севера сопряжено, как правило, с необходимостью обеспечения их эксплуатационной надёжности в экстремальных условиях при непременном условии рационального расходования необходимых строительных материалов. Существенным фактором, влияющим на возможность обеспечения потребных несущих свойств вечномерзлого грунта, является зависимость его прочности от температуры. Поэтому одним из направлений поиска путей рационального расходования материалов является анализ влияния температуры вечномёрзлого грунта на его прочностные характеристики.

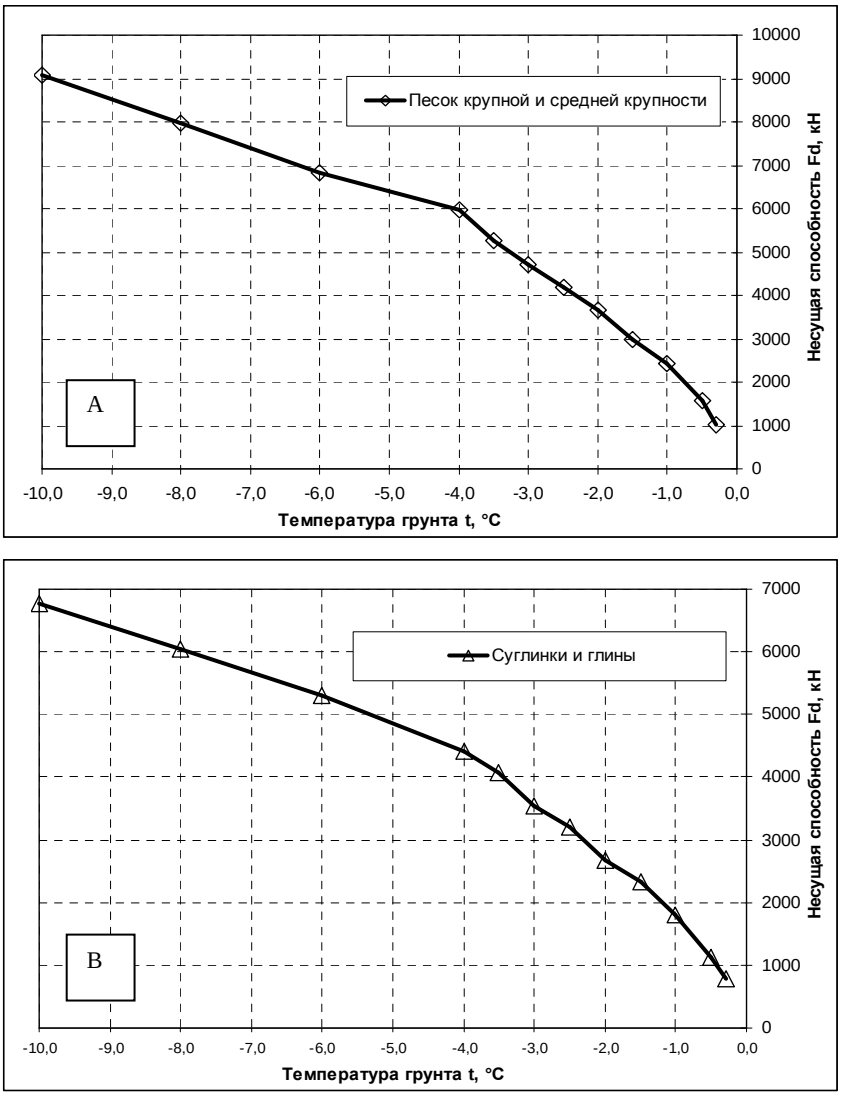


Рис. 1. Зависимость несущей способности висячей забивной сваи от температуры грунта основания: А – песок крупной и средней крупности, В – суглинки и глины

В ходе выполненных исследований были рассчитаны значения несущей способности висячей забивной сваи для мёрзлых песчаных и глинистых грунтов различной температуры. В качестве исходных данных для расчёта была выбрана свая квадратного поперечного сечения ГОСТ 19804-91 со стороной 0,35 м и длиной 12 м [1]. При расчёте несущей способности висячей забивной сваи были использованы известные методики [2,3]. Результаты расчётов представлены на рис.1.

Анализ полученных данных позволяет сделать вывод о нелинейном характере зависимости несущей способности сваи F_d от температуры t°C как мёрзлого песчаного, так и мёрзлого глинистого грунтов. Например, с уменьшением температуры песка крупной и средней крупности от -0,3°C до -10°C несущая способность висячей забивной сваи возрастает в 8,9 раза с 1024 кН до 9074 кН. В свою очередь, для глинистого грунта с уменьшением его температуры от -0,3°C до

-10°С несущая способность висячей забивной сваи возрастает в 8,7 раза с 775 кН до 6776 кН.

С целью детального изучения нелинейного характера несущей способности сваи, был выполнен расчёт её изменения в различных диапазонах температур вечномёрзлого грунта (см. рисунок 2). Анализ результатов расчёта показал, что величина прироста несущей способности сваи существенным образом зависит от текущей температуры вечно мерзлого грунта.

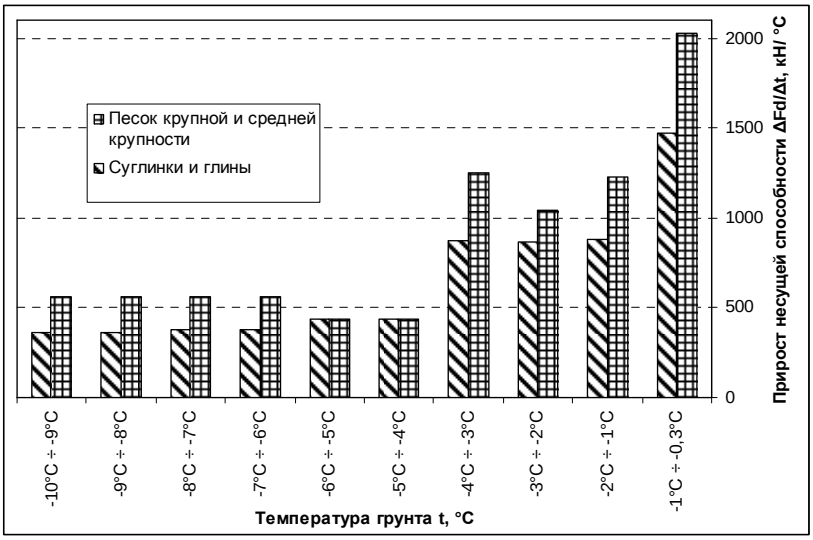


Рис. 2. Зависимость прироста несущей способности висячей забивной сваи от температуры грунта основания для песка крупной и средней крупности и суглинков и глин

Как видно из представленных данных, в диапазоне от -0,3°С до -1°С, прирост несущей способности сваи для песчаных грунтов составляет порядка 2000 кН/ °С, в то же время для глинистых - чуть менее 1500 кН/°С. Понижение температуры грунта на 1°С до -2°С приводит к резкому снижению прироста несущей способности песчаных и глинистых грунтов в 1,7 раза. Стоит отметить тот факт, что в диапазоне температур от -1°С до -4°С, как для песчаного, так и для глинистого грунтов наблюдается сравнительная стабилизация прироста несущей способности сваи с изменением температуры мёрзлого грунта. Но в диапазоне от -4°С до - 6°С имеет место резкое, в 2,9 раза для песчаных и в 2 раза для глинистых грунтов, снижение прироста несущей способности забивной сваи. Для песчаных грунтов при дальнейшем понижении температуры грунта наблюдается увеличение прироста несущей способности сваи в 1,28 раза с 438 кН/°С до 559 кН/°С . В свою очередь, прирост несущей способности сваи в глинистых грунтах при дальнейшем понижении температуры грунта уменьшается в 1,17 раза с 375 кН/°С до 365 кН/°С.

Таким образом, соблюдение температурного режима грунта в процессе сооружения и эксплуатации свайного фундамента является актуальной инженерной задачей. Полученные в ходе исследований данные могут быть использованы для оценки прочностных свойств вечномёрзлых грунтов оснований в зависимости от их температуры и оценки результатов влияния на несущую способность сваи изменения температуры грунта. Кроме того, полученные результаты могут быть использованы для анализа эффективности систем искусственного замораживания грунтов оснований и определения рационального диапазона изменения температуры вечномёрзлого грунта с целью уменьшения материальных затрат при устройстве и эксплуатации свайного фундамента в условиях Крайнего Севера.

Литература

1. ГОСТ 19804-91. Сваи железобетонные. Технические условия. – М. : ИПК Издательство стандартов, 2003. – 15 с.
2. СНиП 2.02.03-85. Свайные фундаменты / Госстрой России. – М. : ГУП ЦПП,2006. – 46 с.
3. СНиП 2.02.04-88. Основания и фундаменты на вечномёрзлых грунтах / Госстрой России. – М. : ГУП ЦПП, 2005. – 52 с.

АНАЛИЗ ОТКАЗОВ ОБОРУДОВАНИЯ МОРСКИХ ГАЗОПРОВОДОВ И ФАКТОРОВ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИХ ИХ НАДЕЖНОСТЬ

Н.А. Степкин
Научный руководитель доцент А.Л. Саруев
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одним из приоритетных направлений развития деятельности России является укрепление лидирующих позиций на европейском рынке газа. Для расширения экспорта природного газа в страны западной Европы ведется разработка ряда инновационных проектов с созданием уникальной системы морских магистральных газопроводов, и уже сегодня на долю морских газопроводов приходится 45% импорта природного газа в Европу.

В настоявшее время ведется проектирование и строительство ряда уникальных систем транспорта газа, таких как «Южный поток» и «Северный поток», направленных на обеспечение решения стратегических задач путем поставок природного газа по морским газопроводам. Принятые на этапе проектирования технические

решения должны обеспечивать надежную и безопасную эксплуатацию морских газопроводов в условиях влияния различных факторов на основные эксплуатационные параметры. Поэтому работа, посвященная анализу отказов оборудования морских газопроводов и факторов, определяющих их надежность, является актуальной.

В соответствии с ГОСТ 27.004-85 под коэффициентом сохранения производительности сложной технологической системы понимают отношение среднего значения объема выпуска технологической системой годной продукции (средняя производительность) за рассматриваемый интервал времени к его номинальному значению (номинальная производительность), вычисленному при условии, что отказы технологической системы не возникают.

$$Кс.п = \frac{\overline{Wi}}{Wн}$$

Где $\overline{Wi}$ - средняя производительность морского газопровода, млрд м^3/год, $Wн$ – номинальная производительность морского газопровода, млрд м^3/год.

Под средней производительностью морского газопровода понимается её расчетное значение. Расчетное значение зависит от факторов, приведенных на рис.1.

Рис.1 Факторы, влияющие на среднюю производительность морского газопровода

При проектировании морского газопровода учитывается, прежде всего, фактор влияния природно-климатических условий. С этой целью проводятся различные инженерные изыскания.

Система технического обслуживания и ремонта – зависимый фактор, и эффективность его связана с принятыми проектными решениями, в частности с теми, что разработаны по результатам анализа видов и последствий отказов технологического оборудования.

Отказы технологического оборудования – наиболее значимый фактор, влияющий на среднюю производительность морского газопровода.

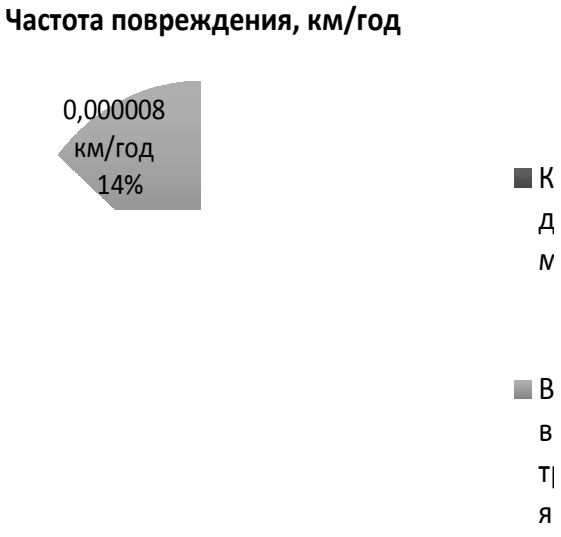


Рис.2 Анализ частоты повреждения морских газопроводов длиной до 1200 км за 30 лет эксплуатации

Оценка влияния отказов технологического оборудования должна быть выполнена на основе:

- анализа видов и последствий отказов отдельных элементов, подсистем и систем морского газопровода;
- определения вероятностных характеристик отказов технологического оборудования морских газопроводов;
- определения частоты возникновения и длительности нестационарных режимов работы морского газопровода.

Для решения указанных задач в практике проектирования морских газопроводов принимаются технические решения, направленные на существенное повышение их безопасной эксплуатации.

Фактор внешнего воздействия на морской газопровод оценивается по статистическим данным. В частности, частота повреждений морских газопроводов тралами и якорями (рис.2) оценивается, как $8 \cdot 10^{-6}$ км/год; это говорит о том, что

повреждений морского газопровода длиной 1200 км за 30 лет от внешних воздействий тралами и якорями не ожидается.

В то же время, частота повреждений морских газопроводов по причине коррозии или дефектов материала оценивается, как $5 \cdot 10^{-5}$ км/год; это говорит о том, что по причине коррозии или дефектов материала ожидается 2 повреждения морского газопровода длиной 1200 км за 30 лет эксплуатации.

Таблица 1

Повреждения морских газопроводов длиной до 1200 км за 30 лет эксплуатации

Причина повреждения	Ожидаемое количество повреждений газопровода длиной 1200 км за 30 лет
Коррозия или структурные дефекты материала	2
Внешние воздействия тралами и якорями	Не ожидается

Таким образом, основными причинами повреждений морских газопроводов являются коррозия и структурные дефекты материалов, поэтому уже на стадии проектирования морских газопроводов должны приниматься технические решения, направленные на устранение указанных повреждений и существенное повышение их безопасной эксплуатации.

Литература

1. Соловьев Е.А. Новые технологии проектирования/ Е.А. Соловьев, А.Н. Чернов, А.М. Пароменко, Ю.И. Козлов, М.Е. Чурбанов // Газовая промышленность. – М, 2008. – №5. – С. 34 – 39.
2. Чернов А.Н. Управление надежностью при проектировании/ А.Н Чернов, А.М. Пароменко // Газовая промышленность. – М, 2008. – №5. – С. 32 – 33.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ И СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ШУМОИЗОЛЯЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ

Н.Ю. Филькин
Научный руководитель доцент А.Д. Ваняшов
Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Компрессорные станции и установки являются источником интенсивного шума, который распространяется как в помещениях и на территории организации, так и на территории ближайшей жилой застройки. Основными источниками шума, как правило, являются приводной двигатель, передача, собственно компрессор (механический и аэродинамический шум), а также технологические трубопроводы, наружный шум которых обусловлен в основном распространяющимся по потоку и проникающим через стенки трубопровода шумом работающих компрессоров, а также вибрацией, вызванной турбулентностью потока по всей системе [2]. При значительной протяженности трубопроводов шум может распространяться далеко за пределы компрессорного цеха.

Шум оказывает вредное воздействие на организм человека, особенно на центральную нервную систему, вызывая переутомление и истощение клеток головного мозга. Под влиянием шума возникает бессонница, быстро развивается утомляемость, понижается внимание, снижается общая работоспособность и производительность труда, а также утомление слуха и ослабление слуха. Если переутомление слуха повторяется систематически в течение длительного срока, то развивается тугоухость [3].

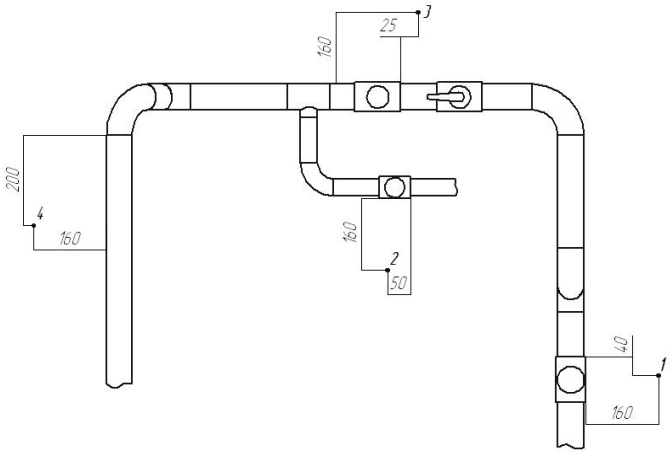


Рис. 1. Схема трубопровода и точки замера (вид сверху).

Для снижения неблагоприятного воздействия шума на персонал применяют звукоизоляцию рабочих мест и индивидуальные средства защиты (наушники, беруши и т.д.). Также, при нахождении персонала непосредственно в технологических помещениях рядом с работающим оборудованием компрессорных станций и установок, ограничивают время пребывания в этих помещениях, на оборудовании используют глушители шума и шумоизолирующие кожухи, применяют шумоизоляцию на трубопроводах.

Для шумоизоляции технологических трубопроводов применяют различные звукоизолирующие и звукопоглощающие материалы, изготовленные на основе минеральной или каменной ваты, вспененного каучука,

эластомерных материалов высокой плотности и т.д., а также звукопоглощающие мастики. В представленной работе исследованы шумоизолирующие способности звукопоглощающих плит из каменной ваты ROCKWOOL АКУСТИК БАТТС, шумоизолирующего покрытия (мастики) Mascoat Sound Control-dB, а также технической изоляции на основе синтетического каучука K-Fonik GK и K-Fonik ST GK.

Исследование шумоизоляции проводилась на стальном трубопроводе с сечением 57х3,5 мм, присоединенном к стороне нагнетания воздуходувки типа Рутс. Воздуходувка располагалась в отдельном помещении и соединялась с трубопроводом посредством резинотканного рукава высокого давления. Измерения уровня звукового давления проводились в четырех точках, каждая из которых лежала в одной горизонтальной плоскости с осью трубопровода. Схема трубопровода и точки измерения представлены на рис. 1.

Измерение уровня звукового давления выполнялось шумомером 1 класса Октава-110А-ЭКО (комплект Экозвук), предназначенного для измерений шума и инфразвука, на характеристике шумомера "Slow" (медленно) в октавных полосах со среднегеометрическими частотами 31,5; 63; 125; 250; 500; 1000; 2000; 4000; 8000 Гц. Допустимые уровни шума для помещения, в котором проводилось исследование [1], и результаты измерений для неизолированного трубопровода сведены в таблицу 1.

Как видно из таблицы 1, уровень звукового давления в помещении укладывается в предельно допустимые значения, но на больших частотах близок к пороговому, местами превышая его (точка 1, 8000 Гц). Применение шумоизоляции на трубопроводе позволит снизить уровень шума на высоких частотах и повысить комфортность нахождения в помещении.

Таблица 1

Допустимые уровни шума в помещении и результаты измерений для неизолированного трубопровода

Частота, Гц	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
ПДУ, дБ	103	91	83	77	73	70	68	66	64
Точка 1, дБ	63,7	72,3	75,3	65,7	59,8	55,1	60	55,9	**66,5**
Точка 2, дБ	65	71,9	68,8	66,8	64,5	61,2	65,7	58	62,3
Точка 3, дБ	66,3	74,1	71,9	65	57,9	56,5	63,5	59,6	57,1
Точка 4, дБ	67,7	73,5	76,5	69,2	57	56,2	61,1	51,3	58,3

Результаты измерений уровней звукового давления на различных частотах представлены в таблице 2. Сравнивая полученные результаты, можно отметить небольшое снижение уровня шума для всех материалов по сравнению с неизолированным трубопроводом. Если на частотах 31,5-1000 Гц уровень звукового давления снизился незначительно, то на частотах 2000-8000 Гц исследуемые материалы показали хорошие шумоизолирующие способности, в особенности каменная вата и K-Fonik ST GK. Более низкие шумоизолирующие характеристики мастики и K-Fonik GK могут быть связаны с небольшой толщиной изолирующего покрытия, поэтому для лучшей защиты от шума требуется нанесение дополнительных слоев.

Таблица 2

Результаты измерений уровней звукового давления на различных частотах

Материал	Частота, Гц	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
ROCKWOOL	Точка 1, дБ	63,4	72,1	75	65,4	59	52,7	56,4	51,1	53,3
	Точка 2, дБ	64,4	70,8	68,1	66	63,8	61,1	64,7	54,4	56,5
	Точка 3, дБ	65,7	73,8	71,6	64,6	57,2	54,2	61,3	53,2	51,2
	Точка 4, дБ	67,1	73	75,4	68,3	56,6	52,9	56,1	48,3	54,2
Mascoat dB	Точка 1, дБ	63,6	71,6	75,2	65,6	59	55,1	59,9	55,6	55,5
	Точка 2, дБ	64,5	71,8	68,7	66,5	64,2	61,1	64,8	55	61,6
	Точка 3, дБ	65,6	74	71,3	65	57,8	55,9	63,5	56,5	56,8
	Точка 4, дБ	67,5	72,3	75,1	67,2	57	55,5	60,1	51,3	58
K-Fonik GK	Точка 1, дБ	63,6	71,5	75,1	65,4	59,6	55	58,4	55,2	61,5
	Точка 2, дБ	64,5	71,5	68,7	66,8	64,5	61	64,7	58	57,7
	Точка 3, дБ	65,7	74,1	71,1	64,5	57,2	56,3	59,8	53,8	56,7
	Точка 4, дБ	67,6	73,4	76,4	67,3	56,7	56	55,4	51	54,4
K-Fonik ST GK	Точка 1, дБ	62,3	72,3	75,2	64,8	59,8	54,8	59,7	55,8	56,2
	Точка 2, дБ	64,2	71,8	68,6	66,8	60,8	59,8	58,2	55,7	52,1
	Точка 3, дБ	65,6	74,1	71,5	62,9	56,8	56,1	56,9	53,6	52,4
	Точка 4, дБ	67,4	73,1	76,4	67,2	55,8	55,7	54,8	50,8	50,8

Соотношение затрат на исследуемые материалы при изоляции 1 $м^2$ поверхности можно оценить по таблице 3, где за 100% взята стоимость наиболее дорогой шумоизоляции (K-Fonik ST GK).

Таблица 3

Соотношение затрат на исследуемые материалы при изоляции 1 $м^2$ поверхности.

Материал	K-Fonik ST GK	K-Fonik GK	Mascoat dB 1 мм	ROCKWOOL
Стоимость, %	100	38,5	22,6	9,4

Таким образом, применение различных типов шумоизоляции позволяет снизить наружный шум, генерируемый технологическими трубопроводами, до приемлемых значений и улучшить условия труда обслуживающего персонала. В связи с этим выбор типа изоляции целиком зависит от условий эксплуатации и предпочтений заказчика. Полученные результаты могут быть полезны при реализации мероприятий по снижению шума на компрессорных станциях и установках.

Литература

1. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.
2. СТО Газпром 2-3.5-043-2005. Защита от шума технологического оборудования ОАО «Газпром».
3. Хван Т.А., Хван П.А. Безопасность жизнедеятельности. Серия «Высшее образование». - Ростов н/Д: «Феникс», 2004. – 416 с.

ВОЗМОЖНОСТЬ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ НА ОСНОВЕ ПРИМЕНЕНИЯ ВИБРАЦИОННОЙ ОБРАБОТКИ ИХ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ

О.Ф.Хафизова

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», г.Санкт-Петербург, Россия

Ремонт изношенных участков магистральных нефтегазопроводов в ряде случаев приводит к необходимости их замены на новые участки из сталей, отличающихся по химическому составу и механическим свойствам от основного материала трубопровода. Получаемые при этом разнородные сварные соединения отличаются повышенным уровнем остаточных напряжений и пониженной сопротивляемостью к воздействию различных факторов, способствующих разрушению. Это приводит к снижению долговечности нефтегазопроводов как одного из основных показателей их надёжности. Качество сварных соединений разнородных сталей зависит от степени различия их состава и механических свойств [1,2].

Термическая обработка, как основной метод снятия остаточных напряжений в кольцевых конструкциях, является энергоемким и трудоемким технологическим процессом. К тому же термообработку не всегда можно применить в процессе выполнения технологических операций [3, 6]. Наиболее перспективным методом для снятия остаточных напряжений и деформаций является вибрационная обработка.

В данной работе на примере сварки сталей 20 (класс прочности К42) и 16ГС (класс прочности К52), а также Ст3сп (класс прочности К38) и 10Г2ФБ (класс прочности К60) рассматривается возможность улучшения механических свойств разнородных сварных соединений путем их вибрации в процессе сварки с заданной частотой.Для сравнения сварные соединения разнородных сталей изготавливались без обработки, с послесварочной термической обработкой и с вибрационной обработкой с частотами 50, 100, 160 Гц.

Свариваемые стальные листовые заготовки 1 (рис.1) жестко крепились к крышке стола 8 и подвергались во время сварки вынужденным колебаниям относительно неподвижного массивного основания 7. К крышке стола устанавливался асинхронный электрический двигатель переменного тока 3, на валу которого находился дебаланс 4, который являлся источником колебаний. Перемещением центра массы дебаланса изменялась амплитуда a задаваемых колебаний (a_{max}=62 мкм). Частота вынужденных колебаний f системы (свариваемых заготовок, крышки стола и электродвигателя) совпадала с частотой ω вращения вала двигателя, которая, в свою очередь, регулировалась с помощью преобразователя частоты 9. Значение f регистрировалось датчиком вибрации AMTest-2. Частота собственных колебаний f_c системы регулировалась изменением ее жесткости k, что достигалось варьированием количества N пластин 5, соединяющих крышку стола с основанием. При количестве пластин, равным N=2, и частоте вращения вала двигателя ω=3000 об/мин, частота вынужденных колебаний системы была равной 50 Гц.

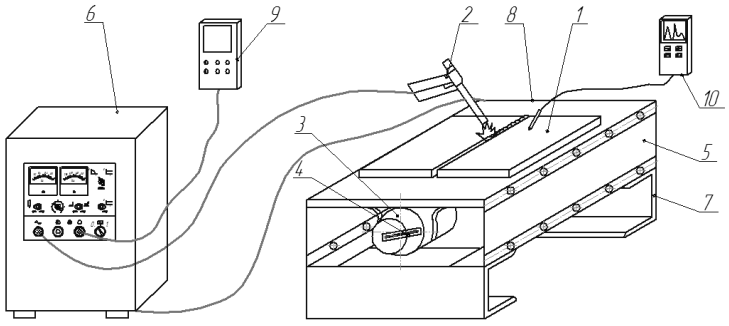


Рис. 1 Схема экспериментального стенда по изучению влияния вибрационной обработки различной частоты на качество сварных соединений из разнородных сталей: 1–свариваемые листовые заготовки; 2–электрододержатель; 3–электродвигатель; 4 –дебаланс; 5–сменные стальные пластины; 6–выпрямитель сварочный; 7–основание; 8–крышка сварочного стола; 9–преобразователь частоты; 10–датчик вибрации AMTest-2

Сварка пластин осуществлялась встык методом ручной электродуговой сварки в три прохода с использованием электродов марок Э50А–ОГПЭ-01 и Э50А-УОНИИ-13/55. Из полученных сварных соединений изготавливались образцы для механических испытаний.

Испытания образцов на растяжение [4, 5] на универсальной испытательной машине Zwick//Roell Z100 усилием 100 кН показали, что применение вибрационной обработки с частотой, близкой к частоте собственных колебаний системы f_c приводит к увеличению условного предела текучести (σ_{02}) при неизменной величине предела прочности (σ_B) металла сварного шва.

Для определения ударной вязкости образцы с V-образным надрезом, изготовленные из различных зон сварного соединения, подвергали испытаниям на ударный изгиб при температуре минус 20^0С.

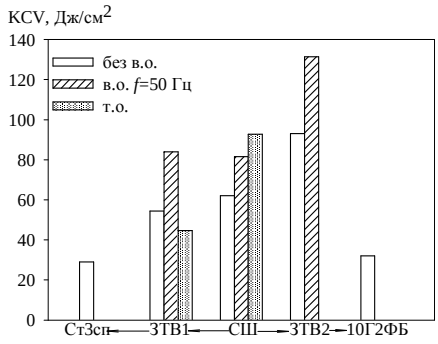


Рис. 2 Зависимости ударной вязкости KCV металла шва и зон термического влияния 3ТВ1 и 3ТВ2 сварного соединения разнородных сталей Ст3сп-10Г2ФБ в зависимости от вида обработки: вибрационной обработки (в.о.), термической обработки (т.о.)

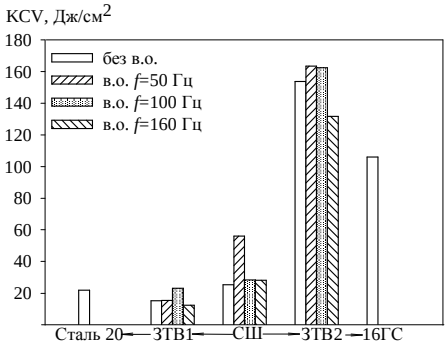


Рис. 3 Зависимости ударной вязкости KCV металла шва и зон термического влияния 3ТВ1 и 3ТВ2 сварного соединения разнородных сталей Сталь20-16ГС от частоты вибрационной обработки (в.о.) f

Как следует из рис. 2, 3 применение вибрационной обработки повышает ударную вязкость как металла сварного шва, так и зоны термического влияния обеих сталей. Причем наибольший эффект (рост KCV металла сварного шва до 105 %) достигается при частоте вибрационной обработки f=50Гц, наиболее приближающейся к частоте собственных колебаний системы (f_c ~ 22 Гц).

Результаты микроструктурного анализа материала сварного шва показали, что применение виброобработки с частотами 50 и 100 Гц, близкими к частоте собственных колебаний системы способствует измельчению зерна.

Для исследования влияния вибрационной обработки на усталостную долговечность, образцы со сварным швом после той или иной обработки подвергали циклическим нагрузкам растяжения – сжатия, что моделировало воздействие давления рабочей среды на стенки трубопровода.

Как следует из результатов испытаний на усталостную долговечность (табл.), вибрационная обработка сварных соединений, проведенная с частотой, близкой к частоте собственных колебаний системы, до 4-х раз повышает число циклов нагружений, которое может выдержать сварное соединение до разрушения.

Таблица

Результаты испытаний образцов из сварных соединений сталей Ст3сп - 10Г2ФБ на усталостную выносливость

Режим обработки	Количество циклов до разрушения N		
	1	2	3
Без обработки	$0{,}328096\cdot10^6$	$0{,}257369\cdot10^6$	-
С термической обработкой	$1{,}075\cdot10^6$	$\geq 1\cdot10^6$	$\geq 1\cdot10^6$
С вибрационной обработкой	$\geq 1\cdot10^6$	$\geq (1\div7)\cdot10^6$	$\geq 1\cdot10^6$

Результаты экспериментов показали, что вибрационная обработка в процессе сварки разнородных трубопроводных сталей Ст3сп-10Г2ФБ и 20-16ГС, проведенная с частотой 50…200 Гц, повышает до 4-х раз усталостную долговечность, в 2 раза ударную вязкость материала сварного соединения при температуре минус 20°С, также повышает предел текучести. Наибольший эффект достигается при частоте вибрационной обработки, наиболее близкой к частоте собственных колебаний системы, что можно объяснить максимальной амплитудой, возникающей при этой частоте колебаний и, как следствие, максимальными напряжениями, возникающими в металле, снижающими уровень остаточных напряжений.

Литература

1. Земзин В.Н. Сварные соединения разнородных сталей. – М: Машиностроение, 1966. – 232 с.
2. Закс И.А. Сварка разнородных сталей:. Справочное пособие. – Л.: Машиностроение, 1973. – 208 с.
3. Полнов В.Г., Сагалевич В.М., Могильнер М.Н. Влияние собственных колебаний сварных конструкций на устранение в них остаточных напряжений вибрацией // Сварочное производство. – М., 1988. – №4 – С.37-39.

4. ГОСТ 6996-66. Сварные соединения. Методы определения механических свойств. – М.: Изд-во стандартов, 1991. – 81 с.
5. ГОСТ 1497-84 Металлы. Методы испытаний на растяжение. – М.: Изд-во стандартов, 1984. – 26 с.
6. СТО Газпром 2-2.2-136-2007. Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промысловых и магистральных газопроводов. – М.: Инструкция, 2007. – Часть I. – 389 с.

ОЧИСТКА ГАЗОВЫХ ВЫБРОСОВ ОТ УГЛЕВОДОРОДОВ

И. Е. Чаплин
Научный руководитель доцент Л.В. Чеканцева
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Предприятия нефтеперерабатывающей промышленности являются мощными источниками загрязнения окружающей среды.

В настоящее время каждый нефтеперерабатывающий завод выбрасывает в атмосферу до 50 тыс. т углеводородов, что, помимо значительных потерь ценного энергоносителя, является ещё и серьезным загрязнением окружающей среды, пагубным воздействием на здоровье обслуживающего персонала, а также жителей близлежащих домов. Поэтому сокращение выбросов углеводородов в атмосферу является одной из важнейших социальных и экономических задач.

Сокращение выбросов углеводородов в атмосферу может быть достигнуто различными способами [1]:

- уменьшение объема газового пространства резервуаров путем установки экранов;
- хранение нефти под избыточным давлением в резервуарах;
- уменьшение амплитуды колебаний температур поверхности нефти (отражательно-тепловая изоляция, водяное орошение резервуаров, окраска резервуаров светоотражающей краской).

Из вышеперечисленных методов, как показывает практика, наиболее эффективным является уменьшение объема газового пространства резервуаров путем установки экранов в резервуарах хранения. По типу конструкции резервуары с экранированием жидкого зеркала нефтепродуктов можно подразделить на резервуары со стационарной крышей и установленными внутри экранами (понтонами) и резервуары с плавающими крышами. По зарубежным данным [2], установка понтонов позволяет снизить выбросы углеводородов на 75%. Особенности отечественного резервуаростроения, в том числе качество уплотнений, не позволяют достигнуть данных показателей.

По данным работы [3], резервуары с плавающей крышей позволяют уменьшить потери от испарений более чем на 60%. Однако и плавающие крыши не могут полностью исключить потери углеводородов из-за неполной герметичности уплотняющих затворов, а также из-за таких факторов, как попадание в резервуар пыли и влаги. Сложности эксплуатации данных резервуаров, связанные с особенностями их конструкции, могут стать причиной повреждения и даже затопления.

Тогда для улавливания выделяющихся из резервуаров паров углеводородов применяют способы, основанные на абсорбционном и адсорбционном принципах, то есть улавливании и рекуперации углеводородов из газовых потоков.

Абсорбционный метод применяют главным образом в тех случаях, когда концентрация поглощаемого вещества в исходной газовой смеси достаточна велика. В качестве абсорбента паров углеводородов используют керосин или дизельное топливо. Данный способ обладает рядом недостатков, к числу которых относятся сложность разделения абсорбата и абсорбента, дополнительные затраты энергии, связанные с подводом тепла для проведения десорбции.

Другой способ улавливания паров это адсорбция, который применяют в тех случаях, когда концентрация поглощаемого вещества незначительна. В качестве сорбента применяют активированные угли и полимеры.

Использование активированных углей в качестве адсорбента нашло широкое применение в процессах адсорбции органических соединений. Однако процесс адсорбции на активированном угле сопровождается выделением тепла, что может привести к возгоранию адсорбента и повышению уровня требований к пожарной безопасности проводимых процессов адсорбции. Кроме того, в адсорбенте с течением времени накапливаются нежелательные примеси, приводящие к частичной потери адсорбционных способностей поглотителя.

В настоящее время одной из наиболее сложных и актуальных задач в нефтеперерабатывающей промышленности является создание установок улавливания вредных веществ, отличающихся как высоким уровнем эффективности и стабильности работы, так и небольшим сроком окупаемости. Состав выбросов представляет собой смесь углеводородов (более 30-40 компонентов), различных по физико-химическим характеристикам и степени воздействия на окружающую среду и человека, которая определяется их предельно допустимыми концентрациями (ПДК) в воздухе. Наибольшие выбросы возникают при производстве, наливе, сливе и хранении смеси легких углеводородов - бензина. Основными компонентами, содержащимися в газовых выбросах бензина на примере АИ-92 являются [4]: смесь предельных углеводородов C_1-C_5 (ПДК = 50 мг/м^3) от 60 до 70%; C_6-C_{10} (ПДК = 30 мг/м^3) от 20 до 25%, остальное составляют преимущественно ароматические соединения: бензол (ПДК = 0,6 мг/м^3), ксилол (ПДК = 0,2 мг/м^3), этилбензол (ПДК = 0,04 мг/м^3). При этом углеводороды C_1-C_5, составляющие основу газовых выбросов, имеют низкую температуру кипения от -40 до 36°С и высокое давление насыщенных паров. Из-за этого для улавливания более 95% углеводородов из газовых выбросов требуется применение значительного количества адсорбента и, соответственно, адсорберов большого

объёма, а также создание дорогостоящей системы конденсации со значительными энергозатратами для охлаждения уловленных углеводородов.

Основные потери паров бензина на нефтеперерабатывающих предприятиях происходят от так называемых «больших дыханий» резервуаров со стационарной крышей, то есть при заполнении и опорожнении резервуаров. В процессе получения, хранения и отгрузки товарного бензина потребителю производится многократная его перекачка из резервуара в резервуар. При заполнении резервуара происходит вытеснение газа, насыщенного парами бензина, в атмосферу, что приводит к необратимым потерям продукта.

Наиболее востребованной является технология очистки газовых выбросов от углеводородов, заключающаяся в концентрировании газового потока до величин позволяющих осуществлять конденсацию углеводородов без использования сложной дорогостоящей аппаратуры.

С этой целью газовый поток, содержащий углеводороды, пропускают через слой специального адсорбента на основе поливинилхлорида (ПВХ). Данный адсорбент устойчив к действию кислот и щелочей. Технология позволяет проводить процесс при температуре окружающей среды.

Основные преимущества адсорбента на основе ПВХ перед активированным углем [5]:

1) негорючесть;
2) адсорбция происходит практически без выделения тепла и повышения температуры;
3) отсутствует разрушение зерен адсорбента в процессе эксплуатации.

Данная технология используется в течение 20 лет на крупных предприятиях России для рекуперации винилхлорида без замены адсорбента.

Таким образом, в результате многолетней эксплуатации установлено, что себестоимость возвращаемого винилхлорида из газовоздушной смеси в производственный цикл с использованием этой технологии в 2-3 раза ниже себестоимости получения винилхлорида как товарного продукта. Капитальные вложения в создание таких установок незначительны и имеют небольшой срок окупаемости.

Литература

1. Пенина Е. С. «Экологический и экономический эффект от замены резервуаров ЖБР на РВСПК в резервуарном парке ЛПДС «Никольское» // «Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов», 2012 – №2.
2. Яковлев В. С. Хранение нефтепродуктов. Проблемы защиты окружающей среды. – М.: Химия, 1981. – 80 с.
3. Прохоренко Ф. Ф., Андреева Г. А. Герметизированная система хранения испаряющихся нефтепродуктов в резервуарах и защита окружающей среды. – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1991. – 52 с.
4. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров. Государственный комитет РФ по охране окружающей среды, 1997 г. Утвержден приказом Госкомэкологии России № 199 от 08.04.1998 г.
5. Гуткович, С. А. Адсорбент на основе поливинилхлорида (ПВХ) // Нанотехника . – 15/03/2012 . – N1 (29) . – С. 21.

ВЫЯВЛЕНИЕ ОПАСНОСТЕЙ ТЕХНОГЕННОГО ХАРАКТЕРА НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ПРОИЗВОДСТВ

И. Е. Чаплин

Научный руководитель доцент В.Г. Крец

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Предприятия нефтегазового комплекса являются опасными производственными объектами (ОПО) из-за значительного числа аварий с тяжелыми социально- экономическими и экологическими последствиями. Выявление опасностей на объектах нефтегазового комплекса выполняется в соответствии с Федеральным законом "О промышленной безопасности опасных производственных объектов".

Задачей выявления опасностей является определение источников, факторов, причин и условий возникновения аварий. Нельзя не отнести сюда также и расчет возможных путей развития аварий [1,2].

Выявление опасностей нефтегазовых объектов реализуется на основе проведения анализа технологических процессов, компоновочных решений и конструктивных особенностей оборудования.

Факторами, влияющими на возможное увеличение частоты возникновения и масштабов развития опасностей, связанных со спецификой технологии нефтегазовых объектов являются [3]:

- наличие оборудования со значительными объемами опасного вещества;
- экстремальные физические условия (высокие и низкие температуры, давление, отличное от атмосферного, гидравлические удары);
- наличие разветвленной сети трубопроводов с многочисленными фланцевыми соединениями и запорно-пусковой и регулирующей арматурой;
- высокая токсичность и коррозионная агрессивность сероводорода, содержащегося в пластовой продукции, а также физико-химические свойства газообразных и жидких углеводородов;
- высокая плотность опасных веществ на единицу площади территории ОПО.

Исходя из данных [2,4], можно выделить основные группы причин возникновения аварий:

1) внешние причины: ошибки проекта, низкий уровень организации работ, человеческий фактор (ошибки обслуживающего персонала), воздействия природного и техногенного характера;

2) внутренние причины: отказ оборудования вследствие износа, коррозии, механических повреждений, температурных деформаций; дефект конструкции (дефекты в сварных соединениях); прекращение подачи энергоресурсов (электроэнергии, пара, воды); механические повреждения, возникшие вследствие некачественных строительно-монтажных, ремонтных и пусконаладочных работ.

Одними из объектов, которым присущи выявления опасностей техногенного характера, являются объекты промысловой подготовки и переработки углеводородов. На этапе проектирования емкостного оборудования на объектах промысловой подготовки и переработки углеводородов, рассчитывая на полное соблюдение нормативных требований, предполагается, что данное оборудование будет гарантированно безопасно функционировать. Однако, как показывает опыт, всегда есть место незначительным ошибкам при монтаже, мельчайшим отклонениям от расчетных режимов эксплуатации, а также нарушениям в порядке проведения диагностических работ, что может привести к авариям с тяжелыми последствиями и значительным ущербом.

На данных объектах перерабатываются углеводороды, содержащие сероводород, который относятся к взрывопожароопасным и токсичным веществам. Следовательно, главной опасностью на объектах промысловой подготовки и переработки углеводородов является разрушение емкостного оборудования, в результате чего произойдет выброс токсических веществ. В том случае, если имеется источник воспламенения, разрушение оборудования произойдет с последующим взрывом или пожаром. Эта опасность обусловлена спецификой технологических систем участков подготовки газа и нефти:

1) основным типом оборудования является емкостное оборудование с жидкими и газообразными углеводородами, находящееся под давлением, отличным от атмосферного;
2) опасные свойства газообразных и жидких углеводородов:
   - способность образовывать взрывоопасные смеси с воздухом;
   - широкая область воспламенения смеси паров с воздухом;
   - низкие нижние пределы воспламенения;
   - сравнительно низкие температуры воспламенения и самовоспламенения;
   - высокая температура пламени при горении;
   - высокая плотность в газообразном состоянии, превышающая плотность воздуха;
3) наличие разветвленной сети трубопроводов с многочисленными фланцевыми соединениями и запорно-пусковой и регулирующей арматурой;
4) наличие в сырье сернистых соединений и солей.

Технологические процессы на объектах ведутся под избыточным давлением при высокой температуре, что способствует активному выбросу опасных веществ и образованию парогазового облака.

Практика показывает, что зоны действия факторов, связанных с поражением людей, практически не выходят за пределы установленных санитарно-защитных зон. Основные людские потери при авариях на емкостном оборудовании возможны лишь среди обслуживающего персонала.

Другой объект, который нуждается в выявлении техногенных рисков, является продуктопровод. Основным назначением технологических продуктопроводов является транспортировка жидких и газообразных продуктов. Системы трубопроводного транспорта углеводородов достаточно совершенны. Однако, как показывает практика, полностью устранить аварии на продуктопроводах невозможно из-за множества факторов, влияющих на возникновение аварийной ситуации (износ оборудования, природные явления). Так, в настоящее время многие магистральные трубопроводы имеют значительный срок эксплуатации: более 20 лет работают 25 % магистральных трубопроводов, 38 % эксплуатируемых трубопроводов — 10—20 лет, 5 % перешагнули нормативный рубеж.

Основной опасностью на газо-, нефте- и конденсатопроводах при повреждении является возможность неконтролируемого токсического выброса горючих жидкостей и газа с возможным возгоранием или взрывом, а также разливами нефти и нефтепродуктов, оказывающих пагубное воздействие на окружающую среду.

Авария на газопроводе неконтролируемый выброс транспортируемого газа в атмосферу в результате полного разрушения или частичного повреждения трубопровода, его элементов и устройств, сопровождаемого одним из следующих событий или их сочетанием [5]: токсическим выбросом; взрывом или воспламенением газа; потерей 10000 м^3 газа и более.

Авария на нефте- и конденсатопроводах внезапный излив или истечение в результате полного или частичного разрушения трубопровода или его элементов, сопровождаемые одним или несколькими из событий [5]:

- воспламенение жидкости или ее паров;
- загрязнение любого водостока, реки, озера, водохранилища или любого водоема сверх пределов, установленных стандартом на качество воды;
- объем утечки составил 10 м^3 и более, а для легкоиспаряющихся жидкостей объем утечки превысил 1 м^3 в сутки.

Аварии на продуктопроводах характеризуются ущербом в виде потерь продукции, риском гибели людей, а также причиняют существенный вред окружающей природной среде.

Таким образом, владея информацией об источниках, факторах, причинах и условиях возникновения аварий, можно своевременно выявить опасности техногенного характера, и, следовательно, увеличить срок безаварийной эксплуатации объектов нефтяных и газовых производств.

Литература

1. Елохин А.Н. Анализ и управление риском: Теория и практика. – М.: Лукойл, 2000. – 185 с.
2. Алымов В.Т., Тарасова Н.П. Техногенный риск: Анализ и оценка: Учеб. пособ. Для вузов. – М.: ИКЦ «Академкнига», 2005. – 118 с.
3. Отраслевое руководство по анализу и управлению риском, связанным с техногенным воздействием на человека и окружающую среду, при сооружении и эксплуатации объектов добычи, транспорта, хранения и переработки углеводородного сырья с целью повышения их надежности и безопасности / Сафонов В.С., Одишария Т.Э. – М.: РАО «Газпром», 1996. – 207 с.
4. Гендель Г.Л., Клейменов А.В. Концепция выбора мероприятий, повышающих уровень безопасности нефтегазовых производств // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. – 136 с.
5. Промышленная безопасность магистрального трубопроводного транспорта: учеб. пособ. / под ред. А.И. Владимирова, В.Я. Кершенбаума. – М.: НП «Национальный институт нефти и газа», 2005. – 600 с.

Секция 17

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ НЕФТИ И ГАЗА[1]

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И РЕСУРСОЭФФЕКТИВНЫЕ МОДЕЛИ В РЕШЕНИИ ЗАДАЧ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ТРАНСПОРТА ВЯЗКИХ СРЕД: ИСТОРИЯ, ДОСТИЖЕНИЯ, ПЕРСПЕКТИВЫ

С.Н. Харламов, д-р физ. – мат. наук, профессор, действ. член РАЕН, Почетный работник высшего профессионального образования РФ

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Аннотация. Представлены и проанализированы на широком классе внутренних течений эффективные численные алгоритмы и модели детального сквозного расчета пространственных высоко- и низкорейнольдсовых неизотермических инертных и химически реагирующих гомогенных и гетерогенных течений вязких сред в полях действия внешних сил в трубопроводах с произвольной конфигурацией стенки, использующие неравномерные сетки, современные идеи итерационных методов, экономичных неявных конечно-разностных схем, схем расщепления по физическим процессам и пространственным переменным. Дан критический анализ состояния проблемы управления динамическими и скалярными (тепловыми и диффузионными) характеристиками отрывных потоков. Особое внимание уделено информационным технологиям и методам пассивного и активного воздействия на отрывные течения смесей с неоднородной анизотропной турбулентностью. Установлено, что в классе слабосжимаемых пространственных течений предлагаемые численные алгоритмы по быстродействию не уступают алгоритмам численного интегрирования систем уравнений двумерного пограничного слоя. Детально исследованы рециркуляционные эффекты, сопровождающие отрыв и присоединение потока. Проведен сравнительный анализ экспериментальных и расчетных исследований по вихреобразованию, полям давления, динамике процессов и структуре течений, интенсификации тепломассообмена и трения в трубопроводах. В работе показаны достоинства ***RANS***, ***LES и гибридных подходов.*** Отмечаются достижения методов и их перспективы в анализе сложных сдвиговых потоков и сопряженного тепломассопереноса. Детально обсуждаются проблемы моделирования многомасштабности и интерференции отрывных течений, механизмов генерации вихреобразований в закрученных потоках.

Актуальность комплексного физико-математического и численного моделирования теплогидрогазодинамических процессов в технологии транспорта углеводородных сред связана с решением проблем безопасности транспорта природного сырья по трубопроводам, с повышением надежности, эффективности работы объектов трубопроводного транспорта. Эти проблемы необходимо рассматривать совместно с задачей снижения энергетических затрат на транспорт продуктов по магистральным трубопроводам. В связи с этим разработка методов и технологий эффективного расчета рабочих процессов, подготовка специалистов по комплексному физико-математическому моделированию вопросов транспорта вязких сред по трубам, каналам протяженной длины или с короткими участками представляется чрезвычайно важной.

Характеристика проблем моделирования сложных сопряженных процессов. Хорошо известно, что в основе часто используемых вычислительных технологий расчета сложных течений лежит концепция комплексного численного моделирования трубопроводных систем с использованием базовых моделей механики сплошной среды, численных методов механики неоднородных систем, турбулентных потоков. Такие технологии успешно применяются при решении многочисленных многомерных и многопараметрических производственных задач повышения безопасности, эффективности и экологичности промышленных трубопроводных сетей в газовой, нефтяной, химической промышленности, теплоэнергетике и машиностроении. Вполне понятно, что используемые технологии достаточно сложны и опираются на дорогой численный эксперимент. Последний представляется в виде этапов: 1) математической постановки задачи, включающей разработку и выбор математической модели; 2) построения методики решения задачи в целом со структурным анализом математической модели; 3) разработки алгоритма решения отдельных задач; 4) модульного анализа алгоритмов; 5) разработки проекта программы с описанием структуры данных, информационных потоков; 6) разработки программы или модификации существующих; 7) проведения тестовых расчетов; 8) выполнения собственно решения задачи. Заметим, что в процессе численного эксперимента результаты требуют возврата к предыдущим этапам для внесения необходимых изменений в математическую модель, метод решения, программный код. Таким образом, технологическая цепочка имеет много обратных связей, приводит к цикличности процесса, что в итоге существенно увеличивает стоимость численного эксперимента.

Существенное значение при численном моделировании имеет факт уменьшения затрат на разработку и модификацию программы. Процесс модификации находится в самом внутреннем цикле технологической цепочки численного эксперимента, поскольку и уточнение постановки задачи, и изменение методов численного

---

[1] ***Секция*** работает на базе Международной научно-образовательной лаборатории “Нефтегазовая гидродинамика и теплообмен” (зав. проф. Харламов С.Н.), научные направления которой связаны с проблемами и приложениями в инженерной механике, гидрогазодинамике и тепломассопереносе, биоурбанистике и биотехнологиях.

решения задачи с той же математической постановкой приводят в итоге к необходимости внесения изменений в программу. Эффект в этом направлении достигается за счет разработки проблемно-ориентированных комплексов программ. Одним из основных требований к такому комплексу является обеспечение такой гибкости программных реализаций, при которой существенно облегчается настройка на конкретную физическую или математическую задачу определенного класса. Реализация этого требования приводит к простой структуре комплекса программ, позволяющей вносить изменения в математическую модель или метод решения путем естественного расширения комплекса новыми программами. Из вышесказанного следует, что в технологической цепочке комплексного моделирования основное внимание уделяется разработке *математических моделей, методов и алгоритмов эффективного расчета сдвиговых потоков.*

В данной работе представлены результаты, полученные автором в направлении анализа проблем интенсификации и оптимизации функционирования трубопроводных систем в режимах сложного турбулентного движения смесей в условиях отрыва и присоединения потока к стенкам. В таких условиях велика роль факторов: внешней турбулентности и реламинаризации, геометрии поверхности стенки, смешения и рецуркуляционных процессов, рельефа и массовых сил. Многие течения, представляющие интерес для практики, содержат зоны высокой интенсивности турбулентности. Эти зоны характеризуются сменой знака мгновенных скоростей потока, хотя осредненное поле течения остается номинально стационарным. Примерами такой гидродинамической ситуации служат отрывная область турбулентного течения ниже по потоку от места внезапного расширения трубопроводной системы, а также течения в канонических областях с участками конфузорно-диффузорных секций. В анализе указанных конфигураций все еще недостаточно экспериментов о “тонкой структуре” в области возвратного течения, сопровождающегося непременным утолщением вязкой области, появлением значительной нормальной компоненты скорости. Хотя такие исследования очень популярны за рубежом [В.Д. Мосс [1], Дж.К. Итон, Дж.П. Джонстон [2], Дж. Х. Уайтлоу, К. Тропеа, Ф. Дурст [3], Р.С. Амано [4] и др.) да и в России также (В.К. Щукин и др. [5], Г.Ю. Степанов [6], Терехов В.И. [7] и т.д.), все же данных для тестирования моделей в трубопроводах и каналах переменного поперечного сечения недостаточно. Библиографический анализ задач показывает [8], что даже простейшие двумерные присоединяющиеся течения содержат вопросы, решение которых возможно только на базе сложных моделей турбулентного переноса. Поэтому велика роль эксперимента в исследованиях отрывных потоков. Также отметим, что проблемы, связанные с проведением экспериментальных работ, выполненных до середины 2000-х годов на специфицеских поверхностях в условиях вязкостно-инерционного течения с системах с впадинами, кавернами, неровностями сферической формы на стенке, детально освещены, например, J. Turnow [9], M. Elyyan [10]. Такие исследования в ламинарном режиме прямоточного и закрученного потока в каналах переменного поперечного сечения с внезапным расширением, обращенным вперед и назад уступами выполнялись и в работах [8, 11-14]. В сравнении с исследованиями, посвященными турбулентному переносу, здесь следует отметить еще больший дефицит экспериментальных данных. Можно констатировать, что простота вязкостно-инерционных ламинарных течений в трубах и каналах сложной геометрии лишь кажущаяся. Так, Р.Дж. Голдстин, В.Л. Эриксен [15] представили результаты экспериментального исследования обтекания ламинарным и переходным воздушным потоком уступа в трубе. Эксперименты включают дымовую визуализацию потока. Для дозвукового течения наблюдался ламинарный режим течения до точки присоединения вязкого слоя. Представлены критерии существования перехода к турбулентному режиму в окрестности точки присоединения. Установлено, что длина зоны отрывного течения ламинарного потока не является величиной, кратной высоте уступа, а зависит от числа Рейнольдса, толщины пограничного слоя в сечении уступа. Показано также, что профиль скорости в точке присоединения подобен по форме профилю в ламинарном пограничном слое в точке отрыва, а профили скоростей в пограничном слое за точкой присоединения подобны профилям в ламинарном пограничном слое, развивающемся на участке перед уступом, с той лишь разницей, что в первом случае они располагаются в обратном порядке. Весьма ценными для тестов представляются экспериментальные результаты (ламинарный режим), полученные Ф. Дурстом и др. [13, 14].

Вторая часть проблем определения достоинств информационных технологий, методов и моделей в прогнозе технологических процессов связана с сопряженными течениями, уяснением степени *влияния крутки на динамику, образования возвратных зон, тепло – и массообмен* в каналах постоянного и переменного сечений. Здесь стоит отметить значительный вклад авторов [13-17], детально исследовавших пространственные эффекты в закрученных течениях в расширяющихся трубах и каналах со скачком сечения, а также свойства конечно-разностных схем и эффективность численных методов [8, 12, 13, 16]. Наш анализ сложных сдвиговых течений за уступом [17] также показал важное отличие присоединяющегося сдвигового слоя от плоского слоя смешения: жидкость с низкоскоростной стороны сдвигового слоя является сильно турбулентной в противоположность низкотурбулентному потоку в типичном плоском слое смешения. Оторвавшийся сдвиговой слой резко искривляется непосредственно перед точкой (линией) присоединения. При этом часть потока жидкости из сдвигового слоя отклоняется и уходит в область рециркуляционного течения под действием сильного положительного градиента давления. В зоне присоединения сдвиговой слой испытывает стабилизирующее влияние сразу трех факторов: *положительного градиента давления, кривизны линий тока и демпфирующего действия стенки*. Последние два из этой группы воздействий ведут к быстрому затуханию нормального и касательного напряжения Рейнольдса в зоне присоединения. Поэтому течение в этой зоне неустойчиво. Через нее перманентно проходят крупные структуры с пространственным масштабом, по меньшей мере равным высоте уступа. Расчетами установлено, что длина срывной зоны флуктуирует, ибо точка присоединения сдвигового слоя перемещается вверх-вниз по течению. Область рециркуляционного течения под сдвиговым слоем нельзя считать застойной зоной. Измеренные значения максимальной скорости возвратного течения составляют около 20%

скорости внешнего течения в области ядра, а значения коэффициентов поверхностного трения c_f за уступом в рециркуляционной части движения, нормированные по $\rho U_R^2/2$ (U_R - максимальная скорость возвратного течения в рециркуляционной зоне), составляют величину приблизительно равную 0,02, что совсем не мало для турбулентного пограничного слоя. Ниже по течению после присоединения на расстояниях в несколько высот уступа напряжения Рейнольдса продолжают быстро убывать. Одновременно с этим внутри присоединяющегося сдвигового слоя нарастает новый пограничный подслой. Одной из самых интересных зон течения за уступом является зона непосредственного присоединения, в ней поток спонтанно меняет направление движения, однако интенсивные турбулентные пульсации у стенки не оказывают существенного влияния на динамические характеристики движения. Таким образом, в некоторых аспектах это течение "проявляет себя" как ламинарное (если говорить о среднем движении), в которое проникают турбулентные пятна. Масштаб флуктуаций скорости определяется не местными характеристиками, а глобальной геометрией срывной зоны.

Наши расчеты и данные работ [2, 18–20] позволяют сформулировать систему параметров, определяющих длину присоединения. Такими параметрами являются: толщина отрывающегося пограничного слоя; турбулентность в ядре отрывающегося потока; градиент давления и относительная ширина канала. Причем изменения состояния пограничного слоя (ламинарный или турбулентный) при отрыве и относительная ширина канала β показывают более выраженное влияние на размер зоны присоединения x_r. Установлено, что при значениях относительной ширины канала β>10 влиянием этого параметра можно пренебречь. При относительно невысоких значениях β (меньших десяти), x_r увеличивается, если пограничный слой при отрыве был ламинарным, и x_r уменьшается, если пограничный слой при отрыве был турбулентным. Такое поведение связано с различиями в структуре течения в угле. Результаты измерения интенсивности турбулентности показывают [19], что локальная интенсивность вблизи центральной линии присоединяющегося сдвигового слоя выше средней на 30%. Распределения максимальных значений интенсивности пульсаций продольной скорости $\overline{u'^2}/U_0^2$ от продольной координаты $(x-x_r)/h$ (где h– высота уступа) почти во всех случаях имеют максимум в точке, расположенной выше по потоку от точки присоединения на расстоянии, равном одной высоте уступа, а затем быстро убывают. Причем точки максимума интенсивности турбулентности тем больше приближаются к стенке, чем меньше длина области рециркуляционного течения. Изменение касательного напряжения $-\overline{u'v'}$ в большинстве экспериментов аналогично изменению интенсивности турбулентности и имеют максимальное значение $\left(-\overline{u'v'}/U_0^2\right)_{\max} \approx 1{,}25\cdot 10^{-3}$. Библиографический анализ показывает, что в настоящее время данные об изменениях корреляций третьего порядка в указанных системах почти отсутствуют. Отдельные сведения для зоны присоединения по величинам $\overline{u_i' u_j' u_k'}$ наиболее полно представлены в работе К. Чандрсуды [20]. Наши расчеты указывают, что во внешней части сдвигового слоя тройные корреляции убывают приблизительно с той же скоростью, что и напряжения Рейнольдса, но вблизи стенки они убывают значительно быстрее. Такое поведение следует связывать с сильным влиянием стенки на величину нормальной скорости в зоне присоединения (из-за условия v=0 при y=0). Кроме того, заметим, что в расчентах используется модель турбулентности, включающая замыкания тройных корреляций градиентными соотношениями для напряжений Рейнольдса, а они весьма приближенны в зоне присоединения (*ниже смотри детали моделирования*).

Важно отметить, что быстрое уменьшение напряжений Рейнольдса в зоне присоединения – *наименее изученный факт присоединяющихся течений в трубопроводных системах.* Для его разъяснения необходимы систематические многопараметрические исследования теоретического и экспериментального характера. Часто вследствие различий в начальных и граничных условиях невозможно сопоставить профили средних характеристик (например, скорости), напряжений Рейнольдса, полученных разными авторами. Однако существует мнение [2, 20], что влияние начальных условий ослабляется в процессе присоединения сдвигового слоя.

Исследование структуры крупномасштабных вихрей в присоединяющемся сдвиговом слое представляет в настоящее время значительный интерес. Расчеты показывают [12, 17], что в окрестности точки присоединения крупные вихри распадаются на пары вихрей. Однако К. Чандрсуда [20] показывают, что непосредственно за точкой присоединения вблизи стенки коэффициент перемежаемости меньше единицы. Этот результат подтверждает нашу гипотезу [8, 11, 12] о том, что вихри движутся поочередно то вверх, то вниз по потоку. Уменьшение же корреляций турбулентных пульсаций скорости вызывается быстрым уменьшением масштаба турбулентности. Установлено, что быстрое убывание турбулентности в сдвиговом слое может вызываться искривлением линий тока, которые становятся выпуклыми [17]. Кривизна оторвавшегося сдвигового слоя довольно мала, однако она резко увеличивается начиная с расстояния, составляющего около двух высот уступа вверх по потоку от точки присоединения.

Заметим, что указанные особенности присоединяющегося потока относятся к дозвуковым движениям. Сделаем некоторые выводы общего характера, фиксирующие современное состояние проблемы расчета и наблюдений присоединяющихся течений.

1. Несмотря на большое число имеющихся экспериментальных исследований присоединяющихся движений ни одно из них не может служить материалом теста для численных методов исследования.

2. Для глубокого понимания рассматриваемого явления необходимо выполнить ряд дополнительных экспериментальных и численных разработок, относящихся к зоне присоединения.

3. Кроме этого, актуальными являются данные о природе крупномасштабных структур в зоне присоединения.

4. В течении за уступом отсутствует традиционная область логарифмического закона (закона стенки).

5. Согласно результатам измерений сил поверхностного трения и профилей скорости реализуется сильно вязкое среднее течение, в котором влияние турбулентных касательных напряжений мало по сравнению с влиянием молекулярных касательных напряжений.

6. Масштабы в законах подобия для осредненного течения и поверхностного трения определяются вязкостными эффектами и несовместимы с логарифмическим законом для профиля скорости. Турбулентность в пристеночной части не генерируется. Ее структура определяется характеристиками крупных вихрей, развивающихся над пристеночной областью (где они порождаются), и демпфирующим влиянием стенки. Течение в пристеночной области имеет ряд сходных с ламинарным течением черт, но не является ламинарным.

Детали RANS метода и некоторые результаты. Аанализ проблем моделирования сложных сдвиговых течений позволяет отметить, что предсказание инертных, химически реагирующих прямоточных или закрученных потоков в трубопроводах и каналах чаще выполняется с использованием только моделей турбулентности типа вихревой вязкости, классических либо модифицированных на учет нелинейных сопряженных эффектов. Несостоятельность *таких моделей* в описании пристеночных эффектов в трубопроводных системах и сдвиговых течениях связана с ущербностью допущения об изотропном характере турбулентного вязкости. Необходимость включения более гибких, универсальных моделей к описанию процессов у стенки заставляет обращаться к моделям с транспортными уравнениями переноса напряжений и потоков скалярной субстанции, например, RANS методам и гибридным с LES схемам. Такие модели находятся в стадии развития и требуется кропотливый анализ в оценке их достоинств и адаптации к расчетам.

Отметим основные достоинства многопараметрических моделей, иллюстрируя их возможности сравнениями (см. ниже рисунки) расчетов с опытными данными по “тонкой” стуктуре развивающегося неизотермического течения в трубопроводе. В RANS подходе для замыкания определяющих уравнений предлагается использовать модель турбулентности второго порядка для напряжений и потоков “RSS-TF”, которая в своей символической форме имеет вид:

$$C_{ij} = D_{ij} + P_{ij} + R_{ij} - \varepsilon_{ij}; \tag{1}$$

$$C_{it} = D_{it} + P_{it} + R_{it} - \varepsilon_{it}. \tag{2}$$

Здесь C_{ij} – конвекция, D_{ij} – диффузия ($D_{ij} = D_{ij}^{\ l} + D_{ij}^{\ t}$), P_{ij} – порождение, R_{ij} – перераспределение, ε_{ij} – диссипация (относятся к напряжениям $\overline{u_i' u_j'}$), индексы “*l,t*” соответствуют ламинарный, турбулентный, “*it*” – отвечают турбулентным потокам тепла $\overline{u't'}, \overline{v't'}, \overline{w't'}.$

Ранее RSS-TF – модель, описываемая уравнением (1), показала в целом превосходные результаты предсказания структуры изотермических течений [12, 17]. Опираясь на ее формулировку и успехи в реализации, приведем некоторые соображения по замыканию только уравнений турбулентного теплового потока (2). Итак, в обозначениях (2) принято: $C_{iT} = \dfrac{\partial}{\partial x_k}(U_k \overline{u_i' t'})$ – конвекция; $D_{iT}^{\nu} = \dfrac{\partial}{\partial x_k}[\nu \dfrac{\partial \overline{u_i' t'}}{\partial x_k} + (a-\nu)\overline{u_i' \dfrac{\partial t'}{\partial x_k}}]$ – молекулярная диффузия; $P_{iT} = P_{iT,1} + P_{iT,2}$ – порождение градиентом средней температуры и средней скорости ($P_{iT,1} = -\overline{u_i' u_j'} \dfrac{\partial T}{\partial x_k}$; $P_{iT,2} = -\overline{u_k' t'} \dfrac{\partial U_i}{\partial x_k}$); $D_{iT}^{t} = \dfrac{\partial}{\partial x_k}(-\overline{u_i' u_k' t'})$ – турбулентная диффузия; $R_{iT} = \overline{\dfrac{t'}{\rho} \dfrac{\partial p'}{\partial x_i}}$ – корреляция между давлением и температурой.

При описании молярной диффузии (D_{iT}^{t}) используется подход Б.Е.Лаундера [21], модифицированный в настоящей работе на учёт разномасштабности времен диссипации автокорреляций пульсаций температуры и энергии турбулентности посредством введения параметра $\sigma = (\dfrac{\overline{t'^2}}{2\varepsilon_t})/(k/\varepsilon)$ (*):

$$D_{iT}^{t} = \frac{\partial}{\partial x_k}\{c_{st} f_{\mu T} \frac{k}{\varepsilon}[\overline{u_i' u_l'} \frac{\partial \overline{u_k' t'}}{\partial x_l} + \overline{u_k' u_l'} \frac{\partial \overline{u_i' t'}}{\partial x_l}]\}, \tag{3}$$

где $c_{st} = 0{,}15$; $f_{\mu T} = f(Pr) f_{\mu} (2\sigma)^{0,5}$.

Для описания диссипативных процессов в работе принята модель Р.М.К. Со [22] с демпфирующей функцией f_s, модифицированной в нашем случае на влияние числа *Pr*:

$$\varepsilon_{iT} = f_s f(\mathrm{Pr})\frac{\varepsilon}{k}[\overline{u_i't'} + \overline{u_k't'}n_k n_i], \tag{4}$$

$$f_s = \exp[-(\frac{\mathrm{Re}_t}{80})^2], f(\mathrm{Pr}) = 0{,}5(1+\frac{0{,}871}{(\mathrm{Pr})^{0{,}5}}). \tag{5}$$

Модель перераспределяющего члена R_{iT} по форме аналогична модели R_{ij} в уравнениях для $\overline{u_i'u_j'}$:

$$R_{iT} = R_{iT,1} + R_{iT,2} + R_{iT,w}. \tag{6}$$

Здесь при описании эффекта корреляций пульсаций скорости и температуры ($R_{iT,1}$) использована известная модель А.С.Монина [23] с поправкой на влияние параметра σ (см. (*)) через коэффициент $c_{1\theta}$:

$$R_{iT,1} = -c_{1\theta}\frac{\varepsilon}{k}\overline{u_i't'}, \tag{7}$$

где $c_{1\theta} = f(\sigma) = 3(\sigma)^{0,5}$.

Модельная форма члена $R_{iT,2}$, определяющего взаимодействия пульсаций температуры с осредненным напряжением трения принята в виде:

$$R_{iT,2} = - c_{2\theta}P_{iT,2}\ ,\ c_{2\theta} = 0{,}4 \text{ – по [22]} \tag{8}$$

Учёт влияния стенки проводится согласно [22]:

$$R_{iT,w} = \Phi_w\frac{\varepsilon}{k}\overline{u_i't'}, \tag{9}$$

где $\Phi_w=(c_{1\theta} - n_k n_i)f_s - c_{1\theta,w}f(L/x_n)n_k n_i$, $f(L/x_n)=c_L L/x_n$, $c_L=4{,}16$, $c_{1\theta,w}=0{,}75$, f_s–по (5).

Общий вид транспортных уравнений для $\overline{t'^2}$ и ε_t дадим из соображений простоты в тензорной форме, опираясь на замыкания, принятых в [8, 11, 12]:

$$U_k\frac{\partial\overline{t'^2}}{\partial x_k} = \frac{\partial}{\partial x_k}[a\frac{\partial\overline{t'^2}}{\partial x_k}] + \frac{\partial}{\partial x_j}[c'_{sT}f_{\mu T}\frac{k}{\varepsilon}\overline{u_j'u_k'}\frac{\partial\overline{t'^2}}{\partial x_k}] - 2\overline{u_k't'}\frac{\partial T}{\partial x_k} - 2\varepsilon_t; \tag{10}$$

$$U_k\frac{\partial\varepsilon_t}{\partial x_k} = \frac{\partial}{\partial x_k}[a\frac{\partial\varepsilon_t}{\partial x_k}] + \frac{\partial}{\partial x_j}[c'_{s\varepsilon T}f_{\mu T}\frac{k}{\varepsilon}\overline{u_j'u_k'}\frac{\partial\varepsilon_t}{\partial x_k}] - c_{\varepsilon T1}\frac{\varepsilon_t}{\overline{t'^2}}\overline{u_k't'}\frac{\partial T}{\partial x_k} - c_{\varepsilon T2}\frac{\varepsilon}{k}\overline{u_k't'}\frac{\partial T}{\partial x_k}$$

$$c_{\varepsilon T3}\frac{\varepsilon_t}{k}\overline{u_i'u_j'}\frac{\partial U_j}{\partial x_k} - c_{\varepsilon T4}\frac{[\varepsilon_t - a(\frac{\partial\sqrt{\overline{t'^2}}}{\partial x_n})^2]\varepsilon_t}{\overline{t'^2}} - c_{\varepsilon T5}\frac{[\varepsilon - 2\nu(\frac{\partial\sqrt{k}}{\partial x_n})^2]\varepsilon_t}{k}, \tag{11}$$

здесь $f_{\mu T}=f_\mu(2\sigma)^{0,5}$; $c'_{s\varepsilon T}$ =0,11; c'_{sT} =0,11; $c_{\varepsilon T1}$=0,63; $c_{\varepsilon T2}$=0; $c_{\varepsilon T3}$ =0,3; $c_{\varepsilon T4}$=1,96; $c_{\varepsilon T5}$=0,6;

При обобщении модели обращено внимание на высокую степень анизотропии корреляционных моментов в непосредственной окрестности стенки. В работе приводятся сравнения с многочисленными опытными данными по тепловым и динамическим параметрам развивающегося потока. Некоторые из них представлены на рис. 1-4.

Отмечая уверенную реакцию представленных моделей на процессы перераспределения энергии в присоединяющихся потоках следует ожидать успеха в прогнозе переходных явлений в трубопроводах, осложненных тепломассопереносом. Заметим, что в последнее время попытки объяснения эффекта интенсификации теплообмена в присоединяющихся потоках активизировали исследования по динамике течения [7-10]. Так, результаты анализа распределений давления на стенке и полей скорости внутри срывной зоны [7, 9, 10] показали важность привлечения серьезной экспериментальной информации, полученной с привлечением лазерного доплеровского анемометра (рис.10) к анализу состояния отрывной зоны и приводят к необходимости использования в моделировании этим процессом многопараметрических схем прогноза деталей структуры и управления отрывом пограничного слоя. Ниже, на рис. 5-10 приведены картины динамических (рис. 5-7), тепловых (рис. 8) и диффузионных (р.9) процессов, полученных гибридными схемами (данные рис.5-8) и фото съемкой ([30], рис.9).

Результаты подтверждают роль рециркуляционных эффектов при срыве и присоединении вихрей, динамику и сложность течений в трубах и каналах переменного поперечного сечения, определяют целесообразность привлечения **RANS-LES** гибридных схем [8, 11, 12, 17]. Расчеты позволяют обнаружить высокую чувствительность данных моделей к мелкомасштабным процессам течения и генерации турбулентности. Кроме того, установлено, что прогноз эффектов в указанных конфигурациях в рамках RANS метода требует больших материальных затрат.

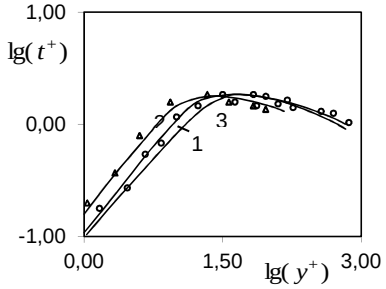


Рис. 1. Распределение безразмерной интенсивности пульсаций температуры t+ в зависимости от универсальной поперечной координаты y+. Здесь расчет – все линии, значки – данные экспериментов [24 -26]. (1 - ○○ - Re=3,9·104, x/D=200 [24, 25]; 2 - Δ - Re=4,56·103 [26]; 3 - Re=3,0·104). Линии 1,2 - распределение при постоянных теплофизических свойствах, 3 – при переменных.

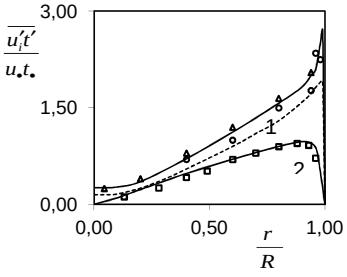


Рис. 2. Турбулентный поток тепла $\overline{u_i't'}/(u_*t_*)$ ***(i=1,2) в зависимости от поперечной координаты r/R за участком тепловой и динамической стабилизации. Здесь линии - расчет, значки – эксперименты [27, 28], причем линия 1 отвечает значениям осевого потока*** $\overline{u't'}/(u_*t_*)$ ***, найденного в условиях эксперимента М.Х. Ибрагимова [28] (○, Δ- Re=3,25·104). Линия 2 - радиальный поток*** $\overline{v't'}/(u_*t_*)$ ***- сравнение с опытами [27] (□-Re=6,035·104). Пунктир (1) – расчет по алгебраической модели скалярного потока М.М. Гибсона [29] в условиях эксперимента [27] при Re=6,035·104.***

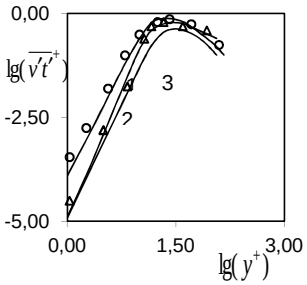


Рис. 3. Профиль турбулентного теплового потока $\overline{v't'}^{+} = \dfrac{\overline{v't'}}{u_*t_*}$ ***в переменных стенки y+ (линии) в сравнении с результатами экспериментов [26, 27] (все значки), выполненных в условиях развитого течения и теплообмена в трубе. Здесь линии 1,2 отвечают теплообмену при постоянных свойствах , 3 – при переменных . 1 –○○○ данные [26] Re=3,9·104, Tw=3000K, T0=3100K, x/D=200, D=0,01м; 2 - –ΔΔΔ опыт [27] (Re=6,035·104,*** q_w^+ ***=0,003, T0=3000K, x/D=160, D=0,015м; 3 – условия экспериментально изучаемого режима [27] (Tw=5400K, T0=3000K, остальные данные аналогичны случаю 2).***

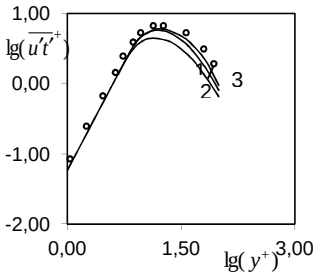


Рис. 4. Профили осевого турбулентного потока тепла $\overline{u't'}^{+} = \dfrac{\overline{u't'}}{u_*t_*}$ ***в зависимости от y+ по длине термического начального участка. Здесь расчеты отвечают линиям в сечениях: 1-x/D=5, 2-10, 3-200. Значки (○○) – опыт [27] (Re=6,035·104, Pr=0,71,*** q_w^+ ***=0,003, T0=3000K, x/D=160, D=0,015м).***

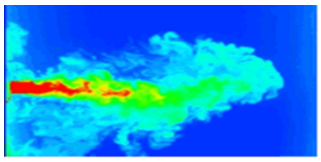


Рис.5

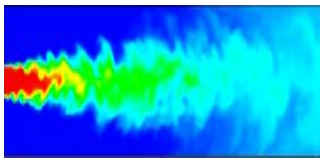


Рис.6

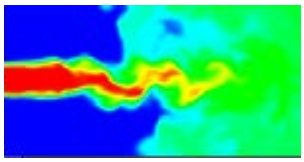


Рис.7

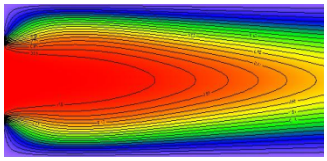


Рис.8

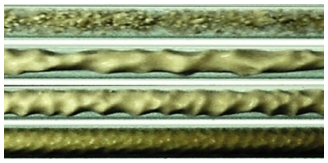


Рис.9

Рис.10

Рис.5-7. Картина вихревого нестационарного течения гомогенной химически реагирующей пропано-водородо-воздушной смеси [31] в трубопроводной секции со скачком поперечного сечения (турбулентный режим – $Re=10^5$; момент времени - Sh=0.2 (рис.5); Sh=0.1 (6); Sh=0.05 (7)).

Рис.8. Поле безразмерной температуры в трубе со скачком сечения и круткой по закону твердого тела в области входа (метан, Re=800; Ro=2).

Рис.9. Картины жидкостно-жидкостного течения (масло-вода) в узких трубах из оргстекла при фиксированном значении среднерасходной скорости масла – $v_м$ =0.83 м/с и со среднерасходными скоростями воды - $v_в$=2.5, 0.79, 0.42, 0.06 (картины в порядке – верх-низ соответственно).

Рис.10. Схема экспериментальной установки "Поток" для анализа двухфазных систем на основе 3D LDV System TSI Inc

Литература

1. Moss W.D., Baker S., Bradbury L.J.S. Measurements of Mean Velocity and Reynolds Stresses in some Regions of Recirculating Flow // Symposium on Turbulent Shear Flows. 1977. – Vol.1. – P. 1301-1308.
2. Eaton J.K., Johnson J.P. Turbulent Flow Reattachment. An Experimental Study of the Flow and Structure Behind a Backward-Facing Step// Report MD-39. Department of Mechanical Engineering. Standard University, 1980.
3. Турбулентные сдвиговые течения 1./ Под ред. Ф. Дурста, Б.Е. Лаундера, Ф.В. Шмидта, Дж. Уайлоу: Пер. с англ. – М.: Машиностроение, 1982. – 432с.
4. Amano R.S., Goel P. Turbulent Heat Transfer in the separated Reattached and Redevelopment Regions of a Circular Tube // AIAA Paper. 1983. – №1520. – 7pp.
5. Щукин В.К. Теплообмен и гидродинамика внутренних потоков в полях массовых сил. - М.: Машиностроение, 1980. – 240 с.
6. Гогиш Л.В., Степанов Т.Ю. Турбулентные отрывные течения. - М.: Наука. Главная ред. физ.-мат. литературы, 1979. – 368 с.
7. Терехов В.И. Методы управления теплообменом в турбулентных отрывных потоках // VIII школа-семинар молодых ученых и специалистов академика РАН В.Е. Алемасова "Проблемы тепломассообмена и гидродинамики в энергомашиностроении", – Казань, 16-18.10.2012 – Казань: Изд-во КГЭУ, 2012. – С. 24-33
8. Kharlammov S.N., Silvestrov S.I. Hydrodynamics and Heat Transfer of Complex Internal Streams With Recirculated Fields. Rome, Italy: Publ. House "Ionta"., 2010. – 169p.
9. Elyyan M.A. Heat transfer augmentation surfaces using modified dimples/protrusions // Dissertation submitted to the faculty of Virginia Polytechnic Institute and State University in partial fulfillment of the degree of Doctor of Philosophy in Mechanical Engineering., 2012. – 167p.
10. Turnow J. Flow structure and heat transfer on dimpled surfaces // Dissertation zur Erlangung des akademischen Grades Doctor-Ingenieur (Dr. –Ing.)der Fakultat fur Maschinenbau und Schi stechnik der Universitat at Rostock., 2011. – 151p.
11. Kharlammov S.N., Kim V.Y. Spatial Vortical Flows in Fields of Action of Centrifugal Mass Forces. Rome, Italy: Publ. House "Ionta"., 2010. – 112p.
12. Kharlamov S.N. Mathematical Modelling of Thermo- and Hydrodynamical Processes in Pipelines. Rome, Italy: Publ. House "Ionta"., 2010. – 263p.
13. Durst F., Melling A. Low Reynolds number flow over a plane symmetric sudden expansion // Journal of Fluid Mechanics., 1974. – Vol. 64. – P. 111-128.
14. Cherdron W., Durst F. Asymmetric flows and instabilities in symmetric ducts with sudden expansion // Journal of Fluid Mechanics., 1978. – Vol. 84. – P. 13-31.
15. Голстин Р.Дж., Эриксен В.Л. Отрыв ламинарного пограничного слоя, повторное присоединение и перестройка режима течения при обтекании уступа // Труды американского общества инженеров-механиков., 1970. – Сер.Д. –Т.92. – №4. – С. 56-66.
16. Cherdron W., Durst F. Asymmetric flows and instabilities in symmetric ducts with sudden expansion // Journal of Fluid Mechanics., 1978. – Vol. 84. – P. 13-31.
17. Kharlamov S.N. Hydrodynamics: Theory and Model. Intech, Croatia., 2012. – 307p.
18. Kuehn D.M. Some Effects of Adverse Pressure Gradient on the Incompressible Reattaching Flow over a Rearward-Facing Step // AIAA Journal., 1980. – Vol.18. – P. 343-344.
19. de Brederode V., Bradshaw P. Three-Dimensional Flow in Nominally Two- Dimensional Separation Bubbies I. Behind a Rearward-Facing Step // Aeronautical Rept., 1972 – P. 72-19.
20. Chandrsuda C., Bradshaw P. Turbulence Structure of a Reattaching Mixing Layer // Journal of Fluid Mechanics. – 1981. – Vol. 110. – P. 171-194.

21. Launder B.E. Scalar property transport by turbulence. Rept. No. HTS/73/26. Dept. Mech. Engng. Imp. Coll. London. – 1973.
22. Lai Y.G, So R.M.C. Near wall modeling of turbulent heat fluxes// International Journal of Heat and Mass Transfer. – 1990. –V.33. №7. – p.1429-1440.
23. Монин А.С. О свойствах симметрии турбулентности в приземном слое воздуха // Известия АН СССР. Физика атмосферы и океана., 1965. – Т.1. – № 1. – С. 45-54.
24. Tanimoto S., Hanratty T.J. Fluid temperature fluctuation accompanying turbulent heat transfer in a pipe // Chemical Engineering Science., 1963. – V.18. – P. 307-311.
25. Johnk R.E., Hanratty T.J. Temperature profiles for turbulent flow of air in a pipe.1. The fully developed heat transfer region // Chemical Engineering Science., 1962. – V.17. – P. 867-879.
26. Kasagi N., Tomita J., Kuroda A. Direct numerical simulation of the passive scalar field in a two - dimensional turbulent channel flow // 3rd ASME-JSME Thermal Engineering Joint Conference. – Reno. March, 1991.
27. Bremhorst K., Bullock K.J. Spectral measurement of Temperature and Longitudinal Velocity Fluctuations in Fully Developed Pipe Flows // International Journal of Heat and Mass Transfer., 1970. – V.13. – P.1313-1329.
28. Ибрагимов М.Х., Субботин В.И., Таранов Т.С. Пульсации скорости, температуры и их корреляционные связи при турбулентном течении воздуха в трубе // Инженерно – физический журнал., 1970. – Т.19. №6. – С. 1060-1069.
29. Gibson M.M. An Algebraic Stress and Heat Flux Model for Turbulent Shear Flow with Streamline Curvature// International Journal of Heat and Mass Transfer., 1978. – V. 21. – P. 1609-1617.
30. Харламов С.Н., Павлов С.А. Исследование течений гетерогенных сред на горизонтальных участках трубопроводов Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – М.: Изд-во “Горная книга”., 2012. – №8. – С. 94-103.
31. Харламов С.Н., Альгинов Р.А. Проблемы физического и математического моделирования гидрогазодинамики и тепломассообмена в химически реагирующих смесях на объектах топливно-энергетического комплекса // Вестник РАЕН (ЗСО)., 2011. – №13. – С. 151-165.

К ВОПРОСУ О РАСПРЕДЕЛЕНИИ ПОЛЯ СКОРОСТИ ПРИ ОБТЕКАНИИ ТРУБОПРОВОДА ВНЕШНЕЙ СТЕНКИ

Р.К. Абдулаев

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Цель работы связана с построением аналитического решения задачи о распределении поля скорости при обтекании стенки трубопровода вязкой жидкостью. Решение строится с привлечением идей интегро-дифференциального и качественного анализа погранслойных проблем.

Предполагается, что течение описывается динамическими уравнениями пограничного слоя. Причем на внешней границе области течения поток представляется потенциальным с пренебрежимо малым значением градиента давления.

Формулировка задачи о течении в узкой пристеночной зоне сводится к уравнению, в записи которого осуществлен переход к новым переменным «функции тока – вихрь» с целью исключить влияние поля давления. Техника этого подхода представлена в [3] и сводится к построению решения уравнения вида:

$$2f''' + ff'' = 0 \quad \text{с граничными условиями} \quad \left.\begin{array}{l} f = 0,\ f' = 0 \text{ при } \eta = 0; \\ f' = 1 \text{ при } \eta = \infty. \end{array}\right\}, \qquad (1)$$

Аналитический метод расчета (1) включает идеи асимптотического разложения искомых функций $f(\eta)$ в ряды по степеням в окрестности точки $\eta = 0$ и при больших η. В результате решения имеем следующее распределение скоростей [3], представленное на рис.1,2.

$$\frac{u}{U_\infty} = f'(\eta), \qquad (2)$$

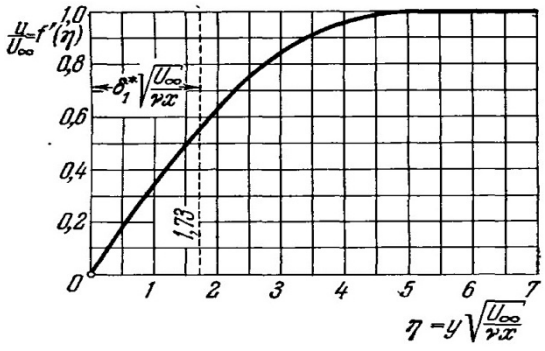


Рис. 1. Распределение осевой компоненты вектора скорости в пограничном слое на плоской пластине

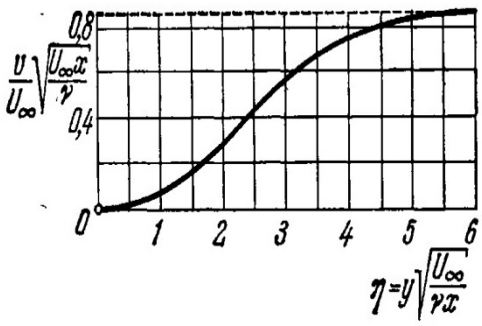


Рис. 2. Поперечная скорость в пограничном слое около плоской стенки

Видно, что профиль осевой скорости имеет вблизи стенки очень небольшую кривизну, но зато дальше от стенки очень быстро приближается к асимптоте. Распределение поперечной скорости, изображенное на рис. 2, позволяет утверждать, что на внешней границе пограничного слоя (при $\eta\to\infty$) поперечная скорость не равна нулю. Вычисления показывают:

$$\upsilon_\infty = 0{,}8604 U_\infty \sqrt{\frac{\nu}{x U_\infty}}, \tag{3}$$

Из (3) следует, что на внешней границе пограничного слоя имеется составляющая скорости, направленная перпендикулярно к плоскости поверхности стенки трубопровода. Это происходит потому, что жидкость на своем пути вдоль поверхности несколько оттесняется от стенки вследствие нарастания толщины пограничного слоя вниз по течению. Отрыва пограничного слоя при продольном обтекании плоской пластины не возникает, так как при таком течении перепад давления равен нулю.

При проведении качественного анализа и решения задачи графическим методом, полученные закономерности позволяет вычислить напряжение и сопротивление трения. Так, согласно теории подобия и метода анализа размерностей безразмерное касательное напряжение на стенке равно:

$$\frac{1}{2} c_f' = \frac{\tau_0(x)}{\rho U_\infty^2} = 0{,}332 \sqrt{\frac{\nu}{U_\infty x}} = \frac{0{,}332}{\sqrt{\mathrm{Re}_x}}, \tag{4}$$

Выражение для сопротивления трения поверхности стенки имеет вид:

$$W = \alpha \mu b U_\infty \sqrt{\frac{U_\infty}{\nu}} \int_{x=0}^{l} \frac{dx}{\sqrt{x}} = 2\alpha b U_\infty \sqrt{\mu \rho l U_\infty}, \tag{5}$$

причем сопротивление трения при течении около обеих сторон плоского канала имеет вид:

$$2W = 4\alpha b U_\infty \sqrt{\mu \rho l U_\infty} = 1{,}328 b \sqrt{U_\infty^3 \mu \rho l}, \tag{6}$$

Для данных условий течения коэффициент сопротивления можно предсказать по соотношениям [1-3]:

$$c_f = \frac{2W}{\frac{1}{2}\rho U_\infty^2 F}, \tag{7}$$

где $F = 2bl$ - площадь смоченной поверхности трубопровода. Подставив сюда выражение для $2W$, мы получим соотношение для сопротивления трения, которая была подтверждена экспериментальными исследованиями. Результаты измерений удовлетворительно подтверждает закон:

$$c_f = \frac{1{,}328}{\sqrt{\mathrm{Re}_l}}, \text{ при } \mathrm{Re}_l = \frac{U_\infty l}{\nu} < 5\cdot 10^5 \div 10^6, \tag{8}$$

Метод позволяет также оценить толщину пограничного слоя. Она не может быть определена точно, так как влияние трения в пограничном слое уменьшается по мере удаления от стенки асимптотически. Если за толщину пограничного слоя принять расстояние от стенки, на котором скорость $u = 0{,}99U_\infty$, т.е. на 1% отличается от U_∞, то из таблицы Л. Хоуарта [1-3] найдем толщину пограничного слоя как:

$$\delta_{99} \approx 5{,}0 \sqrt{\frac{\nu x}{U_\infty}}, \tag{9}$$

Заметим, что полученные распределения (3) – (9) особенно ценны в вопросах практических приложений. Они дают представления о деталях развития течения около твердой стенки и могут служить материалом для оценки достоинств численных методов решения дифференциальных уравнений динамики вязкой жидкости. Кроме того, решения задачи полезны в формулировке вида законов трения в случае обтекания стенки конечной толщины, изменения трения по длине, определения распределений коэффициента трения в проксимальной зоне с высокими нагрузками на стенку. Последние важны в оптимизации параметров течения с целью предотвращения аварийных ситуаций при транспорте сырья по трубопроводам.

Литература

1. Задорин А.И. Численный метод для задачи Блазиуса: Материалы Международной конференции "Вычислительные и информационные технологии в науке, технике и образовании", Павлодар: ТОО НПФ "ЭКО"., 2006. – том 1. – С. 501-510.
2. Крайнов А.Ю., Рыжих Ю.Н., Тимохин А.М. Численные методы в задачах теплопереноса. Учебно-методическое пособие. – Томск: Том. ун-т., 2009. – 114 с.
3. Лойцянский Л.Г. Механика жидкости и газа: Учеб. Для вузов. – 7-е изд., испр. – М.: Дрофа, 2007. – С. 509-514.
4. Михатулин Д.С., Чирков А.Ю. Учебное пособие. Конспект лекций по теплообмену (электронная версия) – Москва., 2009.

ГИДРОДИНАМИКА В УЗЛАХ И СОЧЛЕНЕНИЯХ ТРУБОПРОВОДА

Р.А. Альгинов
Научный руководитель профессор С.Н. Харламов
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Высокая металлоемкость трубопроводного транспорта (высокие капитальные затраты при строительстве и реконструкции) на фоне повсеместного старения трубопроводного парка и растущих рисков окружающей среде приковывают внимание к методам высокоточного прогноза состояния трубопроводов и режимов течения в них. В рамках данного направления на первый план выходит комплексное физико-математическое численное моделирование трехмерных течений жидких и газообразных сред в трубопроводах с переменной границей.

В данной работе представлены результаты детального физико-математического моделирования сложных сдвиговых разделяющихся течений в узловых точках трубопроводов Т-образной формы (в тройниках). Исследования нелинейных трехмерных гидродинамических процессов выполнено в рамках полуэмпирической теории турбулентности с привлечением осредненных по Рейнольдсу уравнений Навье-Стокса. Анализ турбулентной структуры течения выполнен в рамах статистических моделей турбулентности второго порядка, k-теории турбулентности, включающей двухпараметрические динамические модели турбулентности типа k-ε, k-L (где k – кинетическая энергия турбулентности, ε – скорость диссипации кинетической энергии турбулентности, L – интегральный масштаб энергосодержащих вихрей). Отметим, что данный метод ориентирован на глубокое понимание процессов переноса импульса в условиях мало- и среднеинтенсивных пульсаций компонент вектора скорости, и адекватен задаче в связи с успешнстью прогноза сложных сдвиговых течений [1-6].

Расчеты выполнялись для тройников различной геометрии (DN50-300мм), в диапазоне изменений параметра Ds/D = 0.25-1.0, характеризующего отношение диаметров бокового патрубка (Ds) и основной линии (D), и величинах скругления шейки тройников Rn=0-0.2 Ds. Кроме того, предполагается, выходные условия потока из основной линии и бокового патрубка идентичны и соответствуют непрерывному развитому течению на участках одинаковой протяженности ("мягкие условия" на выходной границе).

При рассмотрении относительной осевой скорости при прохождении зоны сочленения отмечается, что механизмы взаимодействия потока со стенкой, вызывающие перераспределение скорости достаточно сложны, характеризуются значительными изменениями в пульсационной структуре и способны формировать интенсивные рециркуляционные движения как в точке отрыва потока на шейке тройника, так и на поверхности патрубка, на которую набегает поток. Также расчеты показывают, что в указанных режимах течения на шейке тройника формируются области течения, в которых скорость превышает соответствующую скорость потока до тройника (до 10%). Кроме того видно, что при набегании потока на стенку бокового патрубка существуют области, где скорость соизмерима с осевой скоростью до входа в тройник, при этом средняя скорость при отделении потока не превышает 45% от скорости на входе. В своей совокупности механизмы перераспределения энергии осредненного и пульсационного потока, его взаимодействия со стенкой вызывают нетривиальное распределение коэффициента сопротивления трения Cf по поверхности тройника.

Отдельные данные изменений линий уровня Cf хорошо иллюстрируют формирование напряженных участков на внутренней поверхности тройника. При срыве потока в патрубок на его боковой стенке генерируется под действием сложных конвективно-диффузионных процессов переноса импульса рециркуляционная зона относительно меньшей интенсивности, чем в точке отрыва потока на шейке тройника и на поверхности патрубка, попадающей под действие набегающего потока. Расчеты показывают, что в условиях отрыва усиливается роль механизмов диффузии и диссипации в балансе изменений пульсационной структуры. Это приводит к тому, что при отрыве потока на шейке тройника наблюдается увеличение трения в 1,5 раза. Детальный анализ изменений пристеночной структуры турбулентного потока показывает, что перестройка поля скорости в области набегания потока на стенку патрубка приводит к трехкратному возрастанию трения в сравнении с соответствующими значениями трения в патрубке в зоне установившегося развитого течения. При этом по поперечному сечению бокового патрубка наблюдается существенная асимметрия в интенсивности распределений $Cf = 1.5\ 10^{-3} \div 10^{-2}$. Исследования турбулентных течений в патрубке показывают, что оторвавшийся сдвиговой слой резко искривляется.

В зоне присоединения часть потока может уходить в область рециркуляционного течения, на которое оказывает существенное влияние положительный градиент давления. Кроме того, течение в области присоединения может быть неустойчиво, т.к. подвержено влиянию изменений в пульсационной структуре. В патрубке сдвиговой слой испытывает на себе стабилизирующее действие многих факторов, в частности, демпфирующего действия стенки, кривизны линий тока, изменений поля давления и т.д. В своей совокупности эти эффекты ведут к быстрому затуханию нормальных и неравномерному распределению касательных напряжений Рейнольдса в областях присоединения. Отмечается, что через области рециркуляции проходят вихри большой энергии и масштаба L. Анализ результатов расчета режимов течений в тройниках при разных числах Re показывает, что параметры срывных зон в патрубке (длина, ширина) флуктурируют, перемещаясь вверх-вниз по течению. При этом течение в рециркуляционных зонах под сдвиговым слоем не обнаруживает признаков застойного течения. В нашем случае, параметрами, влияющими на размеры зон присоединения, могут быть, например: интенсивность турбулентности в ядре потока, оторвавшегося вихря; градиент давления и его корреляции с пульсациями поля скорости, описывающие диффузионные эффекты в энергетическом балансе

изменений компонент тензора напряжений Рейнольдса, кинетической энергии турбулентных вихрей и скорости ее диссипации и.т.д.

Полученный результат позволяет заключить, что зонами потенциального риска являются шейка тройника и начальная область бокового патрубка, на которую приходится сварной шов, присоединяющий к тройнику трубу. Однако при увеличении радиуса скругления "шейки" тройника интенсивность отрывного течения уменьшается, что способствует снижению динамической нагрузки на патрубок.

Кроме того, детальный анализ распределений пристеночных предельных линий тока, покидающих поверхность стенки тройника, показывает существенную зависимость состояния динамического пограничного слоя при отрыве от геометрических параметров тройника: скругления Rn и диаметра патрубка Ds. Также расчетами установлено, что размер зоны присоединения (анализ по точке присоединения и интенсивности течения в зоне) увеличивается, если течения на входе в тройник характеризовались невысокими значениями степени турбулентности Tu=0.1-1% или, если пограничный слой при отрыве был близким к ламинарному. С другой стороны, размер зоны присоединения имел тенденцию к уменьшению в условиях течения с высокими значениями интенсивности турбулентности Tu=1-10% и в состоянии пограничного слоя при отрыве, отвечающему развитому турбулентному потоку. Такие особенности течений в патрубке относят их в классу сложных сдвиговых потоков с существенной неоднородной анизотропной структурой.

В частности, данные анализа профилей скорости и кинетической энергии турбулентности по линиям, параллельным оси магистрали, а также в поперечных сечениях хорошо иллюстрируют тенденцию нарушения осевой симметрии течения при приближении к зоне отрыва потока с последующим восстановлением осесимметричного режима в выходной области тройника. В области перераспределения потока нарушение осевой симметрии происходит так, что на линиях тока, лежащих поотношению к патрубку за осью магистрали наблюдается плавное изменение расхода. При этом на близких к патрубку линиях расчеты фиксируют рост значений осевой скорости при поступлении потока в область тройника, который сменяется резким ее спадом - при прохождении ости тройника - до экстремальных значений с последующим восстановлением до значений, соответствующих осесимметричному режиму. Такое поведение обусловлено сложным характером процесса перераспределения импульса в тройнике,

Данные изменения радиальной компоненты вектора скорости в проточной части тройника показывают ее существенно асимметричный характер по отношению к оси тройника, Причем видно, что радиальная компонента наиболее значительна в зоне набегания потока на стенку тройника, чем интенсифицирует механизмы перераспределения течения в боковой патрубок. Изменения в "тонкой" структуре турбулентного потока в области стенки и ядра течения в совокупности с его отрывным характером в рабочей зоне тройника вносят дополнительные нелинейные эффекты, осложняющие процесс перераспределения потока в патрубок и магистраль. В проточной области тройника в энергетическом балансе кинетической энергии турбулентности интенсифицируются механизмы вязкой и турбулентной диффузии и диссипации, которые и определяют пристеночную пульсационную структуру в процессе отрыва и присоединения. Причем, при формировании повторного пограничного слоя за участком присоединения вклад порождения усиливается и в ядре уравновешивается механизмами диссипации.

Повторяемость результатов позволяет обозначить следующие практические рекомендации - удлинение бокового патрубка тройника за пределы рециркуляционной зоны, а также максимизация радиуса скругления шейки. Это позволит не только увеличить надежность детали, но также уменьшить ее гидравлическое сопротивление. Представленные результаты также иллюстрируют известный из практики факт меньшей надежности тройниковых соединений [8] по сравнению с тройниками [9]. Объяснение, как можно видеть, заключается в отрыве течения (поскольку тройниковое соединение не имеет скругления) и интенсивном динамическом ударе на стенку патрубка. В данном случае может быть рекомендована минимизация использования тройниковых соединений и предпочтительное использование тройников заводского изготовления (Т-образных соединениях).

Литература

1. S.N. Kharlamov. Mathematical Modelling of Thermo- and Hydrodynamical Processes in Pipelines. Publ. House “Ionta”, Rome, Italy., 2010.
2. I. Hadzic, K. Hanjalic. Separation-induced transition to turbulence: second-moment closure modeling,//Flow, Turbulence and Combustion., 1999. – pp. 153-173.
3. H. Koizumi. Laminar-turbulent transition behavior of fully developed air flow in a heated horizontal tube//International Journal of Heat and Mass Transfer., 2002. – pp. 937-949.
4. Бубенчиков А.М., Харламов С.Н. Математические модели неоднородной анизотропной турбулентности во внутренних течениях. - Томск: Томский государственный университет., 2001. – 448с..
5. S. N. Kharlamov. Actual Problems of Hydrodynamics at Internal not Isothernal Flows in Fields of Mass Forces// Hydrodynamics: Theory and Model, Intech-Open, Rijeka, Croatia., 2012. – pp. 183-223.
6. S.N. Kharlamov, S.I. Silvestrov. Hydrodynamics and Heat Transfer of Complex Internal Streams With Recirculated Fields. Publ. House “Ionta”, Rome, Italy., 2010.
7. Патанкар С.В. Численное решение задач теплопроводности и конвективного теплообмена при течении в каналах. - М.:Издательство МЭИ, 2003. – 312с.
8. ВСН 1-84. Тройники и тройниковые соединения сварные из стальных труб на P_y 5,5 и 7,5 МПа (55 и 75 кгс/см^2).
9. ГОСТ 17376-2001. Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Тройники. Конструкция.

ТЕПЛОВАЯ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКАЯ ЛАМИНАРИЗАЦИЯ ПРИ ТРАНСПОРТЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СРЕД

Р.А. Альгинов
Научный руководитель профессор С.Н. Харламов
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В работе освещаются результаты исследований процессов перехода турбулентного режима течения в ламинарный и анализируется направления и подходы к практической реализации явления ламинаризации в машино- и приборостроении.

Явление ламинаризации внутреннего турбулентного течения вследствие ускорения потока в конфузорных (сужающихся) секциях или подвода тепла к стенке представляет значительный научный и практический интерес для газотранспортной отрасли экономии. Данный интерес с одной стороны диктуется возможностью снижения потерь на трение при транспортировке газа и, как следствие, существенному уменьшению капитальных затрат на строительство трубопроводов за счет использования при перекачке меньших рабочих давлений. С другой стороны он обуславливается невозможностью применения противотурбулентных высокомолекулярных полимерных присадок, которые в газообразных средах будут конденсироваться и выпадать, тем самым минимизируя свое влияние на структуру потока. Также следует отметить, что ламинаризация потока сопровождается не только существенным снижением гидравлического сопротивления, на и значительно упрощает процессы измерения как основных, так и тонких характеристик потока, что, в свою очередь, может быть использовано для повышения точности работы замерного оборудования.

Целью данной работы стало численное исследование эффектов ламинаризации газовых сред на основе *k-L* модели турбулентности (где *k* и *L* – кинетическая энергия и поперечный масштаб турбулентности) [1] с опорой на результаты экспериментальных исследований [2-5], на основе которого делались выводы о возможности практической реализации данных методов в газотранспортной системе.

Преждевременный переход турбулентного течения в ламинарный режим по всей вероятности определяется ламинаризацией пограничного слоя, подвергшегося ускорению. Как в случае движения в ускоряющих секциях, так и при подводе тепла к стенке акселерация течения сопровождается заметным истончением вязкого подслоя и выпрямлением профиля скорости вне подслоя по сравнению с логарифмическим законом у стенки. Т.о. комбинированный эффект от увеличения вязкости и ускорения потока при подводе тепла может иметь следствием ламинаризацию профиля скорости. Действительно, при возрастании средней по сечению скорости u_m в осевом направлении напряжение трения τ у стенки приближенно определяется выражением:

$$\tau / \tau_w = 1 - (c_f / 2)^{-3/2} K y^+, \qquad (1)$$

где $c_f = 2\tau_w / \rho u_m^2$ – коэффициент трения, $y^+ = y(\tau_w / \rho\nu)^{1/2}$ – безразмерная поперечная координата, $K = (\nu/u_m^2)(du_m/dx) = 2\beta/\mathrm{Re}$ – параметр ускорения потока, Re – число Рейнольдса, β – тангенс угла наклона стенки ускоряющей секции к оси потока, *w* – значение величины на стенке.

Из выражения (1) следует, что определенным подбором параметров ускоряющей секции можно добиться существенного уменьшения напряжения трения в пристеночной зоне, определяющей производство турбулентности, и, тем самым, ламинаризации потока.

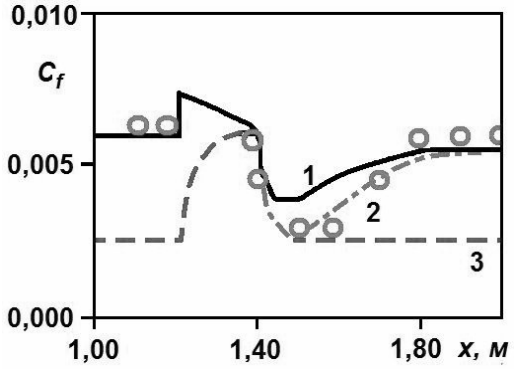


Рис. 12. Расчетный коэффициент трения в ускоряющей секции в сравнении с экспериментом. 1 – k-L модель, 2 – ПРН-модели, 3 – ламинарный режим.

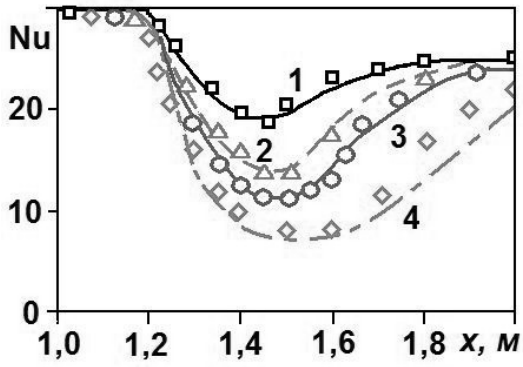


Рис. 13. Расчетные числа Нуссельта в ускоряющей секции в сопоставлении с экспериментальными данными. 1-3 – k-L модель, 4 – ПРН-модели.

Расчеты течений в конфузорных секциях проводились в диапазоне $\mathrm{Re} \le 5\cdot10^4$ с уклоном секции $2\text{-}5\cdot10^{-3}$. Анализ деталей процесса позволяет заключить о существовании критического значения $Kc \approx 3{,}7\cdot10^{-6}$, при превышении которого по всей длине конфузорной секции наблюдается стремительное падение чисел Нуссельта Nu и безразмерного коэффициента трения c_f (рис. 1-2), что хорошо согласуется с [2]. Косвенно данный эффект свидетельствует о ламинаризации течения. Существование последней окончательно подтверждается при расчете

k – наблюдается смещение максимума кинетической энергии турбулентности от стенки канала и его уменьшение по величине при движении по оси канала в направлении сужения.

Интересным с точки зрения приложения в технику выступает также анализ теплообмена при ламинаризации, возникающей в результате интенсивного обогрева стенок трубопровода газообразных сред. Пионерными в этой области считаются публикации Бэнксона [3,4], однако данная проблематика актуальна и по сей день [5]. На рис. 3, 4 представлено поведение числа Стэнтона (отношения чисел Нуссельта и Пекле St=Nu/Pe), в зависимости от числа Рейнольдса Re. Приведенные данные свидетельствуют о существовании критического значения теплового потока $q^+=q/(\rho\cdot u_m\cdot c_P\cdot T)$: при меньших значениях теплового потока наблюдается ламинаризация низкорейнольдсовых течений за счет изменения их вязкости; при достижении же критического значения происходит резкое изменение режимов у всех исследуемых течений, сопровождающееся выходом динамических и тепловых характеристик на ламинарный режим. Исследование закономерностей течения и теплообмена указало критическое значение приведенного теплового потока $q^+\approx0{,}004$.

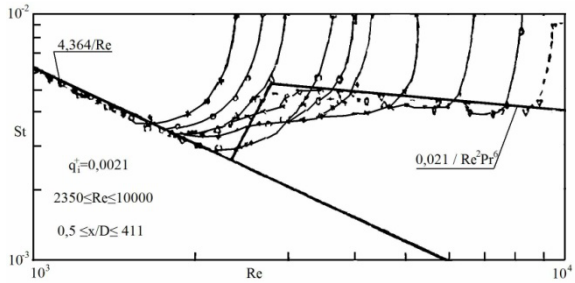


Рис. 14. Критерий Стэнтона в зависимости от числа Рейнольдса при докритическом тепловом потоке q+=0,0021.

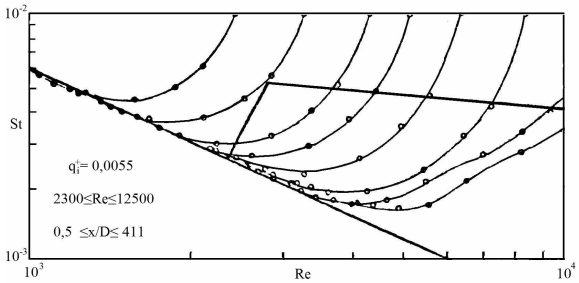


Рис. 15. Критерий Стэнтона в зависимости от числа Рейнольдса при сверхкритическом тепловом потоке q+=0,0055.

Т.о. можно сделать вывод, что существование эффекта ламинаризации для газовых потоков является доказанным и его практическая реализация также представляется возможной. Действительно, возникающие углы наклона конфузорной секции являются малыми, так что могут быть реализованы на практике; тепловые потоки также являются доступными к практической реализации. Полученные результаты уже могут быть рекомендованы к приложению в практику для использования перед установками и узлами, чувствительными к пульсациям и анизотропии потока, как то ультразвуковые расходомеры.

Окончательной целью дальнейшего исследования, осуществление которой позволит давать конкретные практические рекомендации, является процесс обратной турбулизации потока. Обратная турбулизация имеет место при выходе потока из конфузора (или области подвода тепла) и характеризуется наличием области сохранения ламинарного течения. Интерес в данном случае представляют как максимизация протяженности области ламинаризованного течения, так и чувствительность ламинаризованного течения к внешним условиям, связанным с погрешностями производства / монтажа деталей и узлов. На данном пути экспериментальные методы встречают значительные трудности (ввиду протяженности выходной секции), так что акцент должен быть сделан на численный расчет. Нами предполагается использовать для этих целей модели переноса напряжений Рейнольдса, как более адекватные к описанию тонких параметров потока. Отдельный (и немаловажный) практический интерес представляет исследование применимости данных методов ламинаризации к жидкостям и двухфазным системам, тем более что ввиду обратной (по сравнению с газами) зависимости вязкости жидкости от температуры нам потребуется отводить тепло от стенки, что реализуется правильным выбором тепловой изоляции трубопроводов и не требует текущих затрат на эксплуатацию (в отличие от электрообогрева).

Литература

1. Бубенчиков А.М., Харламов С.Н. Математические модели неоднородной анизотропной турбулентности во внутренних течениях. – Томск: Томский государственный университет., 2001. – 448с.
2. Х. Танака, Х. Кавамура, А. Татено, С. Хатамия. Влияние ламинаризации потока и его последующей турбулизации на теплообмен в случае течения при малых числах Рейнольдса в канале, состоящем из конфузорной секции и сл,едующей за ней секции с постоянным поперечным сечением// Труды американского общества инженеров-механиков «Теплопередача». – М., 1982. – №2 – С.144-153.
3. C.A. Bankston. The transition from turbulent to laminar gas flow in a heated pipe// Journal of Heat Transfer., 1970. – P. 569-579.
4. Bankston C.A., Sibbit W.L., Skoglund V.J. Stability of gas flow distribution among parallel heated channels// AIAA paper., 1966. - 66–589.
5. H. Koizumi. Laminar-turbulent transition behavior of fully developed air flow in a heated horizontal tube//International Journal of Heat and Mass Transfer., 2002. – P. 937-949.

КРАЕВАЯ ЗАДАЧА МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Е.С. Бармаева, А.С. Горбунов, О.А. Корнеева
Научный руководитель ассистент А.А. Афиногентов
Самарский государственный технический университет, Самара, Россия

Введение. Наиболее распространенным и эффективным способом передачи нефти и нефтепродуктов на большие расстояния, является их транспортировка по системе магистральных трубопроводов (МТП), имеющих значительную пространственную протяженность. Основная задача систем трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов состоит в осуществлении перекачки заданного объема нефти или нефтепродукта от мест добычи (месторождений) или нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) к экспортным терминалам или потребителям.

В работе предлагается решение специальной краевой задачи для технологического расчета трубопровода на основе уравнений движения капельной сжимаемой жидкости в трубах с учетом гидравлического сопротивления. При этом магистральный трубопровод предлагается рассматривать, как объект управления с распределенными параметрами (ОРП).

Постановка краевой задачи математического моделирования. Взаимосвязь основных параметров (давления в трубопроводе ***p*** и скорости потока перекачиваемого продукта ***ω***), характеризующих движение жидкости плотностью ρ по трубопроводу постоянного диаметра D длинной L, в любой точке x, по направлению движения потока, и момент времени t, может быть описана системой двух уравнений, в общем случае нелинейных, вида:

$$\begin{cases} \dfrac{\partial p(x,t)}{\partial x} = -\rho \cdot \left(\dfrac{\partial \omega(x,t)}{\partial t} + \dfrac{\lambda(\omega(x,t)) \cdot \omega^2(x,t)}{2 \cdot D} \right) + f_p(x,t) \\ \dfrac{\partial \omega(x,t)}{\partial x} = -\dfrac{1}{c^2 \cdot \rho} \cdot \dfrac{\partial p(x,t)}{\partial t} + f_\omega(x,t) \end{cases} \quad (1)$$

здесь $p(x,t) = \rho \cdot g \cdot (H(x,t) + z(x))$, где $H(x,t)$ – напор жидкости в трубопроводе, $z(x)$ – высота осевых точек трассы трубопровода, g – ускорение свободного падения, $\lambda(\omega(x,t))$ – коэффициент гидравлического сопротивления, c – скорость распространения волн в жидкости, текущей в стальной трубе с толщиной стенки d, определяется по формуле Жуковского [1-3], $f_\omega(x,t)$, $f_p(x,t)$ - функции распределения внутренних источников жидкости/расхода и давления/напора по длине трубопровода.

Начальные условия. Полагая, что в момент времени $t = 0$ движение жидкости в трубопроводе отсутствовало, начальные условия задачи запишем в следующем виде:

$$p(x,0) = p_0(x) = \rho \cdot g \cdot z(x), \quad \omega(x,0) = \omega_0 = 0\,м/с\,, \quad (2)$$

где $p_0(x)$ - распределение давления по длине трубопровода в начальный момент времени, ω_0 - скорость потока в трубопроводе в начальный момент времени.

Граничные условия или условия на границах трубопровода и вид функций распределения внутренних источников жидкости/расхода и давления/напора по длине трубопровода определяются исходя из технологической постановки задачи.

Пусть краевая задача описывает трубопроводную систему, в начальной точке которой *подключен насосный агрегат, изменяющий расход* $Q(t)$ *нефтепродукта по известному закону от времени, а в конце задано остаточное* $p_{ост}$ *и/или* $p_{атм}$ *атмосферное давление в резервуарах конечного пункта*, при этом отсутствуют промежуточные станции и отбор/подкачка продукта по всей протяженности трубопровода ($f_\omega(x,t) = f_p(x,t) = 0$), тогда граничные условия записываются в виде:

$$\omega(0,t) = \frac{4 \cdot Q(t)}{\pi \cdot D^2}; \quad p(L,t) = (p_{атм} + p_{ост} + \rho \cdot g \cdot \Delta Z), \quad (3)$$

где ΔZ - разница геодезических отметок начала и конца трубопровода.

Рассмотренная краевая задача описывает движение нефти от нефтеперекачивающая станция резервуарного парка (РП) или конечного пункта (КП) без промежуточных станций и путевых отборов либо подкачек, т.е. представляет **однородную задачу с неоднородными граничными условиям.**

Однако в процессе транспортировки нефти и нефтепродуктов по трубопроводам происходит снижение напора по трассе ввиду наличия сил трения и местных сопротивлений. Величина потерь возрастает с ростом скорости движения жидкости. Для обеспечения рационального процесса транспортировки на протяжении эксплуатационного участка МТП до РП или КП устанавливают, кроме *головной* нефтеперекачивающей станции (ГНПС), несколько *промежуточных* (ПНПС) для поддержания требуемого давления в трубопроводе, в соответствии с гидравлическим расчетом, а также трубопроводы путевого отбора/подкачки продукта, как показано на рисунке 1.

Рис. 1. Схема магистрального трубопровода (МТП).

В таком случае МТП описывается неоднородной краевой задачей, для которой в правой части уравнения (1) функции распределения внутренних источников жидкости/расхода и давления/напора по длине трубопровода не тождественны нулю.

Длина реального трубопровода составляет сотни километров, а прирост давления в насосном агрегате или отбор продукта по трассе сосредоточены на относительно малом участке трубопровода, который условно можно принять за точку с координатой x_p или x_ω соответственно. Точечное воздействие позволяет описать функция Дирака $\delta(x-x_p),\delta(x-x_\omega)$, количество точек отбора/подкачки продукта и промежуточных НПС может быть различным, тогда вид функции распределения внутренних источников жидкости и давления по длине трубопровода примет вид [1]:

$$f_p(x,t)=\sum_{k=1}^{K} f_{pk}(t)\cdot\delta(x-x_{pk}),\quad f_\omega(x,t)=\sum_{n=1}^{N} f_{\omega n}(t)\cdot\delta(x-x_{\omega n}), \tag{4}$$

где K - число работающих НПС, а N – общее число точек отбора нефти по длине трубопровода.

Решение в общем случае нелинейной системы уравнений (1)-(4) проводилось в работе численными методами с использованием программного пакета MathCAD. Результаты расчета в задаче моделирования процесса пуска и выхода на заданный режим работы участка МТП, состоящего из ГНПС, пяти ПНПС и КП представлены на рисунке 2.

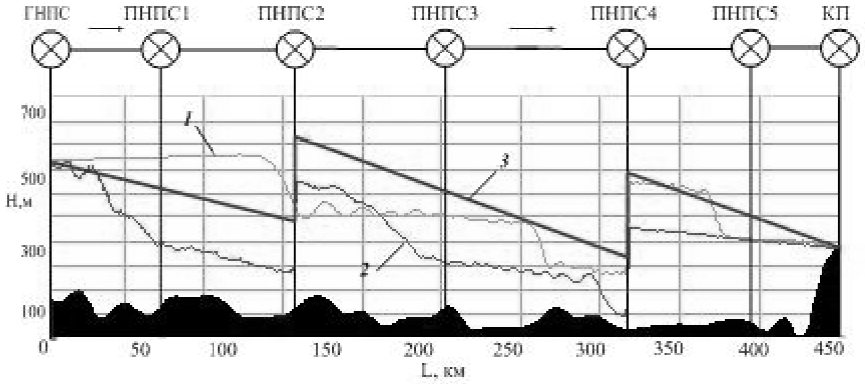


Рис. 2. Распределение напора по длине трубопровода в процессе пуска на режим производительностью Q=114 тыс. тонн/сутки: 1 –после пуска ПНПС4 (57 минута), 2 –после пуска ПНПС2 (74 минута), 3 – в установившемся режиме (120 минута).

Заключение. Описанная краевая задача математического моделирования позволяет рассматривать магистральный трубопровод в качестве системы с распределенными параметрами (СРП) с источниками давления и расхода, приложенными на границах и во внутренних точках трубопровода. Такой подход позволяет в дальнейшем формулировать и решать задачи управления процессами трубопроводного транспорта жидких углеводородов с применением методов теории управления системами с распределенными параметрами.

Литература

1. Афиногентов А.А., Плешивцева Ю.Э., Снопков А.С. Математическое моделирование управляемых гидродинамических процессов трубопроводного транспорта жидких углеводородов// Вестник Самарского государственного технического ун-та. Сер. Технические науки. – Самара: СамГТУ, 2010. – Вып. 7(28). – С. 137-144.
2. Афиногентов А.А., Багдасарова Ю.А., Тычинина Ю.А. Исследование гидродинамики магистральных нефтепроводов// Вестник Самарского государственного технического ун-та. Сер. Технические науки. – Самара: СамГТУ, 2012. – Вып. 2(34). – С. 183-189.
3. Чарный И.А. Неустановившееся движение реальной жидкости в трубах. – М.: Недра, 1975 – 296 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ ТЕЧЕНИЯ ГАЗОЖИДКОСТНЫХ ДИСПЕРСНЫХ СМЕСЕЙ РАЗЛИЧНОЙ КОНФИГУРАЦИИ

А.А. Гагарин
Научный руководитель профессор С.Н. Харламов
Научный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Характерные распределения поверхностей раздела между жидкостью и газом при течении двухфазной смеси принято называть структурой или формой течения. В общем случае образование той или иной структуры течения зависит от расхода каждой из фаз, их физических свойств, расположения трубы, по которой движется смесь, способов ввода и вывода фаз смеси и от механизма их образования.

Исследования возможных структур течения двухфазных потоков и областей их существования (структурных диаграмм) проведены многими авторами. Первые структурные диаграммы получены О. Бейкером, С. И. Костериным, Л. Ю. Красяковой, Б. К. Козловым и другими. В последнее время наиболее полный обзор возможных структур течения и их диаграмм проведен в энциклопедии «Механика сплошных сред», изданной Тель-Авивским университетом.

Смена структур течения не во всех случаях приводит к изменению зависимостей, определяющих гидродинамические величины (истинные газосодержания, гидравлические сопротивления и другие). Эти зависимости меняются только при качественном изменении раздела между жидкостью и газом. Поэтому все виды структур течения, возникающих в горизонтальных трубах, разделяются на три зоны, в пределах каждой из этих зон зависимости для описания гидравлических величин остаются одинаковыми для всех структур.

При переходи течения смеси из одной структуры в другую не всегда изменяется функциональная зависимость потери давления по длине. В связи с этим, все виды структур течения газожидкостных смесей в горизонтальных трубах с восходящим и нисходящим направлениями потоков рекомендуется разбить на три зоны:

1) расслоенного течения с гладкой или волнистой поверхностью раздела фаз;
2) кольцевого течения с кольцеобразной формой поверхности раздела фаз;
3) пробкового течения без четкой границы раздела фаз.

Последняя зона включает пузырьковое, пробковое (или снарядное) волновое с перемычками структуры течения (по классификации Бейкера).

Рассмотрим расслоенное течение. С развитием волн резко изменяется закономерность распределения осредненных скоростей. Если при гладкой границе раздела профиль осредненных скоростей $\overline{u} = f(y)$ близок к симметричному относительно динамической оси, то с появлением и развитием волн на границе раздела профиль $\overline{u} = f(y)$ искажается, становится более пологим, что делает его характерным для более турбулизированного потока. Это свидетельствует о том, что в потоке наряду с характерным для однофазного течения переносом имеет место дополнительное турбулентное перемешивание. Вполне естественно предположить, что оно вызвано наличием волн на поверхности раздела. С целью анализа закономерностей распределения осредненных скоростей в газовой фазе представлены обработанные эпюры осредненных и пульсационных скоростей, полученные при различных значениях истинного газосодержания φ (рис. 1).

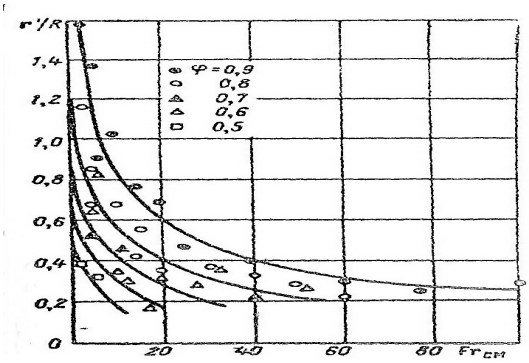


Рис. 1 Зависимость местоположения динамической оси газовой фазы от числа Фруда и истинного газосодержания

Как видно, кривые $r'/R = f(Fr)$ расслаиваются по параметру φ. Эмпирическое уравнение этой зависимости имеет вид

$$r' = \frac{2\varphi^2 d}{2\varphi + (1{,}9 - \varphi)\sqrt{Fr}}. \quad (1)$$

Здесь необходимо отметить, что некоторые исследователи обнаруживали эффект, противоположный описанному выше. Они показали, что с ростом средней скорости газовой фазы динамическая ось газовой фазы приближается

к твердой стенке. По всей вероятности, это несоответствие объясняется различием в условиях эксперимента и требуется его дальнейшее изучение.

Коэффициент гидравлического сопротивления при расслоенном течении газожидкостной смеси можно рассчитывать по стандартным формулам как $\lambda = f(\mathrm{Re}, \varepsilon)$

На рис. 2 представлены эпюры скоростей жидкости и газа по сечению трубы и эпюры локального истинного содержания жидкости для кольцевого режима течения смеси, полученные Джиллом. Как видно, с увеличением скорости смеси эпюры скоростей газа и жидкости становятся круче, в то время как крутизна эпюры истинного содержания жидкости может изменяться в противоположных направлениях.

Определение гидродинамических параметров потока в случае кольцевого течения вызывает определенные затруднения, в связи с тем, что само понятие касательных напряжений на границе раздела фаз не имеет четкого значения. Обработка данных эпюр так же вызывает ряд нерешенных проблем, с которыми сталкиваются исследователи. Для определения коэффициента гидравлического сопротивления трубуется больше экспериментальных данных.

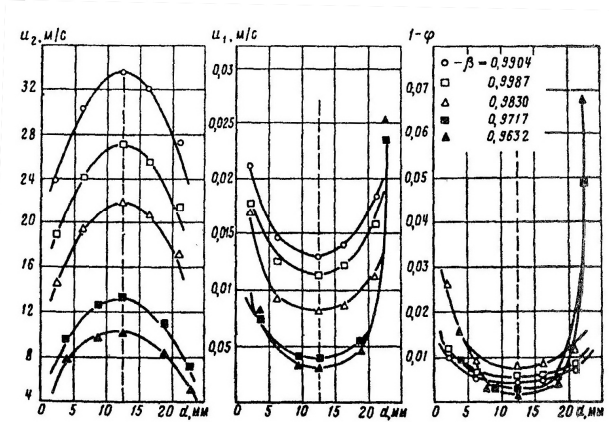


Рис. 2 Распределение скоростей фаз и истинного газосодержания в кольцевом двухфазном потоке

Коэффициент гидравлического сопротивления для пробковой структуры течения смеси возможно представить в виде функции:

$$\lambda_c = \lambda(\mathrm{Re}_c, \varepsilon) \cdot \psi(\beta, Fr_c, \bar{\rho}), \tag{2}$$

Установлена следующая эмпирическая зависимость:

$$\psi_\varphi = \frac{\lambda_c}{\lambda(\mathrm{Re}, \varepsilon)} = \frac{1 - 0{,}78\beta\left[1 - \exp\left(-4{,}4\sqrt{Fr_c / Fr_a}\right)\right] - 0{,}22\beta\left[1 - \exp\left(-15\bar{\rho}\right)\right]}{1 - \beta + 0{,}03\exp\left[-1{,}35 \cdot 10^3 (1-\beta)^3\right]}, \tag{3}$$

где ψ – приведенный коэффициент гидравлического сопротивления, Fr_a и Fr_c – критерии Фруда для двух фаз, β – относительное газосодержание.

История развития однофазной гидродинамики показывает, какое большое значение в получении инженерных методов расчета однофазных турбулентных течений имеет знание законов распределения скоростей по сечению потока. Полуэмпирические теории однофазной турбулентности, основанные на универсальном законе распределения скоростей нашли подтверждение в эксперименте и явились импульсом для создания обобщенных методов гидродинамического расчета турбулентных течений.

Правомерно ожидать, что установление универсальных законов распределения скоростей и концентраций фаз в двухфазном потоке так же послужит определенным толчком для получения обоснованных методов расчета газожидкостных течений. Основная задача — установить принципиальную возможность существования в двухфазном потоке универсальных профилей скоростей и концентраций фаз и найти наиболее удобную форму их представления.

На современном этапе исследований законов распределения скоростей и концентрацией фаз можно ограничиться использованием квазиодномерной модели, не принимая во внимание перенос массы поперек потока. Несомненно, такое рассмотрение требует значительно больших масштабов осреднения как во времени, так и в пространстве, чем это имеет место в однофазных течениях.

Литература

1. Джоунз, Паско. Расчет внутренних закрученных течений с использованием моделей турбулентности, основанных на уравнениях вторых моментов // Journal of Fluids Engng., 1989. – №3. – 248 с.
2. Лойцянский Л.Г. Механика жидкости и газа: Учеб. Для вузов. – 7-е изд., испр. – М.: Дрофа, 2003. – 840 с.
3. Шлихтинг Г. Теория пограничного слоя. – М.: Наука., 1974 . – 576 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ ТЕХНИЧЕСКОГО РЕШЕНИЯ ПО СТАБИЛИЗАЦИИ ПОДВОДНОГО ПЕРЕХОДА МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА

С.И. Голубин, М.Л. Николаев
ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Москва, Россия

Проект «Система магистральных газопроводов Бованенково – Ухта» является составной частью магистрального газопровода «Ямал - Европа», предназначенного для подачи природного газа с месторождений полуострова Ямал (Бованенковского и Харасавэйского) в газотранспортную сеть Центральной части России и далее в страны Западной Европы. В административном отношении трасса подводного перехода проходит по территории Ямальского и Приуральского районов Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО) Тюменской области.

Газопровод состоит из 2-х основных и 2-х резервных ниток трубопровода наружным диаметром 1219 мм, длиной чуть более 70 км каждая, толщина стенки 27 мм. Переход включает в себя сухопутные участки на Ямальском и Уральском берегу, а также подводный морской участок, идущий от п-ва Ямал (южнее залива Лыхы Паха, в районе впадения р. Яра-Яха в Байдарацкую губу) до выхода на берег, к северо-западу от о. Левдиев.

В результате обследования состояния уложенной I нитки подводного перехода магистрального газопровода через Байдарацкую губу, проведенного 2010 году, были обнаружены неустойчивые участки. Связано это, прежде всего с характеристиками местного грунта использованного в качестве обратной засыпки из-за его способности к разжижению. Это обстоятельство может привести к отклонению положения трубопровода в процессе эксплуатации. Таким образом, была поставлена задача стабилизации газопровода в проектном положении.

Согласно СП 107-34-96 «Балластировка, обеспечение устойчивости положения газопроводов на проектных отметках» и ВСН 007-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Конструкции и балластировка» возможные способы обеспечения устойчивости трубопровода на проектных отметках разделяются на методы балластировки и закрепления. При этом если балластировка трубопровода применяется преимущественно для предотвращения всплытия трубопровода, то закрепление должно препятствовать перемещению в любом направлении. Однако необходимо отметить, что область применения указанных стандартов (болота, подводные переходы до 50 м) напрямую не затрагивает строительство газопроводов в морских акваториях, и описанные в них конструкции стабилизации трубопровода в проектном положении не могут быть применимы в условиях строительства трубопровода в морских акваториях. Также необходимо отметить, что СТО Газпром 2-3.7-050-2006 (На основе DNV-OS-F101 «Морской стандарт. Подводные трубопроводные системы») и ВН 39- 1.9-005-98 «Нормы проектирования и строительства морского газопровода» не содержат конкретных технических решений по стабилизации трубопровода в проектном положении, а лишь регламентируют общие принципы оценки его устойчивости.

Из всего вышесказанного следует, что на данный момент в отечественной нормативной документации не описаны технические решения для стабилизации положения трубопровода прокладываемого в морских акваториях. В частности, это обуславливается уникальностью проектов морского строительства в отечественной практике.

Другой очевидной проблемой является тот факт, что в существующей практике проектирования при расчете балластировки газопроводов не достаточно учитывается разжижение обводненных сыпучих грунтов – процесс, в результате которого грунт ведёт себя не как твёрдое тело, а как жидкость (флюид), и в конечном итоге оказывает на вмещаемое тело выталкивающее воздействие.

Кроме этого, практика эксплуатации подводных переходов показывает, что на значительной части из них могут образовываться размытые участки – свободные пролеты. Возникновению свободных пролётов способствует, в частности, специфика геометрии подводного перехода магистрального газопровода.

Одним из основных способов по устранению нежелательного воздействия водного потока на размытый подводный трубопровод является засыпка гравием или щебнем. Однако, недостатком этого способа устранения размыва является высокая стоимость и недостаточно высокая эффективность работ. Кроме этого, пригружение трубопровода щебеночным слоем значительной мощности в условиях наличия в основании больших участков из слабонесущих илов и глин, может привести к локальному вдавливанию трубопровода в грунт.

Учитывая все перечисленные факторы, для дополнительной стабилизации газопровода, уложенного на подводном переходе через Байдарацкую губу, было предложенное техническое решение на основе металлической сетки, после укладки которой на «крылья» сетки и трубопровод выполняется отсыпка щебня (рисунок 1).

Данное решение позволяет с одной стороны обеспечить отсутствие нагружения трубопровода в стабильном положении трубопровода. Это очень важно при наличии слабых грунтов основания. Всякое дополнительное нагружение приводит к неравномерным перемещениям трубопровода и возможному появлению изгибных деформаций. В тоже время при движении участка трубопровода вверх под действием выталкивающей силы разжиженного грунта, сетка, пригруженная щебенкой, оказывает силовое сопротивление.

Характер и сила взаимодействия трубопровода и вмещающего грунта обратной засыпки были определены в результате построения числовой модели (рисунок 2).

Рисунок 1 – Подготовленный испытательный стенд технического решения по стабилизации трубопровода.

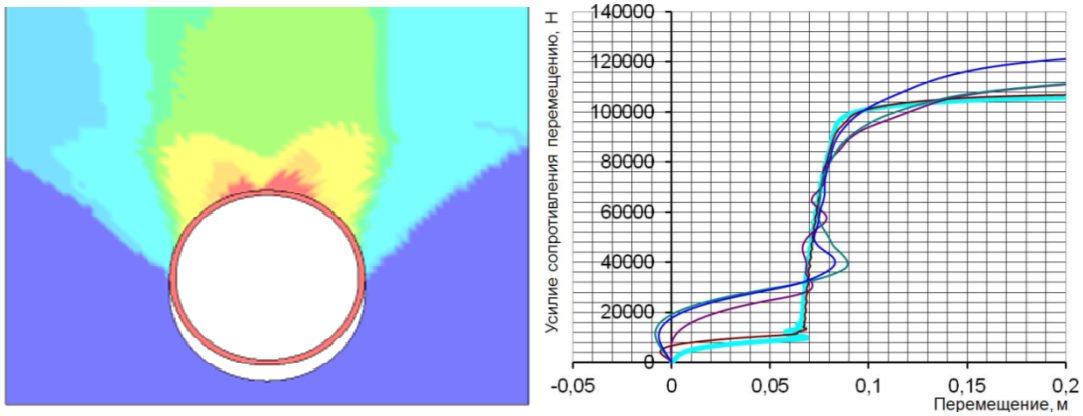


Рисунок 2 – Поле относительных перемещений грунта (слева). Графики усилие-перемещение для варианта применения металлической сетки пригруженной щебнем (справа).

Для обоснования толщины слоя щебня проведены расчеты удерживающего усилия при различной величине слоя щебня. Толщина слоя щебня менялась от 0,2 м до 0,6 м. Менялся также и коэффициент трения щебня о грунт обратной засыпки от 0,1 до 0,3 (в дальнейшем были проведены натурные испытания по определению коэффициента трения пригруженной сетки о грунт в воде, в результате которых было получено среднее значение коэффициента - 1,5).

Из графика видно, что максимальное удерживающее усилие достигает 10 т/пм, и фактически величина сопротивления до появления плоскостей сдвига слабо зависит от толщины слоя щебня и коэффициента трения в рассматриваемом диапазоне.

В конечном итоге численное моделирование показало, что применение металлической сетки в качестве распределителя удерживающего усилия при подъёме трубопровода на рядом лежащий грунт содержащий щебеночный слой фракции 60-80 мм толщиной от 0,3 м позволяет обеспечить для трубы условным диаметром 1400 мм удерживающее усилие в процессе эксплуатации не менее 1 т/м [7]. Важным моментом при этом является отсутствие дополнительного давления на трубопровод находящийся в стабильном положении.

Данное техническое решение позволяет существенно уменьшить объем завозимого щебня по сравнению с альтернативными вариантами почти в 9 раз до 1,5 м куб на 1 погонный метр и максимально эффективно использовать местный грунт для обратной засыпки.

С целью определения прочности металлической сетки, применяемой в техническом решении по стабилизации трубопровода, были проведены натурные испытания образца трубы с уложенной на него сеткой, пригруженной щебнем.

В ходе проведения стендовых испытаний было достигнуто максимальное значение на динамометре 15200 кг, что с учетом веса испытательного стенда равного 5472 кг, составляет 9728 кг нагрузки на сетку. Таким образом, достигнутое значение вдвое превышает необходимое значение прочности на разрыв, согласно СТУ «Проектирование и строительство подводного перехода через Байдарацкую губу системы магистральных газопроводов Бованенково – Ухта. Ямало – Ненецкий автономный округ».

Остаточные деформации ячеек после проведения испытания распределились в интервале от минус 6,61% до 8% для каждого отдельного геометрического параметра ячейки, относительно их первоначальной длины. Однако, следует отметить, что деформации ячеек были зафиксированы только на некоторых участках полотна.

Литература

1. Харионовский В.В., Радин В.П. Рекомендации по оценке работоспособности подводных переходов газопроводов при наличии размывов дна. – М.: ВНИИГАЗ., 1995.
1. Зенкевич О. Метод конечных элементов в технике — М.: Мир, 1975.
2. Математическое моделирование и исследование подводного перехода по объекту «Система магистральных газопроводов Бованенково-Ухта. Линейная часть, 1-я нитка. Участок км 111.7 – км 186,7 (подводный переход через Байдарацкую губу)». – СПб.: СПбГПУ, 2010. – 96с.
3. Цытович Н.А. Механика грунтов (краткий курс). – М.: "Высшая школа", 1983. – 288с.
4. Multu Sumer B., Truelsen C., Fredsoe J. Liquefaction around Pipelines under Waves // Journal of Waterway, Port, Coastal, and Ocean Engineering, 2006. – V. 132, I. 4. – pp. 266-275.
5. Drucker, D. C. and Prager, W. (1952). Soil mechanics and plastic analysis for limit design. Quarterly of Applied Mathematics, vol. 10, no. 2. – pp. 157–165.
6. Hallquist J.O. LS-DYNA. Theoretical Manual. – California: Livermore Software Technology Corporation., 2006. – 680 p.

ОПТИМАЛЬНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ПЕРЕХОДНЫМИ РЕЖИМАМИ РАБОТЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

А.С. Горбунов, Е.С. Бармаева, О.А. Корнеева
Научный руководитель ассистент А.А. Афиногентов
Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

Введение. Системы магистральных трубопроводов (МТП) имеют значительную протяженность и являются одним из дешевых и эффективных способов транспортировки нефти и нефтепродуктов на большие расстояния. Для обеспечения требуемых объемов транспортировки нефти в состав МТП входят несколько нефтеперекачивающих станций (НПС). Отключение насосных агрегатов на НПС приводит к перепадам давления, которые представляют серьезную опасность для трубопровода, особенно для участков с высоким статическим давлением. Резкое изменение давления от фронта проходящей волны приводит к срабатыванию устройства сглаживания волн давления (ССВД), которое реагирует на заданную скорость повышения давления, что в свою очередь приводит к сбросу части потока нефти в безнапорную емкость и необходимости в повторном закачивании нефти в МТП.

Альтернативным способом снижения негативного влияния волн повышенного давления на трубопровод может служить реализация специальной программы отключения насосного агрегата на промежуточной нефтеперекачивающей станции (ПНПС), которая позволяет «сгладить» фронт ударной волны на стадии ее формирования и избежать негативного влияния гидроударных процессов на трубопровод.

Данная проблема приводит к необходимости постановки и решения задачи оптимального управления (ЗОУ) давлением на выходе ПНПС в переходных режимах работы МТП с учетом технологических ограничений на скорость изменения давления в трубопроводе.

Магистральный трубопровод, ввиду его значительной пространственной протяженности, представляет собой объект с распределенными параметрами (ОРП), описываемый векторной функцией состояния $Q(x,t)=(P(x,t),\ \omega(x,t))$, где $P(x,t)$ и $\omega(x,t)$ – пространственно-временные распределения давления скорости потока перекачиваемого продукта в трубопроводе соответственно. Взаимосвязь между $P(x,t)$ и $\omega(x,t)$ может быть представлена системой дифференциальных уравнений с начальными и граничными условиями [1, 2].

Постановка задачи управления. Согласно типовым технологическим требованиям, за время t_1 переходного процесса необходимо обеспечить перевод ОРП из начального состояния:

$$P(x,0)=P_0(x),\quad \omega(x,0)=\omega_0,\ x\in[0,\ L]. \tag{1}$$

в требуемое конечное состояние с допустимыми заданными погрешностями ε_p и ε_ω, согласно соотношениям:

$$\max_{x\in[0,\,L]}\left|P(x,t_1)-P^*(x)\right|\le\varepsilon_p,\ \max_{x\in[0,\,L]}\left|\omega(x,t_1)-\omega^*\right|\le\varepsilon_\omega, \tag{2}$$

определяющим целевое множество допустимых конечных состояний ОРП с оценкой отклонений от заданных состояний в равномерной метрике [2].

Поскольку наибольший рост давления наблюдается на входе останавливаемой НПС, т.е. в точке обозначаемой в дальнейшем $x=x_k^-$, технологическое ограничение на скорость изменения этого давления $\sigma(x_k^-,t)=\partial P(x_k^-,t)/\partial t$ может быть записано в виде следующего условия:

$$\max_t\left[\sigma(x_k^-,t)\right]\le\sigma_{\max}^0,\ t\in[0,t_1]. \tag{3}$$

В качестве наиболее простой типовой программы торможения насосного агрегата *k-ой* НПС, позволяющей погасить недопустимые волновые колебания давления за минимально возможное время, рассмотрим программу с постоянной скоростью снижения давления на выходе НПС, представленную на рисунке 1:

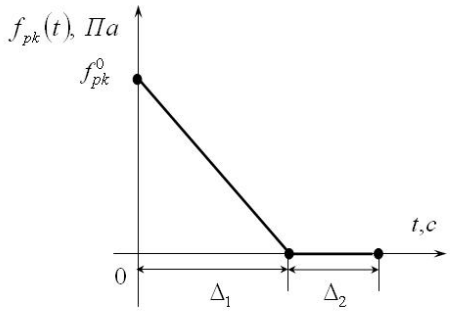


Рис. 1. Программа торможения насосного агрегата k-ой НПС.

Представленную зависимость можно описать в форме функции, зависящей от вектора параметров $\Delta^{(2)} = (\Delta_1, \Delta_2)$, т.е. в следующем виде:

$$f_p\left(t, \Delta^{(2)}\right) = \begin{cases} f_{pk}^0 \cdot \left(1 - \dfrac{t}{\Delta_1}\right), & 0 \le t \le \Delta_1, \\ 0, & \Delta_1 < t \le \Delta_1 + \Delta_2. \end{cases} \tag{4}$$

Таким образом, управляющее воздействие $f_{pk}\left(t, \Delta^{(2)}\right)$ является функцией параметров Δ_i, $i = \overline{1,2}$, в роли которых фигурируют длительности интервалов изменения во времени искомого управляющего воздействия по заранее фиксируемой зависимости (4).

При этом критерий оптимальности $J = \int_0^{t_1} dt \to \min\limits_{f_p(x_k, t) \in \Omega}$ запишется также в $\Delta^{(2)}$- параметризованной форме в виде функции $I(\Delta^{(2)})$ вектора $\Delta^{(2)}$:

$$I(\Delta^{(2)}) = \Delta_1 + \Delta_2 \to \min_{\Delta^{(2)}},\ \Delta^{(2)} \in G_2 \subset E^2 \ . \tag{5}$$

Таким образом, задача поиска оптимального по быстродействию закона изменения во времени давления на выходе *k-ой* промежуточной НПС $f_{pk}\left(t, \Delta^{(2)}\right)$, является в рассматриваемом случае задачей параметрической оптимизации, т.е. задачей выбора такого вектора параметров $\Delta^{(2)}_{onm}$, который обеспечивает минимум заданного критерия оптимальности $I(\Delta^{(2)})$. Зависимость минимизируемого критерия $I\left(\Delta^{(2)}\right)$ от параметра Δ_1 представляет собой экстремальную функцию, изображенную на рисунке 2.

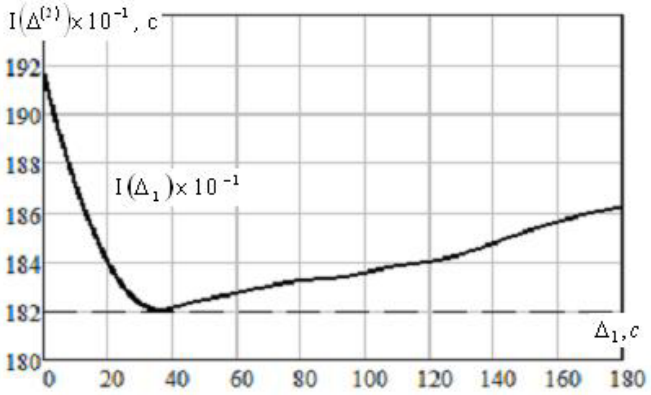


Рис. 2. Зависимость минимизируемого критерия $I\left(\Delta^{(2)}\right)$ от параметра Δ_1.

Заключение. В работе формулируется в терминах теории управления системами с распределенными параметрами (СРП), задача оптимального по критерию быстродействия управления нестационарным режимом работы магистрального нефтепровода с учетом фазового ограничения на скорость роста давления, при этом требования к конечному состоянию ОРП, задаются в виде целевого множества, попадание в которое оценивается в равномерной метрике. В качестве управляющего воздействия в ЗОУ рассматривается изменение во времени по специальной программе давления на промежуточной НПС, описание которой с помощью набора параметров позволяет осуществить редукцию указанной задачи к задаче математического программирования и решить её численно.

Литература

1. Афиногентов А.А., Плешивцева Ю.Э., Снопков А.С. Математическое моделирование управляемых гидродинамических процессов трубопроводного транспорта жидких углеводородов // Вестник Самарского государственного технического ун-та. Сер. Технические науки. – Самара: СамГТУ, 2010. – Вып. 7(28). – С. 137-144.
2. Афиногентов А.А., Плешивцева Ю.Э., Ефимов А.П. Оптимальное по быстродействию управление переходными режимами работы магистрального нефтепровода// Вестник Самарского государственного технического ун-та. Сер. Технические науки. – Самара: СамГТУ, 2011. – Вып. 3(31). – С. 6-13.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРНЫХ ПОЛЕЙ ПРИ ЗАМОРОЗКЕ ГРУНТА ОПОР МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

А.С. Губанов

Научный руководитель профессор А.Н. Кабаков

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Вечная мерзлота распространена на территории 22.8 млн км², занимая около 24% суши в северном полушарии[1], в том числе более 60% территории России (рис.1).

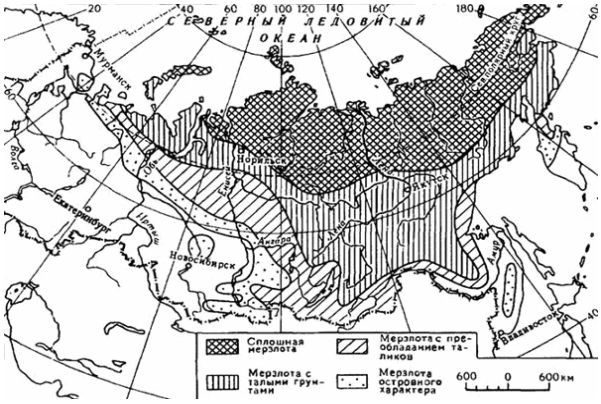


Рис. 1. Распространение многолетней мерзлоты по территории России

Основными параметрами вечной мерзлоты являются ее среднегодовая температура, глубина залегания нижней границы (вертикальная мощность), а также мощность сезонно-талого слоя. Практический интерес, особенно при строительстве сооружений, представляет также льдистость мерзлых пород, от которой в наибольшей степени зависит величина их просадки при оттаивании.

Основной способ адаптации линейных сооружений к прогнозируемым изменениям – термостабилизация вечной мерзлоты (рис. 2) с применением различных технических средств и инженерных решений. К таковым можно отнести установку парожидкостных термосифонов.

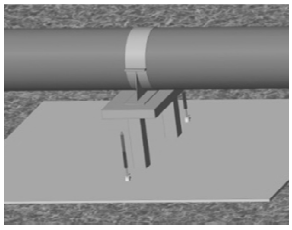
Рис. 2. Устройство опор транс-Аляскинского трубопровода в применением термосифонов

Это достаточно простое устройство работает по принципу теплового насоса, «закачивая холод» из атмосферного воздуха в верхний слой вечной мерзлоты и понижая ее температуру в холодный период года. Оно не потребляет энергии и представляет собой замкнутую с обоих концов трубу, внутри которой находится хладагент. Нижний конец трубы погружен в вечную мерзлоту, на верхнем конце имеется радиатор для улучшения теплообмена с воздухом. В холодный период года когда температура грунта оказывается выше температуры окружающей среды, хладагент, находящийся на дне трубы, испаряется. За счет затрат тепла на

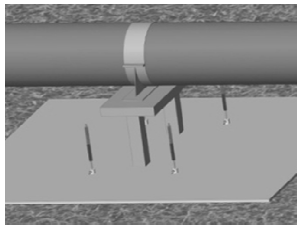
испарение происходит понижение температуры. Температура воздуха при этом может быть значительно, на несколько десятков градусов, ниже температуры мерзлоты. Пары, поднимаясь вверх, конденсируются, при этом тепло конденсации развеивается в атмосферу, сконденсировавшаяся жидкость стекает вниз трубы и цикл повторяется. Это позволяет понизить среднегодовую температуры на 1-5 °С без каких-либо затрат энергии [3]. При невысокой стоимости термосифона и отсутствии энергозатрат при его эксплуатации такой способ термостабилизации вечной мерзлоты весьма эффективен также и с экономической точки зрения.

Для прогнозирования температурных полей в грунте, был составлен алгоритм, реализованный в программе ANSYS. Были произведены расчеты температурных полей для климата г. Сургута. Диаметр термостабилизатора принят 57 мм, климатические параметры приняты по СНИП 23-01-99 «Строительная климатология».

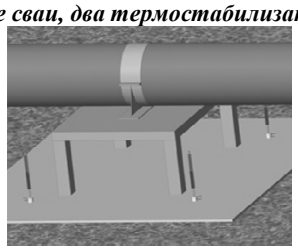
Были рассмотрены два варианта расположения ростверка: на двух и на четырех опорах (рис.3). При этом рассчитывались варианты, когда для каждой сваи устанавливается один и два термостабилизатора.



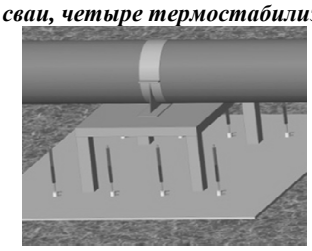
а) две сваи, два термостабилизатора



б) две сваи, четыре термостабилизатора



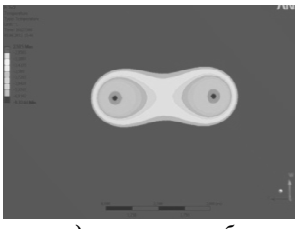
в) четыре сваи, четыре термостабилизатора



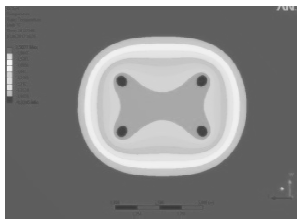
г) четыре сваи, восемь термостабилизаторов

Рис. 3. Эскиз расположения свай и термостабилизаторов в свайном кусте:

Исходя из полученных данных (рис.4) можно судить о нехватке естественного холода при расположении одного термостабилизатора (левые картинки на рис.4) рядом со сваей, потому что температура повысилась более минус 3°С что приведет к снижению несущей способности данной опоры и как следствие ее просадке. В данном случае можно применить домораживание при помощи холодильной машины. В случае же установки двух термостабилизаторов к окончанию теплого периода температура грунта под опорой повышается до минус 6°С.



а) две сваи, два термостабилизатора



б) две сваи, четыре термостабилизатора

в) четыре сваи, четыре термостабилизатора

г) четыре сваи, восемь термостабилизаторов

Рис. 4. Температурные поля на период окончания летнего сезона

Однако в отдельных районах с недостатком естественного холода возможно применение, как холодильных машин, замораживающих грунт, так и комбинированного охлаждения [2]. Последний вариант, предполагающий использование как искусственного так и естественного холода, является наиболее экономичным при условии нахождения оптимальных параметров системы. Основным критерием при этом являются приведенные затраты и несущая способность основания.

Литература

1. Анисимов О.А. Оценочный расчет. Основные природные и социально-экономические последствия изменения климата в районах распространения многолетнемерзлых пород: прогноз на основе синтеза наблюдений и моделирования. - Омск: ОМННО «Совет Гринпис», 2010 - 42 с.
2. Пат. 108051 Россия МПК E02D №3/115. Устройство для аккумуляции холода. Максименко В.А. Заявлено. 20.04.2011; Опубл. 10.09.2011, Бюл.№25.- 2 с: ил.
3. Механика мерзлых грунтов / Н.А. Цытович. – Москва : Изд-во «Высшая школа», 1973. – 288 с.

ОСОБЕННОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ ЗАКРУЧЕННЫХ ПОТОКОВ ВЯЗКИХ СРЕД В ТРУБОПРОВОДАХ

П.Ю. Гусев

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Аннотация. В работе обсуждаются проблемы физического, математического и численного моделирования сложных вязкостно-инерционных потоков в поле действия центробежных массовых сил в трубопроводах. Приводятся рекомендации построения эффективных алгоритмов расчета пространственных течений.

Введение. Закрученные потоки широко распределены в природе и технике. Хорош известно, что в замкнутых вращающихся осесимметричных потоках в трубах и каналах даже в отсутствие действия сил тяжести течение приобретает сложных пространственный характер движения. Необходимость определения трех компонент вектора скорости вносит серьезные проблемы к решению вопроса построения устойчивых численных схем. При анализе турбулентных течений алгоритм еще более усложняется и требует учета таких важных практических эффектов, как реламинаризация, формирование рециркуляционных центральных и периферийных зон произвольной интенсивности и протяженности [1]. В этом случае большие требования предъявляются и к модели турбулетного переноса импульса. Нужно быть готовым предсказывать картину развития и затухания неоднородной анизотропной турбулентности в поле массовых сил. Прогресс в этом направлении обеспечивают RANS, LES модели и методы, но успех определяется также и корректным поведением численного алгоритма решения определяющих уравнений. Сформулируем некоторые положения детального анализа указанных течений и представим полезные аппроксимации к численному решению дифференциальной задачи.

Математическая модель. Система определяющих уравнений к описанию стационарных развивающихся ламинарных закрученных и затухающих углеводородных сред включает в себя уравнения Навье - Стокса. Предполагается, что течение капельных несжимаемых жидкостей и слабо сжимаемых газов с ньютоновскими свойствами осуществляется в трубах с постоянным поперечным сечением в отсутствии действия силы тяжести. Причем на входе поток закручен по закону твердого тела. Указанная система уравнений (движения и неразрывности) записывается в цилиндрической системе координатах (z, r, φ) и имеет следующий вид [1]:

$$U\frac{\partial U}{\partial z}+V\frac{\partial U}{\partial r}=-\frac{1}{\rho}\frac{\partial p}{\partial z}+\nu\nabla^2 U, \tag{1}$$

$$U\frac{\partial V}{\partial z}+V\frac{\partial V}{\partial r}-\frac{W^2}{r}=-\frac{1}{\rho}\frac{\partial p}{\partial r}+\nu\left(\nabla^2 V-\frac{V}{r^2}\right), \tag{2}$$

$$U\frac{\partial W}{\partial z}+V\frac{\partial W}{\partial r}+\frac{VW}{r}=\nu\left(\nabla^2 W-\frac{W}{r^2}\right), \tag{3}$$

$$\frac{\partial U}{\partial z}+\frac{1}{r}\frac{\partial (Vr)}{\partial r}=0. \tag{4}$$

Обозначения общепринятые. Здесь $\nabla^2=\frac{\partial^2}{\partial z^2}+\frac{\partial^2}{\partial r^2}+\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}$ - оператор Лапласа; U, V, W- компоненты вектора скорости(продольная, радиальная, окружная); ν- коэффициент кинематической вязкости; p- давление. Видно, что уравнения (1) – (4) представляют собой систему эллиптических уравнений и для их однозначного решения необходимы граничные условия на гранях расчетной области (см. рис 1). В общем случае поставленная задача может быть решена только численно. Заметим, что это нетривиальная задача. Ее решение в динамике вязкой жидкости связано с проблемами расчета распределения давления, согласованного с полем скорости [1]. Существует много способов решения указанных уравнений. Один из них связан с постановкой задачи в новых переменных. Так в исходной системе от естественных переменных (u, v, w, p) переходят к переменным «функция тока – завихренность» (ψ, ξ, W) по соотношениям вида [1-5]:

$$\frac{1}{r}\frac{\partial\psi}{\partial r}=U,\ \frac{1}{r}\frac{\partial\psi}{\partial z}=-V,\ \xi=\frac{\partial V}{\partial z}-\frac{\partial U}{\partial r}. \quad (5)$$

Исключая из уравнений (1), (2) перекрестным дифференцированием давление, можем получить уравнение переноса для завихренности ξ, а из уравнений (5) легко получить уравнение Пуассона для функции тока ψ. Тогда искомая форма уравнений движения будет следующей [3]:

$$-\xi r=\left(\nabla^2\psi-\frac{2}{r}\frac{\partial\psi}{\partial r}\right), \quad (6)$$

$$U\frac{\partial\xi}{\partial z}+V\frac{\partial\xi}{\partial r}-\frac{V\xi}{r}-\frac{2W}{r}\frac{\partial W}{\partial z}=\nu\left(\nabla^2\xi-\frac{\xi}{r^2}\right), \quad (7)$$

$$U\frac{\partial W}{\partial z}+V\frac{\partial W}{\partial r}+\frac{VW}{r}=\nu\left(\nabla^2 W-\frac{W}{r^2}\right). \quad (8)$$

При введении функции тока по соотношениям (5) уравнение неразрывности которым должна удовлетворять скорость $\bar{U}=(U,V,W)$ выполняется автоматически.

Физическая область течения имеет вид, представленный на рис. 1. Здесь две независимые пространственные координаты – *z* и *r*, причем область интегрирования представляет собой плоскую фигуру (прямоугольник с границами Γ_i).

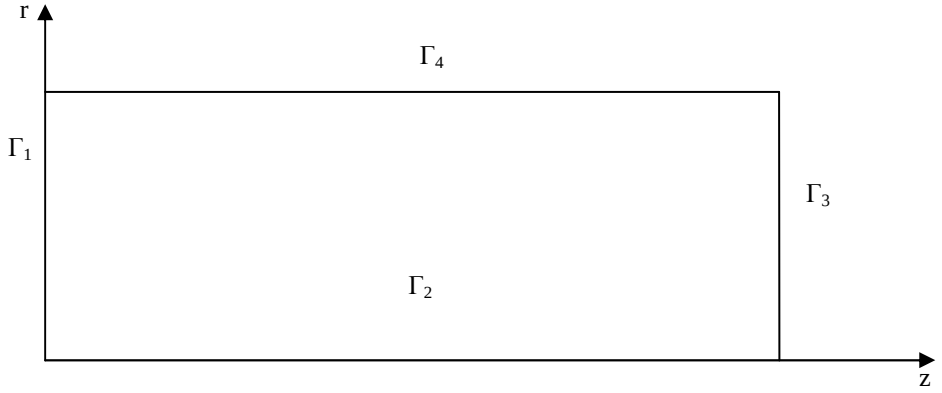


Рис. 1. Область изменения независимых переменных.

Граничные условия и метод решения.

Граничные условия для функции тока ψ, *завихренности* ξ и *W* имеют вид:

На входе - Γ_1: $U=U_0$, $V=0$, $W=\omega' r, \omega'=const$

На оси симметрии - Γ_2 $\frac{\partial U}{\partial r}=0$ $V=W=0$

На выходе - Γ_3: $\frac{\partial U}{\partial z}=\frac{\partial W}{\partial r}=0$ $V=0$

На стенке - Г4: $U=V=W=0$

Заметим, что формулировка граничных условий оказывает существенное влияние не только на устойчивость, но и на точность решения конечного разностного уравнения для завихренности и задачи в целом. Поскольку *U* и *V* не определяются непосредственно из системы (6) – (8), а находятся после ее решения, как разностные производные от распределений ψ, то и в разностном аналоге граничных условий для ξ на стенке следует перейти от численных производных от компонент скорости к соответствующим производным от функции тока. Имеется множество вариантов записи таких выражений, однако, простейший выглядит следующим образом [3]:

$$\xi_W=\frac{2\left(\psi_{W+1}-\psi_W\right)}{\Delta n^2}+o\left(\Delta n\right).$$

Здесь, независимо от ориентации стенки, ψW – значение функции тока на самой стенке, ψW+1 – в первой узловой точке, расположенной в жидкости, Δn – расстояние по нормали от стенки до ближайшей узловой точки. Это условие очень надежно и часто приводит к результатам, достаточно хорошо согласующимся с результатами, полученными при помощи форм высших порядков граничного условия для вихря.

Иными словами, граничные условия перепишутся в следующем виде:

$$\psi\big|_{\tilde{A}_1} = \psi_{1,j} = \frac{U_0 r_j^{\,2}}{2} \qquad \psi\big|_{\Gamma 2} = \psi_{i,1} = 0$$

$$\psi\big|_{\Gamma_3} = \psi_{M+1,j} = \psi_{M,j} \qquad \psi\big|_{\Gamma_4} = \psi_{i,N+1} = \frac{U_0 R^2}{2}$$

Разностный вид граничных условий для завихренности ξ будет следующим:

$$\xi\big|_{\Gamma_1} = -\frac{2}{}\frac{\psi(2,j)-\psi(1,j)}{\Delta z} \tag{9}$$

$$\xi\big|_{\Gamma_2} = -\frac{2}{}\frac{\psi(i,2)-\psi(i,1)}{\Delta r}$$

$$\xi\big|_{\Gamma_3} = \xi_{M+1,j} = \xi_{M,j}$$

$$\xi\big|_{\Gamma_4} = -\frac{2}{}\frac{\psi(i,N)-\psi(i,N+1)}{\Delta r}$$

Для окружной скорости:

$$W\big|_{\Gamma_1} = W_{1,j} = \omega' r_j$$

$$W\big|_{\Gamma_2} = W_{i,1} = 0$$

$$W\big|_{\Gamma_3} = W_{M+1,j} = W_{M,j}$$

$$W\big|_{\Gamma_4} = W_{1,N+1} = 0$$

Здесь M – количество интервалов разбиения области интегрирования в *z*-направлении, *N* – в *r*-направлении. $\Delta z = L/M$, $\Delta r = R/N$

Метод решения. Решение уравнений (6) – (8) с граничными условиями будем строить с использованием методов конечных разностей и последовательной итерации. При аппроксимации диффузионных членов будут применены симметричные разности. Аппроксимация конвективных членов будет проведена с использованием разностей против потока. Дифференциальные члены уравнения Пуассона для ψ заменяются симметричными разностями, имеющими второй порядок аппроксимации относительно пространственных переменных:

$$\left(\frac{\partial^2\psi}{\partial z^2} + r\frac{\partial}{\partial r}\left(\frac{1}{r}\frac{\partial\psi}{\partial r}\right)\right)_{i,j} = \frac{\psi_{i-1,j} - 2\psi_{i,j} + \psi_{i+1,j}}{\Delta z^2} +$$

$$+ r_j \frac{a_{j+1/2}\left(\psi_{i,j+1} - \psi_{i,j}\right) - a_{j-1/2}\left(\psi_{i,j} - \psi_{i,j-1}\right)}{\Delta r^2} + o\left(\Delta z^2, \Delta r^2\right). \tag{9}$$

Здесь: $a_{j-1/2} = \frac{r_{j-1} + r_j}{2 r_j r_{j-1}}$, $a_{j+1/2} = \frac{r_j + r_{j+1}}{2 r_j r_{j+1}}$.

Аппроксимация конвективных членов проведена следующим образом:

$$\left(U\frac{\partial U}{\partial z}\right)_{i,j} = U^+_{i,j}\frac{U_{i,j} - U_{i-1,j}}{\Delta z} + U^-_{i,j}\frac{U_{i+1,j} - U_{i,j}}{\Delta z} + o(\Delta z), \tag{10}$$

где: $$U_{i,j}^{+}=\frac{U_{i,j}+\left|U_{i,j}\right|}{2},\ U_{i,j}^{-}=\frac{U_{i,j}-\left|U_{i,j}\right|}{2}.$$

Аналогично для конвективного переноса в *r*-направлении:

$$\left(V\frac{\partial U}{\partial r}\right)_{i,j}=V_{i,j}^{+}\frac{U_{i,j}-U_{i,j-1}}{\Delta r}+V_{i,j}^{-}\frac{U_{i,j+1}-U_{i,j}}{\Delta r}+o\left(\Delta r\right) \qquad (11)$$

Здесь: $$V_{i,j}^{+}=\frac{V_{i,j}+\left|V_{i,j}\right|}{2},\ V_{i,j}^{-}=\frac{V_{i,j}-\left|V_{i,j}\right|}{2}.$$

Приравнивая разностное выражение (9) значению $-\xi_{i,j}r_j$ и выражая из полученного равенства $\psi_{i,j}$, найдем рекуррентную формулу для пересчета сеточных значений функции тока:

$$\psi_{i,j}=\frac{\left(m\xi_{i,j}r_j+\psi_{i-1,j}+\psi_{i+1,j}\right)+mr_j\left(a_{j-1/2}\psi_{i,j-1}+a_{j+1/2}\psi_{i,j+1}\right)}{2\left(m+1\right)}, \qquad (12)$$

где введено обозначение $m=\frac{\Delta z^2}{\Delta r^2}$.

Рекуррентные формулы для пересчета значений $\xi_{i,j}$ и $W_{i,j}$ будут выглядеть следующим образом:

$$\xi_{i,j}=\frac{\nu}{r_j\Delta r^2P}\left(r_{j-1/2}\xi_{i,j-1}+r_{j+1/2}\xi_{i,j+1}\right)+\frac{\nu}{P\Delta z^2}\left(\xi_{i-1,j}+\xi_{i+1,j}\right)+\frac{Q}{P}.$$

Здесь: $$P=\nu\left(\frac{2}{\Delta z^2}+\frac{2}{\Delta r^2}+\frac{1}{r_j^{\,2}}\right)+\frac{\left|U_{i,j}\right|}{\Delta z}+\frac{\left|V_{i,j}\right|}{\Delta r},$$

$$Q=\frac{V_{i,j}\xi_{i,j}}{r_j}+\frac{U_{i,j}^{+}\xi_{i-1,j}}{\Delta z}-\frac{U_{i,j}^{-}\xi_{i+1,j}}{\Delta z}+\frac{V_{i,j}^{+}\xi_{i,j-1}}{\Delta r}-\frac{V_{i,j}^{-}\xi_{i,j+1}}{\Delta r}+\frac{W_{i,j}}{r_j}\left(\frac{W_{i+1,j}-W_{i-1,j}}{\Delta z}\right).$$

$$W_{i,j}=\frac{\nu}{r_j\Delta r^2P}\left(r_{j-1/2}W_{i,j-1}+r_{j+1/2}W_{i,j+1}\right)+\frac{\nu}{P\Delta z^2}\left(W_{i-1,j}+W_{i+1,j}\right)+\frac{Q_1}{P},$$

где $$Q_1=-\frac{V_{i,j}W_{i,j}}{r_j}+\frac{U_{i,j}^{+}W_{i-1,j}}{\Delta z}-\frac{U_{i,j}^{-}W_{i+1,j}}{\Delta z}+\frac{V_{i,j}^{+}W_{i,j-1}}{\Delta r}-\frac{V_{i,j}^{-}W_{i,j+1}}{\Delta r},$$

$$r_{j-1/2}=\frac{r_{j-1}+r_j}{2},\ \ r_{j+1/2}=\frac{r_j+r_{j+1}}{2}.$$

Последовательное применение (10) в движении по внутренним сеточным узлам предполагает использование новых значений ψ там, где процесс перебора узлов уже завершен, и значений ψ на прошлом итерационном слое для узлов, еще неподлежащих расчету. Вслед за тем как искомая величина последовательно вычислена во всех внутренних узлах, она вычисляется в граничных узлах. Одна глобальная итерация считается законченной, когда все искомые величины найдены, Выполнив порядка $10^3 \div 10^5$ глобальных итераций, по достижения сходимости мы завершаем расчет. Отдельные результаты расчета ламинарного закрученного потока (Re=10-1000) в трубопроводе (в диапазоне - $x^+ = x/RRe$ = 0,1-0,2) приведены на рис. 2, 3.

Так, на рис. 2. иллюстрирует распределение осевой компоненты вектора скорости на оси трубы (r/R=0) в зависимости от величины крутки на входе в сравнении с результатами работы Шнайдермана М.Ф. Ершова А.И. [6]. Сопоставление результатов, показывает удовлетворительное согласие данных расчетов. Из рисунка видно, что с увеличением интенсивности крутки потока на начальном участке трубы появляются зоны отрицательных значений осевой компоненты вектора скорости – возникает осевая рециркуляционная зона.

На рис. 3 приведены сравнения тангенциальной компоненты вектора скорости по длине канала в сечении по радиусу r/R=0.21 с известными данными. Видно удовлетворительное совпадение для параметров

крутки Ф=Ro=1 и 2, с увеличением интенсивности закручивания расчеты хуже согласуются, однако совпадают по первой точке при *x/R/Re=0*.

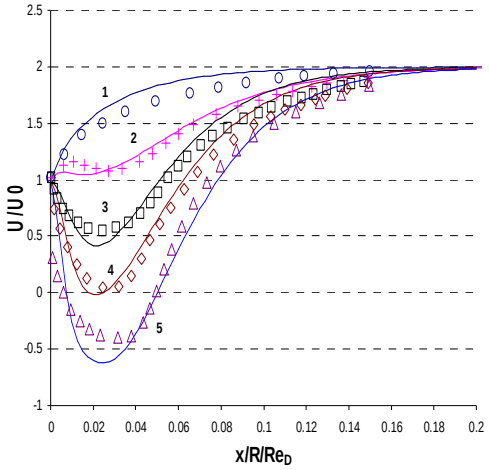


Рис. 2. Сопоставление распределения продольной компоненты вектора скорости на оси трубы с результатами Шнайдермана М.Ф и Ершова А.И. [6] (значки) при различных числах крутки Ф=ΩR/U0. 1-Ф=0; 2-2; 3-3; 4-4; 5-6.

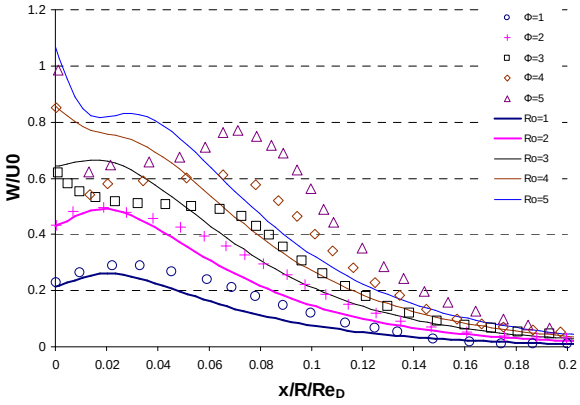


Рис. 3. Распределения тангенциальной компоненты вектора скорости по длине трубы в сечении по радиусу r/R=0.21 в сопоставлении с результатами Шнайдермана М.Ф и Ершова А.И. [6] (значки) при различных числах крутки.

Сравнение с экспериментами подчеркивает корректное описание алгоритмом развитие и затухание крутки в трубах, что важно в предсказании гидравлического сопротивления этого сложного течения.

Литература

1. Kharlamov S.N. Hydrodynamics: Theory and Model. Intech, Croatia., 2012. – 307p.
2. Ландау Л.Д., Лифшиц Е.М. Теоретическая физика : учеб. пособие : в 10 т. – М. : Наука, 1986. – Т. VI: – 736 с.
3. Thom A. An investigation of fluid flow in two dimensions // Aerospace Research Center, K and M., 1928. – № 1194.
4. Роуч П. Вычислительная гидродинамика. – М. : Мир, 1983. – 648 с.
5. Численные методы в динамике жидкостей / Э. Джеймсон [и др.]. – М. : Мир, 1981. – 408 с.
6. Лойцянский Л.Г. Механика жидкости и газа. – М. : Наука, 1973. – 607 с.
7. Шнайдерман М.Ф., Ершов А.И. О влиянии закрутки потока на распределение скоростей и температур в круглой трубе // Инженерно-физический журнал., 1975. – Т.28. – №4. – С.630-635.

ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО РАЗДЕЛЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

В.В. Зайковский
Научный руководитель профессор С.Н. Харламов
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. В современной практике подготовки нефти остро стоит проблема разрушения водонефтяных эмульсий, обусловленная необходимостью обезвоживания и обессоливания нефти [1]. Прежде всего, это связано с прогрессирующим ростом числа обводненных месторождений: на многих крупнейших месторождениях России доля воды в продукции составляет 90 %, а в целом по России превышает 83,5 %. Для разрушения высокоустойчивых эмульсий широко используется способ разделения эмульсии на нефть и воду внешним электрическим полем промышленной (низкой) частоты. Одновременно с этим, было выявлено, что в целях деэмульгации возможно использование электрических полей высокой частоты, а также совместное действие полей различных частот.

При этом в высоком диапазоне частот эмульсия поглощает электромагнитную энергию, в среде появляются распределенные источники тепла. Под действием неоднородного электрического поля происходит движение капель воды в сторону увеличения напряженности электрического поля (диэлектрофорез), а под действием неоднородного температурного поля происходит движение капель воды в сторону меньшей температуры (термодиффузия). Всё это приводит к столкновению, слиянию и укрупнению капель, в результате чего капли воды, как более тяжелые, чем нефть, под действием гравитации опускаются вниз, происходит расслоение эмульсии на нефть и воду [2].

Детали физико-математического моделирования реологически сложных сред.

Одним из наиболее важных вопросов при исследовании полной модели процессов, происходящих в установках по электромагнитному разделению водонефтяных эмульсий (электродегидраторах) является вопрос о

распределении поля скорости водной фазы, так как именно водная фаза получает основное ускорение за счет диэлектрофореза.

Рис. 1. Установка по электромагнитному обезвоживанию нефти на промысле

Вследствие большой скорости распространения и установления электромагнитных возмущений, расчет целесообразно проводить в начальном временном диапазоне. Электродегидратор будем упрощенно рассматривать как цилиндрический конденсатор, работающий лишь в спектре низких частот. Указанная постановка задачи приводит к следующим допущениям:

Водонефтяная эмульсия - изотермическая среда, так как в отсутствии полей высокой частоты распределенные источники тепла в эмульсии отсутствуют;

Концентрация водной фазы по профилю - равномерная, так как рассматривается лишь начальный промежуток времени, за который относительное перемещение фаз незначительно.

Данные допущения позволяют существенно упростить математическую модель магнитогидродинамических течений неоднородных вязких сред [3,4], представив уравнение движения водной фазы в виде [2,5,6]:

$$\rho_{\text{в}}\frac{\partial v}{\partial t}+\rho_{\text{в}}v\frac{dv}{dr}=-\frac{3k}{4\pi r_0^3}v+\frac{c}{2}\cdot\frac{\partial(\varepsilon_c E^2)}{\partial r};\qquad k=6\pi\cdot\mu_{\text{н}}\cdot r_0;$$

$$\varepsilon_c=\frac{\partial(\varepsilon_0\varepsilon_S')}{\partial c};\quad \varepsilon_S'=(\varepsilon_w')^c\cdot(\varepsilon_o')^{1-c};\quad E=\frac{U}{r\cdot\ln\frac{r_2}{r_1}}.$$

Здесь приняты следующие обозначения: $\rho_{\text{в}}$ - плотность водной фазы, кг/м³; v – скорость водной фазы, м/сек; r, t – независимые переменные по пространству и времени; $\mu_{\text{н}}$ – динамическая вязкость нефти, Па·сек; r_0 - радиус капель воды, м; ε_0 – электрическая постоянная, Ф/м; ε_W' - диэлектрическая проницаемость водной фазы, Ф/м; ε_o' - диэлектрическая проницаемость нефти, Ф/м; c – объемная концентрация водной фазы; E – напряженность электрического поля цилиндрического конденсатора, В/м; U – разность потенциалов обкладок цилиндрического конденсатора, В; r_1 и r_2- внутренний и внешний радиусы цилиндрического конденсатора, м.

Краевые условия к интегрированию уравнения движения включают в себя: граничные условия - условие прилипания жидкости к внутренней стенке конденсатора; начальные условия соответствуют состоянию эмульсии в условиях покоя.

Численное решение строится с привлечением метода конечных разностей. Аппроксимация производных дифференциального уравнения движения осуществляется со вторым порядком точности относительно шага Δr с направленными назад разностями и первым – относительно шага по времени (Δt), Полученная система линейных алгебраических уравнений решалась методом Гаусса-Зейделя. Для проведения вычислений был написан программный код в системе компьютерной алгебры Mathematica. Тестирование алгоритма выполнено на классе тривиальных решений о течении вязкой несжимаемой жидкости в замкнутой области и позволяет заключить о корректности и эффективности кода.

Результаты исследования и их анализ. Исследование процессов электромагнитного разделения водонефтяных эмульсий выполнено в широком диапазоне рабочих параметров, значения которых приведены в таблице 1.

Таблица 1. Исходные данные к расчету поля скорости

r_1, м	r_2, м	$\mu_н$, мПа·сек	c	r_0, м	U, В	ε_W', Ф/м	ε_o', Ф/м
0,12	0,40	100	0,2	0,001	220	81	2,5

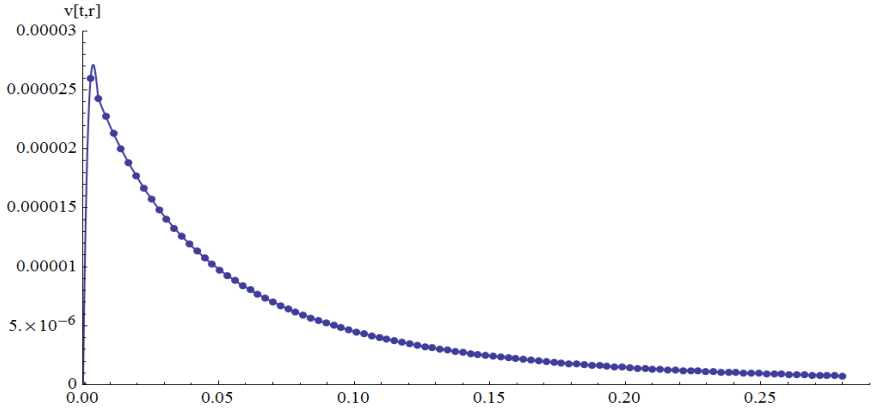


Рис. 2. Установившийся профиль скорости водной фазы в цилиндрическом электродегидраторе при воздействии электромагнитного поля низкой частоты при t = 0.1 сек.

Отдельные результаты расчета поля скорости водной фазы во времени приведены на рис. 2. Эти данные, отвечающие развитию скорости с течением времени и по сечению цилиндрического конденсатора показывают, что в принятых физических условиях поле скорости водной фазы устанавливается достаточно быстро (времена порядка 0.1с.). Далее инерционные эффекты существенно нивелируются и эмульсия стабилизируется внутримолекулярными процессами. Параметрический анализ процесса позволяет утверждать следующее.

Основные особенности распределения скорости наблюдаются в области внутренней стенки конденсатора, что объясняется логарифмическим характером распределения напряженности электрического поля. Заметим также, что установленное распределение скорости предполагает скопление водной фазы вблизи внешней стенки установки, однако не у самой стенки, а лишь с крайне медленным движением к ней. Указанное обстоятельство может затруднить эффективный отвод водной фазы из водонефтяной эмульсии. Это ситуация возможно потребует модернизации конструкции цилиндрического электродегидратора с целью исключения указанных особенностей.

В заключении отметим, что в работе выполнен анализ существующих методов моделирования процессов обмена импульса при обработке водонефтяных эмульсий электромагнитным полем различных частот, разработана физико-математическая модель динамических процессов в водной фазе в цилиндрическом конденсаторе, создан эффективный программный модуль к расчету поля скорости. Результаты позволяют проникнуть в суть нелинейных процессов электромагнтного разделения многофазных сред и обозначить область их практического применения.

Литература:

1. Трубопроводный транспорт нефти. / Под ред. С.М. Вайнштока. – М.: НЕДРА, 2002. – Т.1. – 408 с.
2. Закирьянова Г.Т., Ковалева Л.А., Насыров Н.М. Исследование процессов тепломассопереноса и динамики расслоения эмульсии при воздействии электрических полей // Вестник ЮУрГУ. – Челябинск, 2009. – № 22. – С. 59–65.
3. Ватажин А.Б., Любмов Г.А., Регирер С.А. Магнитогидродинамические течения в каналах. - М.: Наука, 1970. – 672 с.
4. Брановер Г.Г., Цинобер А.Б. Магнитная гидродинамика несжимаемых сред. - М.: Наука, 1970. – 380 с.
5. Харламов С.Н., Логинова О.Н. Ламинарное течение электропроводной жидкости во входном участке плоского канала // Аэрогазодинамика нестационарных процессов. – Томск: Изд.–во ТГУ, 1992. – С. 43-48
6. Харламов С.Н., Бубенчиков А.А., Клевцова А.В. Численное моделирование закрученого потока электропроводящей жидкости в узких трубках при воздействии поперечного магнитного поля // Математическое моделирование., 2004. – Т.16 – №3. – С.13-19

МОДЕЛИРОВАНИЕ ГИДРОДИНАМИКИ И ТЕПЛООБМЕНА ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ В СЕВЕРНЫХ РАЙОНАХ С ПОМОЩЬЮ ИНДУКЦИОННОГО ПОДОГРЕВА

И.Ш. Ислямов

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В трубопроводном транспорте нефти в настоящее время наблюдается серьезный прогресс [1-5]. В связи с ростом добычи нефти и увеличением объема ее транспортировки и переработки в энергетический баланс во все больших размерах вовлекаются нефти с высоким содержанием парафина. Транспорт таких нефтей является серьезной инженерной и экономической проблемой – необходимо обеспечить своевременную и бесперебойную доставку нефти и нефтепродуктов к местам переработки и потребления. Это требование в равной степени

относится к трубопроводному транспорту как к одному из основных видов транспорта вязких нефтей и нефтепродуктов. Для их перекачки требуются совершенствование существующей и разработка новой технологии, совершенствование методов гидравлического расчета трубопроводов, подготовки нефтей к транспортировке, эксплуатации самих трубопроводов и насосных станций.

Аномальные свойства перекачиваемых жидкостей придают известную специфику и эксплуатации трубопроводов. Известно [1, 5], что из – за большой вязкости (см., например, Таблица 1 – классификация нефтей по вязкости) и высокой температуры застывания трубопроводный транспорт высокопарафинистых нефтей представляет собой весьма сложный процесс. Поэтому большое значение приобретает выбор рациональной технологии и способа транспорта с учетом их реологических особенностей. При низких температурах окружающей среды такие нефти и нефтепродукты находятся либо в застывшем состоянии, либо вязкость их так высока, что перекачивать их по трубопроводам в таком состоянии невозможно.

Для осуществления трубопроводного транспорта таких нефтей и нефтепродуктов необходимо понизить коэффициент гидравлического сопротивления, то есть улучшить их реологические свойства (снизить вязкость). Повышение производительности трубопровода за счет улучшения реологических свойств перекачиваемых нефтей и нефтепродуктов может быть достигнуто применением специальных способов трубопроводного транспорта. Выбор того или иного способа транспорта должен быть обоснован технико-экономическим расчетом.

Транспорт высоковязких нефтей в условиях Крайнего Севера является актуальной задачей для всех эксплуатирующих организаций, работающих в данных условиях. Одной из эффективных методик подогрева является электроподогрев.

Таблица 1

Классификация нефти по вязкости [5]

Значение вязкости, мПас	Наименование УВ сырья	Источник
<5	Нефть с незначительной вязкостью	Рекомендуемые показатели в проекте «Методических рекомендаций по применению классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов»
5-10	Маловязкая	Рекомендуемые показатели в проекте «Методических рекомендаций по применению классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов»
10-30	Нефть с повышенной вязкостью	Рекомендуемые показатели в проекте «Методических рекомендаций по применению классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов»
>30	Нефть высоковязкая	Государственный баланс запасов полезных ископаемых РФ
>200	Нефть сверхвязкая	Налоговый кодекс РФ

Цель настоящей работы состоит в исследовании возможности использования вихревых труб для подогрева высоковязких нефтей перед электрическим подогревом для повышения эффективности нагрева. Эффективность электроподогрева непосредственно на промысловых трубопроводах месторождений несомненно выше, чем на магистральных, из-за существенной разницы в диаметрах.

Решение такой задачи проводится в рамках комплексного физико-математического и численного моделирования гидродинамики и теплообмена в сложных средах, опирающихся на положениях механики неоднородных сплошных сред [1-3]. Система определяющих уравнений к детальному прогнозу теплогидродинамический структуры в данных условиях подробно описана в [1,2]. Заметим, что с целью предсказания возможных переходных вихревых ламинарно-турбулентных явлений в среде и для замыкания определяющих уравнений гидродинамики теплообмена в работе привлекается наиболее адаптированная к внутренним течениям и эффективная в расчетах пристеночных эффектов четырех параметрическая тепловая и динамическая (k-L-$\overline{h'^2} - \varepsilon_{\overline{h'^2}}$) – модель Г.С. Глушко – С.Н. Харламова [1-3] с коэффициентом разномасштабности диссипации тепловых и динамических полей. Расчеты показывают, что для успешного предсказания конвективно-диффузионных процессов в данных условиях необходимо корректно описывать детали вихревого течения. Как наиболее консервативный к возмущениям, интегральный масштаб энергосодержащих вихрей (L) здесь более целесообразен, чем скорость диссипации кинетической энергии турбулентности.

Отдельные детали формулировки модельных замыканий для L – уравнения приведены ниже. Заметим, что уравнение для масштаба турбулентности, разработанное первоначально Г.С. Глушко, было нами модифицировано для расчета сложных закрученных потоков [1] и показало хорошие результаты прогноза теплогидродинамической картины внутренних течений в широком диапазоне изменений условий.

Так, вид транспортных k- L- уравнений следующий [1-3]:

$$\frac{\partial \overline{\rho} L}{\partial t}+\overline{\rho}\tilde{U}_j\frac{\partial L}{\partial x_j}=\frac{\partial}{\partial x_j}\left[\mu\frac{\partial L}{\partial x_j}+c_{sL}f_\mu\overline{\rho}\widetilde{u_i''u_j''}\frac{L}{\sqrt{k}}\frac{\partial L}{\partial x_i}\right]-$$
$$\overline{\rho}\left\{c_{1L}'\frac{L}{k}P^{(r)}+c_{1L}''\frac{L}{k}P^{(i)}\right\}+$$
$$c_{Lf}c_{2L}\overline{\rho}k^{0.5}\left(1-\frac{L^2}{x_n^2}\right). \quad (1)$$

$$\overline{\rho}\tilde{U}_j\frac{\partial k}{\partial x_j}=\frac{\partial}{\partial x_j}\left[\mu\frac{\partial k}{\partial x_j}+c_{sk}f_\mu\overline{\rho}\widetilde{u_i''u_j''}\frac{L}{\sqrt{k}}\frac{\partial k}{\partial x_i}\right]+\tilde{P}-\tilde{c}_D\overline{\rho}\frac{k^{3/2}}{L}; \quad (2)$$

$$f_\mu=[1-\exp(-\sigma_{22}\,\mathrm{Re}_t^{\,2})+\sigma_{33}\,\mathrm{Re}_t^{0.5}\exp(-\sigma_{11}\,\mathrm{Re}_t^{\,2})]\,\mathrm{Re}_t, \quad (3)$$

Заметим, что в работе оценена попытка расчета турбулентных тепловых потоков с помощью алгебраических моделей второго порядка для смешанных корреляций пульсаций скороти и температуры (версия Бойсана Эрдогана) [1-3]. Это обусловлено необходимостью учесть анизотропию в процессах переноса теплоты.

Детали численного моделирования приведены в [1] и показали весьма высокую точность прогноза локальных и интегральных параметров течения и теплообмена. Сравнение с имеющимися опытными данными по интегральным параметрам течения и теплообмена свидетельствуют о достоинствах модели и подхода. Расчетами обнаружены локальные области эффективного снижения трения на стенке и уменьшении вязкости нефти в трубопроводе. Параметрически исследованы нелинейные процессы подогрева нефтепродукта перед транспортировкой в трубопроводе с электроподогревом в широком диапазоне условий течения нефти. Установлено, что для обеспечения надежности транспортировки сырья требуются дополнительные затраты энергии на подогрев нефтепродукта. Кроме того показано, что для данных условий течения нет явного критерия для выбора температуры подогрева. Это является одним из усложняющих факторов расчета реологически сложных потоков и затрудняет полную оценку экономической привлекательности метода.

Литература:

1. Kharlamov S.N. Mathematical Modelling of Thermo- and Hydrodynamical Processes in Pipelines. Rome, Italy: Publ. House “Ionta”., 2010. – 263 p.
2. Kharlamov S.N., Silvestrov S. I. Hydrodynamics and Heat Transfer of Complex Internal Streams With Recirculated Fields. Rome, Italy: Publ. House “Ionta”., 2010. – 169p.
3. Kharlamov S.N. Heat and Mass Transfer in Facilities with a Moving Piston // Heat Transfer Research., 2007. – Vol. 38, №3. – p.233-243
4. Y.T. Wu, Y. Dinga, Y.B. Ji, C.F. Ma, M.C. Ge. Modification and experimental research on vortex tube // International Journal of Refrigeration 30 (2007). – pp. 1042-1049.
5. Яртиев А.Ф. Совершенствование расчета налога на добычу полезных ископаемых с учетом вязкости добываемой нефти. Нефтегазовая геология. Теория и практика., 2011. – Т.6. – №4.

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ УСТАНОВИВШЕГОСЯ ТЕЧЕНИЯ ДВУХФАЗНЫХ ПОТОКОВ

А.А. Малоземов

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Цель работы состоит в математическом и численном моделировании двухжидкостных ламинарных и турбулентных внутренних потоков, детальном исследовании локальных и интегральных параметров течения в замкнутых системах в условиях устойчивых режимов движения фаз.

Введение. Исследование многофазных инертных и химически реагирующих вязких многокомпонентных потоков представляет собой один из сложных и быстроразвивающихся разделов механики неоднородных сплошных сред, гидрогазодинамики трубопроводных систем. Кроме того, в последние годы значительное распространение получил весьма эффективный метод совместного сбора и транспортировки нефти и газа в пределах промысла, а в отдельных случаях и на значительные расстояния[3], для эффективного использования которого ценной является картина теплогидродинамического анализа процесса на базе численных методов. В рамках этих методов вопросы изучения закономерностей распределения гидродинамических параметров, анализ влияния факторов и механизмов, определяющих границы раздела фаз, становятся особенно

актуальными для оптимального проектирования сборных трубопроводных систем, мониторинга процессов тепломассообмена.

Настоящая работа посвящена исследованию гидродинамики двухфазных внутренних потоков. Такая задача осложнена нелинейными эффектами, сопровождающими изменения в структуре потока, необходимостью детального пространственного анализа конвективно-диффузионных механизмов в реологически сложном движении смеси. Хорошо известно [1-3], что основная их особенность состоит в том, что по ходу течения они могут образовывать различные пространственные конфигурации фаз (см., например, режимы течения на рис.1).

Рис. 1. Режимы течения в горизонтальных трубопроводах

Физическая и математическая модель. Исследование течения двухфазного жидкостно-жидкостного потока с несмешивающимися фазами предусматривает решение системы уравнений Навье–Стокса для каждой фазы с учетом граничных условий на поверхности раздела [1]. Одновременно с этим должно решаться уравнение позволяющее определить границу раздела фаз. Заметим, что движение смеси описывается уравнениями динамики многофазных сред [1, 2], причем физические свойства (плотность, вязкость) претерпевают разрыв на поверхности раздела фаз. Для локализации этой зоны привлекается дифференциальное уравнение для функции ***C***, определяющей объемные доли фаз в конечном объёме расчетной “ячейки”.

Система уравнений Навье–Стокса представлена двумя уравнениями[1]:

——— , (1)

, (2)

где индекс i =1,2 - номер подобласти (или фазы), - вектор скорости, - плотность, – давление, μ_i - коэффициент динамической вязкости фаз, **g**- вектор ускорения свободного падения.

Граница межфазных процессов определяется из решения уравнения баланса функции $\boldsymbol{C_i}$

— — , (3)

– параметр межфазных процессов массообмена (j-й фазы в i-ю), – (i-й фазы в j-ю).

Заметим, что для двухфазного потока уравнение (3) независимо решается для одной фазы. Объемная доля другой фазы (в каждой ячейке) вычисляется из дополнительных алгебраических соотношений, дополняющих систему определяющих уравнений:

$$\sum_{i=1}^{2} C_i = 1 \quad (4)$$

(5)

——— , (6)

где n- нормальный вектор, внешний по отношению к первой фазе n= , K- кривизна границы раздела фаз - K= ——, -коэффициент поверхностного натяжения.

Учитывая (5), (6) система уравнений движения к определению поля скорости (1), (2) предстанет в виде [1]:

——— , (7)

, (8)

Краевые условия. Система начальных, граничных условий, наряду с условиями динамического равновесия, учитывающие взаимодействие фаз, представляются в виде:

$$U(x,y,0)=U_0(x,y), \quad (8)$$

$$C(x,y,0)=C_0(x,y), \quad (9)$$

$$U_1=U_2 \quad (10)$$

, (11)

$$U=0 \quad (12)$$

$$P(L,y,t)=0 \quad (12)$$

Численное решение. Численное решение строится с привлечением экономичных неявных конечно-разностных схем, схем расщепления. Расчетный алгоритм предполагает вычисление функции ***C*** на каждом шаге

по времени, принимая во внимание тот факт, что в момент времени t=0 значения функции известны. Заметим, что численное интегрирование уравнений (7), (8), представляет нетривиальную задачу. Отдельные проблемы обусловлены тем, что в правой части уравнения (7) имеется неизвестная величина – градиент давления. При его определении используется SIMPLE алгоритм С. Патанкара [4].

Отдельные результаты и их анализ. Системные исследования течения двухфазного жидкостно-жидкостного потока (масло-вода), в трубопроводе выполнены для параметров: $\frac{\mu_м}{\mu_в} \approx 50$, $\frac{\rho_м}{\rho_в} \approx 0{,}9$, x≈80·L м, L=0,026 м, при скоростях U=(0.1÷5) м/с. Тестирование алгоритма выполнено на классе реперных течений и свидетельствует о хорошей точности предсказания локальных и интегральных параметров в условиях эволюции фаз. Отдельные результаты структуры двухфазного потока приведены на рис. 2-4. В частности, данные на рис.2, 3 (пространственная картина динамики фазы по каналу) показывают, что режим течения существенно зависит от вязкостно-инерционных эффектов как внутри фаз, так и межфазных процессов на границе раздела.

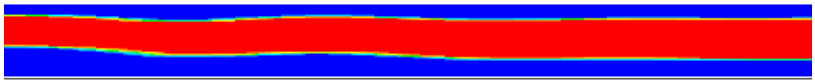


Рис. 2 Картина течения двухфазного потока «масло-вода». X=(0.3÷0.4), м. Масло , вода

Рис. 3 Картина течения двухфазного потока «масло-вода». X=(1.8÷1.9), м. Масло , вод.

В данных условиях при увеличении динамики в периферийных процессах переноса импульса и массы в водной фазе возможны картины распределений сопротивления трения, в которых локализуются участки с интенсификацией (см. рис.4). Расчеты свидетельствуют о достаточной протяженности этих областей. Причем большинство их сосредоточено в проксимальной части трубопровода.

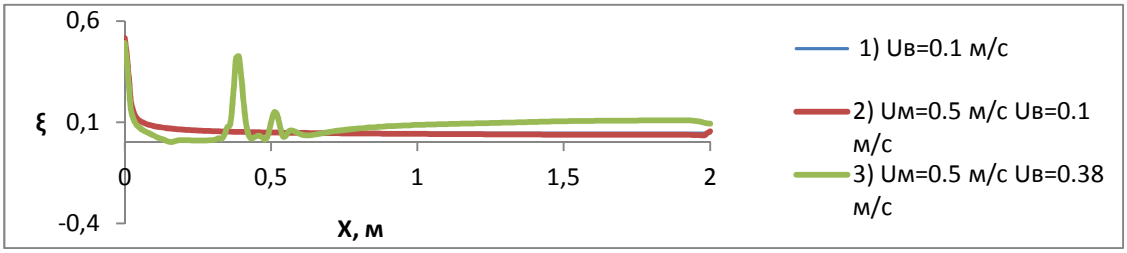


Рис. 4 Распределение коэффициента трения смеси по длине канала

В заключении отметим, что используемый численный метод и алгоритм вполне эффективен в прогнозе устойчивых режимом в течения гетерогенных сред в диапазоне с развитой турбулентной структурой (интенсивность турбулентности порядка 5-10%). Кроме того, метод позволяет корректно предсказывать степень влияния переменности физических свойств на динамические и диффузионные процессы в условиях устойчивого движения фаз, на интегральные параметры течения и массообмена. Установлено, что при заданных параметрах течения смеси в транспортировке двухфазного потока «масло-вода» в узком канале, задание скорости воды в двадцати процентном отношении к скорости масла приводит к формированию наиболее оптимального режима доставки продукта до потребителя.

Литература

1. Мамаев В. А., Одишария Г. Э., Семенов Н. И., Точигин А. А. Гидродинамика газо- жидкостных смесей в трубах. М.: Изд-во «Недра» . - 1969. - 208 с.
2. Харламов С.Н., Терещенко Р.Е. Исследование конвективного теплообмена при сложном движении неньютоновских сред в трубах // Труды V Национальной Конференции по Теплообмену (РНКТ-5), Секц. “Вынужденная конвекция однофазной жидкости”, 25- 29.10.2010. - Москва, 2010. - Том 2. - с.236-239
3. Bai R., Chen K., Joseph D. Lubricated pipelining stability of core-annular flow. Part 5. Experiments and comparison with theory// Journal of Fluid Mechanics. - 1992. - №240. - p.97-142.
4. Kharlamov S.N. Mathematical Modelling of Thermo- and Hydrodynamical Processes in Pipelines. Rome, Italy: Publ. House “Ionta” . - 2010. - 263p.

ГИДРОДИНАМИКА ДВУХФАЗНЫХ ПОТОКОВ

А.А. Малоземов
Научный руководитель профессор С.Н. Харламов
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Цель работы состоит в математическом моделировании гидродинамики при течении двухжидкостных потоков вязких сред в трубах и каналах с осевой симметрией.

Введение. Ламинарные и турбулентные течения двухфазных потоков часто встречаются в технических устройствах, работа которых связана с движением неоднородных вязких сред (жидкостей, газов) по замкнутым системам. Это процессы при трубопроводном транспорте реологически сложных объектов, камеры сгорания в ракетно-космической технике, вихревые устройства в теплоэнергетике и машиностроении. Хорошо известно [1-4], что течение одного и того же двухфазного потока, но с различными пространственными конфигурациями фаз, по-разному оказывает влияние на компоненты системы. В одних случаях требуется установить режим течения с образованием различного рода вихрей, возбуждений, к примеру, для интенсификации процессов теплопереноса. В других, напротив, установление “спокойного” расслоенного, кольцевого режима приводит к уменьшению вибраций, шума, силы сопротивления. Так же известно, что при транспортировке реологически сложных гетерогенных сред, например, в производстве скважинных работ для увеличения нефтедобычи и производства газа методом накачки тяжелой нефти с целью разлома подземных формирований (создания трещин), значительная экономия насосной мощности может быть достигнута при использовании воды, содержащейся в этой нефти в качестве смазки. Такие технологии в трубопроводном транспорте достаточно эффективны, т.к. используют положительные гидродинамические эффекты и механизмы, связанные с явлениями в двухфазных водонефтяных потоках. Необходимость понимания и управления механизмами, оказывающими влияние на формирование режимов течения является, в связи с вышесказанным, актуальной задачей.

Математическое моделирование таких процессов имеет определенные сложности. Любая математическая модель, способная дать объективные представление в отношении исследуемых процессов, должна быть согласованна с экспериментальными, практическими данными. Поскольку информация о распределениях физических величин реального потока нефти с водой в трубопроводах большого диаметра отсутствует, решается задача течения двухфазного потока масла, близкого к нефти по физико–химическим характеристикам, и воды с вязкостным и плотностным соотношениями порядка $\frac{\mu_м}{\mu_в} \approx 50$, $\frac{\rho_м}{\rho_в} \approx 0{,}9$ соответственно, в плоском канале длинной x≈80·L м, шириной L=0,026 м, при скоростях U=(0.1÷5) м/с. Полученные результаты качественно согласуются с экспериментальными данными [3, 4]. Далее, результаты обобщаются на случай режимов течений гетерогенных сред в каналах с протяженной длиной (от x≈13·L м) и увеличенной пропускной способностью (шириной до L=0,884 м).

Некоторые результаты расчета. Отдельные результаты расчетов гидродинамики в протяженных трубопроводах приведены ниже. Внимание акцентировалось на процессах, сопровождающих перенос импульса и массы, чувствительных к изменению структуры потока в области входа и начальных скоростей фаз. Видно (см. рис.1–4), что в широком канале (в сравнении с узким и тех же динамических условиях) имеют место специфические пространственные конфигурации фаз. В частности, при скоростях Uв=0.1 м/с, Uм=0.5 м/с масло на расстоянии 15 м от входа уже контактирует со стенкой, а при скоростях Uм=0.5 м/с, Uв=0.73 м/с имеют место возмущения вихревой природы.

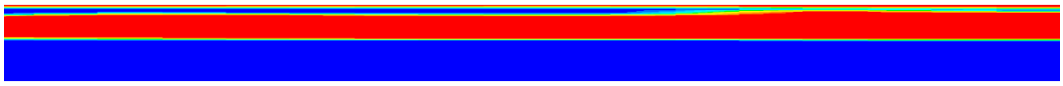


Рис. 1 Поле концентрации масла в плоском канале диаметром 884 мм, и длинной 68 метра на участке 15-20м.

Рис. 2 Поле концентрации масла в плоском канале диаметром 888 мм, и длинной 68 метра на участке 10-15м.

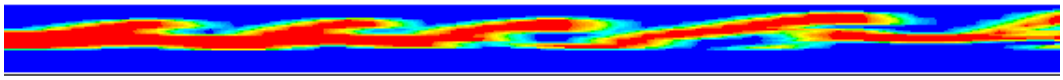


Рис. 3 Поле концентрации масла в плоском канале диаметром 888 мм, и длинной 68 метра на участке 20-30м.

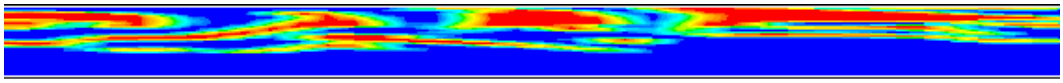


Рис. 4 Поле концентрации масла в плоском канале диаметром 888 мм, и длинной 68 метра на участке 30-40м.

Анализ интегральных параметров течения (см., например, рис. 5, 6 об изменении коэффициента трения в зависимости от продольной координаты) показывает, что потери на трение при движении смеси в зависимости от различных среднерасходных скоростей воды и масла на порядок меньше коэффициента трения масла, что говорит о положительном эффекте присутствия в смеси воды. Расчеты показывают, что наиболее оптимальным с точки зрения экономии при транспортировке является режим с начальной скоростью воды равной тридцати процентам скорости масла.

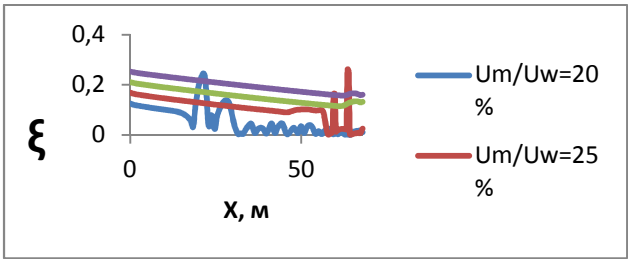


Рис. 5 Распределение коэффициента трения смеси по длине канала.

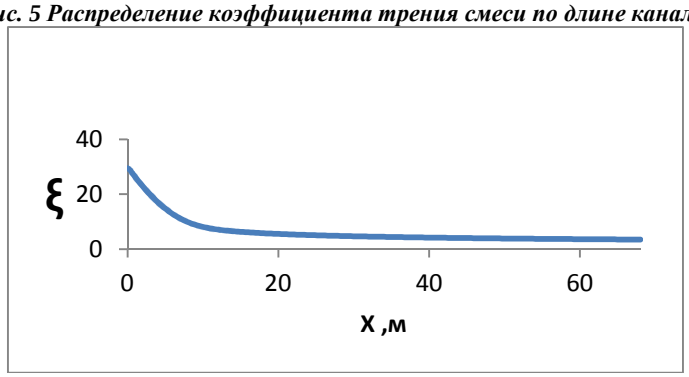


Рис. 6 Распределение коэффициента трения масла по длине канала Uм=3м/с.

Выводы. Анализ интегральных параметров процессов переноса импульса и массы указывает, что в транспортировке смеси присутствие воды, как периферийной фазы, позволяет существенно увеличить эффективность транспорта высоковязкого продукта при относительно низких потерях энергии на трение. Расчетами установлено, что в непрерывном двухфазном жидкостно-жидкостном потоке «масло – вода» в плоских каналах с участками горизонтальных секций в указанном диапазоне изменений характерных параметров течения имеет место оптимальный режим. Он достигается на геометриях и начальных скоростях: для d=26мм - $\frac{Um}{Uw}$~20%;, для d=864мм - $\frac{Um}{Uw}$~30% соответственно.

Литература

1. Kharlamov S.N. Heat and Mass Transfer in Facilities with a Moving Piston // Heat Transfer Research., 2007. – Vol. 38, №3. – P.233–243
2. Kharlamov S.N., Silvestrov S. I. Hydrodynamics and Heat Transfer of Complex Internal Streams With Recirculated Fields. Rome, Italy: Publ. House “Ionta”. 2010. – 169p.
3. Харламов С.Н., Терещенко Р.Е. Исследование конвективного теплообмена при сложном движении неньютоновских сред в трубах // Труды V Национальной Конференции по Теплообмену (РНКТ-5), Секц. “Вынужденная конвекция однофазной жидкости”, 25- 29.10.2010. – Москва, 2010. – Том 2. – С.236–239
4. Харламов С.Н., Павлов С.А. Исследование течений гетерогенных сред на горизонтальных участках трубопроводов // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). - М.: Изд-во “Горная книга”, 2012. – №8 – С. 94–103
5. Brauner N.C. The prediction of dispersed flows boundaries in liquid–liquid and gas–liquid systems // International Journal of Multiphase Flow., 2001. – Vol. 27. – p. 886–910.

О ЗАКОНОМЕРНОСТЯХ ПРОЦЕССОВ ПЕРЕНОСА ИМПУЛЬСА В ЖИДКО–ЖИДКОСТНЫХ ПОТОКАХ

С.А. Павлов
Научный руководитель профессор С.Н. Харламов
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. Потоки неоднородных гетерогенных сред чрезвычайно распространены в природе и технике. Особенно остро стоят проблемы определения эффективности движения реологически сложных сред в нефтяной промышленности, где водонефтяная смесь транспортируется по трубам на большие расстояния. В таких системах разность между характерными значениями плотностей фаз представляют малую величину, тогда как отношения характерных значений вязкостей фаз может отличаться на порядки. В таких условиях точное предсказание изменений локальных динамических и концентрационных характеристик смеси, объемного содержание высоковязкой фазы и перепада давления становится весьма актуальным для практики. И здесь основная задача сводится к выяснению закономерностей процессов переноса импульса, массы, установлению оптимальных режимов транспорта вязких сред в замкнутых системах, определению областей существования тех или иных структур двухфазных потоков для различной пространственной конфигурации канала, а также, условий и границ переходов режимов течения.

Анализ библиографических данных показывает [1-3], что в большинстве подобных исследований идентификация структуры потока основана на: визуальных наблюдениях; фото-графических или видео-технических методах; экспериментальном анализе изменений перепаде давления (в среднем) в системе. Некоторые исследования дополнены измерениями удельной электропроводности высокочастотными зондами сопротивления или гамма-денситометрами для выборочного контроля локальных колебаний давления и средних измерений задержки. Результаты многих экспериментальных наблюдений структур двухфазных потоков зачастую оформляются в виде графических карт режимов течения [3]. Основным преимуществом этого способа прогнозирования структур потоков является наглядность переходов от одной структуры потока к другой, характеризующих кризисные явления – потерю устойчивости предыдущей структуры двухфазной смеси [1].

Двухфазные жидкостно-жидкостные потоки можно классифицировать на четыре основных структурных прототипа: стратифицированные слои с гладкой или волнообразной границей раздела; большие снаряды (удлиненные или сферические) одной жидкости в другой; дисперсия относительно мелких капель одной жидкости в другой; кольцевой поток, где одна из жидкостей формирует ядро, а другая жидкость течёт в кольце. Однако, во многих случаях структура потока состоит из комбинации этих основных опытных прототипов.

В горизонтальных системах возможно наблюдение различных текущих структур.

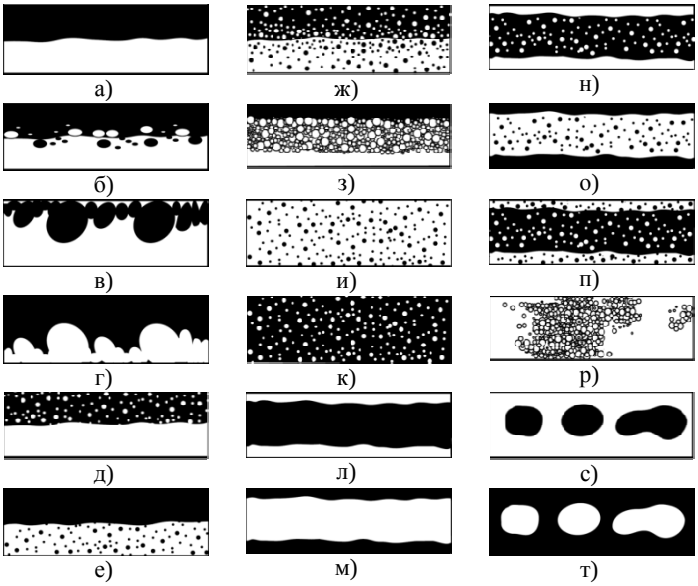


Рисунок 1. Схемы текущих структур в горизонтальных секциях.

Для некоторого ограниченного диапазона относительно низких расходов и ограниченной плотностной разности, где стабилизирующим фактором является сила тяжести, преобладает стратифицированный поток с полным разделением жидкостей (рис.1а). Возможно, что один из слоев – дискретен и структура потока будет определена стратифицированными слоями свободной жидкости и дисперсией другой жидкости (рис.1в-г). С увеличением расходов межфазная граница показывает волнообразный характер с возможным увлечением капель к одной стороне или к обеим сторонам от границы раздела (рис.1б, 1д-ж), причем процесс капельного захвата увеличивается с увеличением расходов. Когда более легкие и более тяжелые фазы все еще непрерывны вверху и внизу трубы, но есть сконцентрированный слой капель на границе раздела, то три слоя структур могут быть сформированными (рис.1з). В конце концов, при достаточно высоких расходах воды, вся нефтяная фаза становится прерывистой в непрерывной водной фазе, приводящей к нефте-водяной дисперсии (Dн/в) или эмульсии н/в (рис.1и). Эмульсия - это устойчивая дисперсия. Наоборот, для достаточно высокого нефтяного расхода, водная фаза может быть полностью рассеяна в нефтяной фазе, приводящей к дисперсии воды в нефти или эмульсии в/н (рис.1к). Это также возможно для сосуществования нефте-водяных и водо-нефтяных дисперсий. Примеси и высокие скорости смеси могут привести к переходной структуре как интенсивно смешанной нефти и воды, возможно с редкими возникновениями кластеров одной из жидкостей. Существуют эксплуатационные условия, при которых дисперсия нефти в воде изменяется на дисперсию воды в нефти. Это явление известно, как фазовая инверсия и связана с резким изменением в потере давления на трение [7]. При определенных условиях нефть и вода могут стабилизироваться в конфигурации кольцо-ядро (рис.1л,1м). Поток вязкой нефти в ядре, которое смазано посредством водяной плёнки в кольцевом пространстве (течение ядра), является самым привлекательным с точки зрения уменьшения перепада давления при транспортировке очень вязкой нефти. С увеличением водного расхода, вязкое ядро распадается либо до больших водяных пробок и пузырей, (рис.1с) либо в нефтяную дисперсию, текущую в непрерывной водной фазе (рис.1и или 1ж). Возможно также "инвертировать" кольцевой поток с нефтью, текущей в кольце (рис.1м или 1о). При некоторых расходах и физических свойствах фаз можно наблюдать большие удлиненные или сферические пузыри воды в нефти (рис.1т); прерывистый поток, когда одна жидкость поочередно занимает трубу как несвязанная жидкость или как дисперсия (рис.1р); ядро-кольцевое течение двух дисперсий (рис.1п).

Сравнение картин экспериментальных структурных течений для горизонтальных нефте-водяных систем с относительно низким вязкостным соотношением, $\mu_н/\mu_в<100$ и $\Delta\rho/\rho_в\geq 0{,}1$ показывает [1-3] общую закономерность между последовательностью наблюдаемых текущих структур и стратифицированных границ потока, за исключением различия в классификации различных дисперсных режимов течения и связанных переходных границ. Однако, некоторые из переходных границ фактически представляют постепенные изменения в дисперсных структурах. Например, когда вода представляет собой непрерывную фазу, то нефтяная вязкость, способна оказывать слабое влияние на текущие структуры. Однако, она влияет на расположение фазовой инверсии от *D*в/н до *D*н/в [2,3]. Подобно тому, как в газо-жидкостных системах, структура жидкостно-

жидкостного потока зависит от: расходов и физических свойств отдельных фаз, трубного диаметра и наклона. Однако, из-за относительно низкой плотностной разности между двумя жидкостями, роль силы тяжести уменьшается, а следовательно, пристенно-смачивающие свойства жидкостей и силы поверхностного натяжения становятся важными и могут оказывать существенное влияние на динамическую структуру смеси. Например, при стратифицированном течении граница раздела между жидкой фазой является не обязательно плоской. Общее предположение о плоской границе раздела (рис.2а) является подходящим для горизонтальных газо-жидкостных систем, где доминируют силы тяжести. Для систем с низкой плотностной разностью, как нефте-водяные системы, эффект сил тяжести уменьшается, а роль поверхностных сил становится важной, что будет приводить к кривой (вогнутый или выпуклый) границе раздела (рис.2б или з). Стратифицированные потоки с кривой границей раздела в системах, содержащих две жидкости были получены и экспериментально [5,9] и теоретически [8]. Возможные стратифицированные конфигурации потока простираются от полностью эксцентрического ядра верхней фазы (рис.2в) к полностью эксцентрическому ядру более низкой фазы (рис.2ж). Гидродинамические силы могут также приводить к отделению фазы ядра от поверхности стенки, чтобы сформировать эксцентричную ядро-кольцевую конфигурацию. Однако, из-за плотностной разности между фазой ядра и фазой кольца, ядро обычно стабилизируется в эксцентричном положении (рис.2г или е), а не в концентрическом (рис.2д). Распад верхней (или нижней) пристенной пленки из-за тенденции к плавучести более легкой (или более тяжелой) фазы ядра приводит к стратификации жидкостей.

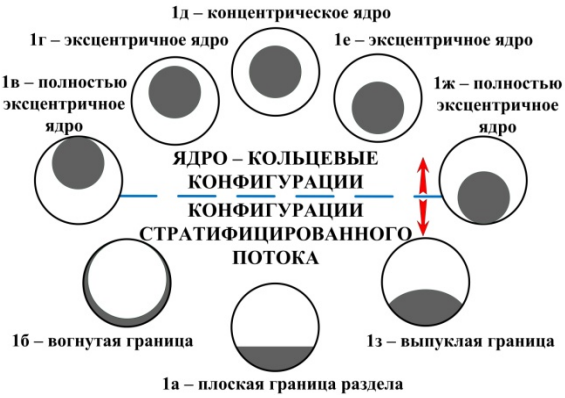


Рисунок 2. Схема описания различных конфигураций расслоенных течений.

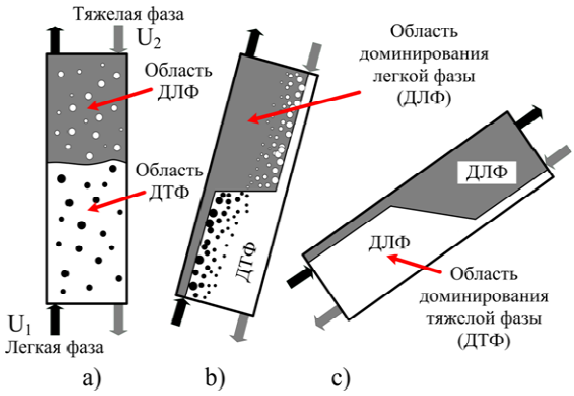


Рисунок 3. Схемы структур течения в противотоке при различном расположении канала: а) вертикальный, б) небольшой наклон от вертикали, с) наклонное.

С возникновением кольцевого течения в жидкостно-жидкостных системах наиболее часто сталкиваются в нефте-водяных системах с малой плотностной разностью, $\Delta\rho$ и малым трубным диаметром. Эти системы характеризуются небольшим безразмерным числом Этвёша, $Eo_D = \frac{\Delta\rho g D^2}{8\sigma} \gg 1$ и напоминают системы микрогравитации. В таких системах, кольцо смачивающей фазы является естественной конфигурацией, которая подчиняется силам поверхностного натяжения и силам пристенной адгезии. Однако, для указанных эксплуатационных условий, различные структуры потока могут протекать вследствие изменения трубного материала (гидрофобный или гидрофильный). Процедура запуска (нефть, текущая в трубе и затем введение воды или наоборот), которая затрагивает такие жидкостные эффекты как пристенные прилипания (адгезия), или начальные условия (тип носика для введения двух жидкостей), также являются важными факторами в управлении текущей структурой.

В вертикальном восходящем потоке и низких нефтяных вязкостях, наблюдаемые текущие структуры как правило включают в себя нефтяные капли, пузыри или снаряды в воде, переходное течение, водяные капли в нефти и эмульсии нефти в воде или воды в нефти [7]. Физическая интерпретация текущих структурных переходов подобна описанию для вертикальных газо-жидкостных систем. Однако, четко определенные снарядные формы пузырей, которые характеризуют снарядное течение в газо-жидкостном снарядном потоке, как правило не наблюдаются в нефте-водяных системах. Переходное течение характеризуется как неустойчивое течение сложных и нерегулярных структур непрерывной нефтяной фазы (нефть доминирует) и непрерывной водной фазы (вода доминирует). Размер капель уменьшается с увеличением скорости смеси, и при высоких скоростях жидкостей образуются или гомогенная дисперсия мелких капель Dв/н или Dн/в.

Систематизированные данные о структуре потока *по наклоненным жидкостно-жидкостным системам* в литературе довольно ограничены. В системах с большим параметром Eo_D, значительный дрейф между более легкой нефтяной фазой и водной фазой существует при низких скоростях смеси. В таких условиях, даже умеренный наклон от вертикальной линии влияет на перемежаемость в течении с областями противотока более тяжелой фазы [4,7]. Нужно отметить, что стратифицированная структура, как правило, исчезает для более крутых восходящих наклонов, чем $\approx 30^o$, по сравнению с газо-жидкостными системами, где стратифицированный поток уже исчезает для небольших восходящих наклонов.

С противоточным жидкостно–жидкостным потоком часто сталкиваются в перерабатывающей промышленности. Рисунок 3 показывает схематическое описание текущих структур, полученных в колонне в противоточного потока при относительно низких расходных показателей [10]. В вертикальной колонне (рис.3а), основная текущая структура является дисперсным течением, с одной из двух тяжелой фазой диспергированной в легкой фазе (легкая фаза доминирует, ДЛФ), или легкой фазы, диспергированной в тяжелой фазе (тяжелая фаза доминирует, ДТФ). Эти две конфигурации дисперсного течения могут быть одновременно получены в колонне, разделенной посредством границы раздела. Последнее может быть размещено в любом месте вдоль колонны посредством манипулирования сопротивлением (управляя противодействием) на вытекании (выходе) тяжелой фазы. С достаточно низким (высоким) противодействием (сопротивлением), текущей структурой во всей колонне является (есть) ДЛФ (ДТФ), соответственно. В системах Eo_D>>1, фазы имеют тенденцию к сегрегации с небольшим от вертикали расположением колонки (рис.3б). Две конфигурации полученные в этом случае будут аналогичны стратифицированно-дисперсному потоку и в ДТФ (*D*н/в&н) и в ДЛФ (*D*в/н&в) зонах. Дальнейший наклон трубы приводит к полной сегрегации фаз. В наклоненной трубе (рис.3с), основная текущая структура в обеих зонах - стратифицированный поток или с волнистой или с гладкой поверхностью раздела. Поток в ДТФ (ДЛФ) зоне соответствует толстому (тонкому) слою тяжелой фазы, текущей противотоком к тонкому (толстому) слою легкой фазы. Как и в работе вертикальной колонны, местоположение границы раздела между этими двумя зонами можно управлять путем изменения противодействия на выходе тяжелой фазы. Таким образом, вся колонна может быть занята или одной из этих двух конфигураций потока, или ими обоими.

В заключении отметим, что различные структуры потока связаны с произвольным характером перепада давления, местом задержки, процессами внутри- и межфазного тепломассообмена и другими явлениями, такими как биологическое обрастание (загрязнение) и коррозия трубы. Обобщенные модели, которые пытаются описать весь диапазон различных жидких свойств и различных структур потока могут быть только приблизительными. Следовательно, наиболее продуктивным решением задачи определения достоверных количественных характеристик движущихся двухфазных жидкостно-жидкостных смесей будет разработка математических моделей для определенных структур потока на основании геометрических характеристик данного конкретного режима течения.

Литература

1. Кутателадзе С.С., Сорокин Ю.Л. О гидродинамической устойчивости некоторых газожидкостных систем: Сб. статей: Вопросы теплоотдачи и гидравлики двухфазных сред. - М.-Л.: Госэнергоиздат, 1961. - С. 315-324.
2. Харламов С.Н., Павлов С.А. Анализ промышленного опыта исследования течений высоковязкой сырой нефти в трубопроводах. - Проблемы геологии и освоения недр: труды XVI Международного симпозиума имени академика М.А.Усова студентов и молодых учёных, посвященному 110-летию со дня основания горно-геологического образования в Сибири. Том II; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012.
3. Харламов С.Н., Павлов С.А. Исследование течений гетерогенных сред на горизонтальных участках трубопроводов. ГИАБ. Изд. “ГОРНАЯ КНИГА“-№8, 2012. ISSN0236-1493.
4. Brauner, N. (1998). Liquid-Liquid Two-Phase Flow, Chap. 2.3.5 in HEDU - Heat Exchanger Design Update, edited by G.F. Hewitt 1:40.
5. Gat S., (2002). Two-Phase Liquid-Liquid Concurrent flow in Inclined Tubes. M.Sc. Thesis, Faculty of Engineering, Tel-Aviv University.
6. Ghosh S., Das G, Das RK.. Hydrodynamics of Lube oil-water downflow through a vertical pipe. 7th International Conference on Multiphase Flow. ICMF 2010, Tampa. FL USA. May 30-June 4., 2010.
7. Flores, J.G. (1997). Oil-Water Flow in Vertical and Deviated Wells. Ph.D. Dissertation, The University of Tulsa, Tulsa, Oklahoma.
8. Ong, J., Enden, G. & Popel A.S. (1994). Converging three dimensional Stokes flow of two fluids in a T-type bifurcation, Journal Fluid Mechanics 270:51-71.
9. Valle, A., and Kvandal, H.K. (1995). Pressure drop and dispersion characteristics of separated oil-water flow. In Celata, G.P., and Shah, R.K. Edizioni ETS, eds., In Proceedings of the International Symposium on Two-Phase Flow Modelling and Experimentation, Oct. 9-11, – Rome, Italy, – P. 583-591.
10. Ullmann, A., Zamir, M., Gat S., and Brauner, N. (2001b). Multi-Value Holdups in Stratified Co-current and Counter-current Inclined Two-Phase Flows, 39th European Two-Phase Flow Group Meeting, – Aveiro, Portugal, – P. 17-20.

ЗАКОНЫ ПОДОБИЯ В ДВУХФАЗНЫХ СРЕДАХ (ТЕОРИЯ, ЛАБОРАТОРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ, ЭКСПЕРИМЕНТ)

С.А. Павлов

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Детальный библиографический и критический анализ проблем моделирования гидродинамики в гетерогенных средах, уяснение закономерностей в процессах переноса импульса в двухфазных жидкостных потоках показывает [1-3], что наиболее распространенной структурой при движении жидкостно-жидкостных систем с небольшой величиной отличия характерных значений плотности фаз является стратифицированный поток. Причем последний в условиях движения с достаточно низкими значениями расходов фаз испытывает выраженную тенденцию к сегрегации. В сравнении с газо-жидкостными потоками моделирование указанных

эффектов в жидкостно-жидкостных течениях требует детального исследования проблем межфазного взаимодействия. Так, при небольших значениях разницы характерных значений плотности фаз, поверхностное натяжение и смачивающие эффекты становятся важными в оценке процессов переноса. Установление формы границы раздела (выпуклая, вогнутая или плоская) является дополнительной проблемой, осложняющей оптимизацию режимов течения технических устройств, многие из которых работают с использованием принципа прямоточного и противоточного движения фаз на наклонных участках транспортной системы (особенности схемы течения смеси представлены на рис.1).

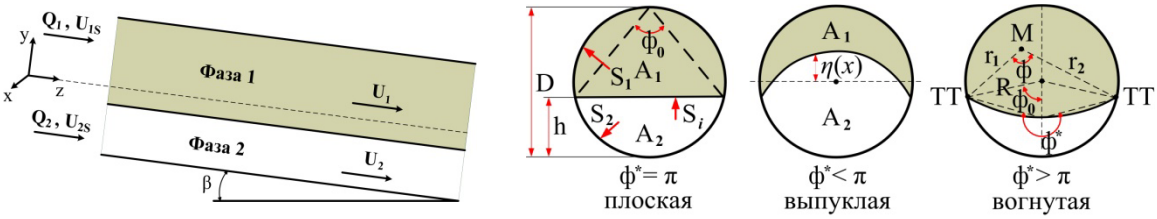


Рисунок 1. Схематическое изображение стратифицированной текущей конфигурации, ее отдельных динамических и геометрических параметров.

С целью получения соотношений к определению межфазной границы интегральным методом воспользуемся схемой течения, изображенной на рис.1. Видно, что конфигурация кривизны границы раздела связана с различным местоположением тройной точки (ТТ, см. данные справа), с вариацией ситуации контакта жидкостей между собой, а также со случаем взаимодействия жидкостей и стенки трубы. В таких условиях механизмы межфазных и внутрифазных процессов в структуре смеси могут оказывать различное влияние на перепад давления. Известно, что получение точных аналитических решений для стратифицированных потоков ограничено ламинарно-ламинарными течениями. Однако такие решения в рамках жидкостко-жидкостных систем еще не так широко внедрены в практику прикладных исследований в сравнении со случаем анализа газо-жидкостных двухфазных потоков. Заметим, что случай ламинарного течения фаз наиболее характерен для капельных (жидкостных) гетерогенных потоков. Тогда, фиксируя местоположение поверхности раздела жидкостей, можно получить распределения поля скорости в условиях устойчивого и полностью развитого ламинарного стратифицированного течения. Данные соотношения для осевой компоненты вектора скорости двухфазного потока (u_1 (x, y), (u_2(x, y)) следуют из решения уравнений движения в проекции на ось Oz (см. рис.1):

$$\mu_1\left(\frac{\partial^2 u_1}{\partial x^2}+\frac{\partial^2 u_1}{\partial y^2}\right)=\frac{\partial P_1}{\partial z}-\rho_1 g\sin\beta \;\; ; \quad \mu_2\left(\frac{\partial^2 u_2}{\partial x^2}+\frac{\partial^2 u_2}{\partial y^2}\right)=\frac{\partial P_2}{\partial z}-\rho_2 g\sin\beta\frac{\mu_a}{\mu_c}\cdot\tilde{Q} \qquad (1)$$

Граничные условия для интегрирования уравнений системы (1) включают: условия прилипания потока к твердым стенкам, а также непрерывности скоростей и тангенциальных сдвиговых напряжений через поверхность раздела жидкостей. Считая известной структуру потока на входе в канал и допуская заданным перепад давления на участке течения смеси с объемными расходами Q_1 и Q_2 приведем решение о распределении границы раздела. Безусловно, высказанные допущения ограничивают практическое значение решения. Однако, обратная задача нахождения согласованных значений поля скорости, давления и структуры потока с поверхностью раздела жидкостей весьма сложна для анализа интергальными методами.

Заметим, что расположение границы раздела может быть получено из уравнений движения в проекциях на y, x направления:

$$\frac{\partial P_j}{\partial y}-\rho_j g\cos\beta=0; \qquad \frac{\partial P_j}{\partial y}=0; \qquad j=1,2 \qquad (2)$$

Также заметим, что уравнения (2) дают:

$$\frac{\partial}{\partial y}\left(\partial P_j/\partial z\right)=0 \qquad \text{и} \qquad \frac{\partial}{\partial x}\left(\partial P_j/\partial z\right)=0$$

Таким образом, градиент давления в осевом направлении является одинаковым для двух жидкостей ($\partial P_1/\partial z = \partial P_2/\partial z = \partial P/\partial z$). Интегрирование (2) в направлении y даёт линейное изменение давления в этом направлении, связанное с гидростатическим давлением:

$$P_1 = P_{1i} - \rho_1(y-\eta)g\cdot\cos\beta, \quad P_2 = P_{2i} - \rho_2(y-\eta)g\cdot\cos\beta \qquad (3)$$

где P_{1i}, P_{2i} - локальные давления по обе стороны границы раздела жидкостей, при $y = \eta(x)$. Заметим, что для осевого полностью развитого потока напряжения, нормальные к границе раздела жидкостей исчезают. В этом случае уравнение положения границы раздела определяется условием равновесия между скачком давления через границу раздела и силой поверхностного натяжения (уравнением Лапласа):

$$P_{1i} - P_{2i} = \sigma/R_i \qquad (4)$$

Здесь σ - коэффициент поверхностного натяжения между двумя жидкостями, R_i - локальный радиус кривизны границы раздела для которого имеем:

$$R_i = \left\{ \frac{d}{dx} \frac{d\eta / dx}{\left[1+\left(d\eta / dx\right)^2\right]^{1/2}} \right\}^{-1} = -\left\{ \frac{d}{d\eta} \frac{dx / d\eta}{\left[1+\left(dx / d\eta\right)^2\right]^{1/2}} \right\}^{-1} \quad (5)$$

Кривизна поверхности раздела в осевом направлении является бесконечно большой величиной. Заметим, что уравнение (4) также можно представить в виде:

$$\sigma \frac{d}{dx} \left\{ \frac{d\eta / dx}{\left[1+\left(d\eta / dx\right)^2\right]^{1/2}} \right\} - \left(\rho_2 - \rho_1\right) \eta g \cos\beta = const = \lambda \quad (6)$$

Уравнение (6) представляет собой нелинейное дифференциальное уравнение для $\eta(x)$. Причем положение границы раздела жидкостей может быть получено путем исследования квазистатического процесса течения. Видно, что решение для $\eta(x)$ должно соответствовать условию смачиваемости стенки канала и симметрии относительно оси y. Заметим, что аналогичный вид уравнения (6) может быть получен из решения вариационной задачи о минимизации суммарной свободной энергии системы. Также уравнение (6) может быть решено с помощью численных методов [1] или аналитически [2,3] с привлечением интегральных методов. В последнем случае решение представляет функциональную связь между параметрами: форма поверхности раздела - $\eta(x)$; безразмерное капиллярное давление - $\Lambda = 4\lambda/(\Delta\rho g \cos\beta D^2)$, зависящими от трех безразмерных комбинаций: критерия Этвёша (Eo_D); угла смачивания жидкость/стенка (α) и задержки жидкостей. Подчеркнем, что функция $\eta(x)$ определяет геометрию распределения жидкостей в поперечном сечении трубы и контакт с трубной стенкой, а параметр Λ необходим для вычисления распределения давления.

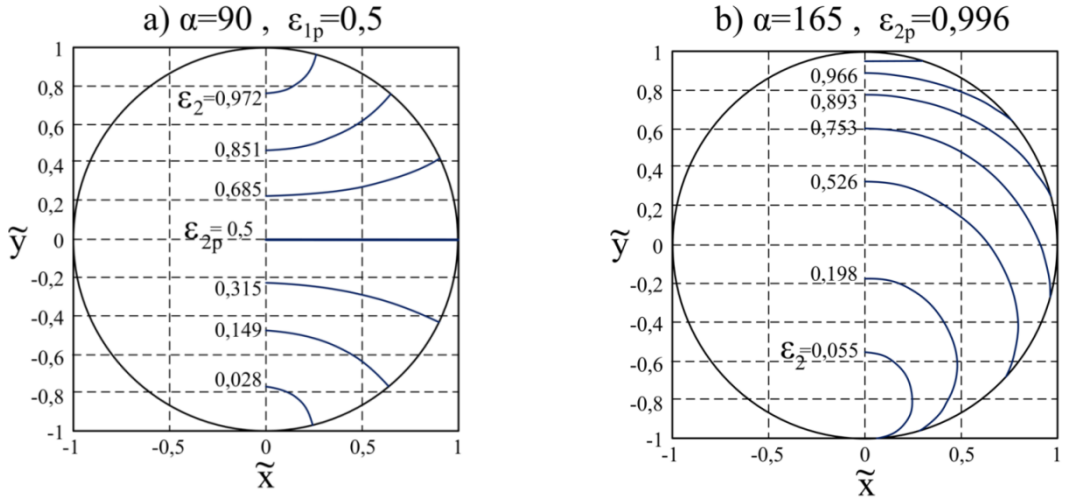


Рисунок 2. Конфигурация границы раздела для Eo_D=1 при различных значениях объемного содержания фазы (ε_2) для случая - α=90^0 (рис. 2a) и α=165^0 (рис. 2b).

Заметим, что в трубе, форма границы раздела варьируется в зависимости от объемного содержания жидкостей (ε_2). Это продемонстрировано на рисунке 2, где полученные решения для $\eta(x)$ даны для постоянного критерия Этвёша и различного объемного содержания жидкостей. Случай α=90^0 (рис.2a) соответствует к равной смачивающей способности этих двух жидкостей. В этом случае поверхность раздела является выпуклой для относительно низкого объемного содержания более низкой фазы, ε_2<0,5 и вогнутой для ε_2>0,5. Для особого случая $\varepsilon_2=\varepsilon_{2p}$=0,5 - поверхность раздела будет плоской, так как эта конфигурация удовлетворяет условию смачивающей способности к твердой стенке. Когда верхняя фаза - более смачивающая фаза (α>90^0), то ε_{2p} увеличивается (рис.2b). Значение $\varepsilon_{1p}=1-\varepsilon_{2p}$ приближается к нулю как α→π (т.е. идеальная смачивающая способность более легкой фазы) и поверхность раздела является выпуклой независимо от объемного содержания. Точно так же $\varepsilon_{2p}\to 0$ как α→0 и поверхность раздела является всегда вогнутой. Однако, для частичной смачивающей способности (α ≠0; π), есть особое значение, ε_{1p}, где силы адгезии к стенке абсолютно уравновешены (сбалансированы) в тройной точке, и система ведет себя как *псевдо* гравитационная - поверхность раздела является плоской независимо от кртерия Этвёша. Для $\varepsilon_2 \neq \varepsilon_{2p}$ граничная кривизна увеличивается с уменьшением Eo_D. Зависимость граничной формы от объемного содержания жидкостей – есть основное различие между трубным потоком и потоком в канале. В прямоугольном поперечном сечении граничная форма является инвариантной от объемного содержания жидкостей, за исключением чрезвычайно низкой задержки одной из фаз, где граничная форма может быть ограничена контактом или с верхней, или с нижней частью стенки.

Локализация тройной точки ТТ в зависимости от критерия Этвёша может быть проиллюстрирована данными рис.3. Видно, что положение точки ТТ, отвечает плоской поверхности раздела и соответствует кривой с $Eo_D\to\infty$ (поверхностные силы обращаются в нуль). Другой предельный случай отвечает процессу с отсутствием силы тяжести (характер эффекта соответствует кривой с Eo_D=0). Данные на рис. 3 показывают, что

местоположение ТТ (значения ϕ_0) уже отклоняется от предсказанной плоской поверхности раздела ($\phi^P{}_0$) для Eo_D=200. Рис. 3а иллюстрирует картину течения с почти идеальной смачивающей способностью верхней фазы ($\alpha = 175^0$). Для этого случая $\varepsilon_{1p} \to 0$ и поверхность раздела является фактически выпуклой для любого ненулевого значения числа капиллярности, $\phi_0 < \phi^P{}_0$. Влияние Eo_D становится менее выраженным в условиях, когда $\alpha \to 90^0$ (рис.3b).

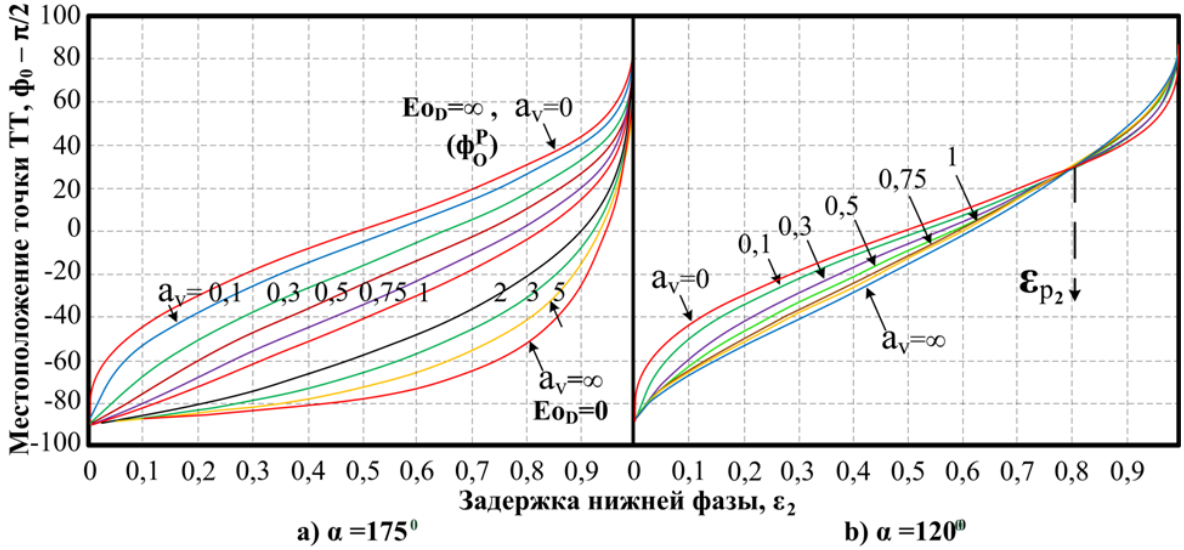


Рис. 3. Контакт жидкостей со стенкой: изменение ϕ_o при различных значениях критерия Этвёша ($Eo_D = 2/a^2_v$) и углов смачивания.

Таким образом, расчеты показывают, что когда базовой конфигурацией двух разнородных жидкостей является картина разделенных страцитифицированных потоков, то межфазная граница может иметь произвольную форму. Учет изменений кривизны границы раздела может оказывать значительное влияние на межфазные процессы переноса и перепад давления. Однако точные аналитические решения для динамики смеси могут быть получены только для ламинарных двухжидкостных моделей.

Литература

1. Bentwich M. (1976). Two-phase laminar flow in a pipe with naturally curved interface. Chemical Engineering Sciences 31:71-76.
2. Gorelic, D. and Brauner, N. (1999). The Interface Configuration in Two-Phase Stratified Flow. International Journal Multiphase Flow. 25:877-1007.
3. Ng, T.S., Lawrence, C.J., Hewitt, G.F. (2001). Interface shapes for two-phase laminar stratified flow in a circular pipe. International Journal Multiphase Flow 27:1301-1311.

THE COMPUTATIONAL SYSTEMS BIOLOGY CLOUD AT THE SBGLAB (WWW.SBGLAB.ORG)

A. Palombo[1,2], M. Bizzarri[1,3]
[1]Dep.t of "Medicina Clinica e Molecolare", Sapienza University of Rome, Rome, Italy
[2]Farnia s.r.l. Rome, Italy
[3]Italian Space Agency, Sapienza University of Rome, Rome, Italy

Abstract. A biomedical project requires participants to understand a quite complex and diversified scenario, much broader than standard technology and business projects. First of all, biomedical issues, while maintaining a high service and production quality, must integrate needs, feelings and emotions related to medicine. Then it musts tie together advanced technology contents and real technology transfer process.

Recent evidences about evolution of the social health system, and the increasing availability of information and clinical diagnosis technology, are currently featuring the history of medicine as one of the most fertile and lively, from both a speculative and an experimental point of view. Within the broad field of diagnostic and biomedical research, imaging, statistics, bioinformatics and computational technologies have now reached a remarkable level of detail: after a long-years phase of theoretical and experimental research, we are now able to speak of a real fall-out on people. Complexity of clinical information due to the huge amount of technology available today, however, requires to manage large quantities of data, making them come together in a final display integrated mode. In this context, the main purpose of project SBGLabCLOUD was to realize an integrated management of biomedical data, by applying the concepts of Systems Biology.

While physicians, physicists, chemists, engineers have analysed in detail specific situations related to their spheres of interest, understanding of the "whole biological system" is still far away to be formulated. Nor has so far been found an interdisciplinary overview. Yet we are missing a common representation model, we should look for a possible breakdown in order to be able to use current cognitive tools while facing very complex phenomena. The result of this operation must then be reassembled in order to implement the experimental system in a unified whole, that becomes therefore of strategic importance to identify the program that will allow to extract a global functional model.

www.sbglab.org

If we want to approach biomedical complexity, we have to combine scientific and methodological aspects with organizational and procedural ones. That's why SBGLabCLOUD was designed to improve cooperation between researchers with different know-how.

The success of the initiative, and thus also the return of our investment, is tied to the ability of creating and sustaining such a model of scientific technological cooperation, while articulating its workflow among the involved organizations. Emerging from within a scientific community - the System Biology Group of the University of Rome Sapienza - SBGLabCLOUD has received its specific character by an already very tested operative environment. It has been so subjected to a thorough validation, according to specific protocols developed during project unfolding.

THE SBGLAB INTEGRATED PLATFORM

In order to describe the outcome, let's consider the typical condition of a biology laboratory work, dealing with biochemical / biomedical signal and images. Diagram in Figure 1 summarizes the conceptual architecture of the integrated platform SBGLabCLOUD. We have two distinct sections, "system space" and "user space", hierarchically organized.

Devices interfacing with data acquisition equipment are at the bottom of the "system space". Raw data acquired at this first level are transferred through the protocol by default (e.g. certain types of images). A second level, transferring data, uses dedicated and innovative protocols, linked to the new concepts of Systems Biology. Finally, data become classified by the third level structure. This third level sorts data according to two possible addresses: 1) data used for clinical purposes, and 2) data used for research purposes. A fourth level (pre-processing and data storage) involves three steps: 1) converting raw data to interchange format; 2) automated pre-processing data; 3) filling-in repository tables, based on header data.

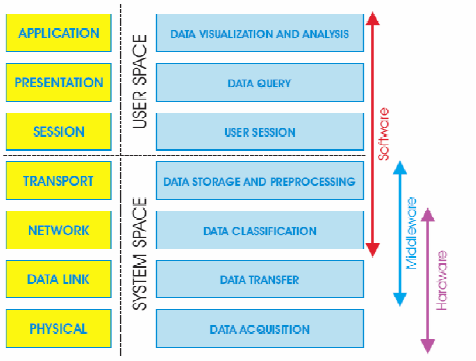


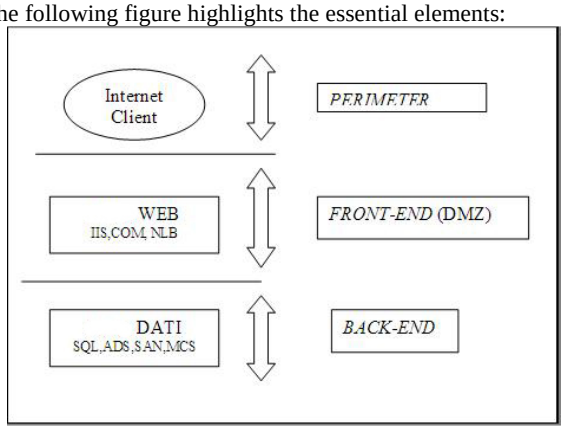
Fig. 1: Conceptual architecture scheme of the integrated platform. Left, the OSI model. Right, the proposed architecture.

First level of “user space” requires user to open a local or remote session, during which he get authenticated and access the system with privileges corresponding to his user group. The three main types of users are: 1) medical personnel, who carries out clinical purposes only; 2) staff researcher, who carries out research purposes; 3) researchers with different profiles. Next level (given query), user can query the repository via a different interface, in the limit of his profile. The last level (data visualization and analysis) provides: 1) the resulting screen output to queries; 2) the interactive analysis corresponding to the automated processing of Level 1 and 2 (e.g. thresholding, interactive multiplanar viewing, etc.); 3) formatted data download for customized analysis.

Given the complexity of hardware and software, a key goal was to orchestrate all resources within the integrated platform. In particular, we evaluated the opportunity of creating a user-friendly interface, through which users can operate without a specific technological competence.

THE SYSTEM SPACE

Before presenting the actual infrastructure design, it’s important to emphasize the logical components that make up the reference architecture. The following figure highlights the essential elements:



Perimeter network - The Perimeter network separates the external public network (Internet) from the internal network of data centers. Components contributing to the creation of network perimeter, provide internet connectivity, security, and high network availability (routers, firewalls, proxies).

Front-End (*DMZ*) - The front-end layer is located between the perimeter network and the back end, and is separated by firewalls from both sides. Since servers that comprise it are only protected by a firewall as close to the Internet, it is also called “demilitarized zone” (DMZ). The servers within the network layer will provide all clients web communication services via Standard Internet Protocols such as http / https, smtp and ftp. They also communicate with internal resources, such as databases and other server components lying in the innermost back-end. A load balancing technology distributes web requests, if necessary. All servers making up the front end will be sorted into different farms (groups), according to their functionality. Servers belonging to the same groups are configured in such a way, as to be practically clones. Balancing requests across groups of clones, by removing any failing clone, makes possible to achieve a good degree of scalability and availability.

Back-End - The back-end, or the internal network, is behind the internal firewall. It consists of separate functional areas, divided into network segments or VLANs. By implementing VLANs, one gets the maximum isolation of different segments, and increases security and control over data flow between the different application components. Layer back-end servers will find the acquisition, the application server, the web services server. To increase availability, clusters are found, usually consisting of two nodes (servers) sharing access to a RAID (Redundant Array of Independent Disks). When a service node fails, the other node gets activated. A Storage Area Network (SAN) is used to increase performance, scalability and management of data storage.

Computational infrastructure - With regard to the functional architecture we have tried to use GRID technology as much as possible, both for computational, and search-engine related aspects. Platform’s services are delivered by means of a cloud computing technology.

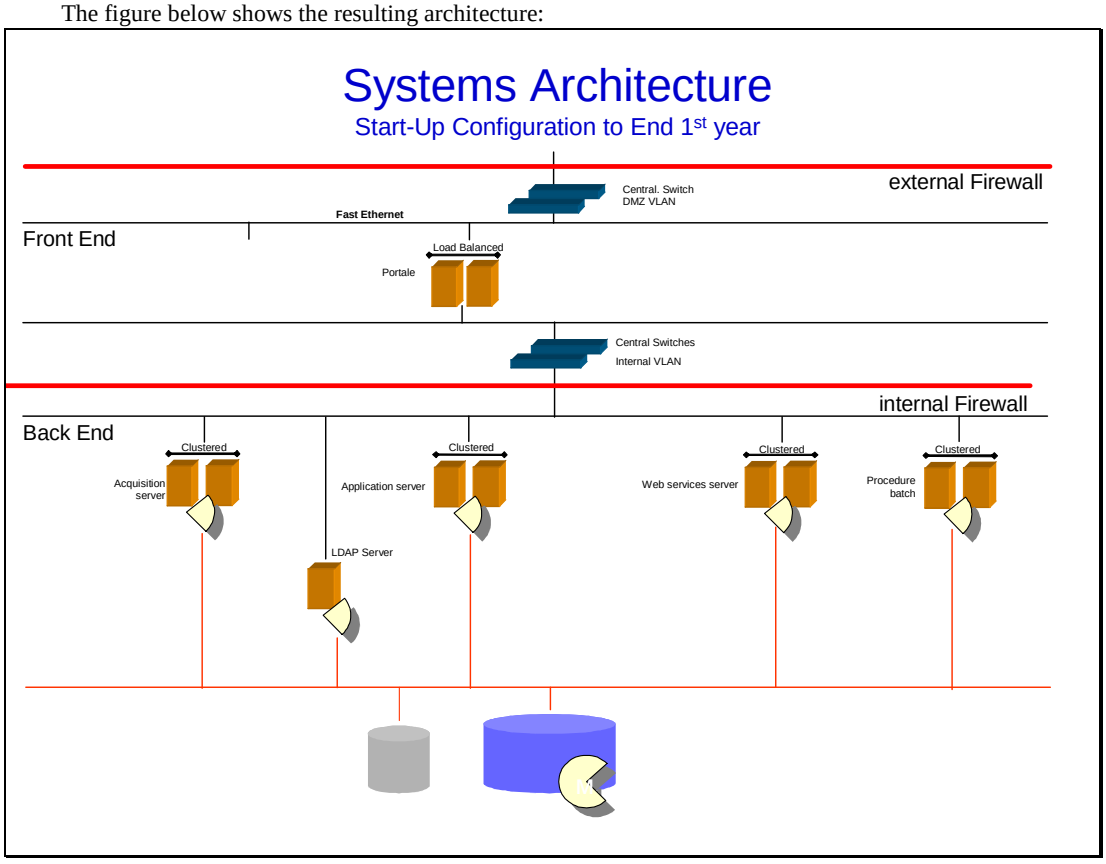
A computational grid consists of distributed hardware and software resources, such as archives, memory, computational and network resources, electronic tools. When a user connects to the grid, he accesses the distributed resources in a transparent manner, through a simple Web interface.

The name "grid" comes from the electric grid, which allows any user at any time use the quantity of electricity it needs. The computational grids were created with the specific aim of extending this philosophy to computational power: the idea was to combine machines connected via a local area network, or to make their computational power available for "grid-enabled" applicants. A potentially large number of organizations, agencies, groups, could decide to pool their resources and hardware, with software acting as a "glue", and so run programs requiring impressive computational power.

The advantages of this technology compared to traditional multi-processing one are evident: • low cost - software of computational grid is mostly freeware and open source, and machines can be simple PC: • potentially infinite computing power, as it picks grid computing resources from the Internet, provided that owners grant the necessary permits: • Increased scalability: add or removing a PC is easier than increasing or reducing the resources of a multiprocessor; • Flexibility: multiprocessors are often linked to specific topologies and proprietary languages, while

grids are easily reconfigurable, and result open to a variety of programming paradigms. Like supercomputing technology, grid computing has achieved a series of successes in numerous scientific projects, from geophysics, to astronomy, genetics, particle physics, etc.

The figure below shows the resulting architecture:



The wide range of application areas, where this technology has been tested and validated, led to a rapid evolution. In particular, the concept of resource, initially confined to computational resource, has been extended thanks to grid, and it now includes any device, hardware or software that is "network enabled", or visible and accessible via the network. This means that grid computing technology now makes it possible:

• aggregation of heterogeneous and distributed data base .-The grid is able to coordinate data generated from heterogeneous sources and located in remote sites. It provides tools for accessing distributed data transparently, and provides common interfaces for accessing and integrating heterogeneous data. These interfaces are independent by underlying data models, and follow standards recognized by the international community

• store and manage massive amounts of data. When you need to store and manage terabytes of data, it may be convenient to reduce access times by a so-called "dataset replicas". As a number of identical copies of files can be stored in different sites, it can access the nearest site from a remote location, reducing latency. Computational grids provide the means necessary for replication management (creating, deleting, updating, jointing multiple replicas, ensuring data coherence, etc.) and data access (selection of the closest replication in a way transparent to the user).

• Developing multidisciplinary applications. Computational grids can harmonize applications developed by independent groups, to solve multidisciplinary problems. It often happens that autonomous groups possess the know-how to solve different parts of a given problem, and develop the right software independently. One can "encapsulate" the software, so that it becomes accessible over the network in the form of "service", i.e. through standard interfaces. By aggregating more services available on the grid, one can then create a "meta-application" to solve complex problems, requiring a variety of skills that are otherwise difficult to find in a single group.

• to cooperate with members online. One can implement a Web portal that is "grid-enabled", through which users can cooperate, share resources, develop the applications together, run the experiments and discuss the results

• performing complex tasks on distributed platform. Computational grid allows for mapping resources on network. In addition to traditional parallel programs, you can develop distributed applications, that run in parallel to provide independent tasks, and maximize throughput according to the case or performance.

A user environment is perceived such complex as a single entity, a sort of "meta-computer", whose resources can be "set" according to the needs of the moment.

Potentiality of such an environment is further enhanced by the latest technological developments, which culminated in the so-called "Semantic Grid", whereby you can, by now, enrich a computational grid of tools allowing information retrieval, through the formulation of complex queries (e.g. "find all images resembling the current image").

We can notice also that grid computing technology includes all standard and most innovative security tools, regarding authorization, authentication and network data encryption, thus guaranteeing basic safety requirements related to privacy.

Creating "virtual organizations" - Computational grids allow you to create so-called "virtual organizations", consisting of a set of autonomous organizations that come together to share their resources and cooperate in solving a problem of common interest. The combination of various centers provides access to very high volumes of data. The grids allow you to hide heterogeneity, due to different data sources and several platforms involved, and provide a homogeneous interface. In addition, an engine for querying the distributed database on the grid, allows the execution of queries for retrieving images, and processing them through algorithms. Finally, thanks to grid tools for online co-operation, doctors may co-work in research, diagnosis, data exchange, and experiments, while geographically distant.

Research methodologies / integrated diagnostics - Many conditions need to be addressed, a multidisciplinary approach. An interesting example is given by Arrhythmogenic right ventricular dysplasia disease called / cardiomyopathy (ARVD / C), which involves genetic, electrophysiological changes, the biomechanics of the ventricles, structural and functional damage of the myocardium. The study of this disease, then, requires the integration of contributions from diverse disciplinary environments. Computational Grids provide the tools for this integration, cooperation and integration of online until the execution of applications in distributed environments autonomous, developed by different groups, with specific skills to solve a different point of view of the problem. Particularly interesting in these cases, you can use the tools offered by the aforementioned "semantic Grid". The semantic grid is used to define a knowledge base related to the application domain in question, that describes and represents the grid resources (be they applications, data or computational resources) through the introduction of concepts, their meaning and relationships between them. With such a knowledge base, the grid is able to interpret even complex queries for the automatic retrieval of resources.

USER SPACE

To realize the user space we have pursued the following objectives: • Graphic design, study of navigation and user requirements gathering; • Configuring and building portal. Portal has been developed with Open Source, under GPL; • Configuring and building intranet portal with authentication policies and user profiling, content management, forums and news; • Maintenance, training and support.

Graphic design, study of navigation and user requirements gathering - The definition of content and services is a key step to develop a suitable structure and layout, taking into account the static nature of some sections, the dynamism of others, and the ability to customize pages and graphics. The internet portal contains the following types of content:

• Static - the editorial content: a content to be updated through a Content Management System (manager of the information published in the portal); • Dynamic - Information collected via customized feed reader based on user profile: • Transactional - information services and devices made online; • In order to identify the best graphics of the web site, "templates" have been created. In such a way web pages will be generated by the approved templates, according to the needs of future users, and the preferred structure of the portal. "Usability" will be assessed, consistently with project purposes.

Defining the structure of the website - The Web portal is a complete and integrated solution for publishing and sharing documents. Our goal was designing a Web portal for specific applications, connected with the concept of tele-experimentation.

Through the ***www.sbglab.org*** portal one can:

• Create and edit pages - with simple steps you can create pages, define geometry and level of access. A dash of publication provides additional controls and multiple views to add portlets or items, or simply to refresh page properties. An integrated style manager allows designers to define fonts and colours that can be applied to a page or a portion of the page. You will not need any knowledge of HTML, or program, nor changing any file configuration.

• Organize and manage pages - the ability to sort pages into groups (group page) and to define the template for the site administrators. The settings in the group will monitor the page template, article types and page properties and classifications of content.

• Customizing pages and portlets - the site administrators or the general page designers can control the level of customization of portlets and page available for the individual user through a dynamic system profiling.

In addition the following features are implemented:

• Caching to improve performance

• Features of Search Engine Optimization, to facilitate the indexing of content by search engines

• Full text search on all content posted. The editing system allows loading content on the Server in various document formats, that can also be made available in a form of lists.

• Defining the structure of the website contents. The content posted on the site will essentially be of a general nature and is intended to disclose the main goals of the projects related to future users. Once defined the contents carefully we proceed to the definition of the structure of the site by creating a "storyboard" of the individual sections according to detailed the following criteria: a) Hierarchical structure of the information: this type of pages organization has a double advantage. First, it's the inherent nature of the underlying computer system (directory structure and sub-directories). Second, it is cognitively easier to manage, because information comes grouped into more usable sets; b) Side connections: a hierarchical structure provides only relationships between a node of the tree, the parent and the children. It is often useful to add the link to resources located on the same level. It is important to provide links to related topics or resources, so as to provide a semantic network that offers the user a navigation flow simultaneously structured and very free.

DESCRIPTION OF SBGLabCLOUD KEY FEATURES

Computational systems biology SBGLab Platform develops tools and techniques aimed at enhancing information by the use of integrated multi-modal data, operating methods and technologies for the extraction of relevant information and "hidden" sources of information, not originally related between them.

These information melting techniques are acting within the same acquisition technique, using specific mathematical algorithms for raw data. They can also operate by putting results in correlation of different origins - through their space-time normalization and juxtaposition - by providing information otherwise unavailable, when examined according to a rigorous methodology and validated in research field.

Using the SBGLab platform, one will be able to develop several protocols, such as:

- Protocols for multiparameter definition of in vitro experiments;
- Protocols for multiparameter definition of in vivo experiments;
- Protocols for multiparameter correlation gene networks, phenotype.
- Protocols for statistical analysis of large amounts of data
- Protocols for multiparameter definition of remote experiments;
- Protocols for simulation models

Conclusion

The computational units of the System Biology Group of "La Sapienza" University has implemented SBGLabCLOUD to provide biologists and physicians with an effective and efficient operational framework. Our vision, however, considers computational simulation and bioinformatics essential tools for addressing issues related to systems biology, without forgetting the need for developing experimental protocols. These latter are to be innovative, and at the same time "traditional" in the sense of using the huge background so far reached.

References:

1. E.Lisi., J.J.W.A.Van Loon; A.Cucina; A.Palombo; A.Pasqualato; A.Giuliani; S.Dinicola; F.D'Anselmi1,; S.Proietti; L.Galli, D.Passaro, M.Bizzarri. Effect of simulated micro- and hyper- gravity conditions on morphological transitions of murine osteoblasts mc3t3-e1 using fractal analysis. ELGRA Symposium, 2011.
2. Dinicola S, D'Anselmi F, Pasqualato A, Proietti S, Lisi E, Cucina A, Bizzarri M. A systems biology approach to cancer: fractals, attractors, and nonlinear dynamics OMICS., 2011. – 15(3):93-104.
3. F. D'Anselmi, M.C. Valerio, A. Cucina, L. Galli, S. Proietti, S. Dinicola, A. Pasqualato, C. Manetti, G. Ricci, A. Giuliani, M. Bizzarri. Metabolism and cell shape in cancer: a fractal analysis. Int. J Biochem Cell Biol., 2010. – [Epub ahead of print]
4. Bizzarri M. And Giuliani A. Representing cancer cell trajectories in a phase-space diagram: switching cellular states by biological phase transitions. Wiley Ed. (in press)., 2011.
5. Bizzarri M, Cucina A, Biava PM, Proietti S, D'Anselmi F, Dinicola S, Pasqualato A, Lisi E. Embryonic Morphogenetic Field Induces Phenotypic Reversion in Cancer Cells. Curr Pharm Biotechnol. – Nov. 2, 2010. – (Epub ahead of print).
6. Zago M, Palombo A, d'Inzeo G. "Solvent-Hemoglobin Binding Site Interaction under Microwave
7. Electromagnetic Exposure: A Molecular Dynamic Study" Electricity and magnetism in biology and
8. medicine[M]. New York: Kluwer Academic/Plenum Publishers., 1999. – 383-386
9. Zago, M. Fossati, P. Palombo, A. d'Inzeo, G. "Reconstruction of the spectral properties of a biomolecule under electromagnetic exposure by means of molecular simulation". Bioelectromagnetism., 1998. – Proceedings of the 2nd International Conference on. 1998. – page(s): 65-66.
10. Abbate, G. D'Inzeo, A. Palombo, L. Tarricone, "Evaluation of fractal properties of ACh-receptor channel's gating exposed to microwave fields", Bioener. & Biochem. – vol. 35. – pp.81-86., 1994.
11. Foster, I., C.Kesselman, S. Tuecke, "The Anatomy of the Grid: Enabling Scalable Virtual Organizations", Int. Journal of High Performance Computing Applications. – Vol.15 No.3. – 2001
12. Baker, M., R.Buyya and D.Laforenza, "The Grid: International Efforts in Global Computing", International Conference on Advances in Infrastructure for Electronic Business, Science, and Education on the Internet, Italy, 2000http://www.ibm.com/grid
13. L.Tarricone, A.Esposito, "Grid Computing for Electromagnetics". – August, 2004. – Artech House
14. Paton, N., et al., "Database Access and Integration Services on the Grid", UK e-Science Programme Technical Report Series Number UKeS-2002-03, National e-Science Centre, http://www.cs.man.ac.uk/grid-db/papers/dbtf.pdf
15. DataGrid Project Home Page - http://www.eu-datagrid.org
16. Foster, I., et al., "Grid Services for Distributed System Integration", IEEE Computer. – June, 2002
17. Access Grid Project Home Page - http://www.accessgrid.org
18. ASC Portal Home Page - http://www.acsportal.org
19. Decusatis, C., "Grid computing: the next (really, really) big thing", Byte. – Spring, 2002
20. D. De Roure, N. R. Jennings, N. R. Shadbolt, "The Semantic grid: a future e-science infrastructure", in Grid Computing – Making the global infrastructure a reality, F. Bernam, A. Hey, G. Fox (Eds.), J. Wiley, Chichester., 2003. – pp. 437-470.

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА АЛЕКСАНДРОВСКОЕ – АНЖЕРО-СУДЖЕНСК В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ PIPESIM

Ю.А. Реутов
Научный руководитель доцент А.В. Рудаченко
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Проектирование магистрального нефтепровода является сложной и ответственной задачей. Одним из первоначальных этапов является выбор трассы нефтепровода и определение его протяженности. По завершении этой стадии переходят к расчету технологических параметров проектируемой системы. Технологические расчеты включают в себя следующее: выбор диаметра нефтепровода и числа перекачивающий станций; определение мест размещения перекачивающих станций; расчет режимов эксплуатации нефтепровода [1].

Одним из основных критериев при определении указанных параметров служит изменение напора по длине трубопровода. В основе его определения лежит уравнение Бернулли:

$$z_1 + \frac{p_1}{\rho g} + \frac{v_1^2}{2g} = z_2 + \frac{p_2}{\rho g} + \frac{v_2^2}{2g} + \sum h; \quad (1)$$

где z_1, z_2 – геометрические высоты сечений 1 и 2; p_1, p_2 – давления в сечениях 1 и 2; v_1, v_2 – скорости потоков в сечениях 1 и 2; Σh – суммарные потери напора между сечениями 1 и 2.

Это уравнение связывает скорость течения и давление жидкости в некотором сечении, его геометрическую высоту и потери напора в связи с существованием сил вязкого трения.

Большинство нефтепроводов имеет промежуточные перекачивающие станции. В таком случае записывается система уравнений Бернулли, состоящая из уравнений для каждого участка трубопровода, разделенного перекачивающими станциями.

Суммарные потери напора складываются из потерь по длине и местных потерь. Местные потери возникают на участках, где поток претерпевает деформацию: вентили, повороты, сужения, расширения. При расчете магистральных трубопроводов местные потери незначительны в сравнении с потерями по длине, и ими можно пренебречь. Потери напора по длине (уравнение Дарси-Вейсбаха):

$$h_{дл} = \lambda \frac{l}{d} \frac{v^2}{2g}; \quad (2)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления; l – длина трубопровода; d – внутренний диаметр трубопровода; v – скорость потока.

Для определения коэффициента гидравлического сопротивления необходимо найти число Рейнольдса – безразмерный критерий, характеризующий режим течения жидкости:

$$\mathrm{Re} = \frac{vd}{\nu}; \quad (3)$$

где ν – кинематическая вязкость нефти.

В зависимости от режима течения (ламинарного или турбулентного) коэффициент гидравлического сопротивления рассчитывается по разным формулам:

$$\lambda = \begin{cases} \dfrac{64}{\mathrm{Re}}, & при\ \mathrm{Re} \le 2300, \\ 0{,}11\left(\dfrac{d}{\Delta_э} + \dfrac{68}{\mathrm{Re}}\right)^{0{,}25}, & при\ \mathrm{Re} > 2300; \end{cases} \quad (4)$$

где $\Delta_э$ – абсолютная эквивалентная шероховатость внутренней поверхности трубопровода.

При расчете оптимальных параметров системы не только в технологическом, но и в экономическом отношении, требуется произвести множественные итерации. В связи с этим на стадии проектировочного расчета целесообразным является использование специализированных компьютерных программ. Одним из примеров является программный комплекс Schlumberger PIPESIM, применяемый для анализа систем добычи и транспорта продукции. PIPESIM позволяет моделировать состав и свойства потоков, производить расчет гидравлических потерь, прогнозировать образование коррозии, определять толщину отложений парафина и др. [2].

Для проверки возможностей PIPESIM в качестве объекта исследования был выбран уже существующий магистральный нефтепровод «Александровское – Анжеро-Судженск». Исходные данные, необходимые для проведения расчета, в большинстве своем являются конфиденциальной информацией. В связи с этим, те параметры нефтепровода, которые отсутствовали в литературных источниках, задавались приблизительно на основании косвенных данных. Исходные данные для расчета приведены в табл. 1. и табл. 2.

Из графика видно, что наибольшее падение напора происходит на участке «Парабель – Молчаново». Это связано с большим перепадом высот и со значительной протяженностью участка. Значения технологических параметров не выходят за предельно допустимые на всем протяжении нефтепровода: значение пьезометрического напора не превышает максимально допустимое для данного трубопровода, но и не опускается ниже значения кавитационного запаса.

Таким образом, результаты расчета, проведенного в PIPESIM, подтверждают возможность работы исследованного трубопровода при максимальном объеме перекачки. Это дает основания утверждать о том, что

программный комплекс PIPESIM может использоваться в аналогичных расчетах проектируемых и существующих нефтепроводов.

Таблица 1

Планово-высотные отметки трубопровода

Нефтеперекачивающая станция	Расстояние по оси трубопровода от начала, км	Абсолютная высота, м
Александровское	65	40
Раскино	206	49
Парабель	398	63
Молчаново	583	114
Орловка	690	120
Анжеро-Судженск	818	240

Таблица 2

Физические параметры рассчитываемого флюида

Параметр	Размерность	Значение
Плотность нефти	кг/м^3	840
Вязкость нефти при 20 °С	сП	22,67
Вязкость при 50 °С	сП	4,25
Обводненность нефти	%	0,5
Годовой объем перекачки через НПС «Александровское»	млн.тонн/год	40
Годовой объем подкачки через НПС «Парабель»	млн.тонн/год	10
Нормативная годовая продолжительность работы нефтепровода	сут.	345
Коэффициент неравномерности перекачки	–	1,07
Наружный диаметр трубопровода	мм	1220
Толщина стенки трубы	мм	16
Температура грунта	°С	4
Температура в НПС	°С	20
Абсолютная эквивалентная шероховатость внутренней стенки труб	мм	0,1
Коэффициент теплообмена	Вт/м2/К	11,35
Максимальное рабочее давление в трубопроводе	МПа	5,9

Кроме того, в качестве насосов на НПС был принят НМ 10000-210, схема перекачки – из насоса в насос. В результате расчета был получен график изменения напора по длине трубопровода (рис).

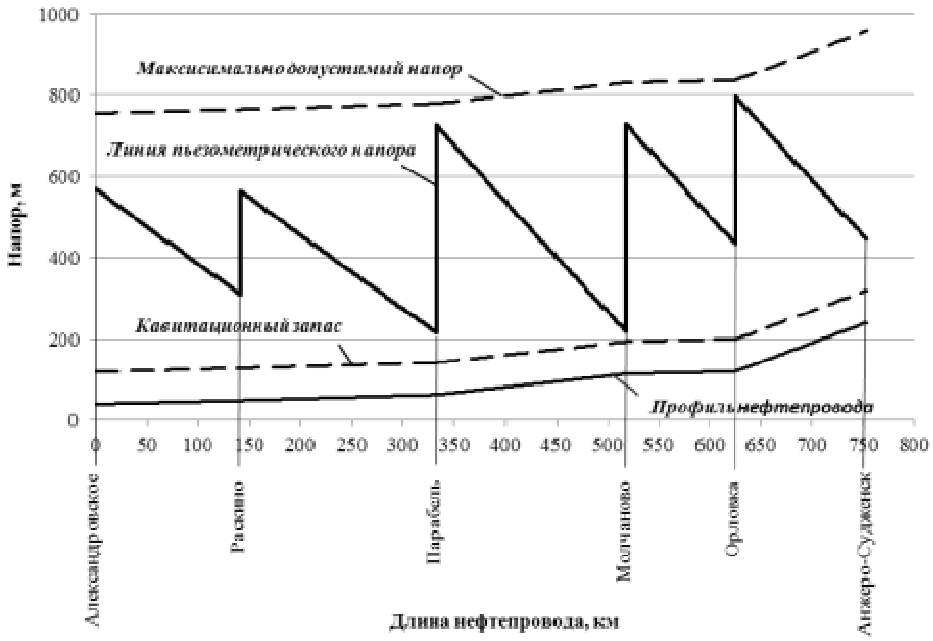


Рис. Изменение давления по длине трубопровода

Литература

1. Трубопроводный транспорт нефти / Г.Г. Васильев, Г.Е. Коробков, А.А. Коршак и др. Под редакцией С.М. Вайнштока: Учеб. Для вузов: В 2 т. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – Т. 1. – 407 с.: ил.
2. Schlumberger PIPESIM [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.slb.ru/sis/pipesim/ (дата обращения 5.11.12).

ГАЗОГИДРАТЫ КАК ОСНОВА АЛЬТЕРНАТИВНОГО СПОСОБА ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА

М. Е. Семенов

Научный руководитель доцент Е.Ю. Шиц

Институт проблем нефти и газа СО РАН, г. Якутск, Россия

В настоящее время газ транспортируется от места добычи до отдаленных пунктов потребления трубопроводом или по системе сжиженного природного газа (СПГ). Однако, чтобы справиться с возрастающей потребностью в природном газе и обеспечить стабильные поставки газа, необходимо разработать экономичные и практичные системы транспорта газа от малых и средних месторождений, для чего системы трубопровода и СПГ не целесообразны.

В России основные запасы природного газа приурочены к территории распространения криолитозоны – интервала земной коры с температурой ниже 0ºС. Так в небольших и средних месторождениях можно создать подземные хранилища в естественных условиях многолетнемерзлых пород, как природного или попутного газов в гидратной форме с целью их дальнейшей транспортировки. Так как известно, что газовые гидраты – кристаллические соединения, образующиеся при определенных термобарических условиях из воды и газа, характеризующиеся свойством содержать газ в концентрированном состоянии (теоретически до 160 $м^3/м^3$). А принцип хранения природного газа основан на том, что газовые гидраты при температуре ниже -20ºС имеют свойство самоконсервации при атмосферном давлении, что упрощает дальнейшую технологию хранения и транспортировки газа в гидратной форме [2]. Для чего необходимо решить целый комплекс вопросов, связанных с ускорением процесса образования, получением твердой фазы с высоким газосодержанием, проблем их стабильности в «мягких» условиях хранения и транспортировки, а также вопросы регулируемого и безопасного разложения гидратов. Сокращение времени получения гидратов и при этом увеличение газонасыщенности, а также знание характера разложения гидратов упростят разработку современных технологий транспортировки и хранения природного газа и его компонентов в гидратном состоянии.

Потребителями гидратов природного газа могут быть удалённые от магистральных газопроводов населённые пункты и объекты инфраструктуры, где не рентабельно строительство газопровода. Таким образом, газогидраты рассматриваются как основа инновационных технологий в области транспортировки и хранения углеводородного сырья.

В настоящее время для получения гидратов в лабораторных и в полупромышленных установках используется принцип движения потоков той или иной фазы.

Как правило, для повышения скорости этого процесса используются различные технологические приемы, позволяющие интенсифицировать процесс гидратообразования за счет увеличения поверхности контакта фаз: тонкодисперсное распыление воды или растворов, содержащих добавки-промоторы типа ПАВ в объем газа, интенсивное перемешивание таких систем, барботирование и т.д, где осуществляется вынужденная конвекция и увеличение контакта раствор-газ [1].

Гидрат природного газа (ГПГ), образованный из природного газа и воды в выше указанных реакторах находится в порошковом состоянии от нескольких десятков микрон до нескольких миллиметров. В таком виде его трудно транспортировать, хранить и проводить погрузочно-разгрузочные работы в связи с такой низкой насыпной плотностью и легкой дегазации в результате высокой чувствительности к температурным колебаниям. Кроме того, порошок ГПГ легко слипается.

Так компания Mitsui Engineering & Shipbuilding Co., Ltd (MES) предложила, что таблетированный ГПГ поможет преодолеть эти недостатки и повысит эффективность транспортировки и хранения газа. Этот способ повышает эффективность транспортировки ГПГ путем регулирования и совмещения разных размеров таблеток, а также обеспечивает стабильные и быстрые погрузочно-разгрузочные процессы. Таким образом, полученный в реакторе гидрат с помощью скребков или лопаток попадает в таблетирующее устройство, где порошок ГПГ под прессом приобретает различные размеры и форму. Такие технологические методы требуют дополнительной затраты энергии и технически сложные конструкции для получения различных форм гидратов [3].

Если упростить способ получения гидратов газов и получить гидраты определенных форм с высоким содержанием газа в условиях свободной конвекции без внешних механических воздействий, то удастся снизить энергетические затраты в технологическом цикле получения гидратов.

Нами предпринята попытка в изолированной системе получить ГПГ изо льда с высоким газосодержанием и в качестве движущей силы процесса использовать температурный фактор.

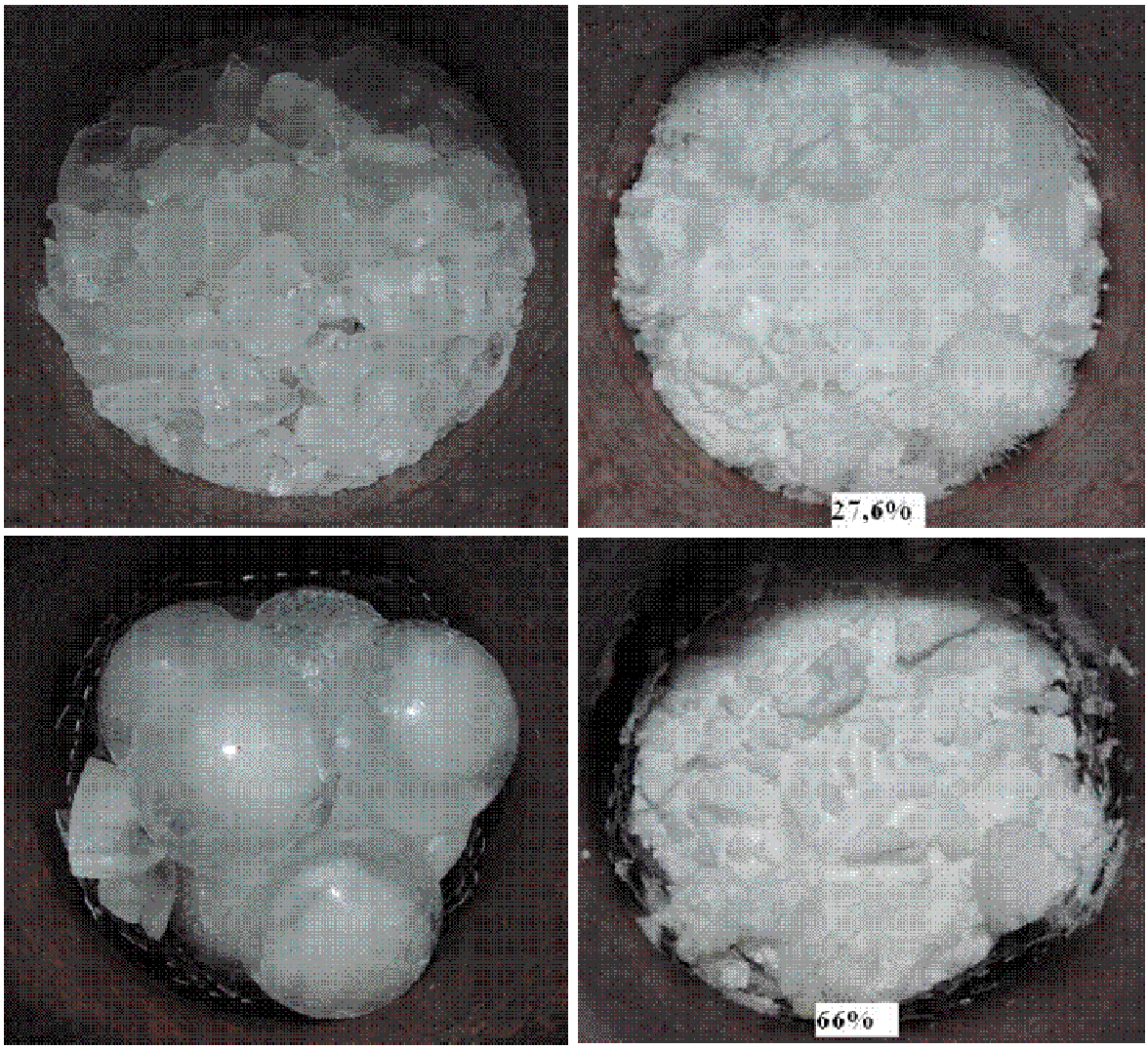


Рис. Морфология гидратов природного газа из молотого льда и полусфер

Лед замораживали из дистиллированной воды в специальных сферических формах объемом 10мл (диаметр 4см, глубина 2см) или дробили в мелкие кусочки размерами не более<20мм. Навеску дробленого льда (100г.) высыпали прямо в охлажденную камеру, а форменные льды (100г.) помещали в решетку с ручкой, затем погружали в охлажденную камеру. Далее камеры заправляли природным газом до 5 МПа и помещали в инкубатор холодильник Sanyo MIR-254 со встроенным микрокомпьютером, где установлена температура -10ºС. После достижения в камерах постоянного давления запускали, заданную нами, программу нагревания/охлаждения с 4-мя циклами. Сегменты программы: 1. Нагревание с -10ºС с градиентом 3,25 град/час до +3ºС; 2. Изотерма при +3ºС – 2 часа; 3. Охлаждение с +3ºС со скоростью 1,86 град/час до -10ºС. Процесс образования гидратов фиксировали по изменению давления внутри камер. Вскрытие камер производили в морозильной камере при температуре -10 ºС. Сбрасывали остаточное давление в камере, затем отсоединяли крышку-фланец и делали несколько снимков полученных гидратов. Быстро отбирали ~50г образца (откалыванием кусков с поверхности массива или отбором отдельных кусков), помещали в термостат с температурой 25ºС под стеклянный купол, который подсоединен к газовому счетчику ГСБ-400 и измеряли объем выделяющегося газа.

Газонасыщенность полученных гидратов **(α)** рассчитывали на основании измерений объемов выделяющегося газа при разложении известного количества гидрата исходя из того, что теоретически в 1 л гидрата может содержаться 164 л газа. [1,2].

В результате экспериментальных работ были получены гидраты природного газа Иреляхского ГНМ из молотого льда и полусфер в виде прессованного снега с газонасыщенностью до 70% (рис.).

Установлено, что при данном температурном цикле получения гидратов ледяные полусферы в ходе гидратообразования теряют свою форму.

Литература

1. Нестеров А.Н. Кинетика и механизм гидратообразования газов в присутствии поверхностно-активных веществ [Текст] : автореф. дис. ... д-ра хим. наук: 02.00.04. – Тюмень, 2006. - 38 с.
2. E. Dendy Sloan, Jr. Clathrate hydrates of natural gases. - Marcel Dekker. - 700pp.
3. Takashi Nakata, Kazushi Hirai, Tatsuya Takaoki. Study of natural gas hydrate (NGH) carriers// Proceedings of the 6th International Conference on Gas Hydrates (ICGH 2008), Vancouver, British Columbia, CANADA, July 6-10, 2008.

ТЕПЛООБМЕН ПРИ ЛАМИНАРНОМ ТЕЧЕНИИ ЖИДКОСТИ В ТРУБЕ

И.М. Сляднев

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов,

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Аннотация. В работе представлено решение задачи о вязкостно-инерционном течении капельных углеводородных сред в трубопроводе в предположении, что в проксимальной зоне непосредственного входа поток отвечает устойчивой развитой картине ламинарного течения. Цель исследования состоит в построении решения для локальных и интегральных параметров на обогреваемом участке с зонами начальных и стабилизированных тепловых процессов по длине трубопровода.

Введение. В большинстве технологических процессов, связанных с транспортировкой реологически сложных вязких сред в трубах и каналах, промышленных и энергетических устройствах широкого назначения распространены устойчивые и переходные процессы вихревой и тепловой природы. Прогноз данных течений нетривиален и требует детального анализа пространственных механизмов переноса импульса, массы и тепла. Для этого привлекаются полные системы уравнений соответствующих законов сохранения и их решение проводится на базе известных численных методов по схемам, которые должны отличаться высокой эффективностью [1]. В оценке точности численного решении такой задачи повышается роль аналитического метода и экспериментальных данных. По согласию этих данных с расчетом можно судить о степени доверия алгоритму в предсказании процессов в особых зонах течения и надеяться на внедрение более дешевых аналитических методов в процессы оптимального управления и транспорт вязких сред. В связи с этим разработка эффективных аналитических методик расчета теплообмена в предельных и устойчивых процессах ламинарного течения углеводородных сред с минимумом эмпирической информации о динамике явлений чрезвычайно полезная работа. Изучение теплоотдачи при течении жидкости с постоянными свойствами важно с целью выявления основных закономерностей теплообмена в раздельной гидродинамической, тепловой части задачи, построения критериальных зависимостей для интегральных параметров.

Математическая постановка. В рамках сделанных допущений о характере течения считаем, что участку теплообмена (охлаждения или нагревания жидкости стенкой) предшествует участок гидродинамической стабилизации, теплофизические свойства постоянны, теплообмен идет при постоянных температурах входа (T_0) и стенки (Тс). Тогда уравнение энергии для определения поля температуры в безразмерных переменных имеет вид [1,2]:

$$\frac{\partial^2\Theta}{\partial R^2} + \frac{1}{R}\frac{\partial\Theta}{\partial R} = (1-R^2)\frac{\partial\Theta}{\partial X}. \qquad (1)$$

Здесь обозначено: Θ=(T-Tc)/(T_0-Tc), где T_0 – температура жидкости на входе в участок теплообмена; R=r/r0; X=2*x*/(Ped).

Граничные условия будут иметь вид:

$$\Theta = 1 \quad \text{при } X = 0 \quad \text{и} \quad 0 \le R \le 1;$$
$$\Theta = 0 \quad \text{при } X \ge 0 \quad \text{и} \quad R = 1;$$
$$\frac{\partial\Theta}{\partial R} = 0 \quad \text{при } X \ge 0 \quad \text{и} \quad R = 0.$$

Метод решения и отдельные результаты. Задача решается методом разделения переменных. Решение получается в виде суммы ряда, составленного из частных решений.

Найдя температуру T=T(x,r), можно рассчитать число Нуссельта. В результате получается зависимость вида:

$$\mathrm{Nu} = \frac{\alpha d}{\lambda} = \frac{\sum_{n=0}^{\infty} B_n \exp(-4\varepsilon_n^2 X')}{2\sum_{n=0}^{\infty}\frac{B_n}{\varepsilon_n^2}\exp(-2\varepsilon_n^2 X')}, \qquad (2)$$

Здесь обозначено: X´=*x*/(Ped) – безразмерная координата (проведенная длина); εn и *B*n – коэффициенты, зависящие от n (собственные значения и собственные функции задачи уравнений математической физики). Анализ показывает, что при n=0 имеем εn=2,7044. При X´>0,055 выражение (2) упрощается, так как существенными становятся только первые члены рядов (n=0) в числителе и знаменателе.

При этом

$$\mathrm{Nu} = \mathrm{Nu}_{\infty} = \varepsilon_0^2/2 = 2{,}7044^2/2 = 3{,}658 \approx 3{,}66. \quad (3)$$

Сравнение с опытными данными (А. Сукомел, В. Величко, Ю. Абросимов [3]) о характере течения при X´≤ 0,03 позволяет рекомендовать в практику прикладных исследований связь:

$$\mathrm{Nu} \approx 1{,}03\left(\frac{1}{\mathrm{Pe}}\,\frac{x}{d}\right)^{-1/3}. \quad (4)$$

Длину термического начального участка можно рассчитывать по связи

$$l_{\text{н.т}}/d = 0{,}055\,\mathrm{Pe}. \quad (5)$$

Часто в исследовании теплообмена важен параметр общих средних эффектов по длине устройства. Тогда, для среднего коэффициента теплоотдачи можно рекомендовать соотношение, представляющее результат интегральных процессов по периметру стенки трубопровода:

$$\overline{\mathrm{Nu}} = \frac{\bar{\alpha}\,d}{\lambda} = 1{,}55\left(\frac{1}{\mathrm{Pe}}\,\frac{l}{d}\right)^{-1/3} \quad (6)$$

Причем, детальный анализ показывает, что в области X≤ 0,05 погрешность расчета Nu не превышает ±3%. Вдали от входа (при X≥ 1,375) имеем: Nu = Nu∞= 3,66.

Более реальный процесс теплообмена осуществляется с заданием в трубе на стенках теплового потока. В данном случае задача о течении и теплообмене (1) сводится к нахождению не только локальной температуры, но и температуры стенки, а заданным значением на входе является средняя температура.

$$\bar{\Theta} = \frac{(\bar{T} - T_1)\lambda}{q_c d} = \frac{4}{\mathrm{Pe}}\,\frac{x}{d}, \quad (7)$$

Тепловая задача в этом случае сводится к модели вида [1-3:

$$\frac{\partial^2\Theta}{\partial R^2} + \frac{1}{R}\,\frac{\partial\Theta}{\partial R} = (1 - R^2)\,\frac{\partial\Theta}{\partial X};$$

$$\Theta = 0 \quad \text{при } X = 0,\ 0 \le R \le 1;$$

$$\frac{\partial\Theta}{\partial R} = 0 \quad \text{при } X > 0,\ R = 0;$$

$$\frac{\partial\Theta}{\partial R} = \frac{1}{2} \quad \text{при } X \ge 0,\ R = 1.$$

Здесь $X = \dfrac{2}{\mathrm{Pe}}\,\dfrac{x}{d}$. В нашем случае

$$\frac{\partial T}{\partial x} = \frac{\mathrm{d}\bar{T}}{\mathrm{d}x}.$$

В построении решения используются идеи метода разделения переменных и Фурье (задача на собственные значения и собственные функции). По найденным локальным полям температуры определять среднюю температуру будем по связи

$$\bar{\Theta} = 4\int_0^1 \Theta(1 - R^2)R\,\mathrm{d}R.$$

Проводя процедуру построения решения аналогично случаю с граничным условием первого рода будем иметь значение теплового потока на стенке по закону Фурье. Тогда, используя закон конвективного теплообмена Ньютона – Рихмана для Nu на участке стабилизированного теплообмен имеем:

$$\mathrm{Nu}_{\infty} = \frac{q_c d}{(T_c - \bar{T})\lambda} = \frac{1}{\Theta_c - \bar{\Theta}} = \frac{48}{11} = 4{,}36\,. \tag{8}$$

Длина начального термического участка:

$$l_{н.т}/d = 0{,}07\,\mathrm{Pe}.$$

На начальном термическом участке $0 \le x \le$ Lнт (Lнт = 0,07dPe) местное значение α падает с ростом x. Наиболее резкое изменение α происходит при X≤0,001. Здесь результаты теоретического расчета приближенно описываются уравнением

$$\mathrm{Nu} = 1{,}31\left(\frac{1}{\mathrm{Pe}}\,\frac{x}{d}\right)^{-1/3}. \tag{9}$$

Анализ деталей течения и теплообмена по трубопроводу в данном случае показывает, что хорошим приближением (точность ±3%) для местная теплоотдачи (при qc = const) является связь [1-3]:

$$\mathrm{Nu} = 4{,}36 + 1{,}31Xe^{-13X}. \tag{10}$$

Заметим, что представленный подход корректен при относительно больших значениях числа Пекле. В случае Pr << 1 числа Pe могут быть малыми и на процесс теплообмена оказывает влияние перенос теплоты вдоль оси трубы за счет теплопроводности жидкости. В этом случае эффекты входа за счет аксиальной теплопроводности важны для учета. Наши данные показывают, хорошо коррелирует расчет с сопытом с использованием критериального уравнения:

$$\frac{\overline{\mathrm{Nu}}}{\overline{\mathrm{Nu}_0}} = 0{,}60\left(\frac{1}{\mathrm{Re}}\,\frac{l}{d}\right)^{-1/7}\left(1 + 2{,}5\frac{1}{\mathrm{Re}}\,\frac{l}{d}\right). \tag{11}$$

Здесь указаны средние значения коэффициента теплообмена. Индекс (0) характеризует теплообмен без учета аксиальных механизмов-

Заметим, что при оценке переходных тепловых процессов (вынужденная и свободная конвекции) в критериальные связи необходимо включить критерий Рэлея:

$$\mathrm{Ra} = \mathrm{GrPr} = \frac{g\beta\Delta T d^3}{\nu^2}\,\mathrm{Pr}\,. \tag{12}$$

В таких условиях мы будем иметь режим вязкостно-инерционно-гравитационный (смешанной конвекции). Здесь в математической модели (при числах Ra ≥ $3*10^5$) на течении жидкости в трубе будут оказывать влияние неоднородности распределения плотности. Тогда на вынужденное ламинарное течение будет накладываться свободная конвекция, которая приводит к деформации профиля скорости и возникновению вторичных течений в трубе. Анализ такого течения требует детального исследования пространственных механизмов и аналитическое решение существенно усложняется. Так, результирующее течение будет зависеть от расположения трубы в пространстве и от направления теплового потока.

Влияние свободной конвекции в горизонтальных трубах проявляется в том, что из-за возникновения вторичных течений происходит образование двух вихрей, симметричных относительно вертикально плоскости, проходящей через ось канала.

Литература

1. Kharlamov S.N. Hydrodynamics: Theory and Model. Intech, Croatia, 2012. – 307p.
2. Б.С. Петухов. Вопросы Теплообмена. Избранные труды. – М.: Наука, 1980. – 290с.
3. Kharlamov S.N. Mathematical Modelling of Thermo- and Hydrodynamical Processes in Pipelines. Rome, Italy: Publ. House “Ionta”., 2010. – 263p.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЛОКАЛЬНЫХ И ИНТЕГРАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПРЕДЕЛЬНОГО ВЯЗКОСТНО-ИНЕРЦИОННОГО ПОТОКА В ТРУБАХ

И.Е. Сорокоумова
Научный руководитель профессор С.Н. Харламов
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. Проблемы транспортировки жидкости и газа по трубопроводам остаются весьма актуальными уже более века в силу своих широких технических приложений. Кроме того, течение вязких сред по секциям каналов постоянного и переменного по длине поперечного сечения имеет огромное значение в мире

современных технологий [1]. Для корректной эксплуатации подобного рода систем, решения производственных и научных задач необходимо иметь детальное представление о процессах переноса импульса, тепла и массы в замкнутых системах, уметь строить математические и механические модели течения и тепломассопереноса, идентифицировать зоны интенсификации течения, выдавать критериальные связи для интегральных оценок эффективности работы устройств.

Целью данной работы является изучение гидродинамики ламинарного течения в осесимметричном канале как на участке входа, так и за зоной стабилизации. Построены решения о распределении полей скорости, давления, интегральных параметров в этих областях. Кроме того, приведена графическая интерпретация решений. Даны рекомендации по практическому использованию критериальных связей к расчету трения в указанных конфигурациях.

Характерные аналитические решения для гидравлического сопротивления в области стабилизации

Рассматривается установившийся ламинарный поток в круглой цилиндрической трубе (плоском канале). Предполагается, что жидкость несжимаема. Учитываем, что скорость в трубе не зависит от координаты X, внешние силы пренебрежимо малы: $F_x=F_y=F_z=0$. Тогда уравнения движения для вязкой несжимаемой жидкости преобразуется к виду [1-4]:

$$\begin{cases} \mu\cdot\left(\dfrac{\partial^2 u}{\partial y^2}+\dfrac{\partial^2 u}{\partial^2 z}\right)=\dfrac{\partial p}{\partial x} \\ \dfrac{\partial p}{\partial y}=0 \\ \dfrac{\partial p}{\partial z}=0 \end{cases} \tag{1}$$

Т.к. давление постоянно по длине канала, следуя аналитическому методу и граничным условиям о симметричном течении вязкого потока получаем классическое решение о параболическом распределении поля скорости с законом гидравлического сопротивления:

$$\zeta=\frac{64}{\mathrm{Re}}. \tag{2}$$

Заметим, что в отдельных случаях представляет прогноз изменения коэффициента сопротивления трения (коэффициент Фаннинга). В нашем случае его значение сводится к связи:

$$C_f=\frac{2\cdot\tau_w}{\rho\cdot\overline{u}^2}=\frac{16\cdot\mu\cdot\overline{u}}{\rho\cdot\overline{u}^2\cdot R^2}=\frac{16}{\mathrm{Re}}. \tag{3}$$

Эти значения с успехом могут использоваться для оценок развивающихся процессов при сложном взаимодействии процессов конвективного и диффузионного переноса импульса, когда течение осложнено нелинейным характером влияние переменности теплофизических свойств при неизотермичности, пространственной деформацией из-за ускорения или торможения потока в секциях переменного поперечного сечения и т.д. Однако,в этих условиях решение дожно строиться с учеттом развивающихся процессов по длине. Поэтому перейдем к участку входа.

Характерные аналитические решения для гидравлического сопротивления на участке входа

Считаем, что движение вязкой несжимаемой жидкости в трубе описывается системой уравнений Навье-Стокса и имеет вид [1-4]:

$$\begin{cases} u\cdot\dfrac{\partial u}{\partial x}+v\dfrac{\partial u}{\partial r}=-\dfrac{1}{\rho}\cdot\dfrac{\partial p}{\partial x}+\dfrac{\nu}{r}\cdot\dfrac{\partial}{\partial r}\left(r\cdot\dfrac{\partial u}{\partial r}\right) \\ \dfrac{\partial p}{\partial r}=0 \\ \dfrac{\partial u}{\partial x}+\dfrac{1}{r}\cdot(rv_r)=0 \end{cases} \tag{4}$$

На входе в трубу имеется равномерный входной поток.

Задача решалась численно с привлечением метода конечных разностей, схем расщепления по физическим процессам, оприаясь на идеи Л.ИМ. Симуни. Детали метода и алгоритма приведены в [4].

Сделанные предположения позволяют получить следующие аналитические решения задачи течения газа на входном участке(аналогично [2]):

$$\frac{u(x,r)}{U}=2\left(1-\frac{r^2}{a^2}\right)-4\sum_{m=1}^{\infty}\frac{1}{\gamma_m^2}\left[1-\frac{J_0\left(r\dfrac{\gamma_m}{a}\right)}{J_0(\gamma_m)}\right]e^{\frac{\nu\gamma_m^2}{Ua^2}x},$$

$$\frac{\partial p}{\partial x}=-\frac{8\mu U}{a^2}\left(1+\frac{1}{2}\sum_{m=1}^{\infty}e^{-\frac{\nu\gamma_m^2}{Ua^2}x}\right). \tag{5}$$

Здесь γ_m- корни функции Бесселя второго порядка, $J_0(x)$- функция Бесселя нулевого порядка. Формулы отражают распределения полей скорости и давления на входном участке трубопровода.

Расчет по формулам (5) дает эпюры скоростей по сечениям следующего вида (рис. 1):

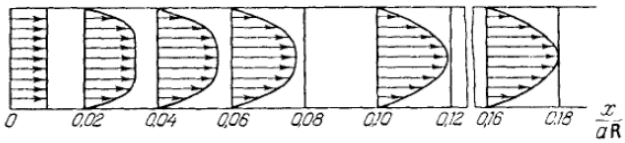


Рис. 1 Развитие поля скорости по длине канала.

Заметим, что хорошо аппроксимирует трение связь Слезкина-Тарга, которая рекомендуется в практику прикладных расчетов [1-3]:

$$\zeta \,\mathrm{Re} = C_1 \left(X^+\right)^{-0,5},\ C_1=6,87 \qquad X^+ = \frac{1}{\mathrm{Re}} \cdot \frac{x}{D}$$

$$\overline{\zeta}\,\mathrm{Re} = C_2 \left(X^+\right)^{-0,5},\ C_2=13,74 \qquad (14)$$

Тогда распределение будет выглядеть следующим образом (рис. 2):

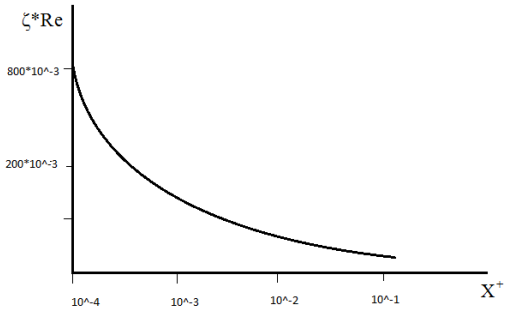


Рис. 2. Полное гидравлическое сопротивление по длине начального участка, при котором оно вырождается в трение на участке стабилизированного потока

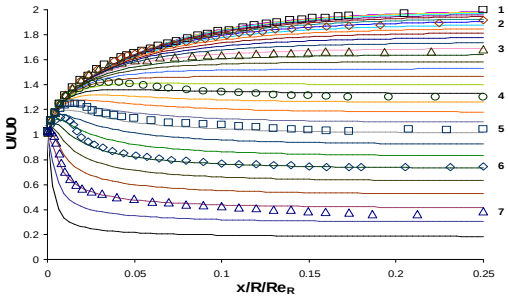


Рис. 3. Распределение безразмерной осевой компоненты вектора скорости U/U_0 от безразмерной осевой координаты $x/R/Re_R$ в различных точках по радиусу. Сопоставление расчета прямоточного течения (линии) с данными Никурадзе (значки) [3]. Здесь: 1-r/R=0; 2-0.2; 3-0.4; 4-0.6; 5-0.7; 6-0.8; 7-0.9

В заключении отметим, что расчет используемый алгоритм хорошо зарекомендавал себя в расчетах более сложных пространственных процессов как при ламинарном, так и турбулентном течении в камерах с произвольной конфигурации стенки. Этот метод весьма успешен в предсказании параметров широкого класса внутренних течений [1-4].

Литература

1. Kharlamov S.N., Silvestrov S. I. Hydrodynamics and Heat Transfer of Complex Internal Streams With Recirculated Fields. Rome, Italy: Publ. House “Ionta”., 2010. – 169p.
2. Слезкин Н.А. Динамика вязкой несжимаемой жидкости. – М: Гостехиздат., 1955;
3. Лойцянский Л.Г. Механика жидкости и газа. – М: Наука., 1987;
4. Харламов С.Н. Алгоритмы при моделировании гидродинамических процессов. – Томск. Изд-во ТПУ, 2008.

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕЧЕНИЯ И ТЕПЛООБМЕНА РЕОЛОГИЧЕСКИ СЛОЖНЫХ ЖИДКОСТЕЙ В ТРУБОПРОВОДАХ

Р.Е. Терещенко
Научный руководитель профессор С.Н. Харламов
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Научное и практическое значение исследований теплообмена и гидравлического сопротивления при течении жидкостей с аномальными реологическими характеристиками определяется их широким использованием в технологических процессах химической, нефтехимической и других отраслей промышленности.

Для решения задачи о ламинарном неизотермическом напорном течении несжимаемых вязких жидкостей в трубах круглого сечения удобно воспользоваться уравнениями неразрывности, движения и энергии, записанными в цилиндрических координатах [1,2,3]:

$$\frac{\partial u}{\partial x}+\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}(rv)=0 \quad (1)$$

$$\rho\left(\frac{\partial u}{\partial t}+u\frac{\partial u}{\partial x}+v\frac{\partial u}{\partial r}\right)=-\frac{\partial p}{\partial x}+\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\tau_{rx}\right)+\frac{\partial \tau_{xx}}{\partial x} \quad (2)$$

$$\rho\left(\frac{\partial v}{\partial t}+u\frac{\partial v}{\partial x}+v\frac{\partial v}{\partial r}\right)=-\frac{\partial p}{\partial r}+\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\tau_{rr}\right)+\frac{\partial \tau_{rx}}{\partial x} \quad (3)$$

$$\rho C_p\left(\frac{\partial T}{\partial t}+u\frac{\partial T}{\partial x}+v\frac{\partial T}{\partial r}\right)=\frac{\partial}{\partial x}\left(\lambda\frac{\partial T}{\partial x}\right)+\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(\frac{\partial T}{\partial r}\right)+\Phi(x,y) \quad (4)$$

Составляющие девиатора тензора напряжений (τ) и квазиньютоновская вязкость в обобщенном реологическом уравнении (B) вычисляются по формулам:

$$\tau_{xx}=2B\frac{\partial u}{\partial x},\ \tau_{rr}=2B\frac{\partial v}{\partial x},\ \tau_{rx}=B\left(\frac{\partial u}{\partial r}+\frac{\partial v}{\partial x}\right),\ B=\frac{\tau_0(T)}{h}+k(T)h^{1/m-1} \quad (5)$$

В уравнении энергии $\Phi(x,y)$ определяет величину внутренних источников теплоты, которые могут быть следствием химических реакций, наложения электрических полей, выделения теплоты трения, а также других причин [4]. Если другие источники теплоты, кроме выделения теплоты трения, отсутствуют, то $\Phi(x,y)=Bh$, где

$$h=\left\{2\left[\left(\frac{\partial v}{\partial r}\right)^2+\left(\frac{v}{r}\right)^2+\left(\frac{\partial u}{\partial x}\right)^2\right]+\left(\frac{\partial u}{\partial r}+\frac{\partial v}{\partial x}\right)^2\right\}^{1/2} \quad (6)$$

где h - интенсивность скоростей деформации.

Математическая постановка задачи течения и теплообмена в трубах основывается на трехконстантном уравнении нелинейно-вязкопластической среды:

$$\tau_{ik}=-p\delta_{ik}+2\left[\frac{\tau_0(T)}{h}+k(T)h^{1/m-1}\right]\dot{e}_{ik} \quad (8)$$

где $\tau_0(T)=k_0\exp\frac{E_0}{RT}$; $k(T)=k^*\exp\frac{E}{mRT}$.

Особенностью градиентного изотермического течения подобных жидкостей является наличие в центре трубы ядра течения, в котором аксиальная скорость постоянна ($\frac{\partial u}{\partial r}=0$). На границе теплообмена с внешней средой задаются граничные условия первого (T_w=const), второго ($q_w=\text{const}$) и третьего ($T_{cp}=\text{const}$, $\alpha_2=\text{const}$) рода. Как показано в [2], они охватывают практически весь круг задач, которые встречаются в инженерной практике.

На рисунках 1 - 4 представлены результаты расчета профилей радиальной скорости и температуры. Изменение профилей скорости определяется влиянием переменных реологических свойств жидкости на гидродинамические параметры течения во внутренних системах. При охлаждении, вязкость в тепловом пограничном слое увеличивается, что приводит к снижению аксиальной составляющей скорости у стенки трубы и росту ее в ядре потока. Радиальная составляющая скорости в этом случае отрицательна и направлена к центру трубы. Возникновение радиальной составляющей способствует охлаждению ядра потока. В связи с этим, несмотря на снижение интенсивности охлаждения в сравнении с постоянными свойствами, температура в ядре потока примерно одинакова.

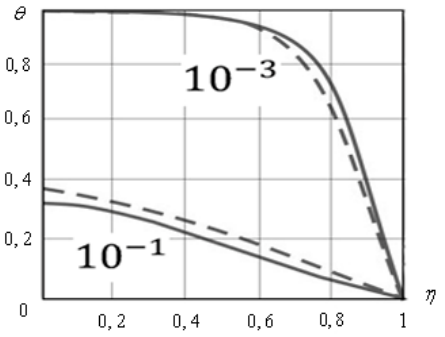


Рис. 1 Профиль температуры при охлаждении для различных приведенных длин (сплошные кривые - a=0; штриховые кривые - a=0,5)

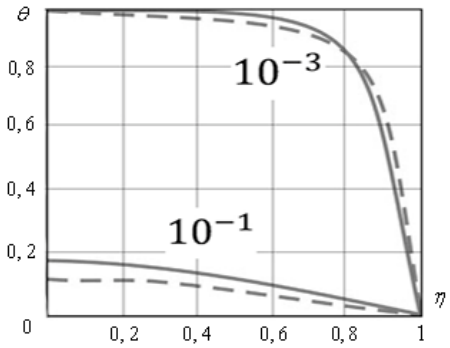


Рис. 2 Профиль температуры при нагревании для различных приведенных длин (сплошные кривые - a=0; штриховые кривые - a=0,5)

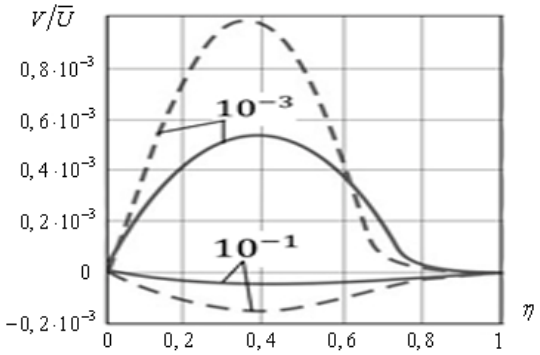


Рис. 3 Профиль радиальной составляющей скорости при охлаждении для различных приведенных длин (сплошные кривые - a=0; штриховые кривые - a=0,5)

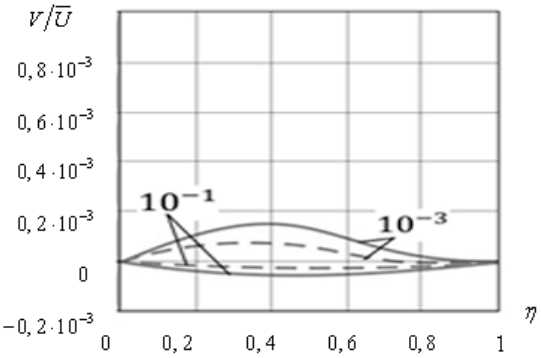


Рис. 4 Профиль радиальной составляющей скорости при нагревании для различных приведенных длин (сплошные кривые - a=0; штриховые кривые - a=0,5)

Литература

1. Харламов С.Н., Терещенко Р.Е., Исследование конвективного теплообмена при сложном течении неньютоновских сред в трубах. Труды пятой национальной конференции по теплообмену. – М.: МЭИ, 2010
2. Фройштетер Г. Б. Течение и теплообмен неньютоновских жидкостей в трубах. – Киев: «Наукова Думка», 1990.
3. Шульман З. П. Конвективный тепломассоперенос реологически сложных жидкостей. – М.: «Энергия», 1975.
4. Седов Л. И. Механика сплошной среды. – М.: «Наука», 1973.

РАСЧЕТ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ СОПРОТИВЛЕНИЙ ПРИ ТРАНСПОРТЕ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕНЬЮТОНОВСКИХ ЖИДКОСТЕЙ ПО ТРУБОПРОВОДАМ

Р.Е. Терещенко

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Важнейшей составляющей сырьевой базы нефтяной отрасли России и других нефтедобывающих стран являются запасы тяжелой и битуминозной нефти. По оценкам специалистов, их мировой суммарный объем оценивается в 810 млрд тонн, что почти в пять раз превышает объем остаточных извлекаемых запасов нефти малой и средней вязкости, составляющий лишь 162,3 млрд тонн. На сегодняшний день запасы высоковязкой нефти - это 55 % от общего объема нефтяных запасов России. В Татарстане доля тяжелой нефти превышает 35%, в Пермской области - 58%, а в Удмуртии - 83%. [1]

Одной из первостепенных задач разработки месторождений тяжелой и высоковязкой нефти является сооружение эффективной системы транспорта добываемой нефти. При этом пристального внимания заслуживает не только принятие основных технических решений по прокладке трубопроводов, но и расчет режима эксплуатации систем трубопроводного транспорта, который должен обеспечивать надежность, экологическую безопасность объекта и экономическую эффективность транспорта сырья. Тенденции развития протяженных трубопроводных систем обостряют проблемы надежности, требуют более тщательной проработки решений при проектировании объектов, качественного улучшения техники и технологии, создания больших производственных ресурсов для компенсации отказов различных типов.

К надежности систем трубопроводного транспорта непосредственное отношение имеет качество продукции и реологические характеристики перекачиваемых жидкостей. Качество подготовки непосредственно

влияет как на показатели надежности, так и на эффективность работы предприятий нефтегазовой отрасли и отраслей потребляющих их продукцию. Агрессивные примеси активизируют процессы внутренней коррозии и снижают долговечность оборудования. Все эти процессы классифицируются как постепенные отказы.

Исходные данные о надежности труб, оборудования перекачивающих станций, арматуры получаются путем статистической обработки информации об отказах. Отказы, влекущие за собой тяжелые последствия - аварии. - несмотря на масштабность систем магистральных трубопроводов являются сравнительно редкими событиями. Статистическая информация о них не может быть представительной, а статистические оценки достоверными. Таким образом, первичная информация о надежности элементов системы является "зашумленной". и для ее обработки желательно совмещать статистические методы оценивания с эвристическими, и по мере возможности использовать параметрические методы исследования, меняя при расчетах исходные параметры моделей в пределах, выбранных на основании экспертных знаний и статистической обработки. [2] В этой связи, одним из ключевых шагов в определении оптимальных режимов эксплуатации трубопроводов транспортирующих высоковязкие нефтепродукты является внедрение в практику прикладных расчетов методик для проведения гидравлических расчетов, включающих в себя критериальные зависимости, учитывающие особенности течения и теплообмена реологически сложных жидкостей.

В рамках данной статьи приводится методика теплового и гидравлического расчета систем трубопроводного транспорта для ламинарного режима течения. Интерес к ламинарному режиму течения неньютоновских жидкостей продиктован рядом особенностей, осложняющих технологические расчеты промысловых трубопроводов:

- Интенсивность теплообмена существенно изменяется по длине трубы;
- Роль диссипации энергии движения резко возрастает;
- Повышается влияние температурной зависимости теплофизических и реологических свойств. По этой причине роль теплового потока становится определяющей.

Исходные данные.

а) Свойства жидкости:

- константы реологического уравнения k_0, k_1, E_0 / R, E / R, $m = 1/n$;
- теплофизические свойства ρ_{20}, λ_{20}, Cp_{20} - значения ρ, λ, Cp при 20° С;
- температурные коэффициенты теплопроводности, плотности и теплоемкости α, β, γ.

б) Массовый расход жидкости G.

в) Температура жидкости на входе t_0.

г) Конструктивные размеры трубопровода – длина и диаметр, толщина стенки, коэффициент теплопроводности металла труб.

Технологический расчет трубопроводов [3, 4, 5]:

Определение реологических констант при температуре на входе трубы t_0, °С:

$$k = k_1 \exp\left(\frac{E}{mR}\frac{1}{t_0+273}\right);\ \tau_0 = k_0 \exp\left(\frac{E_0}{R}\frac{1}{t_0+273}\right). \quad (1)$$

Плотность жидкости при температуре на входе:

$$\rho = \rho_{20}[1-\beta(t_0-20)] \quad (2)$$

Средняя скорость течения жидкости:

$$\overline{U} = \frac{4Q}{\pi d^2} \quad (3)$$

Обобщенное число Бингама при температуре жидкости на входе [7]:

$$\mathrm{Bin}_0^* = \frac{\tau_0}{k}\left(d/2\overline{U}\right)^{1/m} \quad (4)$$

Относительный радиус стержневого течения жидкости на входе

$$a = \mathrm{Bin}_0^*/(m+3)^{1/m}(1+\alpha\mathrm{Bin}_0^*),\ \alpha = 0{,}8503 - 0{,}566/m \quad (5)$$

Обобщенное число Рейнольдса [7]:

$$\mathrm{Re}_0^* = \frac{\rho\overline{U}d}{\frac{k}{4}\left(\frac{2\overline{U}}{d}\right)^{1/m-1}\frac{Bin_0^*}{a}} \quad (6)$$

Коэффициент гидравлического сопротивления

$$c_{f0}^{is} = \frac{16}{\mathrm{Re}_0^*} \quad (7)$$

Перепад давления при течении жидкости

$$\Delta P = 2c_{f0}^{is}\frac{L}{d}\rho\overline{U}^2 + \sum\xi_i\frac{\rho\overline{U}^2}{2} \quad (8)$$

Где $\sum\xi_i$ - сумма коэффициентов местных сопротивлений. Значения местных сопротивлений ξ_i выбираются на основании таблиц местных сопротивлений [6].

Литература

1. Гарушев А. Р., О роли высоковязких нефтей и битумов как источнике углеводородов в будущем // Нефтяное хозяйство. – М., – 2009. – № 3. – С. 65-67.
2. Сухарев М.Г., Карасевич А.М. Технологический расчет и обеспечение надежности газо- и нефтепроводов, 2000. – 272 с.
3. Харламов С.Н., Терещенко Р.Е., Исследование конвективного теплообмена при сложном течении неньютоновских сред в трубах. Труды пятой национальной конференции по теплообмену. – М.: МЭИ., 2010.
4. Фройштетер Г. Б. Течение и теплообмен неньютоновских жидкостей в трубах. – Киев: «Наукова Думка», 1990.
5. Шульман З. П. Конвективный тепломассоперенос реологически сложных жидкостей. – М.: «Энергия», 1975.
6. Дерцакян А.К., Справочник по проектированию магистральных трубопроводов. – М.: Недра, 1977.
7. Уилкинсон У.Д., Неньютоновские жидкости. – пер. с англ./Под ред. акад. А.В. Лыкова. – М.: Мир, 1964.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПЕРЕМЕННОСТИ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НА ТЕПЛОГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ТЕЧЕНИЯ НЕНЬЮТОНОВСКИХ ЖИДКОСТЕЙ ВО ВНУТРЕННИХ СИСТЕМАХ

Р.Е. Терещенко

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Транспорт нефти и нефтепродуктов по промысловым, технологическим и магистральным трубопроводам осложняется тем, что в зависимости от фракционного состава перекачиваемой жидкости и теплогидродинамических характеристик течения, перекачиваемая жидкость может проявлять свойства, характерные для всех классов неньютоновских жидкостей. Например, течения парафинистых нефтей и нефтепродуктов при температурах, близких к температуре их застывании и ниже, могут быть отнесены к пластичным или псевдопластичным жидкостям, а при достаточно высоких температурах — к ньютоновским жидкостям. Эта особенность связана с высоким содержанием парафина в таких нефтях. При высокой температуре основное количество парафина, содержащегося в нефти, находится в растворенном состоянии. В этих условиях нефть является ньютоновской жидкостью. При снижении температуры из нефти начинает выкристаллизовываться парафин, что влечет за собой изменение структуры жидкой фазы нефти. Сущность этого изменения заключается в упорядоченности расположения молекул растворенного вещества за счет снижения их теплового движения. По мере охлаждения раствора способность молекул растворителя удерживать в рассеянном и изолированном состоянии молекулы парафина снижается, т. е. снижается растворяющая способность растворителя. При дальнейшем снижении температуры концентрация парафина в углеводородной среде достигает такого уровня, при котором раствор становится насыщенным. Однако кристаллизация парафина при этом не начинается, и необходимо некоторое перенасыщение раствора, которое создает возможность появления достаточно крупных кристаллов парафина. При приближении температуры охлаждения к температуре застывания число и размеры кристаллов настолько увеличиваются, что они образуют пространственную структурную решетку по всему объему нефти, иммобилизуют жидкую фазу нефти. Нефть приобретает свойства псевдопластичных, а затем и пластичных жидкостей. Некоторые высокопарафинистые нефти обладают еще и свойствами тиксотропных жидкостей [1, 2, 3]. Таким образом, течение жидкостей с аномальной реологией сопровождается сложным комплексом взаимосвязанных и взаимозависимых гидродинамических, тепловых и физико-химических процессов. Выделение тепла при течении подобного класса жидкостей может быть обусловлено -диссипацией кинетической энергии движения а так же экзотермическими химическими реакциями. Поэтому при течении неньютоновских жидкостей существует ярко выраженная зависимость между тепловыделением, химическим превращением и гидродинамической картиной течения, которая определяет установление стационарного режима течения, или же развитие нестационарных тепловых процессов.

Решение системы уравнений, описывающих теплообмен в круглой трубе, существенно упрощается, если теплофизические и реологические свойства полагаются не зависящими от температуры. В этом случае решения справедливы лишь для малых градиентов температур, что в реальных условиях встречается относительно редко. Тем не менее решению задач теплообмена с постоянными свойствами уделяется большое внимание.

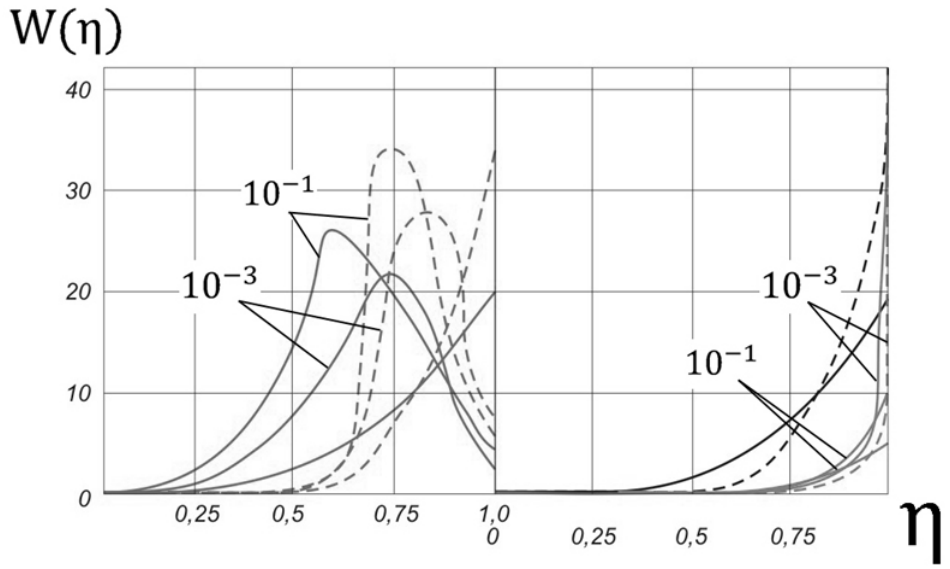


Рис. 1 Профиль диссипативной функции в различных сечениях по длине трубы (сплошные кривые – a=0, штриховые – a=0,5) [1]

Это объясняется возможностью получить аналитические решения и выяснить основные закономерности теплообмена при ламинарном течении. Не менее важно и использование результатов этих решений в качестве базы для последующих сопоставлений с данными решений задач при переменных свойствах, которые могут быть осуществлены только численными или приближенными методами и обладают поэтому значительно меньшей точностью.

Результаты исследований задач теплообмена при постоянных физических свойствах можно рассматривать лишь как первое приближение. Более точные решения должны учитывать зависимость физических свойств от температуры, главным образом вязкости. Ввиду более слабой для большинства вязких жидкостей температурной зависимости других свойств их полагают постоянными, вычисляя численные значения при средней температуре потока. Однако и при таком упрощении решение полной системы уравнений движения и энергии встречает значительные трудности.

Теплообмен при ламинарном течении маловязких неньютоновских жидкостей, подчиняющихся степенному закону, детально изучен в работах, опубликованных в зарубежной и отечественной литературе [1, 2, 3, 4]. Авторы отмечают хорошую корреляцию численных результатов с экспериментальными данными, что ранее неоднократно отмечалось в литературе [5, 6, 7, 8 и др.]. Для учета роли температурной зависимости индекса консистенции на основании обработки данных численных расчетов предложены очень сложные эмпирические соотношения, различные для граничных условий первого и второго рода, которые в большинстве своем сводятся при n=1 к известным и неоднократно проверенным формулам для ньютоновских жидкостей.

Анализ литературных источников [1, 7], указывает на существенное влияние роли переменности реологических свойств на теплогидродинамические параметры течения неньютоновских жидкостей во внутренних системах. В частности существенно различается роль диссипативного фактора при переменных и постоянных свойствах жидкостей. При постоянных свойствах выделение теплоты трения не изменяется по длине трубы. Распределение диссипативной функции по сечению трубы не зависит от температурного поля и полностью определяется изменением градиента скорости. Максимальное значение последнего имеет место на стенке, ему соответствует и максимальное значение диссипативной функции. При переменных реологических свойствах скоростное поле оказывается непосредственно связанным с распределением температуры, соответственно изменяются и градиенты скорости. Функцией температурного поля и градиента скорости является также вязкость жидкости. В связи с этим диссипативная функция изменяется по сечению и длине трубы, что определяется изменением, как градиента скорости, так и вязкости. Указанные закономерности проиллюстрированы на рисунке 1.

Направление теплового потока оказывает существенное влияние на распределение градиента скорости, причем градиенты скорости на стенке растут при нагревании и уменьшаются при охлаждении по сравнению со случаем постоянных свойств. Изменяется и характер распределения градиента температуры, так же как и вязкости, по сечению трубы. Если при нагревании сохраняется такая же общая закономерность изменения распределения температуры и вязкости, как и при постоянных свойствах, то при охлаждении эта закономерность существенно различается. Поскольку при выделении теплоты трения изотермический режим течения вообще не наступает, эти закономерности сохраняются и в сечениях трубы, близких к выходу.

Литература

1. Фройштетер Г. Б. Течение и теплообмен неньютоновских жидкостей в трубах. – Киев: «Наукова Думка», 1990.
2. Харламов С.Н., Терещенко Р.Е., Исследование конвективного теплообмена при сложном течении неньютоновских сред в трубах. Труды пятой национальной конференции по теплообмену. – М.: МЭИ, 2010
3. Bird R.B., Armstrong R.C. and Hassager O. Dynamics of Polymeric Liquids. Fluid Dynamics, 2-nd edition, Vol. 1.- Wiley. – New York, 1987
4. Шульман З. П. Конвективный тепломассоперенос реологически сложных жидкостей. – М.: «Энергия», 1975.
5. Седов Л. И. Механика сплошной среды. – М.: «Наука», 1973.
6. Carreau P.J. Dekee D. and Chabra R.P., Rheology of Polymeric Systems: Principles and Applications. – Hanser, Munich, 1997.
7. Уилкинсон У.Д., Неньютоновские жидкости. – пер. с англ./Под ред. акад. А.В. Лыкова. – М.: Мир, 1964.
8. Смольский Б.М., Шульман З.П., Гориславец В.М. Реодинамика и теплообмен нелинейно-вязкопластичных материалов. – Минск: Наука и техника, 1970.

С е к ц и я 18

ГЕОЭКОЛОГИЯ, ОХРАНА И ЗАЩИТА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ. ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ В ГЕОЭКОЛОГИИ

ВОЗДЕЙСТВИЕ ХРОМОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ НА ЗДОРОВЬЕ НАСЕЛЕНИЯ И ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ (НА ПРИМЕРЕ Г. АКТОБЕ, РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН)

Ж.М. Алдонгарова

Научный руководитель профессор Н.В. Барановская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В работе обобщены результаты многолетних исследований различных авторов по оценке воздействия на окружающей среду и здоровье населения в районе по добыче и переработке хрома.

Город Актобе является признанным центром хромовой промышленности Республики Казахстан. АО «Актюбинский завод хромовых соединений» и Актюбинский завод ферросплавов, производя ценную для экономики страны продукцию, загрязняют окружающую среду комплексом токсичных элементов, среди которых имеются вещества, *обладающие канцерогенных эффектом*, в частности **шестивалентный хром**.

Актюбинский завод феррохрома расположен на расстоянии 1000 м к северо-востоку от жилых массивов г. Актобе и 700 м от дачи городских жителей. С восточной стороны Актюбинского завода феррохрома протекает река Илек, на юго-востоке расположена ТЭЦ, а с юго-западной стороны примыкают Актюбинский завод хромовых соединений и различные строительные организации.

Таблица 1

Выбросы в атмосферу соединений металлов (тонн/год) [4]

Хим. эл.	Время наблюдений							
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Fe	286	286	286	286	286	286	286	286
Mn	55,9	62,2	69,69	88,68	150,5	202	301	220
Cr^{+6}	7804,1	6090	9661,2	8886,5	9672	6839	5741	5485
Cr^{+3}	198631	122758	121628	196266	122758	174228	157447	122758
Mg	140233	131214	119545	141228	140019	139740	134686	131027
V	1,0	1,55	1,64	1,76	1,68	1,59	1,63	1,68
Σ	347011	260411,7	250191,5	346756,9	272887,2	321296,6	298462,6	259777,7

Как следует из представленных данных, за исследуемый промежуток времени наблюдается тенденция к снижению выбросов Cr^{+6} и Cr^{+3}; валовые выбросы Mn и V, напротив, увеличились; а Fe и Mg остались практически на одних и тех же уровнях.

Самые высокие концентрации шестивалентного хрома в речной воде р. Илек наблюдались ниже устья р. Дженишке, где максимальные концентрации достигали 5 мг/л, при среднегодовых – 2,1-2,4 мг/л [1].

На территории области отмечается увеличение с каждым годом числа предприятий, загрязняющих атмосферу, и источников выбросов вредных веществ.

Источниками загрязнения окружающей среды хромом, помимо предприятий по добыче и переработке хромовых руд, являются также горнодобывающие, машиностроительные, металлообрабатывающие, текстильные заводы и фабрики. Сжигание бурых каменных углей сопровождается значительным поступлением хрома в атмосферу. Вокруг этих крупных промышленных предприятий могут формироваться техногенные хромовые биогеохимические провинции с повышенным содержанием этого металла в воздухе, почве, воде, продуктах питания растительного и животного происхождения [2,3].

Хром и его соединения могут поступать в организм человека через легкие, желудочно-кишечный тракт, слизистые оболочки, кожу.

В структуре заболеваемости взрослого населения жителей промышленной зоны г.Актобе преобладают болезни крови и кроветворных органов, пищеварительной системы и органов дыхания, встречающиеся соответственно в 2,5, 2,6 и 1,4 раза чаще, чем у жителей, не контактирующих с хромом.

В Актюбинской области в 77,7% случаев среди детей до 1 года выявлено пониженное содержание гемоглобина в крови, из них 62,1% оценивается как анемия средней степени тяжести.

В исследованиях Молдашева Ж.А., проведенных еще в конце 80-х годов, было убедительно показано ухудшение состояния здоровья детского населения, проживающего в районе, подверженном воздействию выбросов АЗФ и АЗХС в сравнении с состоянием здоровья детей контрольного района (показатели заболеваемости, уровень смертности детей первого года жизни [5]).

Актюбинскими исследователями еще в конце 80-х - начале 90-х годов было установлено, что наиболее часто поражаются органы дыхания (пневмонии, бронхиты и др.). На втором месте находятся заболеваний органов пищеварения, в основном болезни желудка (гастриты, язвенные поражения). Далее следуют болезни нервной и мочеполовой системы. Был отмечен рост заболеваний пищеварительной системы, что авторы объясняли загрязнением окружающей среды хромом.

Исследователи связывают выявленные высокие уровни патологической пораженности школьников и особенности структуры патологий с действием специфического загрязнения окружающей среды хромом.

Таким образом, техногенное загрязнение окружающей природной среды хромом и его соединениями оказывает непосредственное влияние на состояние здоровья взрослого и детского населения. Ухудшение медико-демографических показателей, рост инвалидности и заболеваемости населения, проживающего в этом регионе, напрямую сопряжено с пагубным воздействием химических веществ, среди которых особое место отводится хрому. Последний, поступая в организм из различных сред, приводит к значительным обменным нарушениям и дисбалансу в иммунной системе, которые, в свою очередь, ухудшают течение основного заболевания и способствуют развитию многочисленных осложнений.

Таблица 2

Индивидуальный канцерогенный риск для детского населения при комплексном поступлении поллютантов (по «Токсикология хрома и его соединений», Мамырбаев А.А. , 2012г.) [4]

Канцероген	1 район (экологически неблагоприятный)	2 район (относительного экологического благополучия)	Город	Приоритетность
Питьевая вода				
Хром	-	-	4,10E-05	Средний
Свинец	-	-	1,50E-06	Низкий
Никель	-	-	8,00E-06	Низкий
ИТОГО	-	-	5,05E-05	Средний
Атмосферный воздух				
Хром	1,10E-02	4,60E-03	7,90E-03	Высокий
Свинец	1,00E-07	1,20E-06	1,30E-06	Низкий
Никель	5,00E-07	3,00E-07	5,00E-07	Низкий
ИТОГО	1,10E-02	4,00E-03	7,90E-03	Высокий
Почва				
Хром	3,10E-02	3,00E-03	1,30E-02	Высокий
Свинец	4,00E-05	1,80E-04	9,00E-05	Средний
Никель	6,80E-03	3,40E-03	5,10E-03	Высокий
ИТОГО	3,78E-02	6,58E-03	1,82E-02	Высокий
Суммарный риск	4,88E-02	1,12E-02	2,61-02	Высокий

Примечание: «-» - не определяется риск

Литература

1. Мамырбаев А.А., Карашова Г.И., Каримова И.Т., Сатыбалдиева У.А. Медико-социальные аспекты формирования здоровья населения урбанизированного города. // Гигиена труда и медицинская экология, 2010. – №2(27). – С. 42-47.
2. Грушко Я.М. Соединения хрома и профилактика отравлений ими. – Москва, 1964. – 297 с.
3. Михеев И.И. Хром и его соединения. // Вредные вещества в промышленности. – Ленинград, 1977. – Т. 3. – С. 15-17.
4. Засорин Б.В., Мамырбаев А.А. Характеристика канцерогенного риска для здоровья детского населения урбанизированных территорий. // В сб. Современные проблемы гигиенической науки и медицины труда. Всероссийская научно-практическая конференция с международным участием. – Уфа, 2010. – С.128-132.
5. Ершов В.Г. Вопросы гигиены труда при производстве легированных сталей в электрометаллургических цехах. // Гигиена труда и профзаболевания., 1962. – №2. – С. 3-10.

ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НЕФТЕРАЗЛИВОВ НА РАСТИТЕЛЬНЫЙ ПОКРОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СПУТНИКОВЫХ ДАННЫХ

М.Н. Алексеева, И.Г. Ященко

Научный руководитель заведующая научно-исследовательским информационным центром И.Г. Ященко

Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

Вследствие наружной, включающей атмосферную, почвенную, биологическую и др., коррозии металла, происходит 30 - 35 % общего числа отказов магистральных нефтепроводов. Анализ официальных данных по аварийности в системе нефтесбора на территории Ханты-Мансийского АО (ХМАО) показал, что за последние годы в среднем происходит около 4000 аварий в год. Так, за 2009 г. было зарегистрировано 4797 аварий, из них 2417 аварий на нефтепроводах и 2380 аварий на водоводах. Общая масса загрязняющих веществ, попавших в окружающую среду, составила 5781,4 т, площадь загрязнения - 229,6 га. Почвы нефтезагрязнений в основном содержат углеводороды, хлориды и сульфаты пластовых вод [7]. В связи с вышеизложенным целью данной работы явилось применение космических снимков (КС) и спутниковых данных для оценки экологического риска

воздействия нефтеразливов на растительный покров нефтедобывающих территорий Западной Сибири. Объектом исследования послужили территории Советского (Томская область), Ватинского, Самотлорского и Вахского (ХМАО) нефтяных месторождений. В рамках поставленной цели с использованием КС решались задачи:

– Оценка вероятности нефтеразливов и нефтезагрязнения земель на основе архивных спутниковых и погодных данных.

– Оценка состояния и изменения растительного покрова на техногенно-нарушенных территориях на основе вегетационного индекса.

В работе нами использовались КС, полученные со спутника TERRA сканером MODIS, архив которых содержит результаты первичной обработки КС и их тематической обработки, и спутника Landsat сканером ETM+. В сети ИНТЕРНЕТ доступны КС Landsat и тематические продукты MODIS: MOD11A1 – температура поверхности Земли и MOD13Q1 (далее обозначенный в статье NDVI MODIS) - вегетационный индекс за 16 – дневный период. Доступные в сети ИНТЕРНЕТ NDVI MODIS имеют разрешение 250 м на местности и рассчитаны зарубежными специалистами Goddard Distributed Active Archive Center (DAAC) по данным, прошедшим атмосферную коррекцию [4]. Атмосферная коррекция КС, полученных со спутника Landsat проводилась авторами работы с использованием метода [8] путем преобразования исходных значений пикселов в спектральную яркость и далее в коэффициенты отражения с учетом влияния атмосферы. В случае высокой облачности на КС Landsat были созданы векторные маски облаков, которые вырезалась из растрового изображения. В работе использованы из сети ИНТЕРНЕТ архивы метеорологических наблюдений г. Нижневартовска [1, 2], содержащие показатели погодных условий - значения температуры приземного слоя воздуха, относительной влажности и точки росы. Обработка КС и пространственный анализ проводились с использованием геоинформационных программ ArcGIS, ERDAS Imagine, ArcView.

В работе проводится оценка вероятности возникновения влажной и мокрой атмосферной коррозии трубопроводов с применением архивных данных: температуры поверхности Земли, полученной с использованием MOD11A1; относительной влажности воздуха и точки росы, полученных из источников [1, 2]. Точка росы определяется относительной влажностью воздуха - чем выше относительная влажность, тем точка росы выше и ближе к фактической температуре воздуха. Если точка росы воздуха выше, чем температура подложки (в нашем случае поверхность нефтепровода - металл), то на подложке будет иметь место конденсация влаги [3, 5]. По данным MOD11A1, полученных 17.07.2007 г., было определено, что в этот день возможная вероятность атмосферной коррозии нефтепроводов на рассматриваемой территории вышеперечисленных нефтяных месторождений ХМАО высока. Минимальная температура поверхности Земли, определенная по MOD11A1 в понижениях рельефа исследуемых месторождений составила 16 ^{0}C, а температура точки росы 16,7 ^{0}C, из чего следует вероятность конденсации влаги на поверхности нефтепроводов и возникновения влажной и мокрой атмосферных коррозий. Действительно, по данным архива погодных условий метеорологических наблюдений в г. Нижневартовске 18.07.2000 в 17 часов относительная влажность воздуха составила 71 % и наблюдалась облачность.

Оценка состояния и изменения растительного покрова на механически нарушенных, в результате строительства и эксплуатации объектов нефтедобычи участках была проведена с использованием NDVI MODIS, на нефте и соле- загрязненных участках по NDVI, рассчитанных авторами работы по КС Landsat. На рисунке приведены средние значения NDVI MODIS, определенные для типов растительного покрова и механически нарушенных участков. Показано, что наибольшие значения NDVI MODIS рассчитаны для темнохвойных и мелколиственных лесов в июле 2000 и 2007 гг. (0,8), а наименьшие значения NDVI MODIS - для вторичной растительность на месте механических нарушений лесов и болот, значения которых в сентябре 2001 г. составили 0,4 - 0,5. Следует отметить, что точность NDVI вторичной растительности на месте механических нарушений лесов и болот, и в местах техногенных грунтов составляет 60 % вследствие низкого (250 м) разрешения NDVI MODIS.

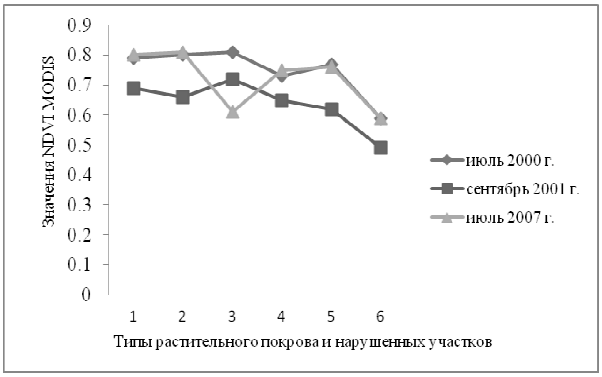


Рис. Средние значения NDVI MODIS типов растительного покрова и механически нарушенных участков Обозначения типологических единиц растительного покрова и механически нарушенных участков: 1 - хвойный лес, 2 - мелколиственный лес, 3 – пойменные экосистемы, 4 – моховые и травяные болота, 5 - вторичная растительность на месте механических нарушений лесов и болот, 6 – техногенные грунты коридоров нефтепроводов

Нами исследована взаимосвязь NDVI MODIS на месторождениях Западной Сибири с погодными условиями за вегетационный сезон. Рассчитан коэффициент корреляции между значениями NDVI MODIS типов растительности и нарушенных участков за 2000, 2001, 2007 гг. с соответствующими значениями температуры и относительной влажности, усредненными за 16-дневный период в соответствии с датами NDVI MODIS (табл.).

Таблица

Коэффициенты парной корреляции между значениями NDVI MODIS и значениями «относительной влажности» и «температурой приземного слоя воздуха» (Обозначения типов растительного покрова и нарушенных участков см. на рис. 1)

Погодные показатели	NDVI MODIS типов растительного покрова и нарушенных участков					
	1	2	3	4	5	6
относительная влажность воздуха (%)	0,5	0,5	-0,8	0,6	0,4	0,4
температура приземного слоя воздуха (^{0}C)	0,8	0,7	-0,6	0,8	0,7	0,6

Значения NDVI MODIS, за исключением пойменных экосистем под номером 3 на рис. 1, типологических единиц растительного покрова (номера 1, 2, 4 и 5 на рис. 1) и механически нарушенных участков (номер 6 на рис.1) имеют положительную корреляционную взаимосвязь со значениями показателей погодных условий. Наблюдается положительная корреляция NDVI MODIS с температурой приземного слоя воздуха, где коэффициенты корреляции составляют от 0,6 на нарушенных участках до 0,8 в хвойных лесах и на болотах. Коэффициенты корреляции NDVI MODIS с относительной влажностью составляют от 0,4 на нарушенных участках до 0,6 на болотах. Низкие значение коэффициента корреляции NDVI MODIS с показателями погодных условий на нарушенных участках свидетельствуют о меньшей их взаимосвязи по сравнению с ненарушенными участками. В целом, полученные закономерности (табл. 1) не противоречат положению о взаимосвязи NDVI с изменениями климата [6].

Таким образом, показана возможность расчета вероятности коррозии нефтепроводов и оценка экологического состояния растительного покрова нефтезагрязненных территорий по спутниковым данным.

Литература

1. Архив погодных условий [Электронный ресурс]: данные. Режим доступа: http://meteo.infospace.ru/, свободный.
2. Архив погодных условий [Электронный ресурс]: данные. Режим доступа: http://rp5.ru, свободный.
3. Атмосферная коррозия [Электронный ресурс]: химическая энциклопедия. Режим доступа: http://dic.academic.ru/dic.nsf/enc_chemistry/425, свободный.
4. Афонин С.В., Белов В.В., Соломатов Д.В. Физические основы и результаты применения RTM-метода в задачах ИК зондирования Земной поверхности из космоса // Современные проблемы дистанционного зондирования Земли из космоса, 2009. – Т 6, №1. – С. 22-32.
5. Влажный воздух. Состав и свойства. – СПб.: СПбГАХПТ, 1998. – 146 с.
6. Голубятников Л.Л., Денисенко Е.А. Взаимосвязь вегетационного индекса с климатическими параметрами и структурными характеристиками растительного покрова // Известия РАН. Физика атмосферы и океана, 2006. Т.42. – №4. – С.524-538.
7. Информационный бюллетень «О состоянии окружающей среды Ханты – Мансийского автономного округа – Югры в 2008-2009 годах». – Ханты- Мансийск: Мониторинг, 2010. – 130 с.
8. Skirvin S. M. 2000. Notes on COST_ETM7 Atmospheric and Radiometric Correction Script [Электронный ресурс]: программа. Режим доступа: (http://gis-lab.info/other/atcor.zip), свободный.

ИСТОРИКО-ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ – МЕТОД ИССЛЕДОВАНИЯ АНТРОПОГЕННОЙ ЭВОЛЮЦИИ ГЕОСИСТЕМ (НА ПРИМЕРЕ ЮГО-ВОСТОКА БЕЛАРУСИ)

С.В. Андрушко

Научный руководитель доцент А.П. Гусев

Гомельский государственный университет имени Ф. Скорины, г. Гомель, Беларусь

Историко-геоэкологический анализ позволяет исследовать особенности антропогенного преобразования геосистем и оценить их антропогенную трансформацию на различных этапах развития. Историко-геоэкологический анализ – это метод исследования пространственно-временных закономерностей взаимодействия общества и окружающей среды. Исследования антропогенной эволюции геосистем связаны с использованием геоэкологического и ландшафтно-исторического подходов и направлены на изучение всех факторов воздействия на геосистемы посредством различных видов природопользования за всю историю освоения того или иного региона.

Под эволюцией (или развитием) геосистем понимается направленное, необратимое развитие геосистемы, в ходе которого происходит коренное изменение ее структуры и функционирования, приводящее к смене инварианта. Эволюционные изменения современных геосистем предполагают кардинальное изменение их структуры и определяют состояние среды обитания человека и качество жизни. Геоэкологическим аспектом исследования эволюции геосистем является оценка экологического состояния геосистем на различных этапах их

освоения, начиная от появления первых существенных антропогенных вмешательств и до настоящего времени, а так же прогноз их возможного развития в будущем.

Историко-геоэкологический анализ антропогенной эволюции геосистем включает в себя: анализ природно-ландшафтных условий территории; анализ изменения системы расселения в ходе антропогенного освоения; анализ изменений особенностей природопользования; учет факторов антропогенной трансформации геосистем и их геоэкологическую оценку; оценку изменения средообразующих функций геосистем; оценку геоэкологического риска, обусловленного эволюционными изменениями геосистем. Итоговым критерием геоэкологической оценки антропогенной трансформации геосистем выступает геоэкологический риск, оцениваемый по серии факторов. Обобщенный алгоритм метода приведен на рис.

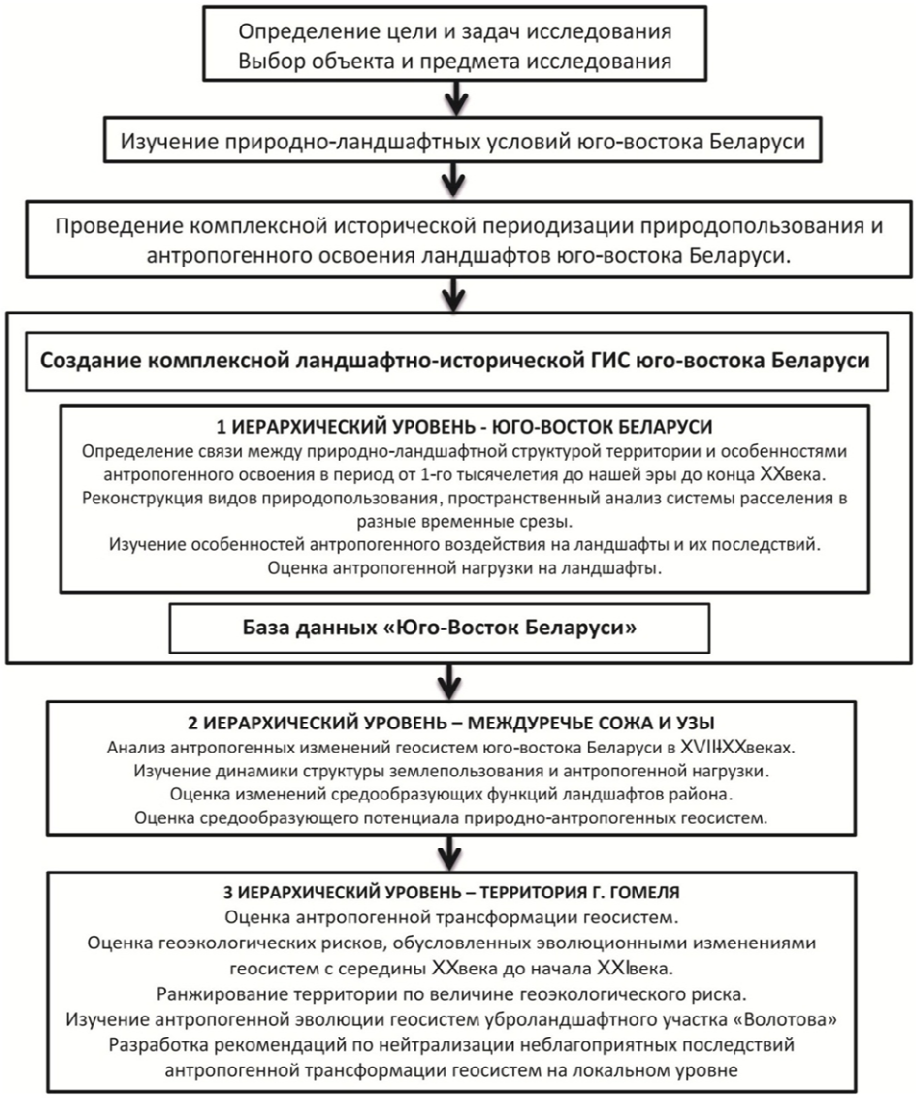


Рис. Алгоритм историко-геоэкологического анализа антропогенных изменений геосистем юго-востока Беларуси

Исследования проводились на трех иерархических уровнях, что обусловлено спецификой объекта исследования и особенностями изменения его свойств в ходе антропогенного преобразования. Для выяснения истории антропогенного освоения юго-востока Беларуси проведена историческая периодизация с учетом особенностей хозяйства, землепользования, расселения, антропогенной трансформации ландшафтов и их экологических проблем.

В рамках исследования проводился сопряженный анализ источниковедческой базы, отражающей ландшафтные, палеогеографические и археологические исследования юго-востока Беларуси; определены связи между природно-ландшафтной структурой территории и особенностями антропогенного освоения; проведена реконструкция видов природопользования в разные временные срезы, а так же инвентаризация факторов антропогенного воздействия на ландшафты и их последствия; оценена антропогенная нагрузка на ландшафты; изучены изменения антропогенного воздействия в ходе истории освоения ландшафтов юго-востока Беларуси.

Изучение динамики структуры землепользования и антропогенной нагрузки, анализа антропогенных факторов трансформации геосистем, оценки изменений средообразующих функций природных и природно-антропогенных геосистем. Оценка средообразующих функций геосистем проводилась на основе определения экспертных оценок функций и их суммы с учетом средообразующей способности различных форм землепользования. Суммарная оценка средообразующих функции рассматривалась как величина средообразующего потенциала природно-антропогенных геосистем модельного района.

В ходе длительного антропогенного воздействия накапливающиеся преобразования приводят к необратимой трансформации геосистем. Особенно ярко данные процессы прослеживаются в пределах наиболее освоенных урбанизированных территорий. Исходя из этого, необратимые изменения природно-антропогенных геосистем оценивались на локальном уровне в пределах территории г. Гомеля.

Для геоэкологического анализа геосистем локального уровня на территории города Гомеля выделено 17 урболандшафтных участков, для каждого из которых характерны определенные природно-ландшафтные условия и особенности застройки (тип градостроительного использования). Для участков оценен геоэкологический риск, обусловленный эволюционными изменениями геосистем, по двум группам факторов: по факторам, обусловленным деградацией экологического каркаса и нарушением его средообразующих свойств, и по факторам, обусловленным техногенным преобразованием морфолитогенной основы. Оценка риска, обусловленного состоянием экологического каркаса, выполнялась по ряду показателей: фрагментация лесного массива; площадь древесных насаждений; площадь зеленых зон (леса, кустарники, луга); площадь застроенных земель. Для оценки риска, связанного с техногенной трансформацией морфолитогенной основы, использовались показатели: пораженность территории экзогенными геологическими процессами; удельная площадь техногенных грунтов; вертикальная трансформация рельефа; удельная площадь высотной (6-18 этажей) застройки; плотность техногенных коммуникаций. В результате определялся комплексный показатель геоэкологического риска (ГЭР).

Геоэкологическая оценка на локальном уровне показала, что большая часть территории города характеризуется очень низкой и низкой степенью геоэкологического риска. В середине XX века геосистемы со средней степенью риска отсутствовали; в начале XXI века на их долю приходится 31 %. В середине XX века наибольшие значений показателя геоэкологического риска (ГЭР) характерны для исторического центра города и Залинейного района, что связано с их интенсивным градостроительным развитием со второй половины XIX века. В начале XXI века наибольшие значения ГЭР отмечаются в урболандшафтных участках № 10 (Волотова) и № 14 (Залинейный). Эти участки характеризуются высокой плотностью застройки и транспортных коммуникаций и практически полным отсутствием элементов экологического каркаса.

Оценка геоэкологических рисков за 50 лет, с середины XX века до начала XXI века, показала, что основной тенденцией в пределах моренно-зандрового ландшафта являлось разрушение природного экологического каркаса, которое не компенсировалось созданием элементов искусственного экологического каркаса. Урболандшафтные участки в пределах моренно-зандрового ландшафта характеризуются наибольшим риском, обусловленным нарушением средообразующих свойств экологического каркаса. Урболандшафтные участки в пределах пойменных и частично аллювиально-террасированных геосистем, характеризующиеся искусственной морфолитогенной основой, представляют собой зоны повышенного геоэкологического риска, связанного с техногенным преобразованием морфолитогенной основы.

Таким образом, разработанная методика историко-геоэкологического анализа антропогенных изменений и эволюции геосистем позволяет определять закономерности антропогенного преобразования природных геосистем на различных этапах, а так же оценить их необратимые изменения в ходе освоения территории и является наиболее оптимальным методом оценки геоэкологического состояния территории на различных этапах освоения. Итоговым критерием геоэкологической оценки антропогенной трансформации геосистем выступает геоэкологический риск, оцениваемый по серии факторов. Применение данной методики на данной территории ранее не осуществлялось.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ ОЧИСТКИ ТЕХНОГЕННЫХ ВОД ОТ ИОНОВ ТЯЖЕЛЫХ МЕТАЛЛОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КЕРАМИЧЕСКОГО ФИЛЬТРУЮЩЕГО ГРАНУЛИРОВАННОГО МАТЕРИАЛА

О.И. Архипова

Научный руководитель доцент Н.Н. Орехова

Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова, г. Магнитогорск, Россия

Сорбционное извлечение металлов из сточных вод получило достаточно широкое распространение вследствие высокой эффективности и отсутствия вторичных загрязнений. Во многих областях промышленности применяются минеральные сорбенты на основе глин, использующиеся для извлечения из вод тяжелых металлов и сопутствующих загрязнений.

В работе было проведено исследование поглощения металлов керамическим фильтрующим гранулированным материалом, представляющим собой гранулы переменной структуры и размера (рис. 1.). Исходным сырьем для получения сорбента является глинистый материал – каолинит. Сорбент представляет собой смесь оксидов металлов с преобладающим содержанием оксидов кремния и алюминия: Al_2O_3=35-36%, SiO_2=48-50%, MgO=0,6%, Na_2O=0,4-0,6%, Fe_2O_3=0,5-1%, CaO=0,8%, TiO_2=0,7%, прочие примеси + вода= до 13%.

В качестве объемной фазы, из которой осуществлялось извлечение металлов, были использованы растворы с различными концентрациями катионов Cu, Zn и Fe.

Рис. 1 Керамический фильтрующий гранулированный материал

В рамках данной работы изучение сорбции проводилось на модельных и реальных сточных водах. Химический состав модельной воды: C(Fe)=10 мг/л , C(Cu)=5 мг/л , C(Zn)=10 мг/л , pH=4-6. Химический состав реальных сточных вод указан в таблице 4.

Перед началом эксплуатации сорбент был активирован путём последовательного замачивания в течение 2 часов в 3%-х растворах $MgSO_4$ и Na_2CO_3.

Для изучения сорбционных свойств были проведены сравнительные опыты в статических и в динамических условиях, результаты которых показали, что сорбция в статических условиях малоэффективна.

Для проведения сорбции в динамических условиях были собраны модельные установки, показанные на рисунке 2.

а) сорбционная колонка ***б) сорбционная колонна с отбором проб по высоте***

Рис. 2 Лабораторные установки:
1–исходная емкость с раствором; 2-фильтрующий материал; 3-поддерживающая сетка; 4–кран; 5–колонка; 6–мерная емкость; 7–штатив

На первом этапе исследования сорбции металлов из модельных вод было проведено изучение влияния высоты загрузки на эффективность очистки и остаточную концентрацию тяжелых металлов. Результаты эксперимента представлены в таблице 1.

Таблица 1

Эффективность очистки при разной высоте загрузки

Высота загрузки, см	10	20	30	40	50	60
Э(Fe), %	76,90	78,00	82,80	84,60	95,70	96,10
Э(Cu), %	84,00	87,40	86,20	89,80	91,00	93,00
Э(Zn), %	73,60	80,60	86,00	90,00	94,60	94,50

Согласно таблице 1 остаточная концентрация с увеличением высоты загрузки убывает. Высокая эффективность очистки (более 90%) достигается при высоте загрузки, большей 50 см, поэтому для проведения дальнейших опытов была выбрана именно эта высота.

На втором этапе исследований была изучена зависимость эффективности очистки от скорости пропускания трехкомпонентного модельного раствора. Результат изучения данной зависимости приведен в таблице 2.

Таблица 2

Эффективность очистки при разной скорости фильтрования

Объемная скорость фильтрования, мл/мин	2,5	5,0	7,5	10,0
Э(Fe), %	96,80	95,70	96,40	96,30
Э(Cu), %	91,80	91,00	88,40	87,60
Э(Zn), %	95,50	94,60	93,30	92,60

С учетом достижения максимальной производительности установки при максимально возможных показателях очистки, оптимальная скорость фильтрования составила 5 мл/мин, что соответствует линейной скорости, равной 1,7 м/ч, и времени контакта фаз 17,6 минут.

Определённая по оптимальной продолжительности контакта скорость фильтрования воды в промышленных установках для очистки в сорбционном фильтре со средним диаметров Д =1500 мм и высотой Н=2000 мм [3] при высоте загрузки 0,75-0,80Н составила 9,03м^3/ч (табл.3).

Таблица 3

Расчет оптимальной скорости фильтрования

Оптимальное время сорбции, мин	17,60
Высота слоя загрузки в фильтре, м	1,50
Площадь сечения адсорбера, м^2	1,77
Линейная скорость фильтрования раствора, м/ч	5,10
Объемная скорость фильтрования, м^3/ч	9,03

Следующим этапом исследования было изучение влияния времени контакта на изменение pH.

Проанализировав известные из литературных источников данные со значениями pH начала осаждения гидроксидов металлов [2], можно сделать вывод, что образование осадка гидроксида железа начнется при pH=1,5-2,3, гидроксида меди при pH=4,2-6,2, гидроксида цинка при pH=5,4-6,4. Для эффективного комплексного извлечения металлов необходимо достижение pH жидкой фазы в порах фильтрующей загрузки более 6,4, а оптимальным pH полного осаждения является pH=9 [2].

Изучение кинетики показало, что за 15-20 минут контакта изменение ΔpH составляет: для раствора медного купороса 8,85-11,6, для раствора цинкового купороса 6,8 – 10,11, для раствора железного купороса 5,74-13,96. Следовательно, этого времени достаточно для достижения pH начала образования гидроксидов меди, цинка и железа при pH исходного раствора. Увеличение времени контакта нецелесообразно из-за снижения производительности промышленных установок.

Для уточнения и проверки полученных результатов был проведен опыт в динамических условиях по извлечению Fe, Cu, Zn и Mn из сточных вод предприятия СФ «УГОК» до и после станции нейтрализации. Вода фильтровалась через сорбент, загруженный в колонну высотой 1,2 м, со скоростью 65-70 мл/мин. Помимо определения металлов в фильтрате, проводился также анализ проб, отобранных через каждые 10 см по всей высоте загрузки. Наименьшему номеру пробы соответствует минимальная высота загрузки (табл. 4).

Таблица 4

Результаты очистки сточных вод СФ «УГОК» от ионов металлов

Проба	$C_{исх}$(Cu), мг/л	C(Cu), мг/л	Э(Cu), %	$C_{исх}$(Zn), мг/л	C(Zn), мг/л	Э(Zn),%	$C_{исх}$(Fe), мг/л	C(Fe), мг/л	Э(Fe), %	$C_{исх}$(Mn), мг/л	C(Mn), мг/л	Э(Mn), %
Вода после отстаивания												
2 л	1,200	0,160	86,7	38,500	15,400	60	20,400	2,900	85,8	8,900	6,300	29,2
4 л		0,150	87,5		19,900	48,3		3,000	85,3		7,200	19,1
6 л		0,150	87,5		25,900	32,7		3,100	84,8		7,000	21,4
8 л		0,060	95,0		16,200	57,9		2,300	88,7		6,100	31,5
Вода перед сбросом в водный объект												
2 л	0,041	0,005	87,8	0,438	0,044	90,0	0,514	0,101	80,4	0,214	0,114	46,7
4 л		0,003	92,7		0,069	84,2		0,091	82,3		0,033	84,6
6 л		0,006	85,4		0,058	86,8		0,054	89,5		0,019	91,1
8 л		0,001	97,6		0,039	91,1		0,043	91,6		0,037	82,7

При увеличении объема пропущенной воды наблюдается тенденция к уменьшению остаточной концентрации, что является следствием дополнительной сорбции металлов на образующихся осадках, что согласуется с данными А.Б. Лебедь, Л.Ф. Акулич и др.[1].

По результатам сделаны следующие выводы: сорбция тяжелых металлов из сточных вод наиболее эффективна при низких концентрациях загрязняющих веществ, поэтому применение сорбции данным материалом на стадии доочистки шахтных вод целесообразно.

При очистке сильно концентрированных вод хуже всего извлекается Zn, слабо концентрированных – Mn. При этом Fe и Cu, обладающие большой токсичностью, извлекаются до уровней ПДК. Для достижения ПДК по марганцу и цинку необходимо организовать двухступенчатую систему очистки, когда один поток последовательно проходит через два фильтра.

Таким образом, проведенные лабораторные испытания показали целесообразность применения керамического фильтрующего гранулированного материала в качестве сорбента для доочистки техногенных вод от ионов тяжелых металлов. Распространению данного материала будут способствовать его доступность и относительная дешевизна.

Литература

1. Акулич Л.Ф., Тимофеев К.Л. Сорбционное извлечение тяжелых металлов из техногенных стоков // Сборник докладов III Межотраслевой конференции «Вода в промышленности-2012». – Москва, 2012. – С.102-105.
2. Лурье Ю.Ю. Справочник по аналитической химии. – Москва: Химия, 1971. – 456 с.
3. Сартакова О.Ю., Горелова О.М. Чистая вода. Традиции и новации. – Барнаул: Алт ГТУ, 2002. – 178 с.

ПОЧВЫ СЕВЕРНОЙ ТАЙГИ НА ПРИМЕРЕ БЕРЕГОВОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Е.В. Баранова
Научный руководитель профессор Н.Ф. Чистякова
Тюменский государственный университет, г. Тюмень, Россия

Береговое нефтегазоконденсатное месторождение приурочено к северо-восточной части Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа. Производственный экологический мониторинг проводился в 2004-2005 г. В эти годы Береговое нефтегазоконденсатное месторождение еще не было введено в промышленную эксплуатацию.

Согласно схеме почвенно-географического районирования территории Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области лицензионный участок Берегового месторождения находится в Нижнеобской провинции болотных мерзлотных почв и подзолов фации холодных, длительно промерзающих почв зоны глееподзолистых и подзолистых иллювиально-гумусовых почв северной тайги Европейско-Западно-сибирской таежно-лесной почвенно-биоклиматической области бореального пояса [1].

На формирование почвенного покрова территории оказывает влияние взаимодействие рельефа, механического состава почвообразующих пород, климата, степени дренированности территории; выраженность процессов заболачиваемости, наличие многолетнемерзлых пород, растительность.

Особенности почвообразующих пород определяют минеральный и химический состав почв, а также механические, водно-физические и другие свойства почв. Рельефообразующие отложения представлены всем спектром рыхлых отложений (пески, супеси, суглинки, илы) нередко с включением обломочного материала, а также торфом.

Климат на исследуемой территории континентальный, характеризующийся суровой продолжительной зимой и коротким прохладным летом. На территории формируются два типа водного режима – промывной и застойный.

Влияние мерзлоты проявляется главным образом, в деформации почвенного профиля, систематических механических перемешиваниях, развитии жил и линз подземного льда. Острова мерзлых пород приурочены в основном к массивам мерзлых торфяников, а также к участкам густо-сомкнутых лесов на суглинках.

Основной особенностью растительного покрова исследуемой территории является преобладание зональных растительных сообществ, представленных хвойными, кустарничково-лишайниковыми и кустарничково-моховыми типами леса.

В пределах исследуемой территории наибольшее распространение получили следующие основные почвообразующие процессы: оглеение с комплексом окислительно-восстановительных явлений и цветовых деформаций почвенной массы; криогенез с комплексом разнообразных криогидрогенных преобразований минералов, динамических напряжений и деформаций с коагуляцией и аккумуляцией химических соединений; накопление и трансформация органического вещества с комплексом процессов торфонакопления, специфического гумусообразования, миграции и закрепления гумусовых веществ; оподзоливание с комплексом процессов растворения минералов и вымывания химических соединений из верхних горизонтов почв под влиянием образуемых при разложении растительности фульвокислот и промывного водного режима на дренированных поверхностях.

Своеобразие геохимических процессов гумусообразования, глееболотных процессов в условиях криогенеза почв и пород в районе исследований определяют специфику условий миграции и аккумуляции, возникающих в почвах: затрудненный отток вещества, накопление недоокисленных продуктов, надмерзлотную ретинизацию.

Значительная часть исследуемой территории находится в пойме рек Бол. Хадырьяха и Вантокойяха с распространением аллювиальных почв, которые характеризуются регулярным (но не обязательно ежегодным) затоплением паводковыми водами и отложением на поверхности почв свежих слоев аллювия.

Наибольшее распространение на исследуемой территории получили следующие типы почв: подзолы иллювиально-железистые языковатые, подзолы торфянисто-глеевые иллювиально-гумусовые, торфяные болотные низинные, торфяные болотные переходные, болотные мерзлотные, аллювиальные дерновые кислые, аллювиальные болотные иловато-торфяно-глеевые.

В ходе проведения производственного экологического мониторинга были отобраны пробы почв, грунтов, поверхностных вод, донных отложений, снежного покрова; в аккредитованных лабораториях выполнены химические анализы, послужившие основой базы данных, необходимых для экоолгической оценки антропогенного воздействия на природную среду и прогнозных оценок состояния окружающей среды под влиянием техногенных нагрузок.

По данным мониторинга, почвы, отобранные на отдельных участках изучаемой территории, загрязнены нефтепродуктами, фенолами, тяжелыми металлами, и другими поллютантами в количествах, несколько превышающих величину предельно допустимых концентраций.

Учитывая, что Береговой газовый промысел с 2003 года не работал в проектном режиме, выявленные показатели загрязнения почвенного покрова на его территории отражают региональный фон Пуровского нефтегазоносного района, где на протяжении нескольких лет ведется интенсивная добыча нефти, газа и конденсата.

На исследуемой территории выявлено наличие антропогенно нарушенных комплексов. Сочетание оголенных, местами загрязненных, грунтов, антропогенно нарушенных почв, антропогенно преобразованных почв, линейных антропогенных объектах на почвенной карте обозначено как антропогенно нарушенные земли (рис.).

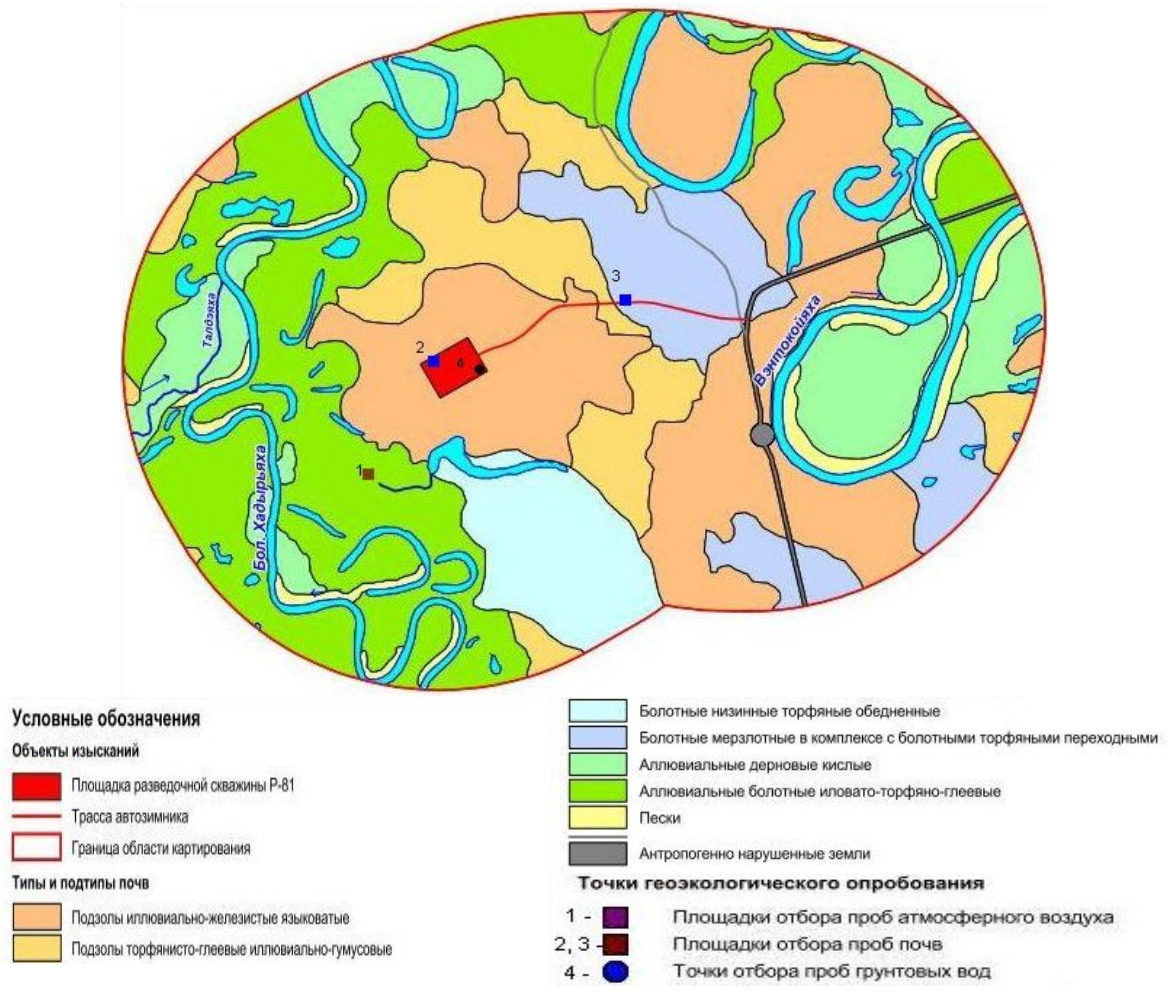


Рис. Карта почв

Литература

1. Атлас Ямало-Ненецкого автономного округа. / Отв. ред. Н. П. Лагутина, Н. И. Островская. – Омск: Федеральное государственное унитарное предприятие «Омская картографическая фабрика», 2004. – 303 с.

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ЗОЛЬНОГО ОСТАТКА ОРГАНИЗМА ЧЕЛОВЕКА

М.А. Белякина
Научный руководитель профессор Н.В. Барановская
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Совсем недавно зольный остаток организма человека стал объектом многочисленных исследований [2]. И это вполне объяснимо, так как биоматериал такого рода отражает состав организма человека в целом, а не отдельных его частей. Как известно, живое вещество состоит преимущественно из кислорода и водорода. А. П. Виноградов установил, что остальная часть представлена большим числом элементов, среди которых C, N, Ca (от 1 до 10%), S, P, K (от 0,1 до 1%), Fe, Mg, Na,Al (от 0,01 до 0,1%). Содержание потенциально токсичных элементов, таких как Zn, Mn, Cu, Cr, Co и многих других ничтожно мало (от 10^{-2} до 10^{-12}%) [1]. Но, несмотря на то, что человек тоже является живым веществом, его состав имеет некоторые отличия, которые являются не до конца изученными. Все элементы в организме человека принято делить на макроэлементы (C, H, N, P, S, Ca, Mg, Na, Cl и другие), микроэлементы (I, Cu, As, F, Br, Sr, Ba, Co и другие) и ультрамикроэлементы (U, Tr, La, Ce и многие другие). Последние присутствуют в организме в столь низких концентрациях, что значение их не установлено [3]. Элементный состав организма человека до сих пор является одной из проблем биогеохимии. Именно поэтому вопрос накопления организмом различных элементов является актуальным и в настоящее время.

В ходе исследований был проанализирован зольный остаток организма человека из двух городов: Санкт-Петербурга и Новосибирска. Для исследования на электронном микроскопе зола предварительно измельчалась в агатовой ступке и уплотнялась.

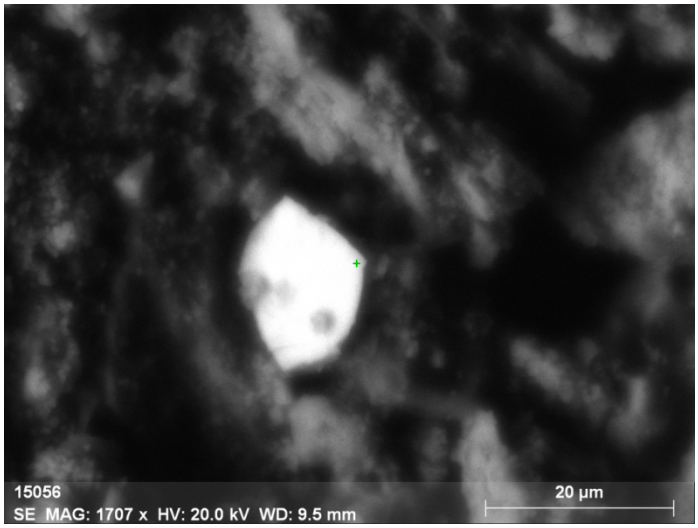


Рис. Фрагмент зольного остатка организма человека г. Санкт-Петербурга под электронным микроскопом

В результате работы был получен набор элементов как макро-, микро-, так и ультрамикросодержания. Широкое распространение в зольном остатке получили такие элементы, как C, O, Ca, K, P, Mg, Na, P, S, Si, Zn. Кроме того, в золе обнаружены Fe, Al, Cl. Эти элементы встречаются в зольном остатке человека как Санкт-Петербурга, так и Новосибирска. Но особый интерес представляют ультрамикроэлементы, которые были обнаружены в золе. Так в пробе из города Санкт-Петербург (рис.) был найден неодим (Nd). В золе города Новосибирск также обнаружен неодим и другие элементы-лантаноиды: церий и лантан.

Таким образом, можно сделать вывод, что в зольном остатке организма человека преобладают жизненно необходимые макро- и микроэлементы, но также встречаются и примесные элементы, роль которых в организме человека пока не изучена.

Научно-исследовательская работа проведена в рамках реализации ФЦП «Научные и научно-педгогические кадры инновационной России» на 2009-2013 годы (проект 2011-1.2.2-141-005-009).

Литература

1. Безуглова О.С., Орлов А.С. Биогеохимия. – Ростов-на-Дону: Феникс, – 2000. – 317 с.
2. Игнатова Т.Н. Региональные биогеохимические особенности накопления химических элементов в зольном остатке организма человека / Т.Н. Игнатова, Н.В. Барановская, Л.П. Рихванов, А.Ф. Судыко // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2010. – Т. 317. – №. 1. – С. 178–183.
3. Кукушкин Ю.Н. Химические элементы в организме человека // Статьи Соровского образовательного журнала в текстовом формате, – URL: www.alhimik.ru/kunst/man's_elem.html [Электронный ресурс]

ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ЛАНДШАФТА НА НЕФТЕПРОМЫСЛЕ ЗА 40 ЛЕТ РАЗРАБОТКИ СОВЕТСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Е.И. Бердина
Научный руководитель доцент Т.А. Гайдукова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Сплошь и рядом загрязнение окружающей среды осуществляется непроизвольно, без определенного умысла. Большой вред природе наносится, например, от потери нефтепродуктов при их транспортировке. До последнего времени считалось допустимым, что до 5 % от добытой нефти естественным путем теряется при ее хранении и перевозке. Это означает, что в среднем в год попадает в окружающую среду до 150 млн. т нефти, не считая различных аварий на нефтепроводах. Все это не могло не сказаться отрицательно на природе [2].

Экологические последствия разливов нефти носят трудно учитываемый характер, поскольку нефтяное загрязнение нарушает многие естественные процессы и взаимосвязи, существенно изменяет условия обитания всех видов живых организмов и накапливается в биомассе. Значительная часть нефтепродуктов попадает в почву, вызывая неблагоприятные изменения ее микроэлементного состава, физико-химических свойств, водно-воздушного и окислительно-восстановительного режимов, нарушение нормального соотношения углерода и азота, приводя к дефициту кислорода, азота и фосфора. На территориях добычи, хранения, переработки нефтепродуктов и на прилегающей площади почвенный покров деградирует и полностью разрушается.

При ежегодной мировой добыче нефти 2 млрд. 500 млн. т. в год теряется около 50 млн. т. или примерно 2 %. Загрязнение земель происходит при добыче нефти, транспортировке ее и ее продуктов, переработке, хранении, заправке машин топливом в результате аварий, утечек, протечек, испарении. Часть пролитых нефтепродуктов, особенно их легкие фракции улетучиваются из самого верхнего слоя почвы, но значительная их часть просачивается вниз, достигает поверхности грунтовых вод и образует зону загрязнения, в которой в разных пропорциях содержатся нефтепродукты и подземные воды [2].

Развитие нефтяной промышленности в Томской области началось в 1962 году с открытием Советского месторождения. В 1966 году оно введено в промышленную разработку. На сегодняшний день здесь пробурено более 2000 скважин разного технологического назначения. Это крупное по запасам углеводородов месторождение находится в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского АО.

Это крупное по запасам углеводородного сырья месторождение находится в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области и в Александровском районе Томской области. Ближайший населенный пункт – г. Стрежевой (в 15 км) является крупным центром нефтедобывающей промышленности (рис.1). За историю развития нефтепромысла Советского месторождения были использованы следующие методы рекультивации земли: 1) активизация почвенных микроорганизмов по деструкции углеводородов, сюда входят рыхление почвы, внесение извести, гипса, высоких доз органических и минеральных удобрений с последующей запашкой, создание мульчированной поверхности из высокопитательных смесей, посев нефтетолерантных; 2) замена загрязненного слоя путем удаления последнего, создают рекультивационный слой способом смешивания замазученных и чистых слоев почвы, вносят органоминеральные и бактериальные активаторы (керамзитовые окатыши, навоз, биодеструкторы), устраивают поглотительно - экранирующие слои под загрязненным слоем из минеральных грунтов и извести, растений повышенными нормами; 3) использование биодеструкторов. Их эффективность обеспечивается активностью микроорганизмов по отношению к углеводородам в условиях хорошей аэрации почв [3].

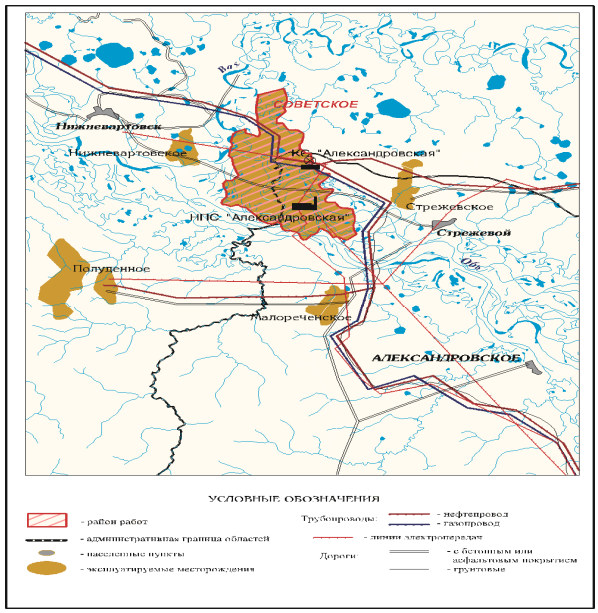


Рис. 1 Схема расположения Советского месторождения

Основные требования к организации и производству буровых работ на Советском месторождении - это безаварийная проводка ствола скважины, качественное обустройство с минимальным повреждением продуктивных пластов при вскрытии, снижение себестоимости метра проходки и минимально возможное техногенное воздействие на окружающую природную среду, недра и подземные воды при обеспечении запланированных объемов бурения. На предприятии разработана программа экологического мониторинга для оценки существующей экологической обстановки на территории Советского месторождения в целях обнаружения, предотвращения и ликвидации негативных экологических последствий, связанных с особенностями добычи, подготовки и транспорта нефти [1].

Таблица

Результаты наблюдений за растениями в разных средах

Дата	Почва с нефтью	Почва без нефти
2 июня	Посеяли редис	Посеяли редис
5 июня	Одиночные всходы	Одиночные всходы
9 июня	Редкие всходы	Густая растительность
13 июня	Высота ростков 2,5 см Листья закручиваются	Густая растительность, высотой 4 см
16 июня	На том же уровне	8 см
19 июня	На том же уровне	10 см
22 июня	Еще часть растений погибла, остальные - без изменений	11 см
25 июня	Без изменений	Без изменений

Отбор и анализ проб поверхностной воды на Советском НМ проведен с целью определения концентрации загрязняющих веществ. В результате наблюдений в поверхностной воде отмечены превышения ПДК для ионов аммония, фосфора, фосфатов, ХПК, $БПК_5$, алюминия, железа, нефтепродуктов.

С целью контроля состояния почвенного слоя на нефтепромысле, мною проведен эксперимент по выращиванию растений в разных средах (см. табл.). Эксперимент проводился с целью: проследить, как влияют разливы нефти на жизнедеятельность растений. В качестве оборудования опыта я взяла 2 ящика с обычной почвой, семена редиса, пресную воду. В один из ящиков с почвой было добавлено 100 мл нефти. Затем я рассадила редис в оба ящика и стала наблюдать за развитием растений. С периодичностью 3-5 дней по мере высыхания поливала каждый ящик водой. Продолжая наблюдения за ростом и развитием растений, мы производили замеры (в см) высоту растений рулеткой через три дня. 5 июня показались одиночные всходы. Но уже 9 июня стало видно, что в ящике с нефтью взошли не все семена, а только половина, а в ящике с плодородной почвой, без нефти была густая растительность. Через 4 дня, 13 июня, я измерила ростки. Вычислила среднюю высоту растений в двух ящиках (см. табл.). Оказалось, что средняя высота ростков в почве с нефтью – 2,5 см, а средняя высота ростков в обычной почве – 4 см. Прошла еще неделя, но высота ростков в почве с нефтью осталась на том же уровне, листья стали закручиваться, а ростки в обычной почве успешно продолжали расти и достигли в высоту – 11 см. К концу эксперимента в ящике с нефтью погибла еще часть растений. Данные измерения я представила в таблице. Свои наблюдения за изменением в развитии растений я подкрепила фотоснимками (рис. 2).

а) ***б)***

Рис. 2 Растения, выращенные в двух средах: а) обычная почва; б) почва с добавлением 100 мл нефти

Вывод: эксперимент показал, что токсичность загрязненной нефтью почвы для роста растений находится в прямой зависимости от ее дозы. Всходы редиса в загрязненной нефтью почве появлялись недружно, через 3 и 4 дня. А через несколько дней и вовсе перестали расти. Я добавила в почву лишь 100 мл нефти, а если учесть, что в среднем в год попадает в окружающую среду до 150 млн. т нефти, не считая различных катастроф с танкерами или нефтепроводами, то можно только представить, к каким последствиям это может привести.

При проведении экологического мониторинга, предприятию необходимо осуществлять контроль за изменениями в геологической среде, за состоянием окружающей природной среды и за состоянием промысловых систем в пределах территории месторождения. При соблюдении недропользователем всех требований нормативных документов и проектных решений, разработка месторождений нефти Советского месторождения окажет минимальное воздействие на неразрабатываемые пласты, обеспечит чистоту водосодержащих горизонтов пресной воды и не нанесет серьезного ущерба окружающей природной среде.

Литература

1. Рутковская Н. В., Окишева Л. Н. Климатический очерк Васюганья. – Томск: Изд. ТГУ, 1966. – 346 с.
2. Хаустов А.П. Редина М.М. Охрана окружающей среды при добыче нефти. – М.: Изд. «Дело», 2006. – 552 с.
3. Евсеева Н.С. География Томской области. Природные условия и ресурсы — Томск: Изд-во Томского ун-та, 2001. – 223 с.

АНАЛИЗ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ РЕАГЕНТНОГО ОСАЖДЕНИЯ ТЯЖЕЛЫХ МЕТАЛЛОВ ИЗ СТОЧНЫХ ВОД ГОРНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

И.В. Бердникова
Научный руководитель доцент Н.Н. Орехова
Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова, г. Магнитогорск, Россия

Проблема очистки сточных вод горных предприятий стоит остро. Такая вода содержит большое количество тяжелых металлов – наиболее опасных загрязнителей. В ходе добычи руд металлов образуются сточные воды, содержащие в себе растворимые соли тяжелых металлов: железа, меди, никеля, цинка и других металлов.

На многих горных предприятиях Южного Урала введены в эксплуатацию станции очистки техногенных вод, где используется химическая очистка от ионов тяжелых металлов, как хорошо зарекомендовавший себя метод [2]. Применяемым реагентом-осадителем в таком случае является известь, как наиболее доступный реагент, производимый самим предприятием. Метод применяют на многих предприятиях РФ и за ее пределами, используется широкий перечень реагентов: химических соединений и отходов производства. Однако подбор новых и более эффективных реагентов для очистки до сих пор является актуальным вопросом. Это связано с рядом причин: 1) сточные воды часто содержат комплексообразователи, которые связывают тяжелые металлы и тем самым ухудшают осаждение гидроксидов при известковании; 2) неблагоприятные токсикологические и экологические свойства, а также дороговизна и неэффективность многих реагентов в широком диапазоне pH; 3) сложность отделения в виде крупных хлопьев и невозможность получения селективных осадков.

Обзор литературы позволил нам выделить следующие основные методы реагентного осаждения тяжелых металлов: известкование, фосфатный, карбонатный (гидрокарбонатный) и сульфидный.

Осаждение гидроксидов металлов раствором известкового молока используется на предприятиях ОАО «Гайский ГОК», ОАО «Учалинский ГОК», ОАО Сибайский Филиал «Учалинский ГОК» и др. Преимущества метода: простота организации и низкая стоимость реагента. Однако очищенная вода не отвечает требованиям ПДК рыбохозяйственных водоемов по многим показателям. На разных предприятиях они колеблются: на одном из них до очистки загрязнение по меди составляло 350-67 ПДКрх, после очистки 50-6,4; по цинку 106-80 и 24,9-2,1; по железу 105-62 и 30-4,5 соответственно, на другом предприятии содержание меди до и после очистки 1660-146 и 370-49; цинка 3050-100 и 90-22; железа 890-200 и 46-5 значений pH соответственно [2].

Фосфатный метод заключается в получении неопасных осадков сточных вод, содержащих тяжелые металлы. Фосфаты значительно менее растворимы, чем гидроксиды тех же металлов [4].

Растворимость сульфидов тяжелых металлов меньше растворимости любых других труднорастворимых соединений – гидроксидов и карбонатов (табл.1). Поэтому глубокая очистка сточных вод от катионов тяжелых металлов возможна путем их осаждения в виде труднорастворимых сульфидов, например при обработке сульфидом натрия [3]. Известны способы использования сероводорода в качестве осадителя, однако практическое применение этого способа снижается из-за токсичности сероводорода, выделяющегося в атмосферу [5].

Таблица 1

Значения pH начала осаждения соединений цинка, никеля, кобальта

Тяжелый металл	pH начала осаждения	
	сульфида	гидроксида
Zn	1,5	5,0
Ni	3,3	4,5
Co	3,3	4,5

При действии карбоната натрия (соды) на сточные воды, содержащие соли тяжелых металлов образуются гидроксокарбонаты.

Хотя осаждение основных карбонатов начинается при более низких значениях pH, чем соответствующих гидроксидов, расход соды на осаждение выше, чем при использовании извести. Это объясняется тем, что при осаждении металлов содой процесс идет через стадию образования гидрокарбонатов и для завершения требуется избыток реагента. К недостаткам соды следует отнести ее относительно высокую стоимость и дефицитность.

Проведенный нами патентный обзор (табл. 2) способов очистки сточных вод от тяжелых металлов, позволил сравнить эффективность реагентной очистки разными способами.

Таблица 2

Особенности реагентных методов осаждения

Метод	Реагент	Особенность	Эффективность очистки					Источник
			Cu	Zn	Fe	Ni	Cd	Пат. РФ №
Известкование	Известковое молоко и флокулянт ПАА	Осаждение ведут при pH 10,5-11,5. Способ обеспечивает повышение качества очищенной воды и эффективности процесса за счет снижения расхода химических реагентов	81,2	85,4	79,3	67,6		2426699
Сульфидный	Полисульфиды щелочных металлов, сероводород	Подача известков-серной суспензии в количестве, эквивалентном молярному содержанию металла в сточных водах, достаточном для образования нерастворимых сульфидов, при pH не ниже 4	94,3	92,3	88,9	85,6	69,7	96102966
Карбонатный	Гидроксид кальция, карбонат натрия	I стадия. Гидроксид кальция. II стадия. Карбонат натрия. Дозированный расход карбоната натрия позволяет регулировать pH осаждения, добиваясь наибольшей полноты осаждения	85,6	90,5	87,2			2294316
Комбинированный	Известковое молоко, карбонат натрия	I стадия. Обработка известковым молоком до pH 4,8-5,4 и карбонатом натрия до pH 6,0-6,5. II стадия. pH осветленных стоков доводят до уровня 7,5-8,0	89,3	87,6	81,2			96116343

Из таблицы видно, что наиболее эффективным методом является сульфидный. Также следует отметить, что важным моментом является применение селективных методов осаждения ионов разных металлов [2].

Несмотря на то, что в сточных водах обычно содержатся катионы нескольких металлов, применение для удаления каждого из них специфического осадителя метода невозможно. Поэтому сточную воду обрабатывают обычно гидроксидом кальция, при этом происходит одновременное осаждение катионов тяжелых металлов в виде гидроксосолей, гидроксидов и карбонатов [3].

Для ускорения осаждения используют флокулянты и коагулянты. В качестве коагулянтов добавляют растворы сульфата алюминия или трехвалентного железа. Соли железа имеют ряд преимуществ: лучшее действие при низких температурах; более широкая область оптимальных значений pH среды; большая прочность образующихся хлопьев.

Итак, в настоящее время наиболее перспективными направлениями реагентного осаждения на горных предприятиях являются: 1. Сочетание различных методов и реагентов для более полного осаждения всех ионов металлов. 2. Применение методов селективного осаждения различных металлов-примесей. 3. Применение реагентов флокулянтов, ускоряющих процесс осаждения. 4. Осаждение и отстаивание с получением осадка, который многократно подвергают контакту со следующими порциями исходного раствора [1].

Литература

1. Воропанова Л.А., Гагиева Ф.А. Патент № 200129130. Способ извлечения ионов меди из водного раствора. – Владикавказ, 2010. – 11 с.
2. Воропанова Л.А., Гагиева Ф.А. Патент № 2428496 Селективное извлечение молибдена (VI) из растворов катионов тяжелых металлов. – Владикавказ, 2011. – 15 с.
3. Временный технологический регламент «Сооружения очистки шахтных и подотвальных вод……». ТР № 12-ОС. – 2012. – 47 с.
4. Крешков А. П. Основы аналитической химии. Книга 2. Теоретические основы. Количественный анализ. – Москва: Химия, 1971. – 458 с.
5. Родионов А.И., Клушин В.Н., Торочешников Н.С. Техника защиты окружающей среды. – Москва: Химия, 1989. – 512 с.

ОСОБЕННОСТИ ТЕКТОНИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И РЕЛЬЕФА ВПАДИНЫ ОЗЕРА БАЙКАЛ

В.П. Бояринцева, А.А. Шерхоева
Научный руководитель аспирант Ю.Г. Никитина
Национальный исследовательский Иркутский государственный технический университет, г. Иркутск, Россия

Впадина Байкала рассматривается как центральное звено Байкальской рифтовой зоны, возникшей и развивающейся одновременно с мировой рифтовой системой. Развитие рифтовой зоны началось после столкновения Евразии с Индийской плитой, произошедшего около 40 млн лет назад. В результате этого столкновения Азиатский континент раздробился на серию плит. На границе малой Амурской и Евразиатской плит в результате их вращения друг относительно друга стала формироваться Байкальская рифтовая зона с глубочайшей Байкальской впадиной (рис. 1).

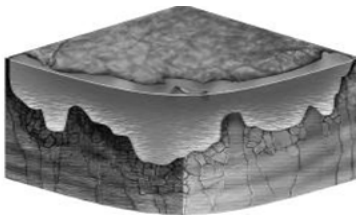


Рис. 1 Объемный рисунок байкальской впадины и продольный разрез озера

Амплитуда рифтовой щели (между наибольшей высотой хребтов и фундаментом впадины Байкала) – 12977 м. Для сравнения: наибольшая глубина океана (Марианская впадина в Тихом океане) – 11022 м. Корни Байкальской впадины рассекают всю земную кору и уходят в верхнюю мантию на глубину 50–60 км. Исследования указывают на аномально высокий разогрев недр под Байкалом. Это глубочайшая котловина земной суши [2].

Зоны наиболее крупных разломов контролируют западный борт рифтовых котловин и представляют собой протяженные системы сбросов с кулисообразной сменой друг друга по простиранию и ветвлением. В рельефе они выражены высокими тектоническими уступами. В пределах оз. Байкал эта система разломов в настоящее время известна как зона Обручевского сброса, амплитуда перемещений коренного фундамента в которой составляет до 10 км.

Для впадины оз. Байкал поле напряжений земной коры характеризуется обстановками растяжения. Исключением является центральная часть Байкальской котловины от северной оконечности о. Ольхон до дельты р. Селенги, где наблюдается растяжение со сдвигом. По данным спутниковой геодезии скорость расхождения бортов котловины друг от друга в центральной части Байкальского рифта составляет 4–6 мм/год. Таким образом, Байкальская котловина может рассматриваться как гигантский раздвиг, величина которого оценивается в 10–15 км, с максимумом в пределах Южно-Байкальской впадины до 25 км.

Что касается рельефа, озеро Байкал находится в своеобразной котловине, со всех сторон окружённой горными хребтами и сопками. При этом западное побережье — скалистое и обрывистое, рельеф восточного побережья — более пологий.

Амплитуды относительных высот в прибайкальской области достигают 800-1000 м, а разница отметок дна Байкала и наиболее высоких вершин на соседних хребтах превышает 4000 м. Байкал со всех сторон окружен горами (рис. 2). На всем протяжении западного берега горные хребты вплотную подступают к Байкалу и почти отвесно обрываются в воду. Поднимаются горы на 1500–2500 м над уровнем воды в озере. Если взглянуть на Байкал с очень большой высоты, перед взором предстанет огромная, продолговатая, зажатая между горами впадина. Гигантским, слегка вогнутым на восток полумесяцем протянулась она далеко на север и северо-восток, в сторону Северо-Байкальского нагорья.

С запада к Байкалу вплотную примыкает Приморский хребет, протянувшийся от пос. Култука на север до реки Сармы. Отдельные вершины хребта достигают абсолютной высоты 1000–1300 м. За долиной реки Сармы Приморский хребет переходит в Байкальский, отдельные остроконечные вершины которого имеют типично альпийский характер и высоту 2500–2600 м. На юге хребет узок, его склон прижимается к самому озеру, к северо-востоку Байкальский хребет отходит от озера.

Наиболее интенсивно сели проявляются в горах Прибайкалья. Мощные селевые потоки с огромной массой перемещаемого материала отмечаются здесь каждые 10–15 лет. За последние 50–60 лет они неоднократно разрушали железную и автомобильную дороги, станционные сооружения, мосты, жилые здания, уничтожали леса, земельные угодья и т.д.

На юге и юго-востоке Байкал ограничен высоким хребтом Хамар-Дабан, который сначала тянется в широтном направлении, а потом резко поворачивает к северу. Высоты хребта достигают 2371 м.

В северной части Байкала восточный борт впадины озера формируют вершины Баргузинского хребта с высотами до 2840 м.

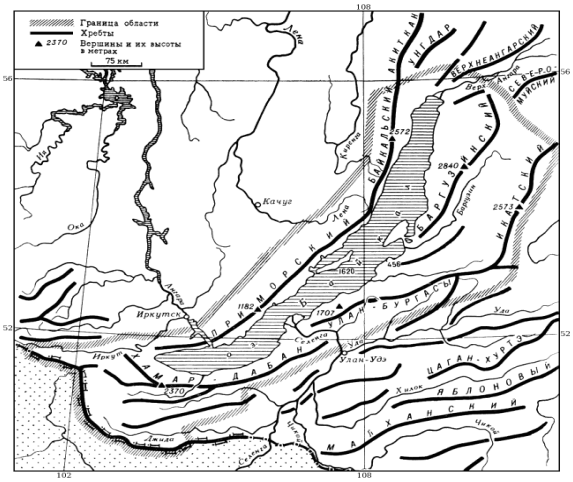


Рис. 2 Орографическая схема Прибайкалья

Берега Байкала в основном двух типов – абразионные и аккумулятивные. В зависимости от характера прибрежного рельефа, горных пород и рыхлого материала, слагающих берега Байкала, они подразделяются на расчлененные и выровненные.

Наиболее разнообразны по процессам формирования расчлененные берега. Среди расчлененных берегов выделяют аккумулятивно-абразионные, приуроченные к моренным равнинам у подножий гор, подвергавшихся особенно сильному четвертичному оледенению. Такие берега свойственны северо-восточному побережью озера (подножие Баргузинского хребта).

Абразионные берега встречаются в местах, где развита делювиально-пролювиальная равнина. Расчлененность берега здесь обусловлена многочисленными конусами выноса, далеко выдвинутыми в озеро и образующими мысы.

Там, где горы, круто обрываясь, непосредственно подходят к озеру и подводный склон имеет значительную крутизну. Эти берега сохранили первичный тектонический рельеф. По конфигурации преобладают берега ровные, особенно широко распространенные на западном побережье, между п. Култук и северной оконечностью о. Ольхон.

Меньшей протяженностью отличаются берега расчлененные, приуроченные к участкам структурно-денудационного рельефа. Типичны они для юго-западного и северо-западного берегов о. Ольхон, берега приольхонского плато со стороны Ольхонских ворот и Чивыркуйского залива.

Аккумулятивные берега менее распространены и приурочены, главным образом, к дельтам; формирование их обусловлено процессами речной и озерной аккумуляции. Сюда относятся берега лагун, возникшие в результате опускания участков прибрежной равнины при крупных землетрясениях, а также залив Провал и более древние заливы - Посольский сор и Сор Черкалов [1].

В Байкале развиты прибрежные мелководья (шельфы), подводные склоны; выражено ложе 3 котловин озера; имеются подводные банки и подводные хребты. Ширина прибрежного мелководья в Байкале в разных районах – от нескольких десятков метров до нескольких сот, в придельтовых участках рек Селенги, Верхней Ангары, Баргузина – до нескольких километров. Общая площадь мелководных районов озера составляет около 3% площади Байкала (около 900 км^2) [2].

На берегах Байкала также широко развиты скальные обвалы и осыпи, чему способствуют интенсивные процессы физического выветривания, атмосферные осадки и высокая сейсмичность. Для склонов южного Байкала характерны следующие объемы обвалов: до 5 куб.м – 68% от числа зарегистрированных случаев, до 50 куб.м – 18%, до 1000 куб.м – 12%, более 1000 куб.м – 2%. Крупные обвалы наблюдались во время землетрясений 1902, 1904, 1929, 1959 гг. Процесс абразии берегов, а также сопутствующие им оползневые и оплывные явления создали реальную угрозу полотнам железной и автомобильной дорог, линиям связи, портовым и причальным сооружениям, рыбзаводам и населенным пунктам. Со времени повышения уровня воды Байкала неоднократно осуществлялись переносы автомобильной и железной дорог, линий связи и населенных пунктов из зоны разрушения берегов.

Литература

1. Галазий Г. И. Байкал: Атлас / Гл. ред. Г.И. Галазий. – М., 1993. – 160 с.
2. Геология Байкала // Информационный портал Байкал-Lake. Режим доступа: http://www.baikal-center.ru/books/element.php?ID=1120
3. Черский И. Д. О результатах исследования озера Байкала / ред. И. В. Мушкетов. – СПб, 1886. – 48 с.
4. Беркин Н.С. Байкаловедение : Учеб. пособие / Н. С. Беркин, А. А. Макаров, О. Т. Русинек. – Иркутск : Изд-во Ирк. гос. ун-та, 2009. – 291 с.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СОВРЕМЕННЫХ КОМБИНИРОВАННЫХ ОКИСЛИТЕЛЬНЫХ МЕТОДОВ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМ ОЧИСТКИ ВЫСОКОТОКСИЧНЫХ СТОЧНЫХ И ОБОРОТНЫХ ВОД ЗИФ

С.Л. Будаев, Б.А. Цыбикова
Научный руководитель заведующая лабораторией А.А. Батоева
Байкальский институт природопользования СО РАН, г. Улан-Удэ, Россия

Наиболее распространенным методом извлечения золота из руд и концентратов является цианидное выщелачивание, также известное как процесс Макартура-Фореста [3]. Процессы выщелачивания связаны с постоянным накоплением отходов, что представляет реальную угрозу загрязнения окружающей среды токсичными компонентами. Основными загрязнителями являются сточные воды и хвосты золотоизвлекательных фабрик (ЗИФ), содержащие значительное количество цианидов, тиоцианатов, гексацианоферратов, тиосульфатов, ионов тяжелых металлов, мышьяка, ртути и т.д. с сильно выраженными токсическими свойствами [1]. Без преувеличения можно сказать, что проблема утилизации и обезвреживания таких сточных вод в настоящее время является наиболее острой в мировой золотодобывающей промышленности. К решению данной проблемы подходят с самых различных позиций, исходя из конкретных условий, в которых находится то или иное предприятие. Наиболее радикальным решением проблемы предотвращения загрязнения окружающей природной среды сточными водами является внедрение замкнутых систем производственного водоснабжения с организацией локальных схем очистки оборотных вод. Внедрение водооборота требует разработки эффективных методов очистки оборотных вод, обеспечивающих не только возврат воды необходимого качества, но и извлечение ценных компонентов [2]. Так как сточные воды ЗИФ содержат в значительных концентрациях цианиды и тиоцианаты как в виде простых солей, так и их комплексов с другими металлами, то наиболее целесообразным и с экономической и с экологической точек зрения являются методы обработки, направленные на регенерацию цианистого натрия, который можно вернуть в основной технологический процесс. Современными и высокоэффективными методами удаления загрязнителей различной природы, содержащихся в указанных промстоках, являются процессы, основанные на использовании свободных радикалов в качестве окислителей, получившие название комбинированных окислительных методов (Advanced Oxidation Processes – AOPs) [5]. Наибольшее внимание привлекает использование пероксида водорода как экологически чистого универсального окислителя.

При окислении тиоцианатов пероксидом водорода в кислой среде (pH<3) образуются цианистоводородная кислота и сульфат-ион [5]:

$$SCN^- + 3H_2O_2 \rightarrow SO_4^{2-} + HCN + H^+ + 2H_2O, \quad (1)$$

Образующаяся HCN кислота далее может подвергаться отдувке с последующим поглощением цианистоводородной кислоты в щелочном растворе. Таким образом, можно вернуть обратно в производственный цикл дополнительное количество дорогостоящего цианида натрия.

В присутствии металлов переменной валентности можно индуцировать диспропорционирование перекиси водорода с образованием высокоактивных гидроксильных радикалов (E^o = 2.87 В), которые с высокой скоростью реагируют со многими загрязнителями органической и неорганической природы. Наиболее эффективными являются железо-пероксидные системы, именуемые в зарубежной литературе как системы Fenton и Fenton-like, соответственно [7]:

$$Fe^{2+} + H_2O_2 \rightarrow Fe^{3+} + OH\cdot + OH^-, \quad (2)$$

$$Fe^{3+} + H_2O_2 \rightarrow Fe^{2+} + OOH\cdot + H^+, \quad (3)$$

Цель настоящей работы – исследование основных закономерностей окислительной деструкции тиоцианатов с использованием комбинированной окислительной железо-пероксидной системы.

Объектами исследования являлись модельные растворы тиоцианатов с концентрациями [SCN^-] = 1.72 – 17.2 ммоль·л$^{-1}$. Эксперименты по окислительной деструкции тиоцианатов в водных растворах проводились в статических условиях в стеклянном реакторе с непрерывным барботажем воздуха. Все эксперименты выполнялись при pH 2.8 – 3.0, значение кислотности среды достигалось добавлением раствора HCl.

Эффективность окислительной деструкции тиоцианатов зависит от многих факторов, в том числе от температуры реакционной среды, природы катализатора. Сравнительное изучение кинетики окисления тиоцианатов пероксидом водорода в присутствии солей разных металлов Fe (II), Fe (III), Cu(II) показало, что при использовании ионов железа (II) и (III) происходит эффективное разложение тиоцианатов и в случае Fe (III) наблюдается максимальный эффект, сопровождающаяся полной конверсией тиоцианатов. С ионами меди в статических условиях реакция каталитического окисления тиоцианатов не развивается, так как образующееся нерастворимое соединение CuSCN быстро, практически до нуля, снижает концентрацию ионов меди в растворе. Дальнейшие эксперименты проводились с использованием в качестве катализатора только ионов Fe (III).

Установлено, что повышение температуры раствора приводит к увеличению скорости окисления тиоцианат ионов (рис). Так, начальная скорость реакции при температуре раствора 15°C составляет 0.034 ммоль·л$^{-1}$·мин$^{-1}$, при повышении температуры до 20°C скорость увеличивается примерно в три раза (0.098 ммоль·л$^{-1}$·мин$^{-1}$), а при достижении температуры 30 и 40°C значение начальных скоростей реакции равны 0.14 и 0.202 ммоль·л$^{-1}$·мин$^{-1}$, соответственно. Экспериментально полученное значение энергии активации процесса окисления тиоцианатов пероксидом водорода в присутствии ионов Fe (III) составляет 37,7 кДж/моль, что близко к энергии активации процесса разложения пероксида водорода ионами железа (III), которая равна 50 кДж/моль [3].

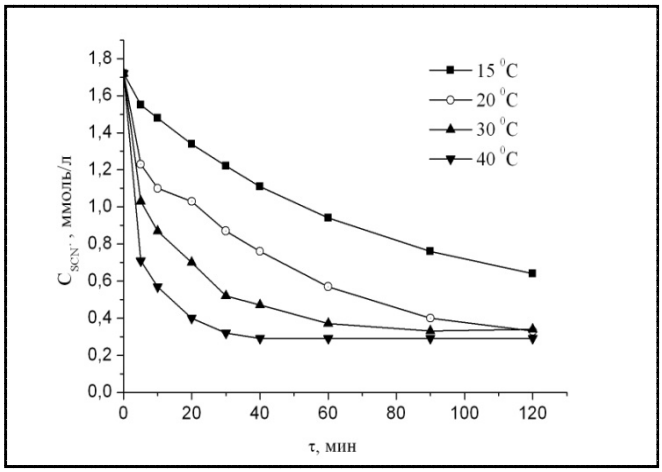


Рис. Кинетические кривые расходования тиоцианатов при различной температуре $[SCN^-]_0$ = 1.72 ммоль·л$^{-1}$, $[H_2O_2]_0$ = 5.1 ммоль·л$^{-1}$, $[Fe^{3+}]$ = 0.36 ммоль·л$^{-1}$, pH=3.0

На основе полученных результатов определены оптимальные условия для проведения окислительной деструкции тиоцианатов в водных растворах с использованием каталитической системы Fe^{3+}/H_2O_2 и разработан способ обезвреживания тиоцианатсодержащих сточных вод. Результаты экспериментов, проведенные на реальной производственной оборотной воде ЗИФ из наливного хвостохранилища ОАО «Березитовый рудник» (Амурская область) свидетельствуют о высокой эффективности предложенного железопероксидного метода. Расчет сходимости баланса содержания цианидов в щелочном поглотительном растворе показал, что цианиды улавливаются практически полностью.

Литература

1. Барченков В. В. Основы сорбционной технологии извлечения золота и серебра из руд. – М.: Металлургия, 1982. – 128 с.
2. Батоева А. А. Разработка технологий минимизации техногенного воздействия на окружающую среду предприятий по добыче и переработке рудного золота: Автореф. дис. докт. тех. наук. – Иркутск, 2011. – 38 с.
3. Применение цианидов в золотодобыче и Международный кодекс использования цианидов (ICMC) [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://zolteh.ru/index.php?dn=news&to=art&id=417, свободный.
4. Ханхасаева С. Ц., Дамбуева Д. В., Дашинамжилова Э. П. Влияние параметров каталитической системы Fe^{3+}/H_2O_2 на эффективность окислительной деструкции азокрасителя Кислотного хрома темно-синего // Журнал прикладной химии, 2012. - Т. 85, вып. 7. - С. 1095-1100
5. Andreozzi R., Caprio V., Insola A., Marotta R. Advanced oxidation processes (AOP) for water purification and recovery // Catalysis today, 1999. – V.53, № 7. – pp. 51-59.
6. Botz M.M., Dimitriadis D., Polglase et al. Process for the regeneration of cyanide from thiocyanate// Minerals & Metallurgical processing, 2001. – V.18, №3. – pp.126-132.
7. Zeynep Eren, Filiz Nuran Acara and Nilsun H Ince. Fenton and Fenton-like oxidation of CI Basic Yellow 51: a comparative study // Coloration Technology, 2010. – V. 126. – pp. 337–341.

АНАЛИЗ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ ПРИРОДНОГО ХАРАКТЕРА В РЕСПУБЛИКЕ САХА (ЯКУТИЯ) В 2011 ГОДУ

С.И. Варфоломеева
Научный руководитель доцент А.А. Иванов
Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова, г. Якутск, Россия

В 2011 году положительная аномалия среднегодовой температуры воздуха на территории Республики Саха (Якутия) составила 2-4°С. Наиболее крупные положительные аномалии практически повсеместно наблюдались в январе, марте, апреле и июле, в мае – в центральных и западных районах, в августе – на северо-западе и по Верхоянью, с октября по декабрь – на северо-западе и севере Якутии.

Холоднее нормы до 1-2,5° было в феврале на северо-востоке и в сентябре в большинстве районов Республики Саха (Якутия). Количество осадков, выпавших за год, было преимущественно близким к норме (81-118%). Несколько больше нормы (124-136%) их было на юго-западе, севере Якутии и по Колыме. Дефицит осадков наблюдался в марте-апреле. Значительные положительные аномалии температуры воздуха и дефицит осадков в марте-апреле, обусловили ранний (на 5-10 дней раньше средних дат) сход снега в лесах уже в середине третьей декады апреля и соответственно раннее начало пожароопасного сезона.

Повышенный режим температуры воздуха в мае, июне, жаркая, с достижением и превышением абсолютных максимумов температуры воздуха, погода в июле, многочисленные грозы, дожди преимущественно

кратковременного ливневого характера, создали благоприятные условия для возникновения многочисленных очагов пожаров в лесной зоне Республики Саха (Якутия) в летний период 2011 года.

В 2011 году наблюдалось 17 опасных природных явлений (ОЯ). Из них гидрологических - 4 (высокие уровни воды при половодье и дождевых паводках), метеорологических - 11 (очень сильный дождь- 1 случай, сильный ливень – 2 случая, сильная жара – 1 случай, чрезвычайная пожарная опасность – 5 случаев, сильная метель – 2 случая), агрометеорологических -2 (сильный суховей – 1 случай, заморозки – 1 случай).

По итогам 2011 года на территории Республики Саха (Якутия) зарегистрировано 6 чрезвычайных ситуаций, за аналогичный период прошлого года (далее – АППГ) – 3 ЧС (+100%)), погибло 0 чел. (АППГ – 5 чел. (-100%)), пострадало – 0 чел. (АППГ – 6 чел. (-100%)), нарушены условия жизнедеятельности 2000 чел. (АППГ – 7313 чел. (-68,37%)). Из данных 6 чрезвычайных ситуаций: межмуниципальных – 1, муниципальных – 5.

Таблица

Сведения о чрезвычайных ситуациях, произошедших в 2011 году на территории Республики Саха (Якутии)

техногенные ЧС	теракты	природные ЧС	биолого-социальные ЧС	ЧС всех видов	ущерб экономике, млн.руб.	количество, чел.	
						погибло	пострадало
1	-	5	-	6	201,781	0	0

По итогам 2011 года на территории Республики Саха (Якутия) зафиксирована 1 техногенная чрезвычайная ситуация, при которой погибших и пострадавших нет, нарушений условий жизнедеятельности населения не зарегистрировано, а именно, 10 июля 2011года в г. Якутске произошло обрушение жилого дома.

Источниками чрезвычайных ситуаций природного характера с высоким риском являются гидрологические явления. Наводнения, в основном, обусловлены весенним паводком с образованием заторов.

За 2011 год произошло 3 чрезвычайных ситуаций муниципального характера и 1 чрезвычайная ситуация межмуниципального характера, обусловленные весенним паводком, в результате которых было подтоплено 16 населенных пунктов республики, из них: 4 в Намском районе, 7 в Олекминском районе и 5 на территории подчиненной городскому округу «Город Якутск», всего оказалось подтопленными 454 жилых дома, нарушены условия жизнедеятельности 1928 чел., было эвакуировано 2313 чел., из них 629 детей.

Для предупреждения и ликвидации ЧС природного и техногенного характера следует провести анализ состояния дел в области защиты населения и территорий от ЧС природного и техногенного характера; разработать рекомендации в органах исполнительной власти и органах местного самоуправления Республики Саха (Якутия) по совершенствованию нормативно-правового регулирования, а также планирования и реализации мероприятий по защите населения и территорий от ЧС природного и техногенного характера. Нами предлагаются следующие меры:

а) разработка мероприятий региональной целевой программы по снижению рисков, смягчению последствий ЧС и обеспечению пожарной безопасности;

б) повышение защищенности критически важных объектов (КВО);

в) декларирование безопасности промышленных объектов , контроль над декларированием безопасности промышленных объектов в соответствии с постановлением Правительства РФ от 01.07.1995 г. № 675;

г) корректировка (переработка) паспорта безопасности Республики Саха (Якутия), муниципальных образований, ПОО;

д) планирование действий по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций природного характера;

е) создание страхового фонда документации на объектах повышенного риска и объектах систем жизнеобеспечения населения;

ж) определение балансодержателей гидротехнических сооружений для противостояния природным ЧС гидрологического характера.

Также провести:

- подготовку предложений по совершенствованию деятельности по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного характера и их воздействия на потенциально опасные объекты и объекты жизнеобеспечения;

- анализ степени риска возникновения чрезвычайных ситуаций природного характера на территории Республики Саха (Якутия);

- анализ возможных последствий чрезвычайных ситуаций, которые могут возникнуть в случаях природных ЧС на территории Республики Саха (Якутия) по наихудшему сценарию;

- расчет требуемых объемов и номенклатуры резервов материальных ресурсов для ликвидации чрезвычайной ситуации природного характера на территории Республики Саха (Якутия);

- оценку обеспеченности соответствия созданных объемов материальных средств к расчетным объемам;

- разработка объединенной формы номенклатуры и объемов материального обеспечения, создаваемого для ликвидации чрезвычайных ситуаций природного характера на территории Республики Саха (Якутия).

При соблюдении всех постановлений, указов, нормативно-правовых актов риск возникновения или возможные последствия от ЧС ощутимо сократятся. Но полная ликвидация проблемы, связанной с ЧС природного характера невозможна, так как прогнозирование и мониторинг не могут дать 100%-но верный прогноз предстоящей обстановки, также важно учитывать человеческий фактор. К примеру, при длительных

стояниях жаркой погоды в летнее время спровоцировать лесной пожар не представляет никакого труда, поскольку отдых и просто нахождение людей на природе неконтролируемо. Также неконтролируемо соблюдение ими правил пожарной безопасности при нахождении в природе. Исходя из этого, важно еще более усилить работу с населением, вести предупредительные и разъяснительные работы, ограничить проведения банкетов, школьных выпускных и других развлекательных мероприятий на природе.

При проведении всех видов работ по предупреждению и ликвидации ЧС природного характера следует учитывать специфику региона, климатические особенности.

Таким образом, за счет вышеназванных мер и усиления превентивных мероприятий можно снизить количество природных ЧС и ущерб от них.

ТЕХНОГЕННЫЕ ОПАСНОСТИ В РЕСПУБЛИКЕ САХА (ЯКУТИЯ) В ПЕРИОД С 2009 ПО 2011 ГОД

С.И. Варфоломеева

Научный руководитель доцент А.А. Иванов

Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова, г. Якутск, Россия

За 2011 год на территории республики произошло 28 случаев аварийного сброса нефтепродуктов на территории 16 улусов, в т.ч. 16 случаев в результате ДТП, 6 случаев разлива нефтепродуктов на стационарных объектах их хранения и реализации. В десяти случаях зафиксированы загрязнения водных объектов. Произошел 1 случай несанкционированного сброса неочищенных сточных вод в водный объект в результате повреждения ограждающей дамбы отстойника золотодобывающего предприятия.

В 2010 г было зарегистрировано 22 случая на территории 19 улусов, в 2009 г. - 26 случаев, в 2008 г. – 38 случаев (рис.).

Рис. Воздействие отраслей экономики на окружающую среду

Республика занимает лидирующие позиции в России, в первую очередь, в добывающих отраслях: добыча алмазов (1 место в РФ и в мире), добыча угля (5 место в РФ), по объему валового регионального продукта на душу населения (5 место в РФ), по инвестициям в основной капитал на душу населения (6 место в РФ).

Основное воздействие на окружающую среду (ОС) оказывают теплоэнергетический комплекс, добыча углеводородных ресурсов, алмазов и угля, а также промышленность строительных материалов, на долю которых приходится 88,6% массы выбросов загрязняющих веществ (ЗВ) от стационарных источников.

В 2011 году от стационарных источников предприятий и организаций выброшено загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферный воздух 156,5 тыс. тонны, что на 4,6 тыс. т (2,85%) меньше чем в 2010 году.

Уловлено и обезврежено 72,6% от общего количества выброшенных ЗВ, что на 3,55% больше чем в 2010 году. Данные о количестве выброса загрязняющих веществ сведены в табл.

Таблица

Количество выброса ЗВ в атмосферу добывающих организаций

Название организации	2009	2010	2011
ОАО «Сургутнефтегаз»	36,565	16,700	15,00
ЗАО «Иреляхнефть»	0,546	0,642	0,647
ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча»	0,246	0,159	0,162
ОАО «ЯТЭК»	1,218	1,255	1,244
ООО «Востокнефтепровод»	0,063	3,871	2,43
ОАО «Сахатранснефтегаз»	0,618	0,440	0,260
ВСЕГО РС(Я)	39,256	23,067	19,743

Основной объем снижения выбросов обусловлен снижением объемов валовых выбросов некоторых крупных природопользователей: ОАО «Сургутнефтегаз» – за счет увеличения утилизации попутного нефтяного

газа (ПНГ), ООО «Востокнефтепровод» – за счет уменьшения выработки электроэнергии в АДЭС, ГУП «ЖКХ РС (Я)» – в результате перевода котельных на газовое топливо и снижения потребления теплоэнергии, обусловленное повышением среднегодовой температуры воздуха в регионе.

Основное водопотребление в республике приходится на такие отрасли экономики как горнодобывающая (добыча драгоценных металлов), нефтегазодобывающая, энергетика и жилищно-коммунальное хозяйство.

Для снижения вредного влияния промышленных объектов, уменьшения количества вредных выбросов, снижения числа техногенных ЧС следует усовершенствовать технологические обеспечения, перейти на малоотходную технологию, автоматизировать и механизировать все процессы, использовать биологически безвредное топливо и т.д. Переход на такое производство за короткое время невозможен, также невозможно полностью безотходное производство, но при более конкретизированном подходе можно начать совершенствование в области безопасности технических средств и технологических процессов. И это позволит уменьшить число техногенных ЧС.

ИЗУЧЕНИЕ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ДОЖДЕВЫХ ВЫПАДЕНИЙ В РЕГИОНЕ ILE-DE-FRANCE (ORSAY)

Д.В. Василенко

Научный руководитель доцент Н.А.Осипова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Дождевая вода является одной из форм осадков, формирующихся в атмосфере в результате испарения воды с поверхности Земли. Атмосферные осадки формируются под влиянием множества факторов – направление движения ветра, над какой местностью зародилось облако и над какой территорией прольется дождевая вода, какие загрязняющие вещества попадают в атмосферу в данном регионе. Химический состав воздуха и дождевой воды определяется выбросами сельскохозяйственных и промышленных предприятий, автотранспорта – источниками оксидов серы, азота, углерода, соединений свинца, ртути, мышьяка.

Пробы атмосферных осадков проанализированы за период с 21 июля 2003 по 25 октября 2004. Характерной особенности дождевых выпадений региона Ile-de –France является преобладание дождевых осадков в сентябре, октябре и в мае [2].

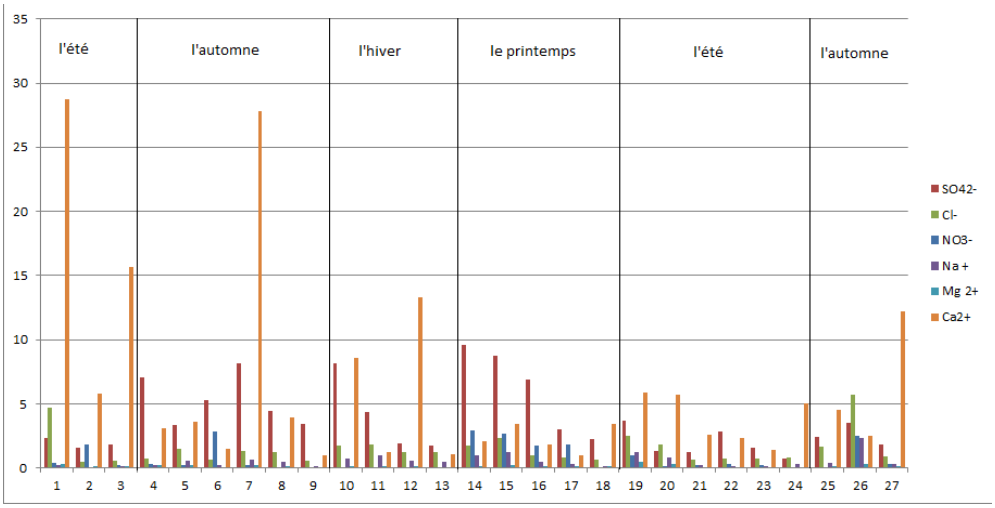


Рис. Данные ионно-катионного анализа проб дождевой воды

Изучение химического состава дождевых вод было произведено в лаборатории Laboratoire IDES (l'Université Paris-Sud) с помощью методов ионной хроматографии и атомной спектроскопии. Данные ионно-катионного анализа представлены на рис.

Согласно рис., летние осадки региона Ile-de-France обогащены хлором, что связано с малым количеством осадков в засушливые периоды. Зимой и ранней весной дождевая вода богата сульфатами. Повышенное содержание сульфатов является следствием сжигания топлива и повышения SO_2 в атмосфере. Весной и летом в Парижском регионе наблюдается активизация автотранспорта, а также промышленной индустрии. Зимой активно используется топливо для обогрева помещений [3].

Повышенное содержание кальция в дождевых водах наблюдается в периоды активных ветров и периодов засухи. В эти периоды частицы почв поступают в атмосферу и мигрируют с помощью ветровых масс. Повышенное содержание кальция может быть вызвано сельскохозяйственной деятельностью на юге региона.

Согласно факторному анализу, хлор, кальций, магний имеют природное происхождение.

Содержание pH в пробах варьируется от 3,82-7,31. Большая половина проб имеет pH<4, что свидетельствует о том, что в регионе существует проблема кислотных дождей [1].

Литература

1. Beysens D. Etc. Chemical and biological characteristics of dew and rain water in an urban coastal area (Bordeaux, France) // Atmospheric Environment, 2006. – №40. – pp. 3710-3723
2. Celle-Jeanton, Hélène et etc. Rainwater chemistry at a Mediterranean inland station (Avignon, France): Local contribution versus long-range supply //Atmospheric Research, 2009. – V. 91, issue 1. – pp. 118-126.
3. La qualité de l'eau et assainissement en France : Rapport de l'OPECST n° 2152 (2002-2003) de M. Gérard MIQUEL, fait au nom de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et techniques), déposé le 18 mars 2003, Voir Annexe 69 - Les membranes et l'eau potable , consulté 2011/02/27

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ УЛЬТРАЗВУКОВОЙ АКТИВАЦИИ НАНОРАЗМЕРНЫХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ОЧИСТКИ СТОЧНЫХ ВОД ОТ УРАНА

М.М. Васильева, Д.Н. Галушкина, Т.Г. Макаревич

Научный руководитель старший преподаватель А.Н. Третьяков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время важное значение приобретают методы дезактивации сточных вод ядерных реакторов. Широкие применение находят сорбционные методы очистки воды от трансурановых элементов. Данные методы позволяют очистить сточные воды до необходимого уровня активности. Масштабность задач по ликвидации последствий загрязнения окружающей среды и предотвращению дальнейшего загрязнения требует адекватных усилий по разработке сорбирующих материалов и технологии их использования. В частности, сорбенты должны быть дешевыми и массовыми, а компактный остаток, содержащий радионуклиды, должен быть удобен для длительного хранения, переработки или захоронения [2].

Известны случаи использования наночастиц оксида титана для адсорбции урана из водных растворов. Однако данный метод имеет ряд недостатков: степень сорбции зачастую не превышает 60%; высокая стоимость материала не позволяет использовать его в массовых масштабах; небольшой размер частиц затрудняет отделение воды от материала [1, 3].

В настоящей работе была поставлена цель: разработка новых более дешевых материалов, имеющих более высокую сорбционную активность для очистки сточных вод от радиоактивного загрязнения.

Известны факты, что наноразмерные материалы плохо образуют устойчивые суспензии. Высокая способность к агломерации наночастиц в водной среде не позволяет достичь максимальной поверхности, а следовательно и сорбционной активности материала. Для разрушения агломератов нами была использована ультразвуковая диспергация.

Действительно, при использовании ультразвуковой диспергации сорбционная активность наночастиц увеличивается в несколько раз (табл.). Так активация нанопорошков оксида железа (Fe_3O_4) увеличивает сорбционную способность с 18 до 66%.

Наилучшие результаты были получены с порошками оксида меди (CuO) как до ультразвуковой диспергации, так и после нее (64 и 70% соответственно). Наночастицы оксида алюминия (AlOOH) оказались показали худшую сорбционную способность как до ультразвуковой активации, так и после нее (25 и 48% соответственно). Очевидно, из-за высокой гидрофильности наночастиц AlOOH они образуют прочные агломераты, которые невозможно разрушить с помощью ультразвуковой диспергации.

Таблица

Сорбционные характеристики материалов

Сорбент	Исходная концентрация урана, мкг/л	Без УЗ-диспергации		С использованием УЗ-диспергации	
		Конечная концентрация урана , мкг/л	Степень сорбции, %	Конечная концентрация урана, мкг/л	Степень сорбции, %
Fe_3O_4	1800	1480	18	610	66
CuO	2100	755	64	628	70
AlOOH	2100	1570	25	1093	48

В заключение можно сказать, что ультразвуковая диспергация значительно увеличивает сорбционную способность наноматериалов. При этом наиболее целесообразно применять нанопорошки оксидов железа и меди. При этом более дешевые нанопошки Fe_3O_4 более перспективны в качестве сорбентов для очистки воды от радиоактивного загрязнения в промышленных масштабах.

Литература

1. Xu, Mingze; Wei, Guodong et al Titanate Nanotubes as a Promising Absorbent for High Effective Radioactive Uranium Ions Uptake // Journal of Nanoscience and Nanotechnology. – 2012. – Vol. 12, № 8. – pp. 6374-6379.
2. Селиверстов А.Ф. Сорбция хитином, хитозаном и хитинсодержащими материалами радиоактивных элементов из водных растворов: Дис. ... канд. хим. наук. – Москва, 2004. – 120 с.
3. Пат. ZL 2009 │02 │7708.1 Китай. Preparation of nanomaterials for water treatment and disposal of radioactive substances Chubik M.P. Han W., Chen H., etc.

ТЕХНОЛОГИЯ ОЧИСТКИ ВОДОЕМОВ ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЯ НЕФТЬЮ ПРИ ПОМОЩИ МАГНИТНОЙ ЖИДКОСТИ

А.М. Ведменский, А.А.Барышников
Научный руководитель профессор А.В.Стрекалов
Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Загрязнение природной среды промышленными и бытовыми отходами является одним из главных факторов, влияющих на состояние экологических систем Земли.

Загрязняющие вещества изменяют состав воды, воздуха и почвы, что является причиной возникновения многих глобальных экологических проблем, таких как изменение климата, появление кислотных осадков, сокращение численности многих видов растений и животных, нехватки чистой пресной воды и других.

В нефтяной промышленности иногда происходит так, что нефть попадает в водоемы и загрязняет их.

Для очищения водоемов от загрязнений предлагается использовать магнитную жидкость на основе нефти и нефтепродуктов.

Технология состоит в том, что магнитную жидкость на основе нефти и нефтепродуктов разбрызгивают на поверхность воды, где находится пленка нефти, которая притягивается к магниту вместе с нефтью и там же собирается при помощи насоса. Доли для создания магнитной жидкости отбираются исходя из стабильного воздействия на вещество магнитными волнами.

Магнитная жидкость состоит из частиц нанометровых размеров (средний размер 10 нм или меньше) материала, содержащего железо, взвешенных в несущей жидкости.

На рис. 1 изображена магнитная жидкость. А на рис. 2 - магнитная жидкость в химическом стакане на постоянном магните.

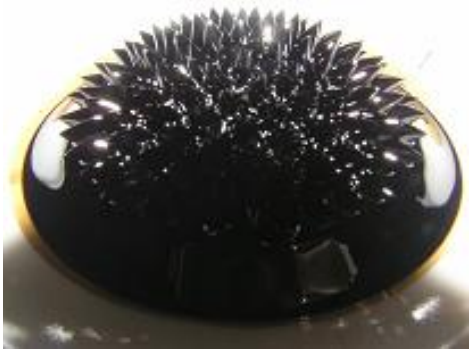


Рис. 1 Магнитная жидкость

Рис. 2 Магнитная жидкость в химическом стакане

Литература

1. Кицис С.И., Белоусов П.Л., Ульянов М.В. Перспективы применения метода электровоздействия на продуктивный нефтегазосодержащий пласт для интенсификации притоков нефти к скважинам // Сборник научных трудов «Проблемы освоения энергетических ресурсов Западно-Сибирского нефтяного комплекса» : ТГУ, ТИИ им.Ленинского Комсомола, 1988. – С. 100-104.
2. Годунина Н.Б. Использование данных магнитного моделирования в расчетах фронта вытеснения нефти водой // Тезисы доклада на Всесоюзной научно-технической конференции «Нефть и газ Западной Сибири. Проблемы добычи и транспортировки». – Тюмень, 1985. – С. 32-33.

ОСОБЕННОСТИ ГЕОХИМИЧЕСКОЙ И БИОГЕОХИМИЧЕСКОЙ МИГРАЦИИ ТАЛЛИЯ, КАДМИЯ И МЫШЬЯКА В РУДАХ И ТЕХНОГЕННЫХ ОБРАЗОВАНИЯХ КЛИЧКИНСКОГО РУДНОГО УЗЛА

А.И. Вершков
Научный руководитель доцент Е.Е. Барабашева
Забайкальский государственный университет, г. Чита, Россия

Интерес к изучению техногенной миграции токсичных элементов на промышленных объектах полиметаллических месторождений Забайкальского края определяется их региональным распространением и контрастной климатической зональностью, влияющей на физико-химические и биогеохимические условия миграции.

Наиболее сконцентрированными и токсичными элементами, присутствующими как в рудах, так и в техногенных отходах месторождений Кличкинского узла, являются таллий, кадмий и мышьяк. Они относятся к группе рудообразующих элементов, связанной с биогеохимическим накоплением в результате деятельности сульфатредуцирующих микроорганизмов с частичной сорбцией и биосорбцией процессов рудонакопления органогенной массой, т.е. при образовании месторождений в естественной обстановке имели место как собственно геохимическая миграция, так и биогеохимическая за счет образования органических комплексов. Способность к образованию комплексных органических соединений возрастает с увеличением порядкового номера: As(33)<Cd(48)<Sb(51)<Tl(81).

В отличие от природной естественной обстановки, где токсичные элементы концентрируются в определенных минерагенических и органометаллических комплексах, на определенных глубинах в зависимости от генезиса рудопроявления, в техногенной обстановке, в частности на территории распространения остаточных хвостов Кличкинской обогатительной фабрики, эти элементы ведут себя совершенно по-иному. Наиболее токсичным из всех полютантов для Клички является таллий. Он отнесен к ряду второстепенных примесей руд бывшего месторождения Савинское-5. В большинстве случаев его даже не удавалось обнаружить. В сульфидных парагенезисах таллий полностью концентрировался в галените, обладая халькофильными свойствами. Его содержание уменьшается по направлению к верхним горизонтам, то есть накопление происходило в условиях щелочной обстановки. Среднее содержание таллия в галенитах скарново-полиметаллических рудопроявлений месторождения Савинское-5 составляло 135 г/т. Кроме того, таллий был обнаружен спектральным анализом в антимоните, кварце и вмещающих породах Екатерининского рудопроявления[2].

После опробования и тестирования продуктивных зон с повышенной концентрацией промышленно ценных и токсичных металлов в районе дамбы хвостохранилища по данным спектрального анализа обнаружено полное отсутствие таллия в отложениях переработанных хвостов. Источником таллия являются сульфидные полиметаллические руды, при обогащении которых он частично переходил в свинцово-цинковые концентраты. По внешнему виду и физическим свойствам таллий напоминает свинец и его присутствие в концентрате при содержании около 10^{-3}% практически не изменяет свойств самого концентрата, а поэтому он остается незамеченным. Оставшаяся часть присутствует в пустой силикатной породе. По-видимому, таллий, улучшая флотируемость, при измельчении не попадал в шлам, а оставался в крупнообломочной фракции, которая в настоящее время находится на дне хвостохранилища, поэтому его содержание в пробах минимально.

Металлический таллий и его соединения являются высокотоксичными веществами и требуют самого строгого контроля при утилизации отходов. Токсичность связана с нарушением баланса ионов натрия и калия. Одновалентный таллий образует прочные соединения с серосодержащими белками и подавляет активность ферментов. Кроме того, он препятствует синтезу белков. Токсичность соединений таллия для человека гораздо выше, чем токсичность свинца и ртути. Таллий проникает в организм с потребляемой водой, пищей, а также через неповрежденную кожу, всасывается в желудочно-кишечном тракте и накапливается в селезенке и мышцах. Смертельная доза таллия колеблется от 6 до 40 мг/кг веса при постепенном накапливании или 600 мг при разовом потреблении. Острые и хронические отравления таллием выражаются поражением желудочно-кишечного тракта (тошнота, боли в животе) и дыхательных путей, выпадением волос, поражением зрения и психическими расстройствами. ПДК в воде для таллия составляет 0,0001 мг/м³, в атмосферном воздухе 0,004 мг/м³[3]. В техногенных отложениях хвостов Кличкинской обогатительной фабрики не превышает нормы.

Вторым по токсичности элементом полиметаллических руд Клички является кадмий. Он отмечен на месторождении только в качестве примесей в сульфидных минералах. В рудах верхних горизонтов содержание его составляло 290 г/т, нижних горизонтов – 1090 г/т. Основным носителем и концентратором элемента на месторождении являлся сфалерит. Характер его распределения для всех руд месторождения Савинское-5 одинаков, наблюдается повышение его содержания к нижним горизонтам и накопление в обстановке высокой щелочности растворов[2].

По данным спектрального анализа для опробования по заданной сетке хвостохранилища Кличкинской обогатительной фабрики количество примесного кадмия в хвостах соответствует $1\text{-}5x10^{-3}$%. Причем наибольшее его количество отмечается в районе дамбы и ореоле основного потока поверхностных сточных вод как старого, так и нового хвостохранилищ. Аналогия строения внешних электронных оболочек определяет химическое сходство цинка и кадмия, а также многие общие черты миграции их как в природных, так и техногенных условиях. Сульфаты цинка и кадмия имеют близкую растворимость, что позволяет им мигрировать практически одинаково. Наибольшее количество цинка также приурочено к району дамбы и ореолу основного потока сточных вод с разницей лишь в количественном содержании (содержание цинка по данным спектрального

анализа составляет от 200x10^{-3}% до 1%). Основное количество кадмия в хвостах находится в виде изоморфной примеси в сульфидах цинка.

Коэффициент биологического поглощения кадмия равен 0,63, что больше чем у титана, ванадия, урана и сурьмы, но меньше, чем у свинца, ртути, мышьяка и др. В природные воды он поступает при выщелачивании техногенных отходов Кличкинской обогатительной фабрики. Понижение концентрации его растворенных соединений происходит за счет процессов сорбции и выпадения в осадок гидроксида и карбоната кадмия. Растворенные формы в природных водах представляют собой главным образом минеральные и органо-минеральные комплексы. Основной взвешенной формой являются его сорбированные соединения.

Избыточное поступление кадмия в организм может приводить к анемии, поражению печени, легких, остеопорозу, деформации скелета, развитию гипертонии. Симптомы кадмиевого отравления: белок в моче, поражение центральной нервной системы, острые костные боли, дисфункция половых органов. Кадмий влияет на кровяное давление, может служить причиной образования камней в почках. Опасность представляют все химические формы кадмия. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения для соединений кадмия - 0,001 мг/дм^3. Кадмий - один из самых токсичных тяжелых металлов и поэтому Российским СанПиНом он отнесен ко классу опасности – «высокоопасные вещества»[3]. Опасность отравления кадмием для население поселка Кличка заключается в употреблении воды, загрязненной кадмиесодержащими отходами, а также овощей и зерновых, растущих на огородах, расположенных вблизи хвостохранилища.

Третьим основным полютантом Кличкинских руд является мышьяк. На месторождении он относился к числу главных рудообразующих элементов, входя в состав арсенопирита в достаточно высоких концентрациях (0,02-1%). Локализация арсенопирита приурочена к фронтальным зонам верхних горизонтов. Также присутствие мышьяка обнаружено в составе блеклой руды, зелигманита и прустита. Концентраторами мышьяка выступают сфалерит, галенит и пирит. Содержания его во всех трех минералах падают к нижнему горизонту[2].

По результатам спектрального анализа проб наибольшая концентрация мышьяка в хвостах приурочена к ореолу основного потока поверхностных сточных вод, вытекающих за пределы хвостохранилища и имеющих сток в реку Урулюнгуй. Она составляет от 100 до 500 x 10^{-3}%. Меньшие концентрации имеют место в районе дамбы и ореолах основного потокасточных вод старого и нового хвостохранилищ, причем значения концентраций нового хвостохранилища выше, чем старого и составляют соответственно для нового от 50 до 200 x 10^{-3}%, а для старого от 20 до 150 x 10^{-3}%. Это свидетельствует об интенсивной миграционной активности мышьяка со стоками поверхностных вод и временных водотоков.

Мышьяк уникален тем, что он встречается повсюду – в минералах, горных породах, накапливается в почве, воде, растениях и животных. Он легко мигрирует, чему способствует достаточно высокая растворимость его соединений в воде, вымывается из почвы и уносится грунтовыми водами, а затем – реками, в частности Урулюнгуем. Среднее содержание мышьяка в реках – 3 мкг/л, в поверхностных водах – около 10 мкг/л. Органические соединения мышьяка делятся на две группы: а) соединения, в молекулах которых мышьяк связан с атомом углерода через кислород, азот или серу, и б) соединения, в молекулах которых мышьяк непосредственно связан с атомом углерода.

В почвах содержание мышьяка составляет обычно от 0,1 до 40 мг/кг, но в области залегания мышьяковых руд оно может достигать 8 г/кг. Особенно обогащены по сравнению со средним содержанием глинистые породы – в них содержится вчетверо больше мышьяка, чем в среднем. В нашей стране предельно допустимой концентрацией мышьяка в почве считается 2 мг/кг.

Мышьяк может выноситься из почвы не только водой, но и ветром. Для этого он, как правило, превращается в летучие мышьякорганические соединения[3].

На территориях, где в почве и воде наблюдается избыток мышьяка, он накапливается в щитовидной железе у людей и вызывает эндемический зоб. Симптомы мышьяковистого отравления – металлический вкус во рту, рвота, сильные боли в животе, позже судороги, паралич, смерть. Соединения мышьяка в повышенных концентрациях тормозят окислительные процессы, угнетают снабжение кислородом органов и тканей, вызывают различные генетические нарушения, которые в дальнейшем становятся возможной причиной развития рака.

Таким образом, по поведению таллия, кадмия и мышьяка в хвостах Кличкинской обогатительной фабрики, можно судить о более сильной угрозе со стороны интенсивно мигрирующего и находящегося в больших концентрациях мышьяка, нежели более сильных токсинов, но практически отсутствующих или находящихся в допустимых ПДК, кадмия и таллия.

Литература

1. Закон Российской Федерации «О недрах» – Н., 2000. – 56 с.
2. Островский В.Н., Островский Л.А. Концептуальные вопросы геоэкологии // Отечественная геология. – М., 1993. – №7. – С. 97-102.
3. Санин Б.П., Зорина Л.Д., Геология и геохимия Кличкинского рудного узла и прогноз оруденения – Н.: Наука, 1978. – 184 с.

ОРГАНИЗАЦИЯ ЛЕСНОГО ПИТОМНИКА ДЛЯ ВОССТАНОВЛЕНИЯ НАРУШЕННЫХ ЗЕМЕЛЬ

Т. Н. Воробьева
Научный руководитель профессор В.В. Сенкус
Новокузнецкий институт – филиал Кемеровского государственного университета, г. Новокузнецк, Россия

В настоящее время большие площади земель переводится в разряд нарушенных. Вырубка лесов, вскрытие месторождений открытым способам, строительство объектов различной хозяйственной деятельности и др. не способствуют восстановлению окружающей среды, поэтому задачи рекультивации нарушенных земель и восстановления лесов связаны между собой и являются актуальными.

При рекультивации земель в лесохозяйственных и природоохранных целях необходима организация лесных питомников для получения посадочного материала деревьев, кустарников и трав, отвечающих требованиям рекультивируемых территорий, в том числе редких и ценных пород, поэтому передача лесного участка для создания рекреационной кедровой зоны безвозмездную аренду породила задачу получения посевного материала, которая так же решается организацией питомника.

Лесной питомник — это самостоятельное предприятие или его специализированная часть, предназначенная для выращивания лесного посадочного материала [1] и в зависимости от назначения, размеров и сроков действия они разделяют на: временные и постоянные; *круговые и подпологовые*.

При выборе участка под лесной питомник следует принимать во внимание: общую расчетную площадь питомника; соответствие лесорастительных условий участка (почвенных, гидрологических, рельефа, экспозиции) биологии выращиваемых пород; наличие подъездных путей; источники водоснабжения или возможность создания искусственных источников орошения; соответствие конфигурации участка эффективному использованию машин и механизмов; природоохранные и санитарно-гигиенические требования; наличие окружающей растительности; наличие вредителей и болезней деревьев и кустарников; возможность подключения питомника к инженерным коммуникациям.

Питомник следует располагать в центре обслуживаемой территории, вблизи населенного пункта. Он должен иметь хорошие подъездные пути, обеспечивающие сообщение в любое время года.

Крупный базисный питомник должен находиться ближе к пунктам погрузки посадочного материала. Небольшие лесные питомники, если на их территории не проживает административно-управленческий персонал, лучше располагать вблизи лесхоза, лесничества или местожительства лесной охраны. Временные питомники располагают рядом с местом будущих посадок [2].

Участок под питомник должен быть ровным или слегка волнистым, с равномерным уклоном до 2-3°. В неполивных питомниках на легких почвах можно использовать участки с уклоном поверхности до 5^{o}, а в горных условиях до 15-20° с обязательным террасированием склона. Питомники располагают на западных и юго-западных склонах в лесной и лесостепной зонах, а в степных зонах - западных, северо-западных, северных и северо-восточных склонах.

Лесной питомник располагают вблизи водного источника или в местах, где можно устроить водоем. Вода должна быть пресной или с небольшим содержанием водорастворимых солей. Не допускается закладывать лесные питомники на участках с засоленными почвами, в которых содержание ионов CO_2 превышает 0,02 %, ионов HCO_3 - 0,12 %, ионов *Cl* - 0,03%, ионов *Na* и *Mg*- 0,05%, и на участках с солонцеватыми почвами, в которых содержание обменного *Na* от емкости поглощения превышает 10 % для черноземов и лугово-черноземных почв и 5 % для бурых каштановых и южных черноземов, а также на участках с минерализацией грунтовых вод, превышающей 3 г/л при содержании ионов *Cl* менее 1 г/л.

Оптимальная глубина залегания грунтовых вод для песчаных почв - не менее 1-1,5 м, супесчаных - не менее 2,5 м, суглинистых - не менее 3-4 м.

Участок, предназначенный под питомник, должен иметь почвы достаточно плодородные (с содержанием гумуса не менее 2 %), глубокие, структурные, хорошо дренированные, свежие, легкие и средние по механическому составу. Непригодны для закладки лесного питомника почвы бедные, песчаные, легко развеваемые ветром, каменистые или подстилаемые на небольшой глубине щебенистым или меловым грунтом, заболоченные и торфянистые, а также малоструктурные, оплывающие, сильноподзоленные, глинистые и тяжелые глинистые почвы. Следует избегать пылеватых почв и почв, с залегающей близко водонепроницаемой подпочвой [2].

Нельзя закладывать питомники на сильнощелочных (pH>8) почвах без предварительного гипсования и на слишком кислых почвах (pH<4,5**)** без предварительного известкования [2].

При выборе участка под питомник следует помнить, что успех выращивания посадочного материала во многом определяется плодородием почвы, организацией питомника и связи его территории с водным режимом почв выбранного участка.

Лесные питомники рекомендуется закладывать на больших полянах или на вырубках, окруженных редким древостоем, при этом составляющие древостой породы не должны являться промежуточными хозяевами вредителей и болезней, поражающих посадочный материал.

Для защиты лесных питомников от сухих юго-восточных и холодных северных ветров необходимы древостой или специальные посадки на расстоянии, равном двойной или тройной высоте деревьев.

Для установления степени зараженности вредителями и болезнями проводят специальное обследование участков, а для определения пораженности растений грибными заболеваниями закладывают специальные

пробные площадки с таким расчетом, чтобы их общая площадь составляла не менее 0,1 % обследуемой площади.

При определении видового состава грибов образцы растений с признаками заболеваний следует пересылать на ближайшую зональную лесосеменную станцию. В качестве образца нужно брать не менее 100 растений с различной степенью поражения [5].

Территория питомника делят на части, имеющие разное хозяйственное назначение для наиболее эффективного использования и обеспечения максимальной механизации работ[1].

При закладке нового питомника устанавливают его внешние границы. С внешней стороны питомник окапывают граничной канавой глубиной 1 м и шириной по дну 30 см и поверху - 1,25-1,75 м. Питомник защищают изгородью, живой или механической (жердевой, проволочной и т. д.), затем намечают размещение отдельных производственных частей питомника. Отделения размещают с учетом целесообразного использования территории по топографическим, почвенным и гидрологическим условиям.

Для посевного отделения отводят ровные участки, защищенные от неблагоприятных ветров и отличающиеся наиболее плодородными почвами легкого механического состава [2]. Если намечается орошение, то посевное отделение желательно расположить ближе к водоему.

Под школьное отделение и плантации отводят участки с наиболее глубокими почвами. Для выращивания саженцев кустарников можно использовать участки с менее плодородными почвами.

Маточные плантации ив и тополей лучше располагать в пониженных местах, на участках с избыточным увлажнением. Обычно под маточные насаждения, компостники, дендрарий и другие отделения или участки, не входящие в севооборот, отводят крайние, часто неправильной формы участки. Усадьбу питомника располагают вне производственных отделений, компостный участок — вдали от хозяйственного участка и источника орошения [5].

Литература

1. ГОСТ 17559-82. Лесные культуры. Термины и определения [Текст] – Введ. 01.07.83. – М.: Издательство стандартов, 1982. – 15 с.
2. Новосельцева А.И. Справочник по лесным питомникам / А.И. Новосельцева, Н.А. Смирнов. – М.: Лесн. промышленность, 1983. – 280 с.

ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ УРБАНИЗОВАННЫХ ТЕРРИТОРИЙ В КОНЦЕПЦИИ ЕДИНОГО ДЕМОГРАФИЧЕСКОГО ПРОСТРАНСТВА

Н.К. Габдрахманов
Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, Россия

Казанская агломерация, в состав которой входит г. Казань, Атнинский, Верхнеуслонский, Высокогорский, Зеленодольский, Лаишевский и Пестречинский районы продолжает демонстрировать положительную динамику роста численности населения (рис). Однако в последнее время этот рост продолжается в некой другой форме, нежели раньше. Все больше горожан предпочитают поселиться на окраине города, тем самым нагружая внегородские соседние поселения и муниципальные районы (Лаишевский, Пестречинсий, Верхнеуслонский, Зеленодольский, Высокогорский), постепенно приобретающие городской характер. Такая динамика городской жизни негативно сказывается на экологической обстановке, которая не рассчитана на такие «нагрузки». Зачастую это второе жилье, которое создается жителями города-центра и города-спутника ввиду неудовлетворенности экологическим состоянием места проживания или с целью улучшения жилищных условий.

Исторически сложилось так, что система расселения была обусловлена неоднородностью природного и социального пространства, селились вблизи источников водоснабжения и крупных транспортных узлов. Значительно позже базисом системы расселения выступило производство (расселение в форме рабочих поселков, сел, городов), вслед за производством устремляется инфраструктура, которая обеспечивает как производство, так и жизнедеятельность населения. Так возникает серия кумулятивных эффектов, которые только усиливают привлекательность подобного места и увеличивают экологическую нагрузку.

Неоднородность социально-экономического пространства Российской федерации обуславливает наличие «привилегированных» полюсов, которые концентрируют в себе значительные социальные, экономические и политические ресурсы. Это приводит к тому, что население регионов России, а вслед за ним и объекты инфраструктуры поддаются естественному стремлению расположится в максимальной близости от полюсов тяготения. При этом существует мнение о формировании единого демографического пространства, которое формируется за счет тесного взаимодействия входящих в него поселений и свободного перемещения людей. На смену «физическим» пространствам отдельных разобщенных поселений приходят расширяющиеся и взаимопроникающиеся поля взаимодействия населенных мест, образуя демографическое пространство [5]. Следует отметить, что в пространственной экономике расстояние выступает, как особый фактор, который накладывает дополнительные барьеры, затрудняет контакты, перемещение людей, товаров, услуг, а также информации. Однако современные информационные технологии внесли определенные коррективы в данную идеологию. Они позволили индивиду выбирать тот вид отношений, который максимально удобен и эргономичен, в свою очередь это позволяет «не замечать» расстояния, экономить время и сокращает трансакционные издержки.

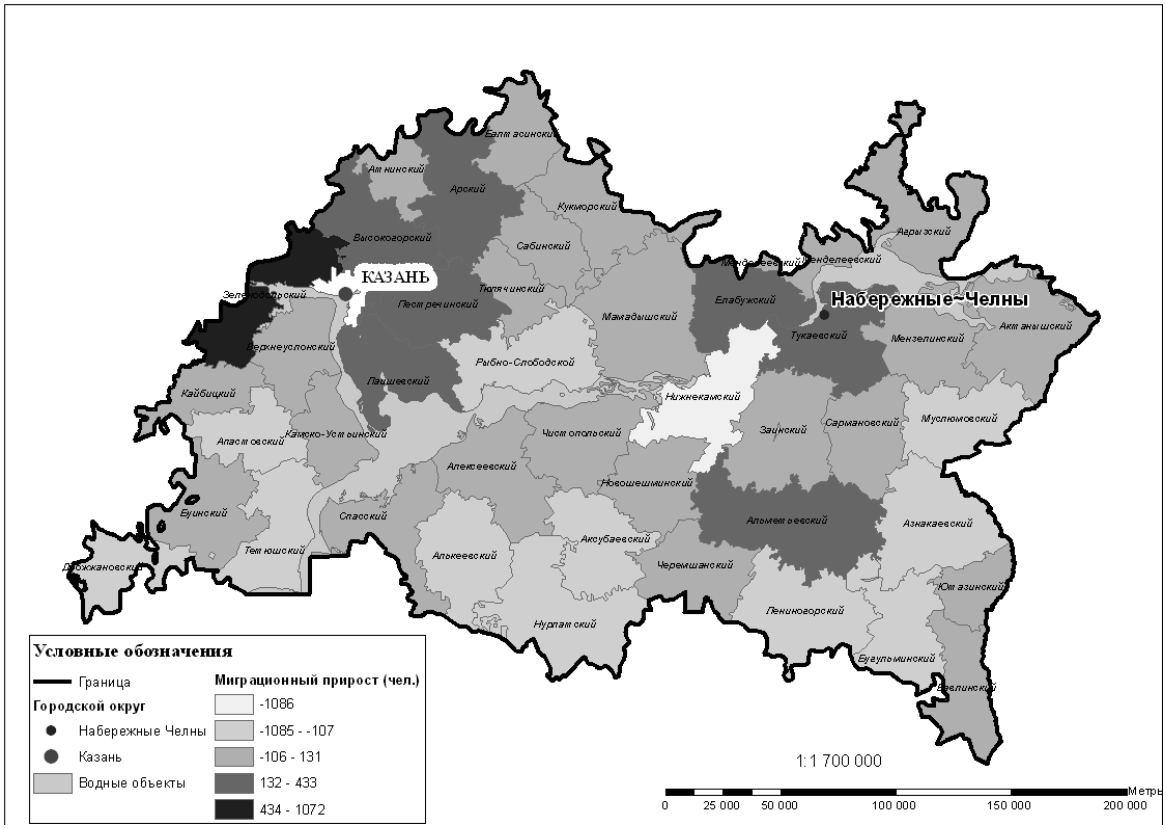


Рис. Миграция в Республике Татарстан (2012 г., чел.)

Попытки моделирования демографического пространства известны давно, так модель «центр - периферия», в классическом виде была разработана Джоном Фридманном в 1966 году [6]. Она носит универсальный характер и может быть применена как на микроуровне (город-пригород), так и на макроуровне (город-село). Классическая модель Иоганн фон Тюнена была опубликована в 1829 году (в качестве центра рассматривался рынок сбыта сельскохозяйственной продукции, а периферией выступала сама сельская местность, где эта продукция выращивалась). Развитием его модели занимались немецкие ученые географы Вальтер Кристаллер (автор теории центральных мест) и Август Лёш (автор теории размещения производства в условиях рыночной экономики). Освоение теоретических идей Лёша и Кристаллера в эмпирических исследованиях послевоенного периода связано с попытками синтеза этих двух подходов в рамках единой концепции полифункционального каркаса территории страны. Эти эмпирические работы, наиболее ярко представленные трудами французской школы пространственного экономического анализа, опираются лишь на общую концепцию каркаса. Однако они не выходят на уровень систематизированных формализованных математических построений, характерных для работ Тюнена, Лёша и Кристаллера. В то же время несомненным достоинством подобных эмпирических исследований является их ориентация на осознанные исследователями назревшие потребности общества, на социальный заказ. Французские прикладные исследования конца 50-х, начала 60-х годов смогли сыграть столь важную роль, потому, что по своей идейной направленности этот подход соответствовал ожиданиям и нуждам властных структур на различных уровнях государственного управления. Позже аналогичные подходы были характерны для Японии [1].

Для современного этапа развития человечества характерен быстрый рост числа и размеров городов. Особенно интенсивно растут большие города. Их воздействие на природные условия и экономику всего мира очень велико, они производят около 80% мировой продукции в стоимостном выражении. При этом города дают выше 80% всех выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух и гидросферу. В городах больше возможностей для разностороннего образования, профессии, приобщения к культурным ценностям. Поэтому они все больше притягивают к себе сельских жителей. в ближайшее время в городах. по-видимому, будет проживать свыше 50% населения мира. Особенно быстро растут города в развивающихся странах: их площадь увеличивается каждые 12-15 лет [4].

Попытки применения модели «центр-периферия» в различных областях жизнедеятельности человека продолжаются по сей день, это и образование, здравоохранение, экономика, экология и т.д. В рамках теории экономики города разрабатываются различные модели. позволяющие объяснить функциональную организацию экономического пространства города. Развитие подобных моделей восходит к работам американской школы. получившей название «экология города» [1].

Академик Международной академии архитектуры А.С. Кривов, развивая проект «Национальная система расселения Российской Федерации – XXI век», определяет национальную систему расселения, как глобально и национально воспринимаемую целостность взаимодействующих друг с другом расселенческих образований всех форм, масштабов и генезиса, объединяемых в этой целостности системой инфраструктур, включая управленческую [2]. Региональные различия, гуманизация пространства, возрастание роли человеческого фактора в постиндустриальную эпоху обусловили возникновение феномена региональной идентичности и актуализацию проблемы идентификации территории региональным сообществом [3]. Соотнесение образа «Я» и образа территориальной общности образует механизм региональной идентичности. Решение геоэкологических проблем урбанизованных территорий таким образов видится нам, как элемент общественного и личного сознания, в котором отражается сознание территориальной общности своих интересов жить в экологически безопасной среде.

Литература

1. Занадворов В.С., Ильина И.П. Теория экономики города: Учеб. пособие. – М.: Изд. дом ВШЭ, 1999. – 174 с.
2. Кривов А.С. Национальная система расселения Российской Федерации – XXI век//Управление развитием территории. – Москва, 2012. – №3. – С.12.
3. Павлюк С.Г. Вернакулярные районы в постиндустриальную эпоху // Постиндустриальная трансформация социального пространства России: Сб. докл. Шестых Сократических чтений. – М, 2006. – С. 94-115.
4. Рубцов В.А., Габдрахманов Н.К., Габдрахманова М.Г. Геоэкологические особенности урбанизованных территорий // Здоровье человека в XXI веке: Материалы I-ой Российской научно-практической конференции. – Казань, 2008. – Т.1. – С. 244 - 245.
5. Трофимов А.М., Шарыгин М.Д. Связующая роль проблемы расселения в концепции развития территориальных общественных систем // Территория и общество: Межвузовский сборник научных трудов. – Пермь, 1994. – С. 4–14.
6. John Friedmann. Regional Development Policy: A Case Study of Venezuela. - MIT Press, 1966. – 279 p.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КОМПОЗИТНЫХ НАНОРАЗМЕРНЫХ МАТЕРИАЛОВ НА ОСНОВЕ ОКСИДА АЛЮМИНИЯ ДЛЯ ОЧИСТКИ СТОЧНЫХ ВОД ОТ УРАНА

Д.Н. Галушкина, М.М. Васильева, Т.Г. Макаревич, Ю.А. Муксунова
Научный руководитель доцент М.П. Чубик
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В течение долгого времени загрязнение окружающей среды радиоактивными ионами, производными от процессов обработки урана или утечки ядерных реакторов, представляют собой серьезную угрозу здоровью человека. Радиоактивные вещества могут попадать в грунтовые воды и загрязнять запасы питьевой воды в зонах большой плотности населения. Ключевой проблемой в разработке технологий для удаления радиоактивных ионов из окружающей среды – в основном, из сточных вод, и их последующая безопасная ликвидация – заключается в изобретении материалов, которые могут абсорбировать радиоактивные ионы из сточных вод, причем делать это избирательно, невозвратимо, эффективно и в больших количествах. Широкие применение находят сорбционные методы очистки воды от трансурановых элементов. Данные методы позволяют очистить сточные воды до необходимого уровня активности. Масштабность задач по ликвидации последствий загрязнения окружающей среды и предотвращению дальнейшего загрязнения требует адекватных усилий по разработке сорбирующих материалов и технологии их использования. В частности, сорбенты должны быть дешевыми и массовыми, а компактный остаток, содержащий радионуклиды, должен быть удобен для длительного хранения, переработки или захоронения. В последние годы во многих странах мира широко развиваются исследования по созданию сорбентов нового класса, состоящих из веществ биогенного происхождения (биосорбенты). Например, их производят из микробной массы или грибов, являющихся отходами микробиологической промышленности [3]. Кроме того, известно, что наночастицы оксида титана являются хорошими сорбентами урана из водных растворов [1]. Однако титан является достаточно дорогостоящим металлом, что затрудняет использование сорбентов на его основе в массовых масштабах.

В настоящей работе была поставлена цель: разработка и изучение композитного материала на основе плесневых грибов и наночастиц оксида алюминия для очистки сточных и промышленных вод от радиоактивных загрязнителей.

В качестве сорбента были выбраны наночастицы оксида алюминия (AlOOH). Кроме того, известно, что грибы обладают способностью к поглощению и накоплению внутри клеток тяжелых и радиоактивных металлов, что обеспечит дополнительную адсорбцию радиоактивных материалов из загрязненной среды. В качестве биосорбента был выбран плесневый гриб Aspergillus niger [2].

Изучение процесса сорбции урана проводили в статических условиях при комнатной температуре. Измерение массовой концентрации урана в растворах до и в процессе сорбции были выполнены люминесцентным методом на анализаторе жидкости «Флюорат-02-2М», согласно ПНДФ 14.1:2:4.38 – 95[5].

Проведенные исследование показали преимущество использования композитных материалов на основе плесневых грибов и наночастиц оксида алюминия (табл.).

Из таблицы видно, что степень адсорбции композитных материалов равна 80% . Данный материал существенно превосходит по сорбционной способности наночастицы оксида титана (62%) [1]. Кроме того нанопорошок оксида алюминия дешевый, прост в изготовлении.

Таблица

Сорбционные характеристики материалов

Сорбент	Исходная концентрация урана, мкг/л	Конечная концентрация урана, мкг/л	Степень сорбции, %
TiO_2	1200		62 [1]
Aspergillus niger	2325	1152	50
Композитный материал Asp. Niger AlOOH	2325	477	80

В качестве заключения можно отметить, что полученный нами композитный материал на основе плесневых грибов и наночастиц оксида алюминия является перспективным сорбентом для очистки воды от радиоактивного загрязнения.

Литература

1. Xu, Mingze; Wei, Guodong et al Titanate Nanotubes as a Promising Absorbent for High Effective Radioactive Uranium Ions Uptake // Journal of Nanoscience and Nanotechnology, 2012. – Vol. 12. – № 8. – pp. 6374-6379
2. Горовой Л.Ф., Косяков В.Н. Клеточная стенка грибов – оптимальная структура для биосорбции // Биополимеры и клетка, 1996. – Т.12, №4. – с.49-60.
3. Селиверстов А.Ф. Сорбция хитином, хитозаном и хитинсодержащими материалами радиоактивных элементов из водных растворов. Дис. ... канд. хим. наук. – Москва, 2004. – 120 с.
4. ПНДФ 14.1:2:4.38 – 95. Методика выполнения измерений массовой концентрации урана в пробах природной, питьевой и сточной воды люминисцентным методом на анализаторе жидкости «Флюорат – 02-2М», 2005. – 18 с.

КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ТЕХНОГЕННО-НАРУШЕННОЙ ТЕРРИТОРИИ

Е.В. Голдырева

Научный руководитель доцент И.Г. Петрова

Уральский государственный горный университет, г. Екатеринбург, Россия

Понятие окружающей среды имеет обобщённое значение, которое характеризует природные условия в конкретно избранном месте и экологическое состояние данной местности. Как правило, применение термина относится к описанию природных условий на поверхности Земли, состоянию её локальных и глобальных экосистем и их взаимодействие с человеком

В качестве критериев оценки состояния окружающей среды служат показатели естественного ненарушенного состояния природных комплексов или фоновые параметры среды, сформированные на момент начала освоения природного ресурса.

Степень техногенного воздействия, проявившаяся до начала работ по добычи минерального сырья, и характер преобразований компонентов окружающий природной среды определяют направление исследований по оценке фоновых параметров.

Примером изучения фонового состояния окружающей среды земельного участка, с уже трансформированными к настоящему времени природными условиями, можно считать месторождение известняков, расположенное в Свердловской области. Современную экологическую ситуацию территории следует рассматривать как техногенную. Ранее на участке данного месторождения существовало предприятие по добыче золота, многолетняя гидродобыча россыпного золота привела к полному изменению компонентов природной среды. На настоящий момент добыча золота старателями прекращена, и на земельный участок выдана лицензия другому недропользователю, разрешающая разведку и добычу известняка.

Критерии оценки состояния окружающей среды рассматриваются как мера антропогенного воздействия на экосистемы и ландшафты, при которой их основные функционально-структурные характеристики (продуктивность, интенсивность биотического круговорота, видовое разнообразие, устойчивость и др.) не выходят за пределы естественных изменений. Выделяются две основные группы экологических показателей – покомпонентные и комплексные.

К первой группе относятся индикаторы состояния воздуха, вод, почв, грунтов и донных отложений.

Ко второй группе экологических критериев относятся суммарные (интегральные) показатели, характеризующие природные системы в целом. Они могут быть получены на основе интеграции покомпонентных нормативов или путем нахождения интегральных индикаторов.

Для оценки данных критериев на ключевых участках, помимо визуального обследования и документации было выполнено опробование компонентов окружающей природной среды (рис.).

Для получения информации, о содержании химических веществ, выполнялись аналитические исследования отобранных проб. В состав работ вошли: количественный и полуколичественный анализы проб почв, грунтов, донных отложений; твердой компоненты снега; химический анализ природных вод и талых снеговых вод; определение содержания радионуклидов в грунтах.

Ограниченная площадь с развитием маломощного гумусового горизонта, развитая только на залесенных участках, и полное отсутствие почвенного покрова на практически 80% изучаемой площади (рис.), определили нецелесообразность выполнения химических исследований определяющих аграрную ценность данных почв для целей рекультивации.

Рис. Карта фактического материала с функциональным зонированием

Взаимосвязь поверхностных водотоков и подземных трещинно-карстовых водоносных горизонтов изучалась на данном месторождении специальными гидрогеологическими методами, с использованием натурных исследований и численного моделирования. Результаты исследований являются основанием для принятия проектных решений по способу отработки проектируемого карьера и условий дренажа.

Гидрохимические исследования подземных вод показали, что содержание компонентов, регламентируемых перечнем гигиенических нормативов (ГН 2.1.5.1315-03), в целом не превышают значений предельно-допустимых концентраций.

Результаты аналитических исследований проб воды отобранных из поверхностных водоемов, имеющих техногенный и природный характер происхождения, свидетельствуют о значительной степени трансформации природного гидрохимического фона. Состав поверхностных вод отличается пестротой. Во всех пробах содержание соединений азотной группы превышает нормативы, установленные для рыбохозяйственных объектов, также отмечено, что концентрация меди, никеля и свинца превышает $ПДК_{рыбхоз}$, причем в отдельных пробах они даже выше величины уровня установленного ГН 2.1.5.1315-03. В целом во всех пробах отмечается высокое содержание взвешенных веществ, источником поступления которых являются объекты гидродобычи золота, расположенные на прилегающей к участку месторождения территории.

Исследование донных отложений отобранных в водоемах изучаемой территории показали фоновые концентрации содержания тяжелых металлов не превышающие предельно-допустимых концентраций. Исследования химического состава насыпных грунтов отвалов и сохранившегося почвенного покрова позволили выявить участки, на которых отмечается повышенное содержание свинца, цинка, меди и кадмия, данные участки

совпали с выявленными аномалиями в снеговом покрове. Эти аномалии сформированы в результате аэрогенного переноса загрязняющих веществ от промышленных предприятий района, в зоне воздействия которых располагается исследуемый участок.

Интенсивные техногенные преобразования, связанные с добычей золота, негативным образом повлияли и на биологическое разнообразие. Общая численность и плотность животного населения района достаточно низкая, что весьма характерно для территорий промышленно освоенных районов. На исследуемом участке показатель видового разнообразия явно невысок, млекопитающие и земноводные практически отсутствуют, из представителей орнитофауны отмечаются черный стриж, полевой воробей, черная и серая ворона. Анализ растительных сообществ нарушенных территорий показал, что материал для естественного зарастания земель дает местная флора (злаки, осоки, бобовые), способная быстро захватывать освободившиеся территории, благодаря интенсивному семенному и вегетативному размножению и расселению с помощью различных надземных и подземных органов. На ограниченном участке с сохранившимся растительным покровом преобладают виды типичные для подзоны южной тайги с господством светлохвойных лесов с примесью березы и осины.

В целом анализ экологической ситуации показал, что территория участка характеризуется значительными изменениями компонентов природной среды, которые являются следствием проведения многолетней добычи россыпного золота. Эти изменения проявлены в изменении рельефа местности, уничтожения растительного покрова, трансформации гидрогеологических и гидрологических условий. Существующие положение необходимо учесть при разработке раздела «Охрана окружающей среды» и принятии проектных решений.

РАДИОЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ОБСТАНОВКА НА ТЕРРИТОРИИ И ДИНАМИКА ЗАБОЛЕВАЕМОСТИ ЗЛОКАЧЕСТВЕННЫМИ НОВООБРАЗОВАНИЯМИ НАСЕЛЕНИЯ АКМОЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ

Д.А. Джакупов

Научный руководитель профессор Л.П.Рихванов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Техногенное загрязнение природными радионуклидами в процессе добычи и переработки полезных ископаемых является проблемой многих стран, в том числе и Казахстана, который обладает крупными запасами урана и полезных ископаемых. По данным МАГАТЭ, на конец 1992 года Казахстан обладал 50% запасом урановых руд бывшего СССР. Основные ресурсы урановых месторождений Республики сосредоточены в Северном регионе, где более чем за 40-летнюю историю интенсивной добычи урановых руд (открытая и подземная добыча), были открыты 34 месторождения и 19 рудоуправлений урана [1, 2].

Ряд территории Акмолинской области относятся к разряду радиоэкологически неблагополучных. В результате деятельности уранодобывающих предприятий уже накоплены 250 млн. тонн радиоактивных отходов, которые представляют опасность окружающей среде и здоровью человека [3]. Многочисленными исследованиями радиобиологов показано, что ионизирующее излучение вызывает не только ранние повреждения (ожоги, выпадение волос, кровотечения, помутнение хрусталика глаза и т.д.), но и является причиной отдаленных (поздних) эффектов [7].

По данным авторов в 60 % проб питьевой воды исследованного региона установлено превышение суммарной альфа-активности по сравнению с нормой 272 раз. В отдельных пробах удельная активность урана-238 и свинца-210 до 2,5 раза превышает уровни вмешательства нормы радиационной безопасности. [4,5,6].

В тоже время показатели онкологической заболеваемости Акмолинской области высокие [8].

В качестве материала исследования использовали: уточненные сведения официальных отчетов областных онкологических диспансеров – «Отчет о заболеваниях ЗН» (учетная форма №7) на территории РК в 2006-20010 годы, данные извещений о впервые установленном диагнозе по регионам Республики Казахстан (учетная форма 090/У), заполненных на 21302 больных, данные Агентства Республики Казахстан по статистике о численности, половозрастном составе населения по областям и районам за 2006-2010 годы.

По показателю заболеваемости на первом месте расположена Павлодарская область (271%$_{000}$), на втором – Восточно-Казахстанская область (268%$_{000}$), на третьем – Северо-Казахстанская (253%$_{000}$), на четвертом – Костанайская область (252%$_{000}$), на пятом – Карагандинская (230%$_{000}$) и на шестом месте Акмолинская область (218%$_{000}$). Показатель Акмолинской области в 1,1 раза превышают среднереспубликанский показатель (183 %$_{000}$) заболеваемости злокачественными новообразованиями.

Литература

1. Беланог А.А., Байдурин С.А., Дарменов О.К., Бекенова Ф.К. Экологическая ситуация заболеваемость в Северном регионе Республики Казахстан. // «Астана медициналык журналы», 2003. – №4. – С. 12-14.
2. Казымбет П.К. Исследование радиоэкологической обстановки и состояние здоровья населения в уранодобывающих регионах Акмолинской области. // Астана медициналык журналы, 2005. – №3. – С. 8-9.
3. Казымбет П.К. Исследование радиоэкологической обстановки и обеспечение радиационной безопасности населения уранодобывающего региона Северного Казахстана. // Астана медициналык журналы, 2010. – №3 (61). – С. 9-15.

4. Казымбет П.К., Имашева Б.С., Бахтин М.М., Калибекова А.Д., Исенеев К.К., Асылбеков М.А. Комплексное исследование экологически неблагоприятных регионов Северного Казахстана // Материалы международной конференции «Медико-социальная реабилитация населения экологически неблагоприятных регионов». – Семей, 2006. – С. 58.
5. Исенеев К.К., Полстянова Н.Г., Ташметов К.К. Исследования загрязненности радионуклидами поверхностных и подземных водоисточников в Северо-Казахстанской области // Вестник Медицинского центра Управления делами Президента Республики Казахстан, 2006. – №1 (17). – С.113-115
6. Iseneev K.K. Potable water radioactivity assessment in North-Kazakhstan region// Medical-biological and radio-ecological problems on uranium-and oil-producing regions. IV International Theoretical and practical conference materials, 27-29 september 2010. – Astana, 2010. – p. 31
7. Рихванов Л.П. Радиоактивные элементы в окружающей среде и проблемы радиоэкологии. – Томск, 2009. – 430 с.
8. Сейтказина Г.Д., Мирманова Г.Ж., Ажмагамбетов А.Е., Сейсенбаева Г.Т., Оспанов М.А. Заболеваемость злокачественными новообразованиями в Северном регионе Казахстана. // Материалы VI съезда онкологов и радиологов стран СНГ№ 1-4 октября 2010. – Душанбе, 2010. – С. 28.

ЭЛЕМЕНТНЫЙ СОСТАВ ОТХОДОВ ХВОСТОХРАНИЛИЩ АЛТАЙСКОГО ГОРНО-ОБОГАТИТЕЛЬНОГО КОМБИНАТА И ИХ ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ОПАСНОСТЬ

Е.А. Дыкина
Научный руководитель доцент Н.А.Осипова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Алтай – один из богатейших регионов России по запасам металлических, нерудных и горючих полезных ископаемых. В переходной зоне горных сооружений Северо-Западного Алтая – в Локтевском, Рубцовском, Третьяковском и Змеиногорском районах сосредоточены запасы полиметаллических руд. В основном это медно-свинцово-цинковые пластовые и линзообразные залежи северо-восточной оконечности Рудного Алтая. Более 50 лет руды с этих месторождений перерабатывались на Алтайском горно-обогатительном комбинате (АГОК), где получали концентраты Zn, Cu и Pb. За время работы АГОКа вблизи г. Горняк образовались два хвостохранилища общей площадью около 1 км^2 и объемом 11 млн. м^3 [1].

Хвостохранилища отходов горно-обогатительного производства представляют собой постоянный источник поступления тяжелых металлов (ТМ) и агрессивных сульфатных вод в окружающую среду. После закрытия в 1995 г. АГОКа одной из главных экологических проблем прилегающих к отвалам территорий в условиях семиаридного климата стало распространение пыли, содержащей мелкие частицы отработанной руды, кристаллов солей и вторичных минералов и насыщенной ТМ, с поверхности иссушенных хвостохранилищ. Определенный вклад в загрязнение природных ландшафтов вносят водный смыв твердого материала с поверхности хвостохранилищ, испарение и выделение токсичных газов с их обводненных частей, сезонная фильтрация подкисленных и минерализованных талых вод при снеготаянии в подстилающие грунты.

Поверхность хвостохранилища представляет собой техногенное поверхностное образование (ТПО) песчаного состава из отходов обогащения полиметаллических руд, содержащих сульфиды Cu, Zn, Pb и др. Территория исследования была разделена на три зоны: импактную, буферную и фоновую. Импактная зона – это поверхность хвостохранилища, буферная включает 500-м зону от его технической границы, за фоновую принята территория на расстоянии 6,8 км. В импактной зоне распространены токсииндустраты подгруппы токсифабрикатов, в буферной – хемоземы, а в фоновой зоне – черноземы южные.

Целью работы было определить элементный состав отходов старого и нового хвостохранилищ Алтайского ГОКа, а также выявить их экологическую опасность для окружающей среды и жителей г. Горняк.

Элементарный состав отходов определялся с помощью ядерно-физического метода – Инструментального нейтронно-активационного анализа. Данный вид анализа позволяет определять 28 элементов. Содержание ртути в пробах определялись атомно-абсорбционным анализом «холодного пара» на анализаторе ртути «РА-915М» с пиролитической приставкой «ПИРО-915+».

На рис. 1 и 2 наглядно представлены концентрации ТМ в трех зонах для каждого хвостохранилища.

Как видно из графиков превышения в двух случаях наблюдаются по барию и цинку. Содержание по многим элементам находится на уровне фона, иногда немного превышая его. Концентрация по ртути в буферной и импактной зонах существенно превышают фоновые значения (фон – 0,01 мг/кг), однако эти содержания не превышают значений ПДК по ртути для почв, составляющий 2,1 мг/кг.

Экологическая опасность заключается в том, что многие из определенных элементов токсичны, например, все растворимые в воде соединения бария высокотоксичны. Вследствие хорошей растворимости в воде из солей бария опасен хлорид, а также нитрат, нитрит, хлорат и перхлорат. Хорошо растворимые в воде соли бария быстро резорбируются в кишечнике. Смерть может наступить уже через несколько часов от паралича сердца [2]. При длительном поступлении в организм в больших количествах все соли цинка, особенно сульфаты и хлориды, могут вызывать отравление из-за токсичности ионов Zn^{2+}. 1 грамма сульфата цинка $ZnSO_4$ достаточно, чтобы вызвать тяжелое отравление [3]. Что касается ртути, то ядовиты только ее пары и растворимые соединения. Металлическая ртуть не оказывает существенного воздействия на организм. Пары могут вызвать тяжёлое отравление. Ртуть и её соединения (сулема, каломель, цианид ртути) поражают нервную систему, печень, почки, желудочно-кишечный тракт, при вдыхании — дыхательные пути (а проникновение ртути в организм чаще происходит именно при вдыхании её паров, не имеющих запаха) [4].

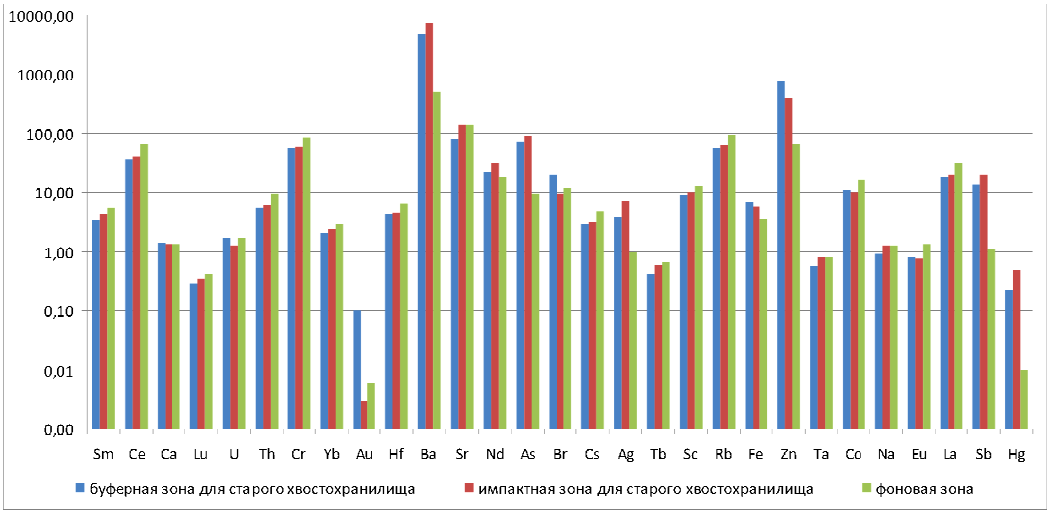


Рис. 1 Концентрации тяжелых металлов в почвах старого хвостохранилища

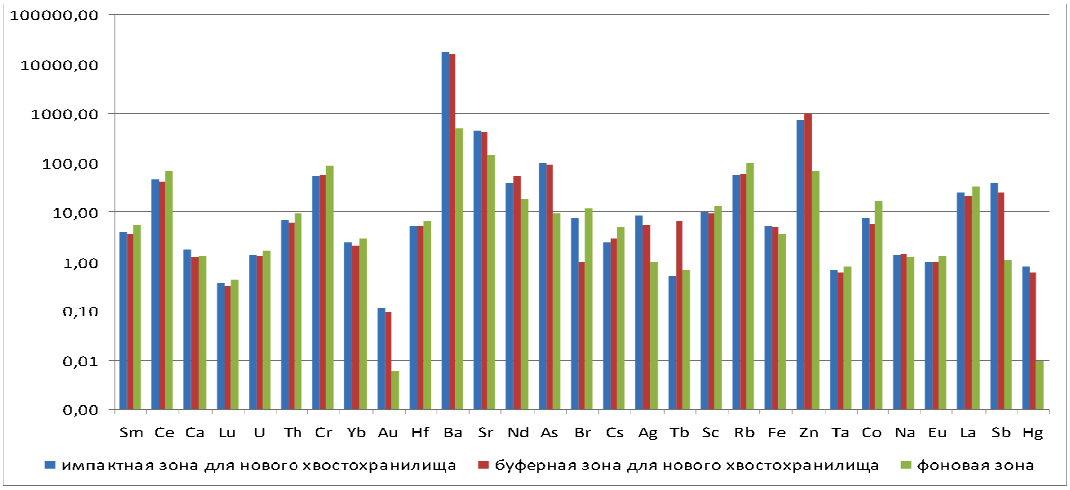


Рис. 2 Концентрация тяжелых металлов в почвах нового хвостохранилища

Исходя из полученных результатов и возможной экологической опасности, необходимо постоянно контролировать содержание тяжелых металлов в почвах в зоне влияния хвостохранилищ для того, чтобы применять необходимые меры по минимизации негативного воздействия на все компоненты окружающей среды и здоровье населения.

Литература

1. Бабошкина С.В., Горбачев И.В., Пузанов А.В., Балыкин С.Н. Тяжелые металлы (Cu, Pb, Zn, Cd, Cr, Hg) в техноземах, почвах и растениях горнопромышленных ландшафтов Северо-Западного Алтая // Ползуновский вестник, 2006. – № 2-1. – С. 269-272
2. Барий. URL: http://ru.wikipedia.org/wiki/Барий (дата обращения: 26.02.2013)
3. Цинк. URL: http://ru.wikipedia.org/wiki/Цинк (дата обращения: 26.02.2013)
4. Ртуть. URL: http://ru.wikipedia.org/wiki/Ртуть (дата обращения: 26.02.2013)

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ СОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПИТЬЕВЫХ ВОД РЕСПУБЛИКИ АЛТАЙ

Э.А. Елдоева
Научный руководитель профессор Л.П. Рихванов
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Некачественная питьевая вода — второй после бедности фактор риска ухудшения здоровья людей. Оптимизация условий водопользования и обеспечение населения достаточным количеством доброкачественной питьевой воды являются важнейшими государственными задачами. Питьевая вода является одним из основных поставщиков химических элементов, потребляемых человеком.

Республика Алтай — один из немногих уникальных природных регионов России, сохранивших первозданный облик экосистем [3].

Перспективной средой, которую можно использовать для оценки состояния качества вод и эколого-геохимической обстановки на территории Республики Алтай, являются солевые отложения питьевых вод (накипь), образующаяся в нагревательных приборах при многократном кипячении.

Солевые отложения являются депонирующей средой, поскольку имеет значительное время накапливаться, а так же отражать качество питьевых вод, употребляемых населением, в течение длительного времени.

Объект исследования − солевые отложения (накипь) из бытовой посуды, используемой для кипячения питьевой воды.

Пробы отбирались 2012 году в населенных пунктах Республики Алтай Алтайским региональным институтом экологии. Общее количество населенных пунктов, в которых были отобраны пробы накипи, составляет 50, общее количество проб – 50.

Солевые образования в виде накипи отбирались из различной посуды, в которых многократно кипятилась вода, в том числе из эмалированных и электрических чайников постукиванием, в случае, если накипь была прочно закреплена на стенках посуды, то это выполнялось с помощью ножа, изготовленного из нержавеющей стали. Накипь осторожно снималась со стенок бытовой теплообменной посуды (чайник, кастрюля, котел, самовар). Во всех полученных пробах использовалась водопроводная или колодезная вода, которая идет на питьевое водоснабжение. Проба высушивалась при комнатной температуре, затем истиралась в агатовой ступке до состояния пудры. В таком состоянии пробы отправлялась на дальнейший анализ.

Основным методом определения элементного состава солевых отложений питьевых вод являлся инструментальный нейтронно-активационный анализ на 50 химических элементов, проведенный на исследовательском реакторе ИРТ-Т в лаборатории ядерно-геохимических методов исследования Томского политехнического университета (аналитики – с.н.с. Судыко А.Ф., Богутская Л.Ф.).

Элементный состав солевых отложений четко фиксирует смену геохимических обстановок, обусловленную факторами природно-техногенного характера. Уровень содержания макро- и микроэлементов в накипи зависит от геохимических особенностей территории, сильное влияние на формирование состава оказывают природные (месторождения, рудопроявления) и возможно техногенные (агропромышленные предприятия) источники [1, 2].

Распределения химических элементов, накапливающихся в накипи питьевых вод населенных пунктах Республики Алтай, выполнено по среднему содержанию всей совокупности проб. В результатах исследования для всех населенных пунктов было отмечено аномально высокое содержание Zn, Sr, Ba, так же Ca, Cr, Co, As, Br, из редких земель – Nb; U (рис.).

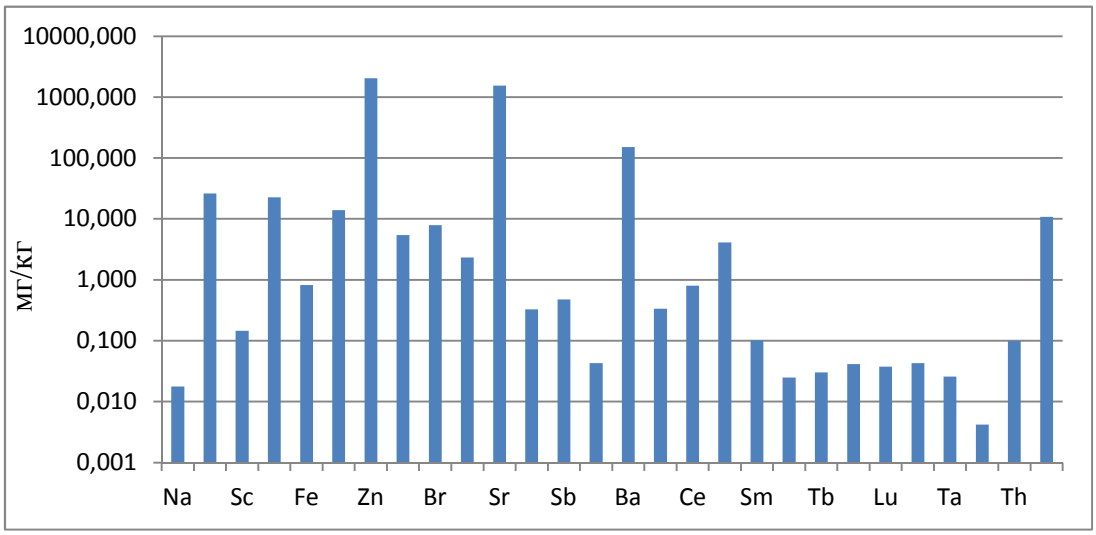


Рис. Среднее содержание химических элементов в солевых отложениях питьевых вод (накипь) населенных пунктах Республики Алтай

Каждая территория характеризуется своим содержанием химических элементов. Наибольшее содержание химических элементов наблюдается, в основном, в Турочакском, Улаганском, Кош-Агачском, Шебалинском и Чемальском районах. Например:

максимальное содержание Zn (3261 мг/кг) отмечено в Турочакском районе;

Sr: Улаганском (3221,7 мг/кг), Кош-Агачском (2071,1 мг/кг) районах;

Ba: Кош-Агачском (431 мг/кг), Улаганском (170,4 мг/кг), Турочакском (149,4 мг/кг) районах;

Ca: в Чойском (28,8 мг/кг), Турочакском (27 мг/кг), Шебалинском и Чемальском (26,5 мг/кг), Кош-Агачском (21,3 мг/кг) районах;

U (>10 мг/кг) в Кош-Агачском, Улагаском, Онгудайском, Усть-Канском, Усть-Коксинском районах, скорее всего, связано с геологическими особенностями строения территории. Максимальное содержание U, As, Cr, Nd отмечено в Кош-Агачском районе.

Среднее содержание U в накипи для всех населенных пунктов составляет 10,9 мг/кг, при максимальном значении 148, 2 мг/кг, при минимальном 0,5 мг/кг, а содержание Th - 0,1 мг/кг, значение торий-уранового отношения составляет 0,1. Максимальный уровень накопления урана совпадает с зонами, перспективными на выявление уранового оруденения, и представляет реальную экологическую опасность.

Таким образом, элементный состав накипи, образуемой в бытовых нагревательных приборах при кипячении вод населенных пунктов Республики Алтай, несет значительную информацию об особенностях химического состава питьевых вод, а также геохимическую обстановку, сложившуюся на территории.

Состав питьевой воды отражается на геохимических характеристиках накипи, что можно использовать как гигиенический показатель ее качества.

Картирование территории по содержанию элементов-примесей в накипи позволило выделить районы с высокими уровнями накопления определенных элементов.

Литература

1. Монголина Т.А. Геохимические особенности накопления солевых отложений (накипи) питьевых вод как индикатор природно-техногенного состояния территории: автореф. дис. … канд. геол.-мин. наук. – Томск, 2011. – 21 с.
2. Соктоев Б.Р., Рихванов Л.П., Тайсаев Т.Т. Геохимические особенности солевых отложений питьевых вод байкальского региона // Современные проблемы геохимии: Материалы Всероссийского совещания (с участием иностранных ученых). – Иркутск: Изд-во Института географии им. В.Б.Сочавы СО РАН, 2012. – В 3-х томах. – Т. 1. – С. 241-244.
3. Яркина Т.В., Волкотруб Л.П. Качество питьевой воды и здоровье населения Республики Алтай //Бюллетень сибирской медицины, 2009. – №2. – С. 123-127.

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПОЧВ КИТАЙСКОЙ ПРОВИНЦИИ ГУАНДУН И ПОЧВ ФРАНЦУЗСКОГО РЕГИОНА ОВЕРНЬ

А.Н. Злобина

Научный руководитель профессор Л.П. Рихванов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На земном шаре существует несколько регионов с высоким содержанием естественных радиоактивных элементов в почвах. Примером могут служить почвы района Посус-ди-Калдас штата Минас-Жерайс в Бразилии, почвы острова Ньюе а также почвы из южно- китайской провинции Гуандун [4].

Характер радиоактивности в почвах изменяется от чисто-урановой (U >> Th, что характерно для почв острова Ньюе) до смешанной уран-ториевой(Th/U > 2,5) и ториевой (Th/U > 5, как это имеет место в почвах провинции Гуандунг). Причиной формирования высоких концентраций естественных радиоактивных элементов в почвах, прежде всего, могут быть высокие концентрации этих компонентов в первичных почвообразующих породах, а также различные геологические процессы, приводящие к накоплению радиоактивных элементов, например, инсоляционные процессы накопления урана, а также техногенное загрязнение радиоактивными компонентами вокруг горно-перерабатывающих предприятий [2].

Целью данной работы является изучение природы высокой радиоактивности почвы южно-китайской провинции Гуандун и почвы французского региона Овернь (вблизи города Виши), а также их сравнительная геохимическая характеристика.

Предварительный гамма-спектрометричсекий анализ китайской почвы (проба почвы весом 238 г) показал, что она характеризуется ториевой природой радиоактивности (Th – 190 Бк/ кг; U (по Ra) – 120 Бк/ кг; K^{40} – 150 Бк/ кг).В почве также присутствует следы техногенного изотопа Cs^{137}, что свидетельствует о наличии глобальных выпадений этого изотопа от испытаний ядерного оружия в атмосфере.

Оперативный анализ почвы провинции Гуандун методом инструментального нейтронно-активационного анализа в ядерно-химической лаборатории кафедры ГЭГХ (аналитик А.Ф. Судыко) показал, что содержание (Th=43,6; U=9,2). Обращает на себя внимание высокая концентрация редких земель (∑ TR = 134,5 г/т), особенно Ce и Nd.

Анализ этих данных (рис. 1) показывает, что максимальное накопление радиоактивных элементов отмечается во фракции -0,04 и глинистой фракциях. При этом, максимум накопления U отмечается в тонкой песчаной фракции (22,7 г/т), а Th в глинистой фракции (110,4 г/т). Ториево-урановые отношения в них соответственно изменяются от 4,3 до 9. В тонкой песковой (<0,04) и глинистой (<0,01) фракциях происходит максимальное накопление редких земель, Та и ряда других элементов.

В связи с этим, дальнейшему более детальному анализу была подвергнута глинисто-илистая составляющая почвы. Её химический анализ показал, что 81,45 % обусловлено присутствием оксидов Si и Al, с отношением $SiO_2 : A1_2O_3 = 1,5$.

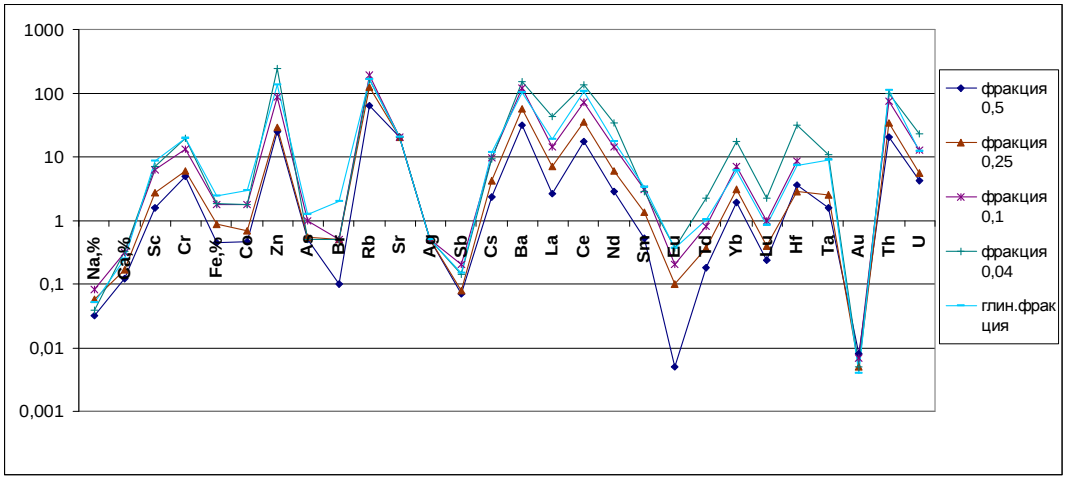


Рис. 1 Содержание химических элементов в различных фракциях почв провинции Guangdong по данным ИНАА

Почва провинции Гуандун была подвержена более детальному анализу. Следующий этап исследования осуществлялся с использованием оптических (бинокулярный микроскоп) и электронно-микроскопических (электронный микроскоп Hitachi S-3400N) методов исследований. По результатам исследований тяжелой фракции установлено, что в ней преобладают глинистые частицы. В этих агрегатах просматриваются неустановленная минеральная фаза, представляющая собой смесь оксидов неодимия и железа. В единичных случаях отмечаются зерна торийсодержащего циркона.

Методом инструментального нейтронно-активационного анализа была исследована почва французского региона Овернь (рис. 2).

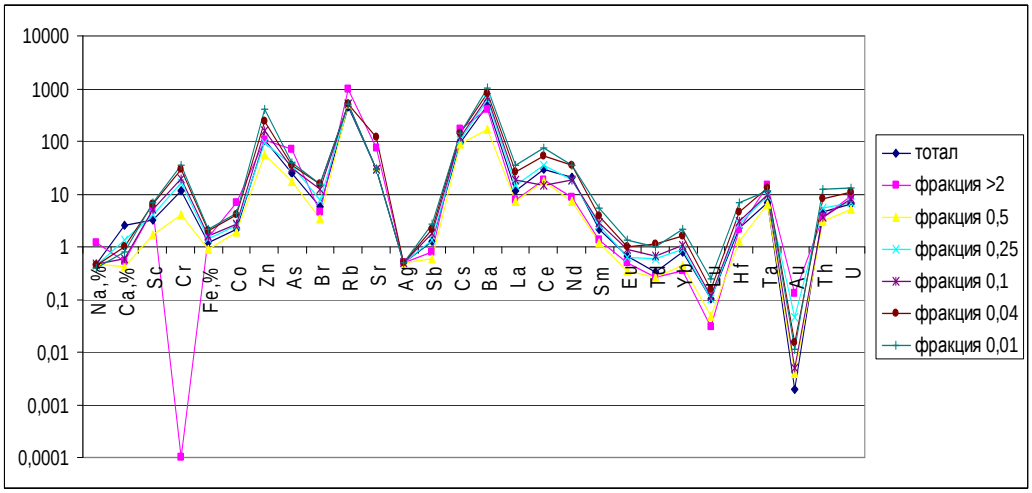


Рис. 2 Содержание химических элементов в различных фракциях почв региона Овернь по данным ИНАА

Из графика видно, что именно в тонкой песковой (<0,04) и (<0,01) фракциях происходит максимальное накопление редких земель и радиоактивных элементов, как и в случае с китайской почвой. Дальнейшим этапом было сравнение содержаний элементов в тонкодисперсных фракциях французской и китайской почв (рис. 3).

Такое накопление элементов в тонких фракциях в обоих случаях объясняется аккумуляцией редких элементов новообразованными тонкодисперсными, в особенности глинистыми минералами, являющаяся типичным ионообменным процессом. В ионном обмене могут участвовать как изоморфные, так и сорбированные ионы [1].

В качестве рабочей гипотезы можно предположить, что в данном случае работает сорбционный механизм концентрирования U, Th, редких земель на каолинит-гиббситовом коллоидном агрегате.

Главным отличием исследуемых почв является природа высокой радиоактивности: у почв провинции Гуандун – ториевая (Th/U > 5), а почвы г. Виши (Франция) обладают смешанной уран-ториевой(Th/U > 2,5) природой.

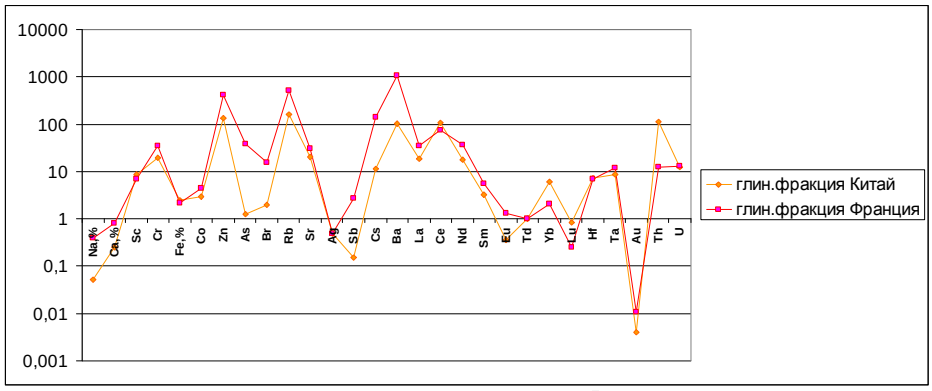


Рис. 3 Содержание химических элементов в глинистых фракциях почв региона Овернь и провинции Гуандун по данным ИНАА

Литература

1. Бурков В.В. Литофильные редкие элементы в корах выветривания. – Москва, 1996. – 238 с.
2. Рихванов Л.П. Радиоактивные элементы в окружающей среде и проблемы радиоэкологии: Учебное пособие. – Томск, 1997. – 384 с.
3. Рихванов Л.П. Циркон-ильменитовые россыпные месторождения – как потенциальный источник развития Западно-Сибирского региона. – Кемерово, 1993. – 214 с.
4. Eisenbud Merril. Environmental radioactivity: from natural, industrial and military. – Academic Press, 1997. – 656 с.

УПРАВЛЕНИЕ ПРОЦЕССАМИ ПЫЛЕПОДАВЛЕНИЯ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОГО КОМПЛЕКСА

А.В. Иванов, Ю.Д. Смирнов
Научный руководитель профессор М.А. Пашкевич
Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», г. Санкт-Петербург, Россия

В настоящее время применяемые способы и средства пылеподавления на предприятиях минерально-сырьевого комплекса зачастую не обеспечивают должной эффективности пылеподавления и, при этом, сопровождаются значительными затратами. Наиболее остро данная проблема проявляется на горно-добывающих и горно-перерабатывающих предприятиях, производящих добычу полезного ископаемого открытым способом. Выемка горной массы и ее последующее складирование сопровождаются образованием пылящих поверхностей за счет обнажения горных пород и образования техногенных массивов: карьеров, отвалов. Кроме того, пылением горной массы сопровождаются процессы транспортировки, пересыпа, дробления, бурения скважин. Все источники пылевыделения на предприятии подразделяются на точечные и площадные. Но с учетом особенностей производимых мероприятий по пылеподавлению источники можно условно разделить на динамичные и нединамичные. К нединамичным источникам можно отнести неотсыпаемые участки отвалов, неиспользуемые хвостохранилища, необрабатываемые борта карьера. Обеспыливание на таких источниках носит капитальный характер. На динамичных источниках процессы пылеподавления должны осуществляться с определенной периодичностью.

Наиболее распространенным в настоящее время вещество для пылеподавления является вода. В некоторых случаях применяется вода с добавлением поверхностно-активных веществ. Затраты воды на обеспечение эффективного обеспыливания всех источников пылевыделения на предприятии колоссальны. Как правило, именно вода, является основным веществом для пылеподавления динамичных источников.

В условиях российской горной промышленности вода обладает существенных недостатком. В условиях отрицательной температуры окружающей среды необходимо гидрообеспыливание на предприятиях, как правило, не используется вследствие обледенения и замерзания распылителей, а также, образования наледи на поверхности оборудования.

Как следствие, снижение затрат на пылевыделение и решение проблемы зимнего использования воды следует искать в способах снижения количества ее потребления. Рациональным комплексом, позволяющим снизить эти затраты является автоматизированная система круглогодичного пылеподавления разработанная в Горном университете. В составе системы предлагается использовать пневмогидравлические форсунки [1], которые обеспечивают тонкодирсное распыление жидкости и при использовании данных устройств в условиях отрицательной температуры окружающей среды процессы пылеподавления сопровождаются снегообразованием, что позволяет минимизировать образование наледи на оборудовании [2]. Тонкодисперсное распыление позволяет производить пылеподавление с большей эффективность при меньших затратах воды [2]. В настоящее время проработана конфигурация системы для использования при конвейерной транспортировке и в пунктах пересыпа горной массы.

Система включается в себя четыре подсистемы: система подачи воды к форсункам, система подачи сжатого воздуха к форсункам, система кабельного обогрева форсунок и магистралей подвода воды система контроля и управления.

Система обладает рядом отличительных особенностей. Над конвейером установлен специальный бункер, имеющий входной и выходной порталы, через которые проходит лента конвейера. Система форсунок располагается над лентой конвейера в бункере, таким образом, что пылеподавление происходит внутри бункера на проходящей на ленте конвейера горной массе. Система форсунок объединена единой системой подачи воды, единой системой подачи сжатого воздуха, единой системой кабельного обогрева форсунок и магистралей подвода воды. При этом системы подачи воды и сжатого воздуха оснащены общими запорными и регулировочными электромагнитными клапанами, которые позволяют производить включение/отключение систем и регулировку расхода воды и сжатого воздуха соответственно. Кроме того, каждая форсунка дополнительно оснащена запорными и регулировочными электромагнитными клапанами воды и сжатого воздуха, что позволяет производить включение/отключение и индивидуальную регулировку каждой форсунки с учетом параметров износа форсунки, потерь в магистралях подвода воды и сжатого воздуха. Система кабельного обогрева форсунок оснащена реостатом и выключателем.

Система контроля и управления включается в себя последовательно подключенные элементы: ЭВМ, сетевой контроллер, приемно-контрольный прибор, релейный блок. ЭВМ принимает данные о состоянии атмосферы от стационарного метеометра и пылемера, с учетом этих данных формирует сигнал на включение/отключение форсунок, регулировку расходов воды и сжатого воздуха, включение/отключение и регулировку температурной мощности системы кабельного обогрева. Сетевой контроллер является передающим устройством между ЭВМ и приемно-контрольным прибором. К приемно-контрольному прибору подключен линейный извещатель, датчики которого установлены выше уровня ленты конвейера таким образом, что сигнал между ними прерывается при прохождении горной массы на ленте конвейера. С учетом данных от линейного извещателя приемно-контрольный прибор вырабатывает сигнал на включение/отключение системы пылеподавления с предустановленными задержками. Далее сигнал передается на релейный блок, который, в соответствии с поступившими сигналами осуществляет управление всеми клапанами, выключателе и реостатом.

ЭВМ располагается в пункте диспетчеризации предприятия и, позволяет производить, также контроль и ручную настройку системы за счет подключенных средств ввода и вывода информации. Сетевой контроллер располагается на участке, где производится пылеподавление и, непосредственно с участка, также, позволяет производить контроль и ручную настройку системы за счет подключенных средств ввода и вывода информации. Приемно-контрольный прибор имеет встроенные алгоритмы работы и позволяет продолжать автоматическое управление системой при обрыве сигнала сетевого контроллера с ЭВМ. Общие запорные клапаны выполнены нормально-закрытыми и автоматически производят отключение пылеподавления при прекращении подачи электроэнергии на участок. Стоит, также, отметить, что все вышеперечисленные компоненты являются серийными.

Аналогично автоматизированное пылеподавление может осуществляться в пунктах пересыпа горной массы. В настоящее время разрабатываются конфигурации системы автоматизированного круглогодичного пылеподавления для других динамичных источников пылевыделения.

Проведенная работа выполнена при поддержке ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009-2013 годы, Правительства г. Санкт-Петербурга, Центра коллективного пользования ЦКП Горного университета.

Литература

1. Пат. 2446021 РФ, МПК B05B7/12. Форсунка для пылеподавления / Пашкевич М.А., Смирнов Ю.Д., Иванов А.В., Добрынин О.С., Бульбашев А.А. – Опубл. 27.03.2012. – 6 с.
2. Смирнов Ю.Д.. Разработка инновационного пылеподавляющего устройства для условий северных регионов / Ю.Д.Смирнов, А.В.Иванов // Записки Горного института, 2012. – Т.195. – С. 133-137.

ОЦЕНКА РИСКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ НА ЗДОРОВЬЕ ЧЕЛОВЕКА В ЗОНЕ ВЛИЯНИЯ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

М.Ю. Капустина, Е.А. Филимоненко
Научные руководители доцент Н.А. Осипова, доцент А.В. Таловская
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Интерес к вопросам экологической безопасности нефтегазовых промыслов проявляется в связи с тем, что при разведке, обустройстве и эксплуатации месторождений нефти и газа негативному воздействию подвержены все природные среды, в том числе и атмосферный воздух. По данным Департамента природных ресурсов и охраны окружающей среды Томской области на территории Томской области наибольшее загрязнение атмосферного воздуха отмечается в районах размещения предприятий нефтегазодобывающей отрасли (Александровский, Каргасокский и Парабельский районы) [12]. Загрязняющие вещества поступают в окружающую среду от всех технических объектов нефтегазовых промыслов, однако особое беспокойство вызывают горящие факела. При сжигании газа на факеле, особенно при нарушении оптимальных режимов горения, происходит выброс в атмосферу более 250 опасных химических веществ, включая канцерогенные полиароматические соединения, сажу, пыль с ионами различных металлов и оксидами неметаллов, природные радионуклиды и др., которые весьма токсичны и опасны для здоровья человека [6].Однако контроль за

состоянием атмосферного воздуха в районах нефтедобычи ограничен стандартным набором ключевых загрязнителей. В связи с этим существует необходимость контроля широкого спектра геохимически активных элементов-загрязнителей, не рассматриваемых в рамках программы обязательного мониторинга месторождений углеводородного сырья, но формирующих значительные ореолы загрязнения. На примере нефтегазовых месторождений Тюменской области было показано, что продукты сгорания попутного нефтяного газа могут достигать высоты не менее 600 м, распространяясь в дальнейшем на большие расстояния. При этом около 40% их выпадает вблизи факела, около 30 % – на расстоянии нескольких сотен километров от источника и оставшиеся 20% – на расстоянии от тысяч до десятков тысяч километров [6].

Существуют различные методы оценки состояния атмосферного воздуха и индикации загрязнений от промышленных объектов. Одним из самых доступных и информативных в условиях Сибири является мониторинг снежного покрова [1, 3, 4 5, 8]. Снег обладает высокой сорбционной способностью и является носителем не только влажных, но и сухих выпадений, поэтому дает объективную оценку всех атмосферных загрязнений за зимний период. В результате проведения исследований по изучению элементного состава снеговых проб из нефтегазодобывающих районов севера Томской и Тюменской областей, Язиковым Е.Г. было установлено влияние многочисленных горящих факелов на нефтегазодобывающих промыслах, спецификой которых является присутствие в твердом осадке снега Br, Ba и Tb [13].

Метод оценки экологического риска применяется для получения количественных характеристик потенциального и реального ущерба здоровью населения от загрязнения промышленными объектами среды обитания. Известны работы, проводимые в данном направлении, как в России [2], так и в частности в г. Томске [14].

С целью оценки риска воздействия от ингаляционного воздействия на здоровье населения, проживающего в районах размещения объектов нефтедобывающей отрасли, сотрудниками кафедры геоэкологии и геохимии ТПУ проводился отбор проб снега в марте 2012 г. в 7 населенных пунктах Парабельского и 5 Каргасокского районов. Всего было отобрано 84 пробы снега. Все работы по отбору и подготовке снеговых проб выполнялись с учетом методических рекомендаций [4, 7, 8], руководства по контролю загрязнения атмосферы [9] и многолетнего практического опыта эколого-геохимических исследований на территории Западной Сибири [11, 13]. Объектом исследования является твердый осадок снега.

Аналитические исследования проводились в ядерно-физической лаборатории МИНОЦ «Урановая геология» кафедры геоэкологии и геохимии ТПУ с применением инструментального нейтронно-активационного анализа (ИНАА) на 28 химических элементов.

По результатам построения геохимических рядов ассоциаций химических элементов в пробах твердого осадка снега из Каргасокского и Парабельского районов были выявлены группы приоритетных поллютантов. Был рассчитан суммарный показатель загрязнения (СПЗ), отражающий эффект воздействия группы элементов. Согласно нормативной градации [5] в населенных пунктах Каргасокского и Парабельского районов СПЗ соответствует средней степени загрязнения атмосферы и умеренно опасному уровню заболеваемости проживающего на данной территории населения. Значительный вклад в СПЗ вносит мышьяк. Для мышьяка, а также хрома и кобальта был оценен канцерогенный риск от ингаляционного воздействия согласно методике US EPA [15] и отечественному руководству [10] (таблица). По соотношению уровня распространения рисков выявлен следующий ряд: Cr>As>Co. При классификации уровней риска для здоровья населения, обусловленного воздействием химических веществ, загрязняющих окружающую среду, рекомендуется применять концепцию приемлемого риска и систему критериев приемлемости, рекомендуемую ВОЗ [10, 15]. В соответствии с этими критериями уровень риска от ингаляционного воздействия хрома на территории Каргасокского и Парабельского районов следует расценивать как низкий и не представляющий опасности для здоровья населения. Уровни индивидуальных рисков, рассчитанных для мышьяка и кобальта минимальны, не отличаются от обычных, повседневных, в силу чего не требуют дополнительных мероприятий по их снижению, но подлежат периодическому контролю.

Таблица

Оценка канцерогенного риска для здоровья населения, проживающего в районах расположения нефтегазодобывающих предприятий

Район	Элемент	Сфон, мг/кг	С, мг/кг	Робщ*, мг/км^2·сут	Риск индивидуальный		
					средний	минимальный	максимальный
Каргасокский	Cr	110	36,0	488,0	$6{,}8\cdot10^{-6}$	$8{,}3\cdot10^{-9}$	$7{,}5\cdot10^{-5}$
Парабельский			89,5	1324	$1{,}8\cdot10^{-5}$	$3{,}8\cdot10^{-6}$	$6{,}5\cdot10^{-5}$
Каргасокский	Co	10,3	4,7	93,5	$3{,}0\cdot10^{-7}$	$7{,}5\cdot10^{-10}$	$5{,}6\cdot10^{-6}$
Парабельский			9,9	218,7	$7{,}1\cdot10^{-7}$	$3{,}4\cdot10^{-8}$	$3{,}3\cdot10^{-6}$
Каргасокский	As	0,5	3,1	53,2	$2{,}6\cdot10^{-7}$	$7{,}5\cdot10^{-10}$	$4{,}2\cdot10^{-6}$
Парабельский			9,7	226,1	$1{,}1\cdot10^{-6}$	$1{,}0\cdot10^{-8}$	$7{,}2\cdot10^{-6}$

* - Робщ – среднесуточное выпадение элемента на снеговой покров с атмосферной пылью (Робщ = С·Pn, где С – среднее содержание элемента в твердом осадке снега каждого из районов, Pn – пылевая нагрузка); Pn для

Каргасокского района – 17,5 мг/м^2·сут; для Парабельского района – 18,0 мг/м^2·сут; фоновая величина пылевой нагрузки 7 – мг/м^2·сут [11]; Уровни риска: 10^{-1} – чрезвычайно высокий, 10^{-1} - 10^{-3} высокий, 10^{-3} - 10^{-4} – средний, 10^{-4} - 10^{-6} – низкий, менее 10^{-6} - минимальный

Таким образом, геохимический подход к оценке экологического риска позволяет расширить круг веществ, вовлекаемых в практику оценки риска, оценивать их долевой вклад в индивидуальный канцерогенный риск. Также возможно районирование территории с размещением различных промышленных объектов, в частности объектов нефтегазодобывающей отрасли, по степени опасности для здоровья населения, проживающего на данной территории.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта BP Exploration Operating Company Llimited.

Литература

1. Ардаков Г.Н. Использование снежного покрова в городах для оценки их влияния на окружающую природную среду: автореф. дис. … канд. тех. наук. – Самара, 2004. – 21 с.
2. Артемьева А.А. Оценка риска для здоровья населения муниципальных районов Удмуртской республики с интенсивной нефтедобычей // Вестник Удмуртского университета, 2011.– № 3. – С. 3–17.
3. Валетдинов А.Р. Технология комплексной оценки влияния промышленных объектов на загрязненность тяжелыми металлами природных сред по результатам мониторинга снежного покрова: автореф. дис.… канд. тех. наук. – Казань, 2006. – 19 с
4. Василенко В.Н. Мониторинг загрязнения снежного покрова / В.Н. Василенко, И.М. Назаров, Ш.Д. Фридман. – Л.: Гидрометеоиздат, 1985. – 185 с.
5. Геохимия окружающей среды / Ю.Е. Сает, Б.А. Ревич, Е.П. Янин [и др.]. – М.: Недра, 1990. – 335 с.
6. Кудашев С.В. Эколого-экономические аспекты нефтедобычи в Ханты-Мансийском автономном округе // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XV Междунар. симпозиума им. академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. – Томск, 2010. – Т. 2. – С. 461–463.
7. Методические рекомендации по геохимической оценке загрязнения территорий городов химическими элементами. – М.: ИМГРЭ, 1982. – 111 с.
8. Назаров И.М. Использование сетевых снегосъемок для изучения загрязнения снежного покрова / И.М. Назаров, Ш.Д. Фридман, О.С. Ренне // Метеорология и гидрология, 1978. – № 7. – С. 74–78.
9. Руководство по контролю загрязнения атмосферы. РД 52.04.186 № 2932-83. – М.: Госкомгидромет, 1991. – 693 с.
10. Руководство по оценке риска для здоровья населения при воздействии химических веществ, загрязняющих окружающую среду. Руководство Р. 2.1.10.1920-04. – М.: Федеральный центр Госсанэпиднадзора Минздрава РФ, 2004. – 273 с.
11. Шатилов А.Ю. Вещественный состав и геохимическая характеристика атмосферных выпадений на территории Обского бассейна: Автореф. дис. … канд. геол.-мин. наук. – Томск, 2001. – 24 с.
12. Экологический мониторинг: Доклад о состоянии окружающей среды Томской области в 2011 году/ ред. А.М. Адам / Департамент природн. ресурсов и охраны окружающ. среды Том. обл., ОГБУ «Облкомприрода». — Томск: Издательство «Графика DTP», 2012. — 166 с.
13. Язиков Е.Г. Экогеохимия урбанизированных территорий юга Западной Сибири: дис. … докт. геол.-минерал. наук. – Томск, 2006. – 423 с.
14. Янкович Е.П., Осипова Н.А., Язиков Е.Г., Таловская А.В. Оценка индивидуального канцерогенного риска для здоровья населения г. Томска по данным геохимического состава пылеаэрозольных выпадений // Известия ВУЗов. Геология и разведка. – Томск, 2011. – № 5. – С. 67–74.
15. U.S.Environmental Protection Agency. 1998. Guidelines for ecological assessment. EPA/630/R-95/002F. Washington, DC.

СОСТАВ И ФОРМЫ ВХОЖДЕНИЯ ПОТЕНЦИАЛЬНО ЭКОЛОГИЧЕСКИ ОПАСНЫХ ХИМИЧЕСКИХ ЭЛЕМЕНТОВ В ГИПОГЕННЫХ МИНЕРАЛАХ РУД КОМСОМОЛЬСКОГО РАЙОНА

И.И. Кемкин
Научный руководитель доцент Р.А. Кемкина
Дальневосточный федеральный университет, г. Владивосток, Россия

Детальное изучение минерального и вещественного состава руд могут уже на ранних стадиях изучения месторождений способствовать определению круга потенциальных токсичных элементов, содержащихся в них. Степень воздействия этих элементов на биосферу находится в прямой зависимости от их концентрации и соответственно, от скорости мобилизации этих элементов. Скорость же мобилизации химических элементов определяется как физической и химической устойчивостью содержащих их минеральных фаз, так и формой нахождения их в рудах.

В результате изучения вещественного и минерального состава касситерит-сульфидных руд месторождений Комсомольского района установлено, что они характеризуются большим разнообразием рудных минералов и представлены, главным образом, сульфидами, среди которых наиболее распространены пирит, пирротин, халькопирит, сфалерит, станин, а также вольфраматами, представленными вольфрамитом и шеелитом и, в меньшей степени, оксидами. По результатам выполненных анализов выяснены особенности химических составов рудных минералов и установлено, что они включают широкий спектр элементов: Cu, Pb, Cd, Zn, Fe, Sb,

As, Bi, In, Co, Ni, Ga, Sc, Sr, и др., которые относятся к 1 и 2 классам опасности, согласно ГОСТ 17.4.1.02-83. Всего выделено 20 таких элементов, причем, содержания одних составляют целые проценты, других – достигают десятых процентов, а третьих – не превышают тысячные доли процентов.

Ниже приводятся данные по распространенности и содержанию экологически опасных химических элементов в основных рудных минералах Комсомольского района.

Индий. Как и многие другие касситерит-сульфидные месторождения, минерализованные зоны Комсомольского района отличаются повышенной индиеносностью. Минералами-концентраторами индия здесь являются касситерит от 0,0005 до 0,0035 %, сфалерит – 0,0001-0,28 и халькопирит – 0,0001-0,04. В незначительных количествах, до 0,003 % индий присутствует в шеелите. Как следует из приведенных цифр, во всех минералах имеется значительный разброс содержаний индия. Устанавливается повышение содержания индия в поздней сульфидной ассоциации - в халькопирите и сфалерите, где они почти на порядок выше, чем в касситерите.

Кобальт и никель концентрируются преимущественно в арсенопиритах, в которых количество их достигает, соответственно, 0,8 и 0,45 %. Для кобальта, кроме того, установлен и самостоятельный минерал – кобальтин. В небольшом количестве от 0,0001 до 0,28 % эти элементы установлены в пирротине, а также в пирите, образованном при дисульфидизации. Для пирита, кристаллизовавшегося в кварц-касситеритовую стадию, отмечается повышенное значение никеля до 1,00 % и кобальта до 0,14 %.

Сурьма в виде примеси присутствует в большинстве рудных минералов района, но содержания ее существенно меняются. Так, наибольшие ее количества отмечаются в арсенопирите – до 2 %, галените – 1 и халькопирите – 0,25. Устанавливается, что наиболее обогащены сурьмой арсенопириты относительно высокотемпературных зон, причем по падению содержания сурьмы возрастает. В то же время количество ее повышается в галенитах низкотемпературных зон. Интересно, что в этих же зонах на поздних этапах появляются и сульфоантимониты - бурнонит, джемсонит и буланжерит, что позволяет наметить признаки перехода минерализации от оловянной к сурьмяной, характеризующей северо-восточную периферию района. Незначительные содержания сурьмы отмечаются в пирите от 0,012 до 0,08 % и пирротине – 0,005.

Висмут составляет характерную примесь в арсенопирите, где его содержание изменяется от 0,01 до 0,7 %. Нередко в арсенопирите устанавливаются выделения самородного висмута, очевидно в результате распада первоначального твердого раствора. Вместе с тем, висмут присутствует в достаточно большом количестве в галените – до 1,73 %, халькопирите – 0,55 и группе минералов джемсонит-буланжеритового ряда – 0,75. В меньших количествах висмут отмечается в пирите – до 0,05 % и пирротине – 0,006 %. Весьма интересно, что повышенные содержания висмута устанавливаются в галенитах относительно высокотемпературных минерализованных зон и, наоборот, малые количества в галенитах низкотемпературных зон.

Серебро в виде примеси присутствует во всех проанализированных образцах галенитов и халькопиритов, где его содержание существенно колеблется. Так, содержание серебра изменяется в галенитах от 0,04 до 0,80, а халькопиритах от 0,01 до 0,14 %. В незначительном количестве от 0,01-0,03 % серебро присутствует в минералах джемсонит-буланжеритового ряда.

Мышьяк, помимо основного минерала-арсенопирита, концентратором которого он является, присутствует в виде примеси в большинстве рудных минералов. Наибольшие его значения характерны для пирита (до 4,8 %) и халькопирита (до 3,82 %). Десятые доли процента мышьяка отмечаются в пирротине, станнине и галените, а сотые – в сульфосолях (бурноните и джемсоните).

Свинец с содержанием более 1 % присутствует в халькопирите, что вероятно обусловлено механической примесью. В других минералах – арсенопирите, пирротине и сфалерите количество свинца в среднем изменяется от 0,01 до 0,53 %.

Цинк в качестве примеси с содержанием 0,03-0,08 % встречается в бурноните и джемсоните. Наиболее высокие его значения от 0,9 до 3,08 % отмечаются в галените и станнине.

Марганец с содержанием от 3,20 до 17,70 % постоянно присутствует в вольфрамите, что позволяет высокомарганцевые его разности отнести к гюбнериту. В незначительном количестве марганец присутствует в шеелите до 0,14 % и галените до 0,03, в то время как в сфалерите его содержание достигает более половины процента (0,62 %) .

Железо является характерной примесью всех минералов района, но количество его существенно меняется. Наиболее высокие его значения, в среднем 12,10 %, характерны для сфалерита, относящегося к марматитовой разности, и вольфрамита (в среднем 13,72 %), относящегося к фербериту. Существенные содержания железа отмечаются в бурноните от 1,00 до 3,00 %, джемсоните – 1,01-3,04 и галените – 0,17-2,52. Незначительная примесь отмечена в шеелите (0,10-0,16 %).

Медь в виде примеси с содержанием более 1 % встречается в арсенопирите и сфалерите, в меньших количествах она отмечена в пирротине до 0,15 %, джемсоните – 0,07 и шеелите – 0,005.

Помимо указанных выше элементов, в рудах месторождений Комсомольского района присутствуют и другие элементы, входящие в кристаллические решетки минералов в виде изоморфной примеси, определенные спектральным анализом. Это такие как кадмий, который постоянно отмечается в сфалеритах, где его содержание изменяется от 0,11 до 0,39 % и галлий (до 0,0008 %), присутствующий в половине проанализированных проб халькопирита. В единичных пробах шеелита обнаружен стронций до 0,05 %, а в вольфрамите выявлен скандий (0,001 %). В тысячных долях процента в пирите встречается таллий.

Почти половина из этих элементов (Fe, Zn, Cu, Pb, Sb, As и Bi) образует собственные минеральные формы (являются минералообразующими), а также присутствует в виде изоморфной примеси в других

минералах. Другая часть элементов (Cd, In, Ni, Ga, Sc, Sr, Tl, Mn, Hg и др.) встречается только в виде изоморфной примеси (табл.).

Таблица

Формы вхождения экологически опасных элементов в рудах

Элементы	Собственно минерал	Изоморфная и микропримесь
Fe	Вольфрамит, арсенопирит, шеелит, пирротин, пирит, халькопирит, станнин, кубанит, валлериит	Сфалерит, галенит, бурнонит, джемсонит, тиллит, висмутин, айкинит, кобальтин, касситерит
As	Арсенопирит, кобальтин	Пирротин, пирит, халькопирит, галенит, станнин, бурнонит, джемсонит, блеклые руды, касситерит
Pb	Галенит, бурнонит, джемсонит, тиллит, айкинит	Арсенопирит, пирротин, сфалерит, халькопирит, блеклые руды, касситерит
Zn	Сфалерит	Галенит, станнин, бурнонит, джемсонит, тиллит
Bi	Висмутин, айкинит	Арсенопирит, пирротин, пирит, халькопирит, галенит, джемсонит, блеклые руды
Sb	Бурнонит, джемсонит, блеклые руды	Арсенопирит, пирротин, пирит, халькопирит, галенит, касситерит
Cu	Халькопирит, станнин, бурнонит, блеклые руды, кубанит, валлериит, айкинит	Арсенопирит, шеелит, пирротин, сфалерит, джемсонит, висмутин, касситерит
Ag		Халькопирит, галенит, джемсонит, касситерит
Mn	Вольфрамит	Шеелит, сфалерит, галенит
Ni		Арсенопирит, пирротин, пирит, халькопирит, кубанит, валлериит, кобальтин
Co	Кобальтин	Арсенопирит, пирротин, пирит, кубанит
Sc		Вольфрамит, касситерит
Sr		Шеелит
In		Шеелит, сфалерит, халькопирит, касситерит
Tl		Пирит
Hg		Халькопирит, галенит
Cd		Сфалерит
Ga		Халькопирит, касситерит

ХВОСТОХРАНИЛИЩА АК-ТЮЗ ЧУЙСКОЙ ДОЛИНЫ. ПРОБЛЕМЫ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ И ТРАНСГРАНИЧНЫЕ ПОСЛЕДСТВИЯ

Д.П. Клименко

Научный руководитель доцент Л.Э. Оролбаева

Институт горного дела и горных технологий при Кыргызском государственном техническом университете им. Раззакова, г. Бишкек, Кыргызская Республика

Ак-Тюзские хвостохранилища находится в Кеминском районе Чуйской области. С 1942 года, здесь добывали и перерабатывали руду, содержащую свинец, цинк, редкоземельные элементы. Поселок Ак-Тюз расположен на расстоянии 150 км от города Бишкек. Переработанная руда на этом участке включает радиоактивные элементы из горных пород, содержащих торий (турнерит, торит, и др.). Вблизи поселка Ак-Тюз расположены четыре хвостохранилища с общим объемом около 3.4 млн.м^3 и три отвала с пустой горной породой, общий объем которых превышает 50 млн.м^3.

Рекультивационные работы на хвостохранилище №1 проводились в 1956 году, на последнем хвостохранилище №4 – в 1995 году. Все хвостохранилища и отвалы являются источниками постоянного экологического загрязнения радионуклидами (торий) и тяжелыми металлами в долинах рек Кичи-Кемин и Чу из-за подверженности их поверхности водной и ветровой эрозиям. Поверхность радиоактивных песков, содержащих торий и тяжелые металлы, открыта на многих участках. Имеется высокий риск экологического загрязнения в случае землетрясений, оползней и селей, которые могут вызвать трансграничное воздействие на соседнюю страну – Казахстан.

В декабре 1964г. произошло катастрофическое, сейсмосинхронное разрушение хвостохранилища № 2 Ак-Тюзского рудника. К моменту катастрофы в нем было уложено свыше 1 млн.м^3 "хвостов" переработки редкоземельных элементов. По химическому составу Ак-Тюзские хвосты были представлены солями тяжелых металлов с очень высоким содержанием свинца, цинка, меди, молибдена, мышьяка и бериллия. Кроме того, хвосты содержали повышенные концентрации кадмия, вольфрама, иттрия. Из радиоактивных элементов хвосты содержали высокие концентрации тория (800 – 7000 ppm) и циркона (110 – 4800 ppm). В результате разрушения неустойчивой намывной дамбы хвостохранилища, инициированного землетрясением, в реку Кичи-Кемин было выброшено около 600 тыс.м^3 хвостов (или 60% его объема). Потоки хвостов, содержащие повышенные концентрации тория и тяжелых металлов, в виде радиоактивного селя распространились по руслу и долине р.

Кичи-Кемин на расстояние до 40 км, вплоть до ее впадения в р.Чу на территории Казахстана. Отходы, складированные на участке площадью 22 Га, загрязнили сельскохозяйственные угодья, населенные пункты общей площадью 3600 Га.

Последствия этой трансграничной катастрофы устранялись много лет, однако и в настоящее время, т.е. по прошествии 45 лет, они продолжают негативно сказываться на состоянии окружающей среды и здоровье населения, проживающего в Кичи-Кеминской долине. Об этом свидетельствуют результаты комплексных экологических исследований в долине р. Кичи-Кемин, выполненных в 2004 – 2006 гг. чешской фирмой "GeoMin".

Результаты анализов показывают, что загрязнения воды, донных отложений, почвы и растительности в долине ниже хвостохранилища №2 характеризуются пестрой ассоциацией различных элементов (тория, бериллия, свинца, цинка, кадмия, молибдена, сурьмы, мышьяка, редких металлов), половина из которых являются экотоксикантами.

В настоящее время одним из главных источников загрязнения в пойме р. Кичи-Кемин являются остатки хвостов, которые после аварии 1964 г сохранились по обоим берегам реки. При паводках эти загрязненные материалы попадают в реку, переносятся и откладываются на густонаселенных участках конуса выноса реки Кичи-Кемин, достигая территории Казахстана. Эти загрязнители переходят в другие компоненты окружающей среды и попадают в цепи питания, создавая угрозу здоровью населения, проживающего в низовьях реки, в поселках Ильичевское, Джаны-Джол, Кичи-Кемин, Боролдой, Михайловка и Енбек (Казахстан).

Информация, предоставленная Министерством Чрезвычайных Ситуаций Кыргызской Республики, показывает, что средняя доза гамма измерения на четырех хвостохранилищах обычно колеблется от 60 до 100 мР/ч, достигая до 1500 мР/час в час на аномальных “горячих точках”. Это высокие показатели доз и они будут иметь воздействие на систему безопасности рабочих. Кроме того, необходимо также остерегаться от вредного воздействия альфа излучения тория и элементов его распада (радий, радон и т.д.).

Общие показания уровня гамма излучения, снятые на высоте одного метра с поверхности хвостохранилища №4 показывают от 100 до 130мР/ч. Наличие поверхностных вод над примерно одной четвертью хвостовых масс подсказывает, что уровень грунтовых вод на территории хвостохранилищ должен быть очень низким. Низкий уровень радиации подсказывает, что хвостовая масса вероятно сырая до значительной глубины.

Некоторые показания гамма радиации на высоте одного метра с поверхности хвостохранилища № 3 колеблются от 130 до 450 мР/ч. Учитывая расстояние хвостохранилищ № 2, 3 и 4 от населенных пунктов, маловероятно, что подверженность гамма излучению вызывает обеспокоенность из-за опасности для здоровья. Однако, хвостохранилище №1 находится в близком соседстве от населения, живущего в селе Ак-Тюз. Нет информации об экологическом мониторинге, геохимическом источнике, качестве воды или гидрогеологии о каком-либо из хвостохранилищ. Нет очевидных свидетельств о кислотных образованиях в хвостохранилищах. Качество воды с поверхности хвостохранилища №4 по измерениям обладает водородным показателем 7.5, удельной проводимостью 419 микро-Зиверт в час (зВ/ч).

Самую серьезную угрозу долгосрочной стабильности территорий представляет сейсмичная активность. Некоторые из сильнейших землетрясений в центральной Азии фиксировались в данной местности. Дамбы, сдерживающие отходы, обладают уже очень слабой функцией эффективности.

Уже обнаруживались радионуклиды, просочившиеся до уровня грунтовых вод и перемещающиеся по критическим путям облучения с движением поверхностных и грунтовых вод. Сухие отвалы отходов эродированы ветром; радиоактивные частицы перемещаются на более обширные территории. Гористая физиономичность местности подвергает хвостохранилища всем видам сильных эрозий. Кроме того, материалы с хвостохранилищ используются в некоторых поселениях как строительный материал.

После землетрясения 1964г. была разрушена сдерживающая дамба хвостохранилища №2. Около 600 тыс.м^3 токсичных и радиоактивных отходов было выброшено в реку Кичи-Кемин, которая впадает в реку Чу, главную реку региона, которая пересекает границу соседнего Казахстана. Аллювиальные кроны реки Кичи-Кемин омывают территорию приблизительно 3600 гектаров, включая два населенных пункта на казахской стороне границы с населением примерно 20,000 человек. Спустя 50 лет после выброса паводковых вод в Кичи-Кемин, сельскохозяйственные территории в 10км ниже по течению все еще заражены торием и солями других тяжелых металлов.

Когда-то созданная инфраструктура предостережения и защиты местного населения почти исчезла. В настоящее время не осуществляются попытки повседневного координированного мониторинга и обслуживания. Рудный концентрат тория находится на поверхности хвостохранилища №1 и имеет повышенный риск попадания в реку Кичи-Кемин. Повтор происшествия 1964года на хвостохранилище №2 имеет очень большую вероятность. Даже без аварийного выброса в реку, есть постоянная угроза утечки радиоактивных веществ в почву и до уровня грунтовых вод или ветром, перемещающим радиоактивную пыль.

Ввиду транснациональных воздействий (прорыв любой из хвостовых дамб повлечет утечку нуклидов на территорию соседнего Казахстана), Ак-Тюз является крайне щепетильной проблемой для Кыргызского Правительства. Как отмечалось выше, хвостохранилища расположены на расстоянии от 1 до 8 км от основного одноименного населенного пункта данной территории. Хвостохранилище №1 - самое близкое от поселений людей. Люди и их животные посещают территорию регулярно. Учитывая острую необходимость, незамедлительные ответные меры должны быть предприняты, такие как: установка фильтров для воды в школах, поликлиниках, защита помещений с повышенным уровнем радиоактивности, или в экстремальных ситуациях:

изменение местоположения хозяйств, реконструкция ирригационных каналов, мониторинг питьевой воды и пищи, мониторинг основ здравоохранения и обучение населения.

Жители п. Ак-Тюз передвигаются по долине. Люди, проходящие через хвостохранилища и пасущие скот, представляют обычную для этих мест картину. Местные жители копаются в отходах месторождений в поисках металлолома и других остатков, которые затем используются в строительстве домов, некоторые из этих площадей с отходами имеют очень высокое показание гаммы частиц из-за элемента тория, содержащегося в шламе хвостохранилищ.

Трансграничные воздействия и потенциальный региональный и транснациональный масштаб вреда, нанесенного окружающей среде в случае аварий дамб хвостохранилищ в Ак-Тюзе, вызывает серьезную обеспокоенность. Хвостохранилища расположены в непосредственной близости от реки Кичи-Кемин, которая втекает в реку Чу, главную реку региона, которая пересекает границу соседнего Казахстана. Конусы выноса реки Кичи-Кемин омывают территорию приблизительно 3600 гектаров, включая два населенных пункта на казахской стороне границы с населением примерно 20,000 человек. Спустя 50 лет после выброса паводковых вод в Кичи-Кемин, сельскохозяйственные территории 10км ниже по течению все еще заражены торием.

Вопросы трансграничного переноса радионуклидов и других токсикантов в странах Центральной Азии должны учитывать близость расположения «законсервированных» объектов к границам сопредельных государств, а также наличие условий или факторов (уязвимость источников загрязнения для водных или воздушных потоков), которые позволяют относить определенные проблемы управления этими источниками, к трансграничным.

В связи с вышеизложенным, необходимо продолжить развитие существующей вспомогательной инфраструктуры, включающей радиоэкологические лаборатории, научно-исследовательские учреждения, техническое образование специалистов, оборудование и приборы для радиационного контроля и мониторинга, объединить их усилия на проведение системного мониторинга воздействия загрязняющих веществ на окружающую среду и здоровье населения, создание единой базы данных и обеспечение ее доступности. Разработать и принять к исполнению соответствующие программы и мероприятия по мониторингу окружающей среды и здоровью населения на всех радиоактивных хвостохранилищах и отвалах, провести оценку уровня дозы радиации и последующего риска для населения и при необходимости применить адекватные меры защиты.

ИЗУЧЕНИЕ ИНДИКАТОРНОЙ РОЛИ РЕДКОЗЕМЕЛЬНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ В КРОВИ ЧЕЛОВЕКА (НА ПРИМЕРЕ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ)

Е.В. Коваль

Научный руководитель профессор Н.В. Барановская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

К группе редкоземельных элементов относят 14 элементов, находящихся в третьей группе 6 периода системы Д.И. Менделеева. В настоящее время эта группа элементов остается недостаточно хорошо изученной в отношении их содержания в живом веществе и специфики накопления. Поэтому становится актуальной проблема определения содержания максимально возможного количества редкоземельных элементов и установления их соотношений в органах, тканях и в целом организме человека, как в норме, так и при патологии с учетом разнотипного характера техногенного воздействия, проявляющегося на территориях разных регионов и ландшафтно-геохимических условий. Этому способствует и развитие аналитических методов исследования (ИСП-МС, ИНАА и ряд других), позволяющих определить ультрамикроконцентрации элементов.

Нами были исследованы уровни накопления редкоземельных элементов, в частности La, Ce, Sm, Yb, Lu, Tb, Eu. в Томской области в крови человека (255 проб). Анализ проводился с помощью инструментального нейтронно-активационного анализа на исследовательском реакторе ИРТ-Т в лаборатории ядерно-геохимических методов исследования Томского политехнического университета. Были сделаны выводы о специфике накопления элементов в крови.

Содержание редкоземельных элементов в крови человека соответствует геохимическим законам Оддо-Гаркинса и Менделееева-Кларка в такой же мере, как и других природных сред (рис.1). Как и в случае с почвами, водами, осадками донных отложений и другими объектами, наибольшей концентрацией среди изученных редкоземельных элементов отличается церий.

Основными техногенными источниками поступления редкоземельных элементов в организм человека на территории Томской области являются промышленные предприятия ядерно – топливного цикла, топливно – энергетического комплекса [1, 3]. Распределение промышленных предприятий и населенных пунктов на территории области крайне неравномерно.

С целью изучения влияния техногенеза на организм человека нами были выделены следующие группы районов:

Первая группа – Томский, как район с наиболее интенсивным техногенезом. На его территории помимо промышленных предприятий г. Томска (ГРЭС-2 и др.) располагается Северный промышленный узел. СПУ представляет концентрацию на ограниченной территории около 33 предприятий различного направления. Основные источники загрязнения: крупнейший в РФ ТНХК, СХК, агропромышленные комплексы, а также полигоны промышленных и бытовых отходов, золоотвалы, карьеры, очистные сооружения и др. [2].

Вторая группа – районы, расположенные в преимущественной розе ветров от Томского района (Зырянский, Первомайский районы).

В третью группу вошли районы сельскохозяйственного назначения (Шегарский, Чаинский, Бакчарский, Кожевниковский районы).

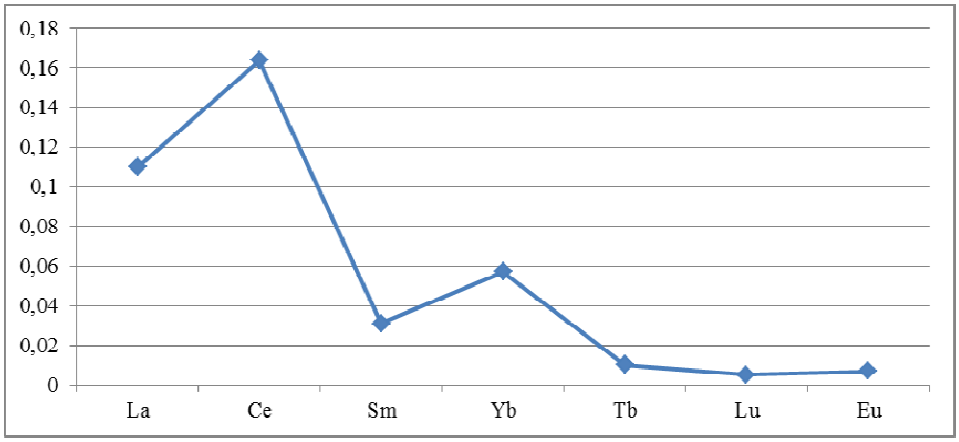


Рис. Распределение редкоземельных элементов в крови жителей Томской области

Четвертая группа включает северные районы, с развитым нефтегазодобывающим комплексом.

Анализ средних содержаний редкоземельных элементов в крови населения данных групп районов показал, что наибольшее отличие от основного распределения характерно для лантана. Максимальные его концентрации приходятся на районы, расположенные в основной розе ветров от Северного промышленного узла и для крови жителей Томского района. Кроме лантана, в крови населения этих территорий накапливается лютеций. Отмечено так же повышенное содержание самария, хотя максимум этого элемента выявлен на территории северных районов, наряду с высокими концентрациями церия. Для сельскохозяйственных районов не выявлено явственной специфики, можно лишь отметить несколько более существенное концентрирование иттербия, но его среднее содержание в крови практически идентично таковому для жителей северных районов.

Рассмотрение с\отношения легкого лантаноида – лантана к тяжелому – иттербию показало, что оно существенно выше для двух первых групп районов, характеризующихся специфичным техногенным влиянием СПУ (табл.).

Таблица

Средние значения содержания редкоземельных элементов в крови человека, сухой остаток, мг/кг

Группа	Районы	La	Ce	Sm	Yb	Lu	Tb	Eu	La/Yb
I	Томский	0,092	0,168	0,019	0,051	0,004	0,010	0,008	1,820
II	Первомайский, Зырянский	0,203	0,167	0,046	0,049	0,010	0,010	0,005	4,129
III	Шегарский, Чаинский, Бакчарский, Кожевниковский	0,034	0,165	0,030	0,082	0,003	0,011	0,009	0,417
IV	Александровский, Каргасокский	0,024	0,244	0,053	0,100	0,003	0,010	0,010	0,244

Научно-исследовательская работа проведена в рамках реализации ФЦП «Научные и научно-педгогические кадры инновационной России» на 2009-2013 годы (проект 2011-1.2.2-141-005-009).

Литература

1. Барановская Н.В. Закономерности накопления и распределения химических элементов в организмах природных и природно-антропогенных экосистем : Автореферат дис. … докт. биол. наук. – Томск, 2011. – 46 с.
2. Рихванов Л.П., Язиков Е.Г., Барановская Н.В и др. Эколого-геохимические особенности природных сред Томского района и заболеваемость населения – Томск, 2006. – 216 с.
3. Язиков Е. Г. Экогеохимия урбанизированных территорий юга Западной Сибири : Автореферат дис. … докт. геол.-мин. наук. – Томск, 2006. – 45 с.

ИЗМЕНЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ ПОД ВОЗДЕЙСТВИЕМ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ В ПРИПЯТСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ

А.В. Кондратенко
Научный руководитель ассистент И.И. Шишкова
Гомельский государственный университет имени Франциска Скорины, г. Гомель, Беларусь

К настоящему времени на территории Белорусского Полесья открыты 64 месторождения нефти, из которых 48 разрабатывается, 8 находится в стадии разведки, а 8 законсервировано. В регионе пробурено около 2000 нефтяных скважин глубиной от 2,0 до 5,4 км.

Бурение поисковых и разведочных скважин и эксплуатация месторождений нефти приводят к интенсивному загрязнению геологической среды. По условиям образования загрязнения делятся на: 1) эксплуатационные (очистка сеток, вибросит, шлам, отработанная вода в системе охлаждения, геофизические исследования скважин, перфорация, закачка кислоты и солярки в скважины); 2) технические (обмыв бурильных труб, загрязнение раствором после цементирования); 3) аварийные (нефтеводогазопроявления, прорыв трубопроводов, слом, обрыв, полет, прихват, заклинка бурового инструмента и обсадной колонны и т. д.); 4) природные (дождевые и талые воды) [1].

Поисковые и разведочные работы, а также добыча нефти в Припятском бассейне изменяют физическое состояние горных пород. В приствольном пространстве многих скважин в результате репрессии на пласт образуются каверны и трещины, особенно это характерно для пород верхнесолевой толщи. Аналогичные явления происходят в результате использования буровых растворов, которые являются агрессивными по отношению к породам пласта.

При бурении скважин с земной поверхности открывается доступ в осадочные образования биосферного вещества (вод, газов, твердых тел и живых организмов), что способствует развитию процессов физического, химического, биологического выветривания, созданию принципиально новых физико-химических и биохимических условий в глубоко залегающих горизонтах. Вскрытие и разрушение буровым инструментом горных пород приводит к падению внутрипластового давления, изменению напряженного состояния пород в массиве, вызывает дегазацию пород и вод, а также происходит изменение температурного режима пород, слагающих данные слои.

При буровых работах и разработке залежей нефти используют растворы сложного состава, обработанные химическими реагентами, нефте- и инертноэмульсионными смесями на углеродной основе. В результате применения солянокислотной обработки пород, а также буровых растворов возникает угроза загрязнения подземных вод; негативное экологическое воздействие производят попутные воды, извлекаемые совместно с нефтью из продуктивного пласта.

Загрязнение путем инфильтрации непосредственно через поверхностные отложения возможно не только для грунтового водоносного горизонта, но и для напорных вод вследствие их слабой естественной защищенности в природных условиях Беларуси. Основными источниками загрязнения подземных вод являются: 1) вещества, попавшие в них в результате утечки из водоводов, что составляет 40-45 %; 2) межпластовые перетоки (8-10 %); 3) утечки из нагнетательных скважин (20-25 %); 4) загрязнения в процессе освоения нагнетательных скважин (6-7 %) [1].

К производственным процессам в нефтедобывающей промышленности, влияющим на объекты водной среды, относятся: бурение и испытание эксплуатационных скважин; добыча и интенсификация добычи нефти; сбор, обработка и транспортировка нефти. Основными причинами загрязнения при бурении и испытании скважин являются: фильтрация и утечка жидких отходов бурения при отсутствии или некачественной гидроизоляции дна и стенок шламовых амбаров, поглощение бурового раствора в процессе бурения скважины и фильтрация его водной фазы в проницаемые отложения; межгоризонтальные перетоки по затрубному пространству и нарушенным обсадным колоннам; аварийные выбросы пластового флюида на дневную поверхность; некачественная рекультивация шламовых амбаров. Бурение скважин различного назначения (структурных, поисковых, разведочных, геофизических, водоснабженческих и др.) сопровождается следующими негативными процессами: при их некачественной проводке, плохой изоляции геологических интервалов разреза, ликвидации нередко отмечается нарушение естественной обстановки в зоне активного водообмена пресных и минеральных вод. Загрязнение происходит при поглощении промывочной жидкости, глинистого раствора, при нефтяных ваннах в случае прихватов бурового снаряда, затрубных межкомплексных перетоках (в том числе нефтяных флюидов), аварийного фонтанирования и пр.

Загрязнение возможно и при опробовании и испытании разведочных скважин с применением методов интенсификации притоков, а также при их опытно-промышленной эксплуатации на заключительной стадии разведочных работ; в случае межпластовых перетоков в верхних водоносных горизонтах образуются аномальные гидродинамические зоны, в которых фиксируется гидравлическое вытеснение вод данного горизонта загрязнителем (в частности, минерализованной, газонасыщенной водой, нефтью) из других водоносных горизонтов.

Сейсмические исследования, детальная скважинная и наземная сейсморазведка с применением буровзрывных работ могут значительно ослабить водоупорные отложения, являющиеся разделами между горизонтами с пресными и минерализованными водами в зоне активного водообмена. По образующимся в результате геофизических работ «окнам» возможно засоление пресных вод, используемых для водоснабжения. Загрязнители: буровые и тампонажные растворы; буровые сточные воды и шлам; пластовые

высокоминерализованные рассолы; материалы для приготовления, утяжеления и обработки буровых и тампонажных растворов; горюче-смазочные материалы; поверхностно-активные вещества и др.

При добыче и интенсификации добычи нефти причинами загрязнения являются: нарушение герметичности обсадных колонн в пресной части геологического разреза; аварийные порывы водотоков соленой воды; недостаточная эффективность очистных сооружений; коррозия промыслового оборудования и дренирование. Загрязнители – нефть и нефтепродукты, высокоминерализованные воды, поверхностно-активные вещества, окислы железа и др.

Сбор, подготовка и транспортировка нефти вызывают следующие причины загрязнения: аварийные порывы трубопроводов; нарушение герметичности резервуаров-отстойников и других гидротехнических сооружений; утечки вследствие строительно-монтажных дефектов и коррозии промыслового оборудования. Загрязнители – нефть и нефтепродукты, высокоминерализованные воды и др.

При контакте промывочных жидкостей с пластовыми водами в осадок выпадают такие химические соединения, как сульфат магния ($MgSO_4$), карбонат кальция ($CaCO_3$), хлорид натрия (NaCl), гидраты железа ($Fe(OH)_3$, $Fe(OH)_2$) и др. В условиях Припятского прогиба преимущественно осаждаются $Fe(OH)_3$, NaCl, KCl и некоторые другие соединения.

При бурении скважин для крепления стенок забоя применяются обсадные трубы, в затрубное пространство последних подается специальный цемент. В результате взаимодействия металла и цемента с пластовыми водами происходит сульфолюминатная или магнезиальная коррозия портландцемента при содержании в них сульфат-иона более 1000 мг/л или магния (Mg^{2+}) более 2000 мг/л (песчаные породы) и более 5000 мг/л (глинистые породы). Эти показатели являются критическими значениями начала коррозии. В Припятском прогибе наиболее агрессивными (pH 3-4) являются девонские межсолевые и подсолевые рассолы. В подсолевых рассолах содержание сульфат-иона достигает 3000-4500 мг/л, а Mg^{2+} – около 3500-4300 мг/л, что значительно больше указанных выше критических значений начала коррозии. Поэтому не исключена коррозия металла обсадных труб и цемента крепления. Образующиеся продукты коррозии существенным образом изменяют химическую среду верхней части литосферы.

В Припятском прогибе температура пород, вмещающих основные залежи нефти, колеблется в интервале 50-80 °С. В северной зоне прогиба на глубине 5000 м пластовая температура достигает 120 °С, к югу она постепенно понижается до 60 °С. После вскрытия пластов нарушаются естественные термодинамические условия, что приводит к выпадению из рассолов химических соединений и образованию солей низкотемпературного ряда (NaCl, Na_2SO_4 и др.).

Бурение скважин разных категорий сопровождается образованием значительных объемов (в среднем до 4-5 тыс. $м^3$) буровых сточных вод, которые обычно загрязнены нефтепродуктами, органическими соединениями, щелочами, содержат значительное количество взвешенных частиц. Буровые стоки способствуют техногенному засолению и загрязнению поверхностных и грунтовых вод, так как амбарный способ хранения стоков не обеспечивает их полной изоляции. Площадь участков засоления в районе амбаров достигает 4,5 га, а для всего региона Припятского прогиба – 9 тыс. га. Содержание солей в почвенном слое изменяется от 0,5 г/кг (на границе ореолов) до 20-30 г/кг у амбаров. В составе солей преобладают хлориды натрия, наблюдается повышенная минерализация грунтовых вод до 50-60 г/л.

На территории Белорусского Полесья отмечается загрязнение поверхностных вод в результате попадания нефти в водоемы, болотные массивы и реки, расположенные вблизи буровых площадок. На поверхности воды образуются нефтяные пленки, которые препятствуют нормальной жизнедеятельности живых организмов и водной растительности. Постепенно начинается разложение нефти и образование нефтяного «мусса». Скорость разложения нефтепродуктов в донных осадках чрезвычайно мала ввиду отсутствия ультрафиолетового облучения и часто анаэробных условий. В донных осадках накопленная нефть во многих случаях практически не разлагается.

Таким образом, процессы, возникающие при проведении геологоразведочных работ и добыче нефти, оказывают негативное влияние на верхние слои литосферы и нарушают устойчивое экологическое состояние региона, что впоследствии может сказаться на всей экосистеме в целом. В результате бурения и вскрытия верхних слоев литосферы на территории Припятского прогиба происходят геоэкологические изменения: снижается напряженное состояние пород в массиве; в породах образуются трещины и каверны; падает внутрипластовое давление; породы и воды дегазируются; изменяется температурное поле; образуются новые минералы; формируется новый гидрогеологический режим залежей [2].

Литература

1. Губин В.Н. Экология геологической среды: Учеб. пособие / В.Н. Губин, А.А. Ковалев, С.А. Сладкопевцев, М.Г. Ясовеев. – Мн.: БГУ, 2002. –120 с.
2. Королев В.А. Мониторинг геологической среды: учебник / Под редакцией В.Т. Трофимова. – М.: Изд-во МГУ, 1995. – 272 с.

РАДИОГЕОХИМИЧЕСКИЕ АНОМАЛИИ В ПОЧВАХ КОЖЕВНИКОВСКОГО РАЙОНА

Я.Н. Кравченко
Научный руководитель профессор Л.П. Рихванов
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Обоснованием исследования почв Кожевниковского района послужили ранее проведенные исследования территории Томской области, исследовался элементный состав почв. Содержания некоторых радиоактивных элементов имело превышение по сравнению с остальными пунктами наблюдения, что указывало на наличие радиогеохимической аномалии в Кожевниковском районе. Кроме того, эти данные подтвердились отдельными превышениями содержания радиоактивных элементов в других природных средах, сотрудником кафедры ГЭГХ НИ ТПУ А.Ю. Ивановым отмечалось аномально высокое содержание урана в донных отложениях в искусственном водоеме в с. Осиновка. Все эти факты послужили обоснованием для исследования.

Целью работы являлось выявление радиогеохимических аномалий в почвах Кожевниковского района. Для достижения поставленной цели были выполнены исследования на данной территории, исследования заключались в следующем: произведена гамма-радиометрическая и гамма-спектрометрическая съемка территории, произведен отбор проб почвы для дальнейшего изучения методом инструментального нейтронно-активационного анализа, проанализированы полученные данные. Все исследования, включая отбор проб, выполнялись согласно методическим указаниям.

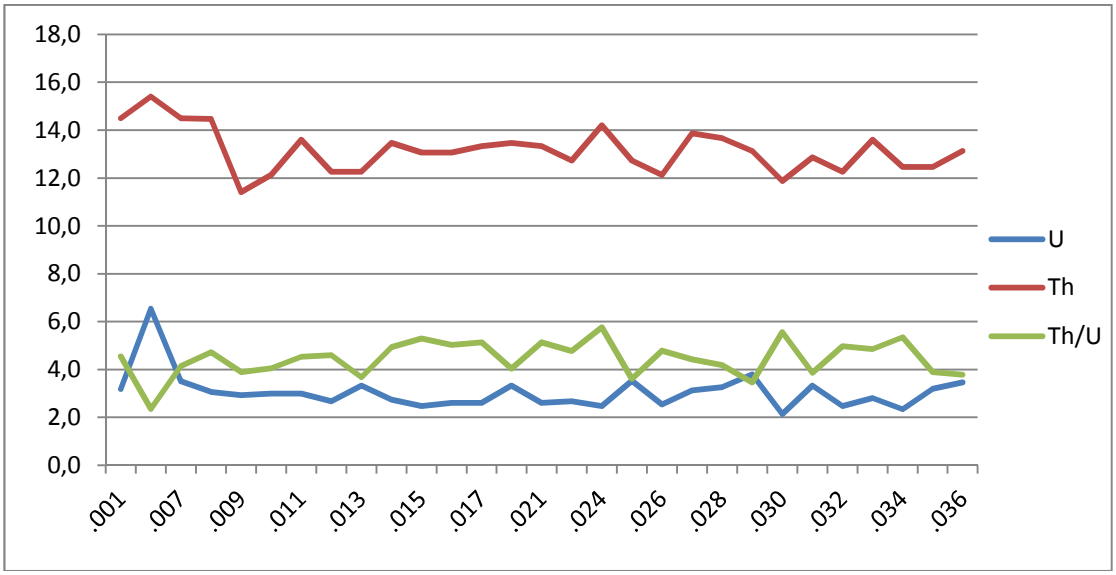


Рис. Содержание U, Th, Th/U в почвах Кожевниковского района

В ходе проведения исследований были выявлены места с минимальными и максимальными значениями тех или иных элементов в почвах Кожевниковского района, результаты были сопоставлены со значением содержания элементов на исследуемой территории и со значением содержания элементов в почвах Томской области. Исходя из результатов исследования, можно выделить пункт (с. Осиновка), где было превышение значений содержания урана, по сравнению с остальными пунктами наблюдения и районами в Томской области. Необходимо отметить то, что превышение данного элемента регистрируется, как гамма-спектрометрией, так и инструментальным нейтронно-активационным анализом, что позволяет сделать вывод о достоверности данных исследований. Не безынтересно отметить, что в донных отложениях искусственного водоема находящегося в селе Осиновка, А. Ю. Ивановым отмечается аномально высокая концентрация урана (более 30 г/т) по данным нейтронно-активационного анализа. Так же стоит отметить то, что содержание тория в этом пункте имеет превышение по сравнению с остальными участками наблюдения, а ториево-урановое отношение минимальное значение (рис.). Отношение тория к урану играет важную индикаторную роль в радиогеохимических исследованиях. По величине этого показателя судят о природе радиоактивности геологических образований, о степени дифференциации геологических формаций. Так же можно судить о проявлении различных эпигенетических процессов, при которых геохимическая подвижность тория и урана существенно различна, что выражается в изменении отношения тория к урану.

Несомненно, что этот пункт, как и аномалия в донных отложениях требует детализации и дополнительных исследований.

В целом о результатах исследования можно сказать следующее: была выявлена точка с аномально высоким содержанием урана и тория в районе села Осиновка, совпадающего с ранее выявленной геохимической аномалией донных отложения данного района. Кроме того установлены населенные пункты с содержанием урана, превышающим средне районные и средне областные показатели.

НЕГАТИВНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ БАЙКАЛЬСКОГО ЦЕЛЛЮЛОЗНО-БУМАЖНОГО КОМБИНАТА НА ЭКОСИСТЕМЫ ОЗЕРА БАЙКАЛ И ЕГО БАССЕЙНА

Н.А. Кубышкина
Научный руководитель аспирант Ю.Г. Никитина
Национальный исследовательский Иркутский государственный технический университет, г. Иркутск, Россия

Байкал - одно из древнейших озер планеты, его возраст ученые определяют в 25 млн. лет. Озеро Байкал содержит 23,6 тыс. куб. км пресной воды, что составляет 20% мировых запасов пресной воды. Загрязнения от Байкальского ЦБК уже охватило площадь в 299 км^2 дна озера, а по отдельным подводным каньонам оно распространилось на 50 км от берега. В 1966 году на берегу озера Байкал был построен и дал первую продукцию Байкальский целлюлозно-бумажный комбинат. Он был сооружен для выработки сверхпрочного вискозного корда, который был необходим, по мнению некоторых ученых, для развития сверхзвуковой стратегической авиации. Строительство Байкальского ЦБК вызвало много выступлений ученых и общественности. Байкальский ЦБК спускает отработанную воду через очистные сооружения обратно в озеро, и вместе с этой отработанной водой в Байкал попадает критический объем опасных загрязняющих веществ.

67% жителей Байкальска считают, что БЦБК вреден для здоровья людей, работающих на комбинате. С этим согласны и 57,5% самих рабочих комбината [2].

За 22 года деятельности БЦБК в 2 раза уменьшилась биомасса зоопланктона. Начиная с 1966 - 1967 годов резко снизились темпы роста и ухудшились физиологические характеристики байкальских рыб.

Ежесуточно только Байкальский целлюлозный комбинат сбрасывало в Байкал свыше 200 тыс. кубометров промышленных стоков.

Эксперименты, проведенные на Байкале, показали, что эти «очищенные» промышленные стоки совершенно непригодны для жизни байкальских организмов.

Озеро и его бассейн продолжают загрязнять промышленными и сельскохозяйственными отходами, гербицидами, другими пестицидами и различными химическими веществами. Вследствие этого и выбросов в атмосферу происходит также перестройка наземных экосистем в бассейне озера.

Существующая система очистных сооружений БЦБК не в состоянии предотвратить деградацию и уничтожение Байкала. Именно поэтому в 2000 году правительству РФ было поручено разработать «Комплексную программу перепрофилирования Байкальского БЦК и социального развития города Байкальска». В это же время был внедрен природоохранный инвестиционный проект «Создание замкнутой системы водоснабжения на ОАО «Байкальский БЦК» [2].

2 октября 2008 года предприятие перешло на замкнутый водооборот. Однако экологи считают, что это не решит проблемы загрязнения Байкала.

За прошедшие 150 лет количество питьевой воды на одного человека в мире уменьшилось в 4 раза, причем, за последние 40 лет общее количество пресной воды на каждого жителя планеты уменьшилось на 60%, и в течение последующих 25 лет должно будет сократиться еще вдвое.

В конце 2008 года комбинат прекратил выпуск беленой целлюлозы по требованию Росприроднадзора. Производство небеленой целлюлозы продолжалось, но оказалось нерентабельным, и завод был остановлен.

13 января 2010 года Владимир Путин подписал постановление правительства, которое фактически дало зеленый свет запуску ЦБК. Сейчас завод работает в замкнутом цикле, производя только небеленую целлюлозу. В апреле должен начаться выпуск беленой целлюлозы, после чего сточные воды станут сбрасывать в озеро. Это решение правительства вызвало волну протеста по городам России и даже по всему миру.

В 1956 году Правительство СССР приняло решение о строительстве Байкальского целлюлозно-бумажного комбината (БЦБК), и в 1966 году комбинат дал первую продукцию, он также являлся единственным промышленным предприятием, сбрасывающим свои стоки непосредственно в озеро Байкал. Ежегодно ОАО «БЦБК» сбрасывал около 96% сточных вод от общего объема отведенных в бассейн озера Байкал стоков в Иркутской области и основную массу загрязняющих веществ [2].

Сточные воды

Даже если не принимать во внимание незаконность сброса сточных вод БЦБК постоянно нарушал нормы воздействия на окружающую среду. Об этом свидетельствуют многолетние наблюдения Росприроднадзора, Росгидромета и Иркутского научного центра Сибирского отделения Российской академии наук.

По объему сбросов БЦБК сравним с г. Улан-Удэ. Именно поэтому сторонники запуска комбината часто говорят, что он не главный загрязнитель Байкала. Однако, надо учитывать два факта: Улан-Удэ — город, в котором живут сотни тысяч людей; его сбросы попадают в реку Селенга и фильтруются, осаждаются на пути к Байкалу. БЦБК же стоит прямо на берегу озера и сбрасывает стоки напрямую.

Особую опасность представляют хлорорганические соединения. По данным СО РАН, концентрации хлорид-иона в Байкале в сотни раз меньше, чем в стоках БЦБК. Срок обмена вод в Южном Байкале составляет 200-300 лет, поэтому ученые считают, что хлорсодержащие вещества в озере накапливаются, захораниваясь в донных осадках. Площадь этого загрязнения достигает почти 130 квадратных километров.

Отборы проб, проведенные в Байкальске Гринпис, а также наблюдения, свидетельствуют, что опаснейшие яды — диоксины обнаруживаются не только в озере (фито- и зоопланктоне), но и в молоке, масле и других продуктах местного производства в количествах, на 1-2 порядка превышающих безопасную дозу [1].

Важно понимать, что чистота воды Байкала обеспечивается уникальной системой его самоочистки, где одну из главных ролей играют живые существа – рачки-эпишура. Данные исследований свидетельствуют о том, что концентрации этих рачков в зоне действия сточных вод БЦБК неуклонно снижаются. А значит, БЦБК подрывает основу естественной системы очистки байкальской воды.

Известно, что такие вещества как фураны и диоксины плохо разлагаются и накапливаются в живых организмах. Это со временем приводит к тяжелым нарушениям в функционировании иммунной и репродуктивной систем организмов, о чем свидетельствуют наблюдения за байкальской нерпой и исследования случаев ее массовой гибели в конце 80-ых и конце 90-ых годов. Местное население традиционно использует в пищу рыбу, мясо и жир нерпы, что грозит множеством негативных последствий, в частности, увеличением числа раковых заболеваний. В этой связи примечательно, что статистика по онкологическим заболеваниям в Байкальске «оказалась» секретной.

Атмосферные выбросы

Основные составляющие выбросов БЦБК, это: пылевые частицы, сернистый ангидрид, соединения восстановленной серы (сероводород, окислы азота, углерода и хлора, фенолы, метанол.

Доклад МПР РФ «О состоянии озера Байкал и мерах по его охране в» утверждает, что наибольший вклад (до 99%) в загрязнение атмосферного воздуха в южной части озера оказывал именно ОАО «Байкальский целлюлозно-бумажный комбинат».

В городе Байкальске в 2010 году суммарные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных источников составили всего 4,835 тыс. тонн, в основном, от ОАО «БЦБК» (99,87%). СО РАН ежегодно проводило измерения концентраций загрязняющих веществ в снеговом покрове. Выяснилось, что зона влияния выбросов БЦБК составляет 300-400 км². Своеобразной «визиткой» Байкальска давно стали дурнопахнущие выбросы метилмеркаптана, которые улавливаются на расстоянии до 70 км. вокруг города. Исследования Сибирского института физиологии и биохимии растений СО РАН показали, что под воздействием БЦБК в водоохранной зоне Байкала усохло 13 км² и было «необратимо ослаблено» 350 км² лесов [1].

В результате этих исследований была оконтурена зона влияния БЦБК площадью 300-400 км². Концентрации меркаптана в населённой части г. Байкальска превышали предельно-допустимую концентрацию до 30 раз.

Под воздействием БЦБК в водоохранной зоне озера Байкал усохло 13 км² и было необратимо ослаблено 350 км² лесов. Ученые делают следующие выводы:

если загрязнение сохраняется на современном уровне, то будет продолжаться хроническое поражение пихтовников грибными инфекциями и в случае резких климатических изменений (засуха, например) ослабление может перейти в активную фазу;

при нормализации экологической обстановки (в случае ликвидации БЦБК или резкого уменьшения им объема воздушных выбросов) леса Хамар-Дабана постепенно приобретут более устойчивое состояние;

если объем атмосферных выбросов БЦБК вновь начнет увеличиваться, а именно это и планируется администрацией комбината в ближайшие годы, то деградация и распад пихтовых лесов неизбежны с вероятностью 100%. В данном случае можно обсуждать только временную протяженность процессов деградации [1].

Еще один тревожный факт — Байкальский ЦБК использует в технологии южноуральские глиноземы, обогащенные бериллием, который чрезвычайно опасен для здоровья людей: бериллиоз считается аутоиммунным заболеванием. В Южном Прибайкалье содержание бериллия в снегу превышено в 8-10 раз по сравнению с фоном. Исходя из сказанного выше, можно сформулировать ряд экологических требований, определяющих направления освоения Байкальского побережья и его ограничения. Во-первых, в воздушный и водный бассейны побережья не должны поступать выбросы, способные накапливаться в элементах природной среды, либо трансформироваться в опасные для биоценозов соединения. К их числу относятся тяжелые металлы, в частности ртуть, а также трудноокисляемая органика. Во-вторых, количество газовых примесей, поступающих в атмосферу, не должно превышать емкость природной среды. В особенности это относится к ингредиентам, продукты распада которых способны включиться в кругооборот веществ и влиять на гео- и гидробиоценоз. В их число входят серо- и хлорорганические соединения, окислы серы и азота. В-третьих, на побережье озера нельзя располагать энергоемкие производства, сопряженные с выделением примесей, отмеченных выше, а также такие предприятия, деятельность которых приводит к образованию большого объема отходов, не перерабатываемых в настоящее время и нуждающихся в больших площадях под захоронение [1].

Литература

1. Сайт Сохраним Байкал живым! Экологические риски [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://savebaikal.ru/risk, свободный. – (28.01.2013).
2. Шишелова Т.И., Щербаков А.А., Янулевич А.С. Влияние БЦБК на Байкал. // Успехи современного естествознания, 2010. – № 10 – С. 63-64.

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ПРОВЕДЕНИЯ МОНИТОРИНГА ПОЧВЕННО-РАСТИТЕЛЬНОГО ПОКРОВА В УСЛОВИЯХ МЕГАПОЛИСА

М.А. Куликова

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», г. Санкт-Петербург, Россия

Для сохранения качества почвенно-растительного покрова, предупреждения и снижения негативного техногенного воздействия необходимо осуществлять систематический контроль за состоянием земельных ресурсов. Мониторинг как система регулярных наблюдений за состоянием окружающей среды с целью выявления эффектов и последствий антропогенного характера и принятия соответствующих природоохранных мер отличается широким набором различных вариантов его реализации в зависимости от конкретных задач, ситуаций, сроков, масштабов, интенсивности воздействия.

Цель исследований - разработка рациональной мониторинговой системы земельных ресурсов по оценке содержания тяжелых металлов с применением современного портативного оборудования.

Задачи исследований:

- анализ ландшафтно-геохимической обстановки в городе Санкт-Петербурге;
- анализ экологической ситуации по загрязненности почвенно-растительного покрова тяжелыми металлами;
- анализ нормативно-методической литературы российских и зарубежных источников по организации системы мониторинга почвенно-растительного покрова;
- анализ современных аналитических приборов на предмет применимости в полевых условиях с получением достоверных результатов;
- подбор оборудования, имеющегося на базе ЦКП Горного университета, для проведения полевых исследований;
- проведение мониторинговых исследований содержания тяжелых металлов в почвенно-растительном покрове в различных районах города Санкт-Петербурга;
- анализ и обработка полученных результатов.

Согласно «Правилам охраны почв в Санкт-Петербурге» программа мониторинга почв города предполагает контроль не менее чем в 150 пунктах, размещаемых с учетом типа городского ландшафта, удаленности от промышленных предприятий, уровня загрязнения почв и других факторов [2]. Оценка уровня загрязнения почв тяжелыми металлами проводится по показателям, разработанным при сопряженных геохимических и геогигиенических исследованиях окружающей среды городов с действующими источниками загрязнения и оценке риска здоровью. Такими показателями являются: коэффициент концентрации химического вещества (K_c). K_c определяется отношением фактического содержания определяемого вещества в почве (C_i) в мг/кг почвы к региональному фоновому ($C_{фi}$):

$K_c = C_i/C_{фi}$

и суммарный показатель загрязнения (Z_c). Суммарный показатель загрязнения равен сумме коэффициентов концентраций химических элементов-загрязнителей и выражен формулой:

$Z_c=\Sigma(K_{ci}+……..+K_{cn})-(n-1)$, где n – число определяемых суммируемых веществ, K_{ci} – коэффициент концентрации i-го компонента загрязнения.

Уровень загрязнения почв тяжелыми металлами в городе Санкт-Петербурге представлен на рис.

Однако, для мегаполиса с развитой промышленностью и транспортной инфраструктурой необходимо создание более густой сети мониторинга с применением современного оборудования. Это позволит экспрессно выявлять новые очаги загрязнения почвенно-растительного покрова и своевременно принимать меры по снижению содержания токсикантов и недопущению формирования полей аномально высоких концентраций, что в целом уменьшит затраты на организацию и проведение средозащитных мероприятий.

Для оценки качества окружающей среды и получения достоверных результатов, а также оптимизации процесса предлагается использовать комплекс аналитических методов. Применяемые в ходе исследований методы (рентгенофлуоресцентный, спектрофотометрический, атомно-абсорбционный) позволяют в короткие сроки и с высокой достоверностью определить наличие металлов-загрязнителей [1], оптимизировать процесс отбора проб почвы, а также процесс подготовки проб к исследованию.

Санкт-Петербург является быстро растущим мегаполисом с развитой инфраструктурой дорожной сети, наличием крупных промышленных предприятий и высокими скоростями строительства. Загрязнение почвенно-растительного покрова ведет к снижению плодородия земель, произрастанию некачественных культур, а также в целом к ухудшению здоровья населения города. Несвоевременные выявление превышения содержания тяжелых металлов и подбор мероприятий для санации почв ведут к увеличению площадей территорий, опасных по загрязнению.

Для анализа проб в полевых условиях предлагается использовать портативный рентгенофлуоресцентный спектрометр Niton Xlt серии 500. Прибор оснащен программным обеспечением, включающим методики проведения анализов на содержание основных тяжелых металлов в почве. Применение анализатора не требует предварительной пробоподготовки, позволяет производить оценку экологической ситуации на месте и, при условии выявления превышения предельно-допустимых концентраций производится отбор проб согласно нормативным документам и анализ образцов на базе лабораторий Горного университета.

Метод позволяет зафиксировать элементы различных классов опасности согласно СанПиН 2.1.7.1287-03 (минимальный набор определяемых компонентов) (табл.).

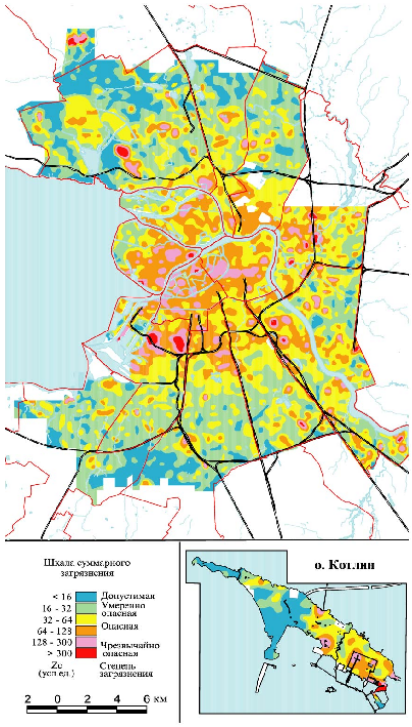


Рис. Схема суммарного загрязнения почв тяжёлыми металлами Санкт-Петербурга

Таблица

Характеристика элементов по классу опасности

Класс опасности	Химический элемент
I (высоко опасные)	Мышьяк, кадмий, ртуть, свинец, селен, цинк
II (опасные)	Кобальт, никель, молибден, медь, хром
III (малоопасные)	Вольфрам, марганец, стронций

Таким образом, программа мониторинга включает:

проведение полевых анализов, с целью выявления загрязнения почвенного покрова тяжелыми металлами. Применение портативного рентгенофлуоресцентного спектрометра на данном этапе позволяет значительно сократить время анализа, не требует затрат на отбор и подготовку проб, повысить достоверность результатов.

отбор почвенных проб с повышенным содержанием тяжелых металлов для проведения лабораторных исследований.

подготовка проб с учетом выявленного рентгенофлуоресцентным прибором содержания, превышающего нормативное значение, и анализ с применением соответствующего аналитического метода и прибора.

Выполнение представленной последовательности операций позволит значительно сократить время обследования, расширить территорию обследования, увеличить число точек обследования, построить более четкую карту ореолов загрязнения, и впоследствии подобрать адекватные средозащитные мероприятия, минимизируя затраты на их проведение.

Работа выполнена в Центре коллективного пользования научным оборудованием Горного университета при финансовой поддержке Комитета по науке и высшей школе, Министерства образования и науки Российской Федерации.

Литература

1. Дорохова Е.Н., Прохорова Г.В. Аналитическая химия. Физико-химические методы анализа. – М.: Высшая школа, 1991. – 256 с.
2. Правила охраны почв в Санкт-Петербурге (Вторая редакция) разработаны: Российским геоэкологическим центром – филиалом ФГУГП "Урангео" (Горький А.В., Потифоров А.И.); ФГУЗ «Центр эпидемиологии и гигиены в г.Санкт-Петербург» (Бек И.М., Ямсон В.А.), 2006.

ОЦЕНКА КАЧЕСТВА СОСТОЯНИЯ ВОДНЫХ РЕСУРСОВ БАССЕЙНА РЕКИ НИЖНИЙ ДОН И ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ СЛЕДСТВИЯ

А.В. Курочкина, Н.И. Сетун
Научный руководитель профессор Т.А. Кондюрина
Новочеркасская государственная мелиоративная академия, г. Новочеркасск, Россия

Говоря об экологии, отмечаем, что в природные кругообороты стали вовлекаться вещества, чуждые естественным биогеохимическим циклам. Это одно из наиболее опасных проявлений наступающего кризиса, особенно потому, что человек не осознает глубины этой опасности. Естественные механизмы регуляции, которыми обладает биота, не способны достаточно быстро адаптироваться к новому типу «миграции атомов».

Рассогласование могущества цивилизации и природных задатков человека, может быть, самая главная трудность, которую необходимо преодолеть обществу для обеспечения своего будущего. Изменение среды под влиянием естественных и антропогенных факторов происходит так быстро, что нарушается один из главных законов эволюции – единство организма и среды.

При изменении среды организм должен приспосабливаться, прийти в соответствие или… погибнуть. Сегодня человек не успевает приспособиться к изменяемой им среде, для этого не хватает ни биологических резервов человека, ни возможностей культуры.

Таким образом, проблемой становится нахождение компромисса между технологической потребностью жизнеобеспечения человека и опасностью потерять самое важное – уникальные, единственно возможные условия своего развития.

Возникает вопрос: до какой степени можно допустить продолжающееся ухудшение состояния окружающей среды в жизнеспособном мире? Как качественно определить устойчиво или неустойчиво развитие, сколько количественно можно брать ресурсов нынешнему поколению, чтобы сохранить ресурс для следующих поколений близкий и далеких. Как установить вид меры взаимодействия человечества и биосферы, определить само допустимое количественное значение этой меры. Наука, изучая мир в единстве и взаимодействии трех составляющих сфер человеческой деятельности – экологической, социальной и экономической должна установить количественный антропогенный предел Земли, допустимую нагрузку на биосферу, которую может оказывать хозяйственная деятельность человечества.

Мониторинг – система наблюдений, оценки и прогноза состояния окружающей среды, позволяющей выделить ее изменения под воздействием человеческой деятельности.

На основании проведенных литературных исследований выявили, что в 2011 году быливыполнены мониторинговые исследования с целью оценки экологического состояния рыбохозяйственных водоемов Азово-Донского района в пределах Ростовской области. В летне-осенний период по результатам наблюдений дана оценка загрязнения воды и донных отложений р. Дон ниже и выше устья наиболее крупных притоков, впадающих в р. Дон, в местах выпуска сточных вод гг. Ростова-на-Дону и Азова, на замыкающем створе устья р. Дон по следующим показателям: нефтепродукты (НП), стойкие хлорорганические пестициды (ХОП), полихлорированныебифенилы (ПХБ), тяжелые металлы (ТМ).

В 2011 г. концентрации нефтепродуктов в донных отложениях Нижнего Дона изменялись в диапазоне 0,02-3,88 г/кг сухой массы, максимальное содержание НП было обнаружено летом в районе устья протоки Аксай. Среднегодовое содержание НП было самым высоким за последние 5 лет наблюдений и составляло 1,01 г/кг.

На долю канцерогенных БАУ (хризен, бенз(b)флуорантен, бенз(k)флуорантен, бенз(а)перен, дибенз(a,h)антрацен, бенз(g,h,i)перилен) в среднем приходилось весной 18,2%, летом – 13,7%, осенью – 13,4%. Наиболее опасный канцероген - бенз(а)перен присутствовал в 95% проанализированных проб, но его концентрация ни в одной из проб не превысила ПДК для воды водоемов – 5 нг/л.

Загрязнение водной среды Нижнего Дона стойкими пестицидами групп ГХЦГ и ДДТ (ХОП) в 2007 г. составило 2,8 нг/л и находилось на уровне этих значений в последующие годы.

Максимальная концентрация ХОП – 18 нг/л (1.8 ПДК), отмеченная летом в устье р. Маныч. Была самой высокой в воде Нижнего Дона за последние 5 лет.

Наибольшее загрязнение воды ХОП весной наблюдалась в устье р. Северский Донец и в створе «0-км» (0.05 ПДК), осенью – в устье р. Сал (0.83 ПДК), у ст. Багаевской (0.6 ПДК), также в районах выпуска г/кг сырой массы сточных вод очистными сооружениями гг. Ростова-на-Дону и Азов (0.54 и 0.55 ПДК, соответственно).

Кроме пестицидов групп ГХЦГ и ДДТ во все сезоны в речной воде обнаруживались другие хлорорганические соединения (альдрин, дильдрин, гептахлор), концентрации которых были довольно низкими и составляли 0.01-0.08 ПДК.

В воде исследуемого участка р. Дон в 2011 г. контролировалось содержание следующих тяжелых металлов: железа, марганца, цинка, хрома, свинца, кадмия, меди, ртути.

Число проб с превышением ПДК металлов весной составляло 71%, летом – 44%, осенью – 89%.

Весной превышение ПДК наблюдалось для цинка р. Дон: ниже впадения р. Темерник, ниже г. Азова, в створе «0-км» и в рукаве Мокрая Каланча; для ртути и меди – по всему исследуемому участку с максимумами в устье р. Маныч (15 ПДК и 5.8 ПДК, соответственно).

Летом превышение ПДК для меди 1.2-1.9 раза было обнаружено выше устья р. Сал, ниже устья р. Маныч и пр. Аксай, ниже г. Азова и в створе «0-км»; для ртути – в 3-5 раз ниже устья р. Маныч и в рукаве БольшаяБутерьма, в 3-15 раз – в створе «0-км».

Выполненные исследования физиолого-биохимического и генетического состояния основных промысловых рыб (пиленгас, лещ, судак, сельдь, тарань) показали, что условия их обитания в Таганрогском

заливе, р. Дон и прибрежных водоемах Ростовской области позволяют популяциям этих рыб поддерживать достаточно высокий репродуктивный потенциал.

Среди изученных видов рыб отмечались особи с различной степенью выраженности разноуровневых изменений в соответствии органов, их структуры, клеточного и биохимического состава, что является отклонением от нормы и указывает на наличие интоксикационного воздействия со стороны факторов среды обитания. Однако небольшое количество таких особей в популяциях позволяет говорить об относительно слабой степени воздействия современного уровня загрязнения на физиологическое состояние ценных промысловых рыб.

Выявлена различная видовая реактивность на обитание в условиях загрязнения среды с занимаемыми ими трофическими уровнями и другими особенностями обмена веществ и биологии. Чувствительными, реактивными видами среди изученных являлись, прежде всего, судак, у которого отмечен наиболее высокий уровень отклонений от показателей норма, и тарань. Наиболее толерантными являлись пиленгас и по некоторым показателям – сельдь, которые демонстрировали достаточно высокую стабильность гомеостаза в функциональных значениях нормы.

Что касается здоровья населения, мы выяснили, что в 2011 году показатель первичной заболеваемости взрослого населения области составил 612,3 на 1000 взрослого населения, что на 3,0 % больше, чем в 2010 году (594,5на 1000 взрослого населения). Данные исследований приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1

Заболеваемость населения

Категории	Общая заболеваемость		Первичная заболеваемость	
	2010 год	2011 год	2010 год	2011 год
Дети	2294,5	2336,1	1725,3	1774,4
Подростки	2012,5	2025,6	1267,1	1316,7
Взрослые	1480,2	1474,9	594,5	612,3

Мы изменяем среду обитания, хотя декларируем, что «природа знает лучше» среда обитания изменяет нас, поскольку «ничто не дается даром». Нежелание человечества «платить по счетам» по отношению к природе приводит к многочисленным катаклизмам, уносящим тысячи жизней. Рост онкозаболеваний и болезней органов дыхания, рождение детей с хромосомными аббервациями и врожденными пороками развития, рост числа инвалидов-детства вот далеко не полный перечень последствий игнорирования отдачи долгов природе.

Таблица 2

Заболеваемость детского населения в разрезе муниципальных районов,городских округов

Территории	Заболевания органов пищеварения		Заболевания органов дыхания		Новообразования		Заболевания эндокринной системы	
	22010	22011	22010	22011	22010	22011	22010	22011
Аксайский	1133,6	1193,1	11348,2	11239,8	112,6	116,7	88,1	220,8

Литература

1. Экологический вестник Дона «О состоянии окружающей среды и природных ресурсов Ростовскойобласти в 2007 году» / Адм. Рост.обл., Ком. по охр. окр. среды и природных ресурсов Адм. Рост.обл.; [под общ. ред. А. А. Гребенщикова, Г. И. Скрипки, М. В. Паращенко]. – Ростов н/Д., 2008. – 359 с.
2. Экологический вестник Дона « О состоянии окружающей среды и природных ресурсов Ростовской области в 2011 году» / Адм. Рост. обл., Ком. по охр. окр. среды и природных ресурсов Адм. Рост. обл.; [под общ. ред. С. М. Назарова , Г. И. Скрипки, М. В. Паращенко]. – Ростов н/Д., 2012. – 372 с.

АНАЛИЗ ПАЛЕОСЕЙСМИЧЕСКИХ ДИСЛОКАЦИЙ КОЛЫВАНЬ-ТОМСКОЙ СКЛАДЧАТОЙ ЗОНЫ В РАМКАХ ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

П.В. Ласовский

Научный руководитель профессор В.П. Парначев

Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Потребность общества оценить вероятность и силу будущих землетрясений, является в большинстве случаев основной причиной, побуждающей к проведению палеосейсмологических исследований, которые в свою очередь органически вписываются в более масштабные: геоэкологические. Это обусловлено тем фактом, что за последнее десятилетие в крупных землетрясениях погибло, по средним данным, около полумиллиона человек. А в связи с ростом населения и заселением новых территорий вопрос безопасного строительства встает все более остро. Также следует отметить тот факт, что оценка сейсмической опасности для многих регионов мира, до недавнего времени, практически полностью основывалась на исторических сведения о землетрясениях. Большинство крупных землетрясений произошли по разломам, по которым за историческое время не возникало разрывообразующих землетрясений и которые не изучались палеосейсмологами. Однако даже там, где палеосейсмологи указывали на потенциально опасные разломы, местные власти не всегда использовали эту

информацию, что бы повысить осведомленность жителей о сейсмической опасности или уменьшить тяжесть последствий будущих землетрясений [2].

В целом регион Колывань-Томской складчатой области можно отнести к регионам относительно благополучным в отношении сейсмической безопасности. Исторические землетрясения, которые были описаны в различной литературе, случались примерно раз в 20 лет, и имели максимальную магнитуду в 2-3 балла. Эпицентры этих землетрясений преимущественно располагались в современных границах Кемеровской области, Алтайского края и Республики Алтай, Бурятии и Иркутской области. Однако относительно недавние находки палеосейсмических дислокаций в озерно-аллювиальных отложениях каргинского яруса в обнажениях, вскрытых по берегам реки Яя, в среднем ее течении, говорят о том, что в четвертичное время происходили землетрясения с магнитудой 5-6 баллов (рис.).

Палеосейсмические дислокации представляют собой достаточно типичное последствие разжижения, вызванное главным образом циклическим сотрясениями на ровной или почти ровной местности. Основными характеристиками сейсмических воздействий, ответственными за разжижение, являются амплитуда циклических касательных напряжений и то, сколько раз касательные напряжения воздействуют на грунт [2]. Эти факторы, в свою очередь определяются локальными характеристиками амплитуды колебаний (т.е. максимальным ускорением) и длительности сильных сотрясений [2].

В пользу того что эти дислокации относятся именно к палеосейсмическим, говорят следующие критерии:

1. Осадочные формы имеют особенности, согласующиеся с сейсмогенным происхождением разжижения, т.е. имеются признаки направленной вверх гидравлической силы, приложенной внезапно и действовавшей кратковременно.

2. Имеются несколько типов проявлений, обычно возникающих при сейсмогенном разжижении (дайки, боковое растекание).

3. Аналогичные формы присутствуют в нескольких местах, в аналогичных геологических и гидрогеологических условиях. Их региональное распространение по размерам и частоте встречаемости в целом соответствуют распространению интенсивности сотрясений при землетрясении.

Однако для дальнейшей интерпретации данных палеосейсмологических исследований, нужно практически со стопроцентной вероятностью определить причастность всех дислокаций к одному эпизоду сейсмической активности. Это можно сделать, определяя возраст форм связанных с разжижением, путем ограничения периодов, в которые они формировались, главным образом с помощью радиоуглеродного датирования в сочетании с другими методами, такими, как анализ почв, археология, региональная стратиграфия и реже дендрохронология [2].

Описанные выше дислокации относятся к группе вторичных сейсмодислокаций, а основным источником данных о магнитудах палеоземлетрясений является сравнение предполагаемой длины разрыва или максимального смещения первичных сесмодислокаций, полученных для палеоземлетрясения, с соответсвующими параметрами, измеренными при исторических землетрясениях известной магнитуды. Методы оценки магнитуд при вторичных сейсмодислокациях, в настоящее время находятся в стадии разработки и апробирования. Они основаны, в первую очередь, на полуколичественном сравнении площадного распространения вторичных проявлений с таковым при исторических землетрясениях с известной магнитудой. Важной составляющей методов оценки магнитуд при исследовании палеосейсмодислокаций разжижения, является знание положения эпицентра палеоземлетрясения, что не имело такого значения для методов, основывающихся на первичных палеосейсмодислокациях.

Проводя специальные исследования, направленные на выявление условий и точного времени формирования палеосейсмических дислокаций, можно выяснить интенсивность и примерную периодичность сейсмической активности в предыдущих геологических эпохах, что в свою очередь вместе с современными данными о сейсмичности региона, позволит более точно спрогнозировать время и силу возможной сейсмической активности юго-востока Западной Сибири. Такие исследования помогут повысить уровень безопасности при проектировании и строительстве новых промышленных объектов и жилых зданий, так же пересмотреть существующие нормы безопасности.

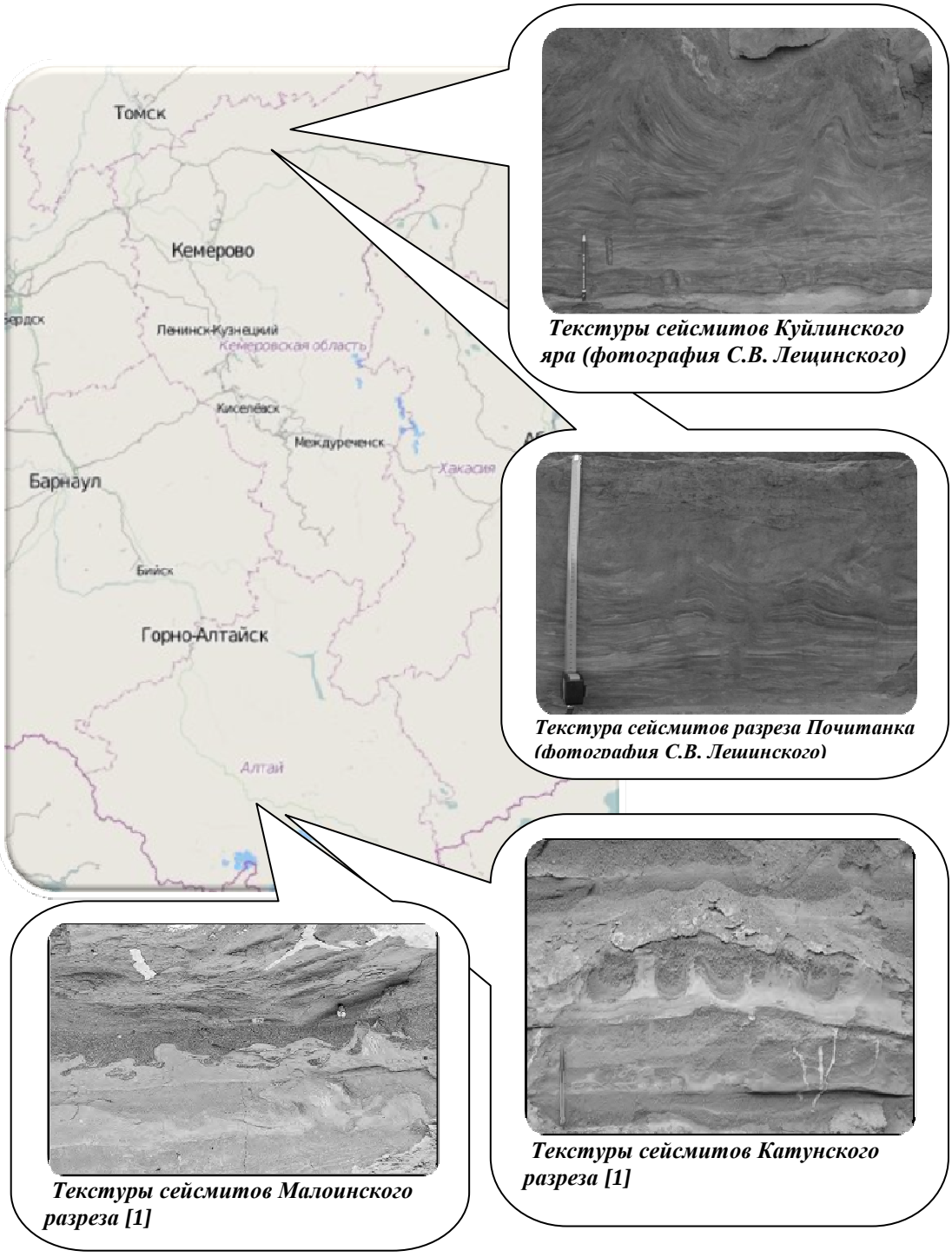


Рис. Изученные местонахождения сейсмитов Колывань-Томской складчатой зоны и Алтая

Литература

1. Деев Е.В., Зольников И.Д. Сейсмиты в четвертичных отложениях юго-восточного Алтая // Геология и геофизика. – Новосибирск, 2009. - Т. 50. – № 6. – С. 703-722.
2. Палеосейсмология: под ред. Джеймса П. Мак-Калпина. – М.: Научный мир, 2011. – Т. 1, 2. – 400 с.
3. Лещинский С.В. Надпойменные террасы р. Яя (юго-восток Западно-сибирской равнины): палеонтолого-стратиграфическая характеристика отложений / В.А. Коновалова, Л.А. Орлова, Е.А. Пономарева, Д.Е. Лунева, И.И. Тетерина // Фундаментальные проблемы квартера: итоги изучения и основные направления дальнейших исследований: Материалы VI Всероссийского совещания по изучению четвертичного периода. – Новосибирск: Изд-во СО РАН. – 2009. – С. 366-369.

ВЛИЯНИЕ АНТРОПОГЕННОЙ НАГРУЗКИ НА ЭКОЛОГИЮ ПОДЗЕМНЫХ И ПОВЕРХНОСТНЫХ ВОД ОКРЕСТНОСТЕЙ С. ОРЕШНОЕ МАНСКОГО РАЙОНА

П.О. Маерков[1]

Научные руководители ассистент О.В. Логвиненко[1], педагог дополнительного образования Е.Н. Муковозчикова[2]

[1]Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия
[2]МОУ дополнительного образования детей «Дом детского творчества», г. Боготол, Россия

Постановка и формулировка проблемы. Вода является важнейшим компонентом окружающей природной среды, возобновляемым, ограниченным и уязвимым природным ресурсом. Красноярский край принято считать водообеспеченной территорией страны, однако, на наиболее освоенные в хозяйственном отношении центральные и южные районы приходится лишь одна пятая часть водных ресурсов региона. Ситуация осложняется ещё и тем, что в связи с интенсивной антропогенной нагрузкой значительные участки водных объектов края характеризуются высокой степенью загрязнённости [10].

Актуальность работы заключается в том, что значительная антропогенная нагрузка на пещеры в сочетании с особенностями гидрогеологии этой территории, привели к возникновению экологических проблем подземных и поверхностных вод. Сегодня на территории Баджейского участка Манского района площадью 152 км^2 геологами и спелеологами открыто и изучено 19 пещер, которые активно посещаются туристами.

Основными источниками водоснабжения в районе исследования наряду с использованием подземных вод (в поселках Орешное, Степной Баджей пробурено несколько скважин) является вода, которую население берёт из рек Таёжный и Степной Баджей. В случае сильного её загрязнения по бактериологическим показателям возникает опасность распространения инфекционных заболеваний.

В ходе исследования была выдвинута рабочая ***гипотеза*** о том, что, антропогенная нагрузка на пещеры привела к загрязнению сначала подземных открытых источников воды, а та в свою очередь, поступая в виде русловых источников в реки, существенно ухудшили качество воды в них.

Цель данной работы заключалась в следующем: выявить влияние антропогенной нагрузки на пещеры, как основного фактора способствующего загрязнению подземных и поверхностных вод района. *Задачи:* 1. выявить влияние геологического строения Баджейского карстового участка на особенности его гидрологии; 2. выяснить долю подземного питания в питании поверхностных вод территории; 3. взять пробы воды из рек и подземных озёр и сделать бактериологический анализ; 4. определить зависимость чистоты воды в реке от чистоты подземных вод; 5. показать актуальность охраны пещер, как мест формирования значительных запасов подземных вод.

Результаты: На формирование подземных и поверхностных вод большое влияние оказывают рельеф, горные породы, наличие тектонических трещин, которые поглощают часть воды, история развития территории. Баджейский участок сложен конгломератами существенно карбонатного состава, что привело к развитию карстовых процессов [8]. Породы представлены несортированными, в основном крупногалечниковыми конгломератами нарвской свиты позднего кембрия – ордовика. С юго-запада они ограничены крупными разломами, на северо-востоке они большей частью согласно сменяются более молодой толщей полимиктовых песчаников и гравелитов. По данным геологической документации на закарстованной территории устанавливается наличие мелких складок, серии разломов, сложной трещиноватости [8]. Сопоставление диаграмм направлений ходов пещеры Большой Орешной и участков долин рек Таёжный и Степной Баждей, построенные по методике Н.А. Гвоздецкого, позволило сделать вывод о единой системе тектонических трещин и разломов, по которым взаимодействуют подземные и поверхностные воды.

Наблюдения показали, что карстовые воды образуют вытянутые, изолированные потоки, о наличии которых, кроме непосредственных наблюдений в пещерах, можно судить по полыньям и наледям на реках в зимнее время. На реке Таёжный Баджей при исследовании русловых источников в феврале 2011 года были задокументированы полыньи в 5 точках и 1 наледь на маршруте длиной всего 1,5 км. Размеры и формы незамёрзших участков рек Таёжный и Степной Баджей длиной от 1 до 300 м., несмотря на суровую зиму 2010-2011 года, позволяют сделать вывод об активном участии в питании рек подземных карстовых вод. Кроме того, в качестве дренажной системы, вероятно, выступают тектонические разломы [6].

Если учесть, что из 500-700 мм осадков (по данным Колбинской метеостанции), поступающих из атмосферы на территории Манского прогиба, в формировании подземных вод участвует примерно около 50-150 мм или 0,05 - 0,15м^3/м^2 [1], то Баджейский конгломератовый участок площадью 152 км^2 по расчётам получает за год 7600 тыс. м^3 карстовых вод.

В карстующемся массиве можно выделить две зоны циркуляции подземных вод: 1. - зона вертикальной нисходящей циркуляции с подзоной висячих потоков (зона аэрации); 2. – зона горизонтальной циркуляции, представленные подземными ручьями и озёрами. По химическому составу вода озёр относится к гидрокарбонатно-кальциево-натриевой фации. Она очень прозрачная, без запаха, бесцветная, пресная, весьма холодная (температура 2^0), не содержит посторонних примесей. Однако только по одним физическим свойствам невозможно определить пригодность подземных вод для пользования.

Пещеры – это единственные места на нашей Земле, где открыт доступ к подземным водам. Подсчёт посещений пещеры Большая Орешная проводился по записям в журнале с указанием количества участников спелеогрупп (грот Тур). В среднем в течение месяца в пещере проводилось 9 экскурсий со средним количеством участников 8 человек в каждой. То есть, пещеру Большую Орешную в течение месяца посещало около 56

туристов. В связи с тем, что подземные лагеря в пещере Большой Орешной, Баджейской всегда привязаны к источникам воды, то пробы целенаправленно брались в местах стоянок спелеологов.

Проведенные исследования показали, что в пещере Большая Орешная присутствуют, по крайней мере, три различные группы микроорганизмов. Первая группа представлена психофрильными бактериями. По результатам бактериологического анализа проб воды из подземного источника и реки Таёжный Баджей были выделены колонии бактерий группы кишечной палочки. Их количество определялось более 300 (сплошной рост), что в сотни раз превышало санитарные нормы. Это свидетельствует об исключительно высоком уровне фекального загрязнения пещеры и как следствие - о непригодности многих источников воды для питья. Для сравнения использовали анализы очищенной и хлорированной воды из местной реки Чулым, поступающей в городские водопроводные сети. Ещё одна группа выявленных в пещерах микроорганизмов представлена плесневыми грибами Penicillium, Mucor и др. Данные микроорганизмы в значительном количестве (104 - 105 клеток/г грунта) присутствуют в гротах с высоким уровнем антропогенного загрязнения [7].

Таким образом, большая доля подземного питания рек приводит к бактериологическому загрязнению поверхностных вод в течение всего года. А если учесть, что в весеннее время гидросистема многих пещер (Ручейная, Близнецов) представляет собой единое целое, а многие из подземных полостей являются средне - и высокоэнергетическими, то при значительной доле подземного питания вода в реках Таёжный и Степной Баджей становится особенно загрязнённой по бактериологическим показателям. Использование такой воды населением может привести к вспышке инфекционных заболеваний.

Изучение особенностей антропогенной нагрузки и её влияния на экологическое состояние подземных и поверхностных вод Манского района позволило сделать следующие выводы:

Выявлено, что конгломераты Манского прогиба являются специфичными растворимыми породами, в которых пещеры, карстовые полости развиваются в тектонически раздробленных блоках по разломам и трещинам и становятся коллекторами, содержащими большие запасы подземных вод. Наличие трещин, пор, разломов привело к формированию зон вертикальной и горизонтальной циркуляции карстовых вод, которые представляют собой связанную между собой единую подземную гидросистему.

Выяснено, что разгрузка подземных карстовых вод происходит в виде русловых источников в реки Таёжный и Степной Баджей, что фиксируется полыньями на реках в течение зимы, наледями, когда обе реки промерзают до дна во время сильных морозов. Замер расхода воды в реке по 4 створам показал, что доля подземного питания в летнее время составила 15% от общего расхода.

Определена прямая зависимость чистоты воды по бактериологическим показателям в реке от чистоты подземных вод. В результате анализа проб показано, что в воде рек Таёжный и Степной Баджей присутствует кишечная палочка и причиной бактериологического загрязнения является загрязнённая подземная вода, как следствие антропогенной нагрузки на пещеры.

Показана необходимость охраны, как пещер, так и закарстованной территории в целом, как мест формирования значительных запасов подземных вод по своим свойствам пригодным для хозяйственно-питьевого использования.

Литература

1. Астрашабов Е.Ф. Условия развития карста Манского района // Природные условия Минусинской котловины зоны КАТЭКа. – Красноярск, 1979. – С. 11-16.
2. Гвоздецкий Н.А. Проблемы изучения карста и практика. – Москва, 1972. – 45 с.
3. Добровольский М.Н. Краткие сведения о крупнейших пещерах Средней Сибири // Пещеры. – Пермь, 1965. – Вып. 5(6). – С. 56-64.
4. Максимович Г.А. Основы карстоведения. – Пермь, 1965. - т.1. – 158 с.
5. Максимович Г.А. Основы карстоведения. – Пермь, 1969. - т.2. – 213 с.
6. Чикишев А.Г. Пещеры на территории СССР. – Москва, 1973. – 78 с.
7. Мавлюдов Б.Р. Оценка уязвимости и задачи охраны пещер // Проблемы изучения, экологии и охраны пещер. – Киев: Институт геологии АН УССР, 1987. – С. 9-10.
8. Цыкин Р.А. Особенности развития карста на юге Сибири. – Красноярск: Издательство Красноярского университета, 1990. – 154 с.
9. Цыкина Ж.Л. Баджейские конгломератовые пещеры // «Пещеры», 1971 – Вып. 10. – С. 99-112.
10. Природные ресурсы Красноярского края. – Красноярск: КНИИГиМС, 2001. – 143 с.
11. Сайт красноярского краевого клуба спелеологов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.ecocave.crasu.ru, свободный. (дата обращения 03.05.2012).

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КОМПОЗИТНЫХ НАНОРАЗМЕРНЫХ МАТЕРИАЛОВ НА ОСНОВЕ ОКСИДА ТИТАНА ДЛЯ ОЧИСТКИ СТОЧНЫХ ВОД ОТ УРАНА

Т.Г. Макаревич, Д.Н. Галушкина, М.М. Васильева, Ю.А. Муксунова

Научный руководитель старший преподаватель А.Н. Третьяков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время важное значение приобретают методы дезактивации сточных вод ядерных реакторов. Широкие применение находят сорбционные методы очистки воды от трансурановых элементов. Данные методы позволяют очистить сточные воды до необходимого уровня активности. Масштабность задач по ликвидации последствий загрязнения окружающей среды и предотвращению дальнейшего загрязнения требует адекватных усилий по разработке сорбирующих материалов и технологии их использования. В частности,

сорбенты должны быть дешевыми и массовыми, а компактный остаток, содержащий радионуклиды, должен быть удобен для длительного хранения, переработки или захоронения. В последние годы во многих странах мира широко развиваются исследования по созданию сорбентов нового класса, состоящих из веществ биогенного происхождения или включающих как основной элемент (биосорбенты). Например, их производят из микробной массы или грибов, являющихся отходами микробиологической промышленности [3]. Кроме того, известно, что наночастицы оксида титана являются хорошими сорбентами урана из водных растворов [1].

Можно предположить, что композитные материалы, состоящие из биосорбента и наночастиц TiO_2, проявят лучшие сорбционные способности, чем чистые сорбенты.

В настоящей работе была поставлена цель: исследовать сорбционные способности композитных материалов на основе плесневых грибов (биосорбент) и наночастиц оксида титана.

Из многих литературных источников известна высокая сорбционная способность плесневых грибов [2]. В качестве биосорбента был выбран плесневый гриб Aspergillus niger, известный своей неприхотливостью и высокой скоростью роста мицелия.

Изучение процесса сорбции урана проводили в статических условиях при комнатной температуре. Измерение массовой концентрации урана в растворах до и в процессе сорбции были выполнены люминесцентным методом на анализаторе жидкости «Флюорат-02-2М», согласно ПНДФ 14.1:2:4.38 – 95[5].

Проведенные исследование показали преимущество использования композитных материалов в сравнении с чистыми сорбентами (табл.).

Таблица

Сорбционные характеристики материалов

Сорбент	Исходная концентрация урана, мкг/л	Конечная концентрация урана, мкг/л	Степень сорбции, %
TiO_2	1200		62 [1]
Aspergillus niger	2325	1152	50
Композитный материал	2325	393	83

Из таблицы видно, что степень сорбции композитных материалов превышает 80%. Данный материал существенно превосходит по сорбционной способности чистые сорбенты.

Полученные результаты свидетельствуют о перспективности использования композитных материалов на основе оксида титана для очистки сточных вод от урана.

Литература

1. Xu, Mingze; Wei, Guodong et al Titanate Nanotubes as a Promising Absorbent for High Effective Radioactive Uranium Ions Uptake // Journal of Nanoscience and Nanotechnology, 2012. – Vol. 12, № 8. – pp. 6374-6379
2. Горовой Л.Ф., Косяков В.Н. Клеточная стенка грибов – оптимальная структура для биосорбции // Биополимеры и клетка, 1996. – Т.12. – №4. – С. 49-60
3. Селиверстов А.Ф. Сорбция хитином, хитозаном и хитинсодержащими материалами радиоактивных элементов из водных растворов. Дис. ... канд. хим. наук. – Москва, 2004. – 120 с.
4. ПНДФ 14.1:2:4.38 – 95. Методика выполнения измерений массовой концентрации урана в пробах природной, питьевой и сточной воды люминисцентным методом на анализаторе жидкости «Флюорат – 02-2М», 2005. – 18 с.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА ПРЕДКАРПАТЬЯ

О.Р. Манюк

Научный руководитель профессор Я.М. Семчук

Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа, г. Ивано-Франковск, Украина

Бильче-Волицкое, Богородчанское, Дашавское, Угерское и Опарское подземные хранилища газа (ПХГ) Предкарпатья, созданы на истощенных газовых залежах, которые разрабатываются на газовом режиме. Покрышки над этими залежами на время создания объектов были герметическими, но в связи с применением разных давлений в пластах, появлением экстремальных условий (землетрясений) не исключенно нарушение герметичности тектонических разломов, заколонного камня скважин. Так по данным УкрНИИгаза, в последние годы поровий объем Дашавского ПХГ вдвое превысил критические величины, принятые при его проектировании.

Соответсвенно, важным вопросом является обеспечение надежного и оперативного контроля за герметичностью подземных хранилищ газа, своевременным выявлением источников возможных расходов газа с целью принятия соответствующих мероприятий по охране недр и окружающей среды.

Поставив перед собой задание оценки герметичности заколонного пространства скважин, загазованности атмосферного воздуха территории ПХГ, загазованности приповерхностных водоносных горизонтов, в населенных пунктах, которые расположены поблизости ПХГ нами проведены газогеохимические исследования Богородчанского подземного хранилища газа. При этом использовалась водногазовая съемка по колодцам, источникам и геохимическим скважинам, с целью определения загазованности приповерхностных вод

и съемка по атмосферному воздуху подвальных помещений и территории выше упомянутых подземных хранилищ газа.

Чтобы определить в пробах воды содержание водорастворимых углеводородного газа использовался метод термовакуумной дегазации. Он основан на отборе газов из вод при глубоком вакууме и одновременном подогреве пробы в термостате. Этот метод позволяет почти полностью изымать растворенные газы из воды и водных растворов. Чтобы определить качественный и количественный состав водорастворимого газа проводился его хроматографический анализ. Причем водопункты планировались в повышенной местности (с целью исключения попадания болотного метана) в которых интенсивно отбиралась вода, то есть отсутствовал застойный режим.

Геохимические исследования на территории окружающих населенных пунктов выполнялись путем отбора соответствующих проб воды из питьевых колодцев. Результаты проведенных исследований показали, что содержание метана в грунтовых водах из питьевых колодцев осенью несколько увеличилось, однако не превышает 0,0348 см^3/л и соответственно не превышает предельно допустимую концентрацию метана (2,8 см^3/л) для питьевых вод. Объемная часть метана в воздухе из подвальных помещений не превышает предельно допустимую концентрацию (ПДК) для жилищных зон (0,0280 % о.). А максимальное содержимое метана наблюдаются в пунктах наблюдения № 37 (0,0827 % о.) и № 54 (0,1075 % о.). Однако, необходимо отметить, что в подвальных помещениях водопунктов №№ 37, 39, 50, 54 и 58 зафиксированные гомологи метана с фоновым концентрациями.

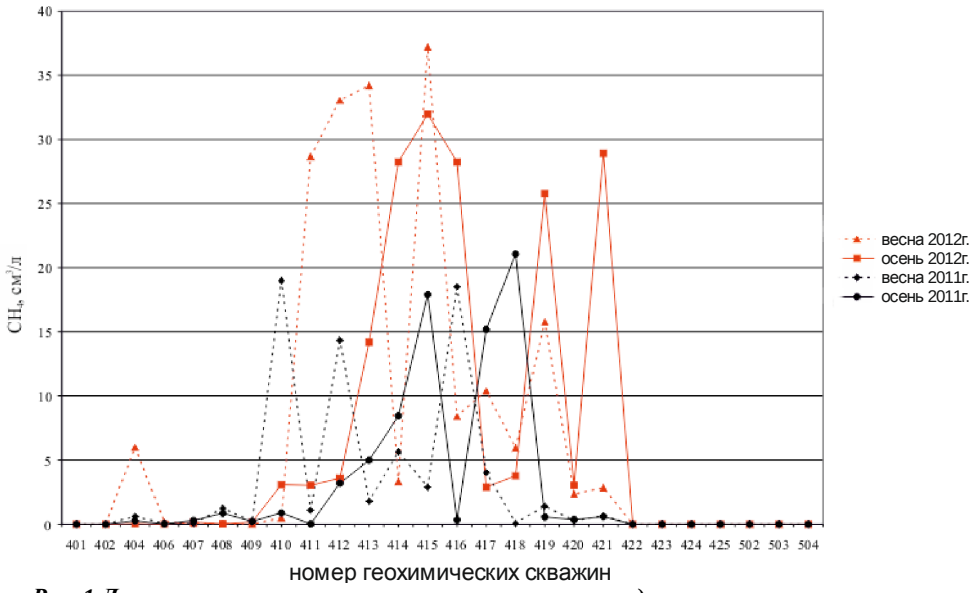


Рис. 1 Динамика концентрации метана в пластовых водах геохимических скважин Богородчанского ПХГ (2011-2012 гг.)

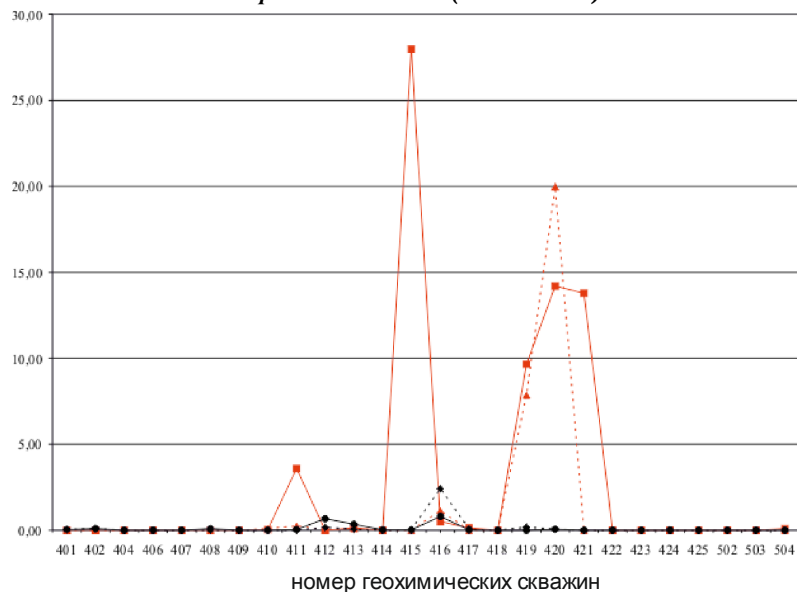


Рис. 2 Динамика концентрации метана в воздухе геохимических скважин Богородчанского ПХГ (2011-2012 гг.)

Непосредственно на территории Богородчанского ПХГ пробурен ряд газогеохимических (контрольных) скважин, в которых нами отбирались пробы пластовой воды и газовоздушной смеси. В результате установлено, что углеводородный газ в пластовых водах преимущественно представлен метаном, также отмечаются незначительные концентрации тяжелых гомологов метана. Содержание метана в пробах из газогеохимических скважин превышает на 2-4 порядка его концентрацию в приповерхностных пробах, отобранных из колодцев на территории населенных пунктов Старые Богородчаны и Саджава. Наибольшее содержимое метана отмечается в скважинах №№ 404, 411, 412, 413, 415, 416, 417 и 419, где он изменяется от 4,9867 $см^3$/л до 38,3635 $см^3$/л, и является большим в два раза по сравнению с 2011 г. (рис.1, 2) Характерным является то, что в большинстве скважин объемная часть метана в газовоздушной смеси не достигает взрывоопасной величины, и не превышает 1,1 % о., лишь в двух скважинах №№ 419 и 420 содержание метана в газовоздушной смеси соответственно составляет 7,85 и 19,98 %.

Следует отметить, что еще одной проблемой, которая возникает в результате эксплуатации ПХГ - нарушение герметичности подземного хранилища газа которая связана с эксплуатацией самих хранилищ, а именно в период нагнетания газа в ПХГ и с его отбором.

Установлено, что амплитуда вертикальных смещений растет от контуров к центру хранилищ.

Безусловно последующие наблюдения за вертикальными движениями земной поверхности территории в зоне влияния подземных хранилищ газа помогут предусмотреть угрожающие деформации наземных сооружений, выход из строя существующего оборудования, возможность аварий.

В целом выполненный комплекс газогеохимических исследований указывает на удовлетворительную герметичность Богородчанского ПХГ.

ПРИРОДНО-ТЕХНОГЕННАЯ СИСТЕМА: «ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ СРЕДА–МАГИСТРАЛЬНЫЙ ТРУБОПРОВОД» (НА ПРИМЕРЕ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ)

А.А. Мележ

Научный руководитель доцент А.И. Павловский

Гомельский государственный университет имени Франциска Скорины, г. Гомель, Беларусь

Геологическая среда – многокомпонентная динамическая система верхней части литосферы, включающей в себя горные породы, почвы, зону свободного водообмена подземной гидросферы и протекающие в них геологические процессы, а также рельеф земной поверхности. Её состояние и динамика обусловлены структурой верхней части литосферы, природными (эндогенными и экзогенными) процессами и хозяйственной деятельностью человека, или техногенезом. В свою очередь, геологическая среда оказывает влияние на процессы во внешних оболочках Земли и на техносферу, созданную человеком. Между геологической средой, внешними оболочками Земли и хозяйственной деятельностью человека существуют многочисленные и сложные взаимные связи [2].

В процессе техногенеза между компонентами геологической среды: литологической основой (грунтами), рельефом, а также природными водами (поверхностными и подземными) и магистральными трубопроводами (капитальные инженерные сооружения, рассчитанные на длительный срок эксплуатации и предназначенные для бесперебойной транспортировки на значительные расстояния природных и искусственных газов, нефти, нефтепродуктов, воды, твердых и сыпучих тел, взвешенных в потоке воздуха или воды, от мест их добычи, переработки, к местам потребления) возникает тесная взаимосвязь, приводящая к формированию природно-техногенной системы «геологическая среда-трубопровод», особому типу геотехнических систем.

Поведение системы «геологическая среда – трубопровод» определяется развитием в ней механических напряжений и выражается в виде взаимообусловленных и последовательно действующих процессов и явлений, таких как упругое и пластическое деформирование, а также разрушение (хрупкое при нарушении сплошности, либо пластическое с потерей устойчивости пород). При очевидности негативного воздействия геологической среды на техноприродные системы «геологическая среда – магистральный трубопровод» возможно моделирование экстремальных ситуаций с получением количественных характеристик силового воздействия на трубопровод. Моделирование выполняется только на основе оперативных расчетов полей напряжений и деформаций в системе геологическая среда – трубопровод в широком диапазоне начальных и граничных условий, а также геологических и механических параметров геологических сред. Значение таких расчетов особенно велико в районах с развитием опасных геологических процессов.

Исследование природно-техногенной системы позволяет изучать, с одной стороны, влияние магистральных трубопроводов на состояние геологической среды, и, с другой стороны, влияние геологической среды на трубопровод. Влияние магистральных трубопроводов на состояние геологической среды проявляется в следующем: механическое разрушение грунта (развитие эрозии, оврагов, термокарста); нарушение экологического равновесия: загрязнение окружающей среды продуктами, транспортируемые по трубопроводу, тепловое загрязнение и прочее; нарушение микро- и макрорельефа; качественное (трудно восстановимое) изменение окружающей среды, например термокарсты, оползни, деформация русла реки.

При оценке влияния геологической среды на трубопровод в первую очередь анализируются те геологические факторы и процессы, которые способны нарушить динамическое равновесие в рассматриваемой природно-техногенной системе. Среди них в первую очередь выделяются следующие факторы: проявление водно-эрозионных процессов в пределах трасс трубопроводов, связанных как с постоянными, так и с временными водными; проявление водно-гравитационных и гравитационных процессов, связанных с

расчлененностью рельефа; влияние неотектонических процессов, ведущих к возникновению аварийных ситуаций на нитях трубопроводов.

Влияние геологических процессов, например, таких как современные движения земной коры (неотектонические движения), проявляемые наиболее ощутимо в местах тектонических нарушений, ранее не рассматривалось, но, в настоящее время, является одним из современных направлений в решении вопросов аварийности и коррозионной устойчивости трубопроводов. Однако, при сопоставлении мест аварий относительно расположения основных тектонических структур и тектонических разломов на территории Беларуси [1] имеем следующее (рис.):

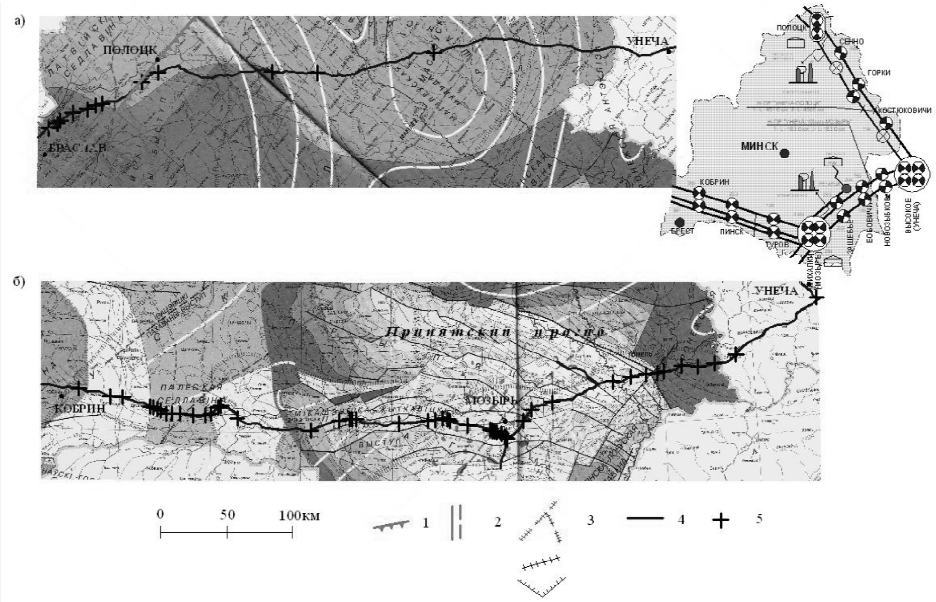


Рис. Схема расположения аварий на магистральных трубопроводах и основные тектонические структуры на территории Беларуси [3]:

1 – Полоцкий краевой региональный разлом;2 – тектонические нарушения Полоцко-Курземского пояса;
3 – тектонические разломы и стыки тектонических структур юга Беларуси;4 – положение магистрального нефтепровода;

• 10 аварий зарегистрировано на небольшом участке Полоцк–Браслав (район краевого регионального Полоцкого разлома, являющегося южной границей Полоцко-Курземского пояса тектонических разломов);

• 3 аварии располагаются на весьма протяженном восточном участке трубопровода (Витебская и Могилевская мульды);

• 7 аварий располагаются на юго-восточном участке (район Воронежской антеклизы от Унечи до начала Припятского прогиба);

• 66 аварий сконцентрированы на юге, в основном, на территории Припятского прогиба (44 из 66).

Следовательно, до 77% аварий наблюдается на юге страны, к западу и северо-востоку от города Мозырь. Здесь трубопровод неоднократно пересекает различные тектонические структуры Припятского прогиба или идет параллельно этим структурам в непосредственной близости от них. Причем, 42 аварии из зафиксированных 66 на юге страны приурочены к тектоническим разломам и границам тектонических блоков. Таким образом, можно сделать вывод, о наличии фактора геологической обусловленности аварий на магистральных трубопроводах на территории Беларуси.

Приуроченности аварий на магистральных трубопроводах к тектоническим разломам объясняется не только действием современных движений земной коры. Тектонические разломы представляют собой ослабленные, раздробленные участки земной коры, имеющие глубину и ширину. На этих участках возможны максимальные деформации грунта, являющиеся следствием влияния неотектоники, а также климатические (протаивание, промерзание, переувлажнение) и технологические (оттаивание мерзлого грунта вокруг нагретой трубы) процессы. Кроме того, на тектонических разломах через трещины и поры может происходить проникновение воды вглубь пород, увеличивая взаимную подвижность тектонических блоков. Это, конечно, не может не отразиться на состоянии пересекающих их магистральных трубопроводов. При этом в опасных сечениях трубопровода возникают дополнительные напряжения, которые могут исчерпать запас прочности трубопровода и вызвать его разрушение.

Однако, такая взаимообусловленность геологических процессов, сочетающихся с техногенными воздействиями, способна привести к многократному усилению вредных воздействий, достигающих, благодаря взаимному влиянию, уровня катастрофы.

Литература

1. Гарецкий Р.Г., Айзберг Г.Е., Синичко А.М. Глубинное строение и динамика земных недр территории Белоруссии / Р.Г. Гарецкий [и др.]. – Мн., 1991. – 321 с.
2. Королев В.А. Мониторинг геологической среды / под ред. В.Т. Трофимова. – М.: МГУ, 1995. – 272 с.
3. Нацыянальны атлас Беларусі. Камітэт па зямельных рэсурсах, геадэзіі і картаграфіі пры Савеце Міністраў Рэспублікі Беларусь. – Мн., 2002. – 385 с.

МИНИМИЗАЦИЯ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ВОДНЫХ ОБЪЕКТОВ ФАРМАЦЕВТИЧЕСКИМИ ПРЕДПРИЯТИЯМИ

Л.Х. Минхаирова

Научный руководитель доцент Э.Р. Бариева

Казанский государственный энергетический университет, г. Казань, Россия

Обезвреживание и очистка сточных вод фармацевтических предприятий – важные мероприятия в области санитарной охраны водоемов. Эффективная и качественная очистка сточных вод является необходимым условием сохранения чистоты водных объектов. Однако на существующих очистных сооружениях не всегда удается достичь необходимого качества очистки поверхностных сточных вод. Основными причинами неэффективной работы очистных сооружений являются:

– несоответствие технологии очистки составу сточных вод;

– отсутствие или недостаточность локальной очистки;

– неудовлетворительная эксплуатация очистных сооружений;

– физический износ оборудования;

– применение устаревших технологий очистки сточных вод [1].

На фармацевтических предприятиях действует следующая схема очистки. Установка очистки поверхностного: дождевого, талого, поливомоечного стока типа УБМ.ОСВ серии НМУ.07 монтируется поблочно, по модулю с применением узлов этой серии на базе типовых существующих подземных железобетонных сооружений. Существующими установками предусмотрено три линии очистки, две из которых монтируется указанными выше блоками, модулями а третья остается резервной. Согласно расчетам расхода притока поверхностного стока двух линий достаточно для организации очистки:

- в первой линии - слабого, продолжительного дождя, дождя средней интенсивности;

- во второй линии – совместно с первой – интенсивного краткосрочного в т.ч 20-ти минутной наиболее интенсивной и загрязненной порции дождя.

Для этого предусмотрен монтаж в резервуаре сбора грязного поверхностного стока двух насосов на одном – придонном уровне с датчиками уровня включения на различных уровнях:

-первого на уровне минимального погружения в воду погружного насоса Wilo,

-второго на уровне переливного лотка приема интенсивной порции дождя.

Установка монтируется в полной комплексности согласно ПД на УМБ.ОСВ.07 серии НМУ.07 и включает:

1- узел ввода и распределения очищаемого стока;

2- модуль полочный тонкослойного отстаивания;

3- модуль фильтрования насыпной;

4- модуль фильтрпатронов барьерного фильтрования с сорбционной загрузкой.

В рассмотренных сооружениях проводится очистка поверхностных сточных вод, дающая низкую эффективность очистки 91%. Результаты лабораторных анализов, проведенные согласно фотометрическому методу приведены в таблице.

Показатели по нефтепродуктам и взвешенным веществам превышают установленный предельно допустимый сброс (ПДС). Основными источниками загрязнения поверхностного стока, формирующегося на территории предприятия, являются продукты разрушения асфальтобетонных уличных покрытий, так же причиной загрязнений ливневых стоков, являются плохо укрытые транспортируемые грузы, пыль, строительные материалы, а также сырье и отходы, хранящиеся на открытых площадках, вредные выбросы в атмосферу, смыв с крыш в районе крышных вентиляторов, различные нефтепродукты, попадающие на территорию в результате их пролива при заправке автотранспорта его неисправности, а так же другой техники [3].

Для того, что бы снизить содержания взвешенных веществ и нефтепродуктов в воде, предлагаем установить модуль флотации. Модуль предназначен для обеспечения процесса флотации в очищаемой воде путем равномерного (мелкопузырчатого) распределения пузырьков воздуха по площади и объему флотатора.

Модуль применяется в установках флотации сооружений очистки вод стоков от мелкодисперсной части загрязнений: нефтепродуктов, масел и жиров диспергированного и пленочного их состояния, а также легкой части механических примесей, взвеси.

Модуль флотации предназначен также для отделения от воды загрязнений твердых частиц. Гидрофобные частицы избирательно закрепляются на границе раздела фаз: газ-вода, и отделяется от гидрофильных частиц. Во время флотации так же капли масла прилипают к плохо смачиваемым водой частицам и поднимают их на поверхность.

Таблица

Характеристика и состав сточных вод предприятия

№ п/п	Название Ингредиента	Нормы мг/дм^3	Количество анализов	Содержание ингредиента ,мг/дм^3
1	pH	6,5-8,5	3	7,5
2	ХПК	-	3	28,0+6,72
3	БПК	0,5	3	0,5+0,14
4	Взвешенные вещества	13,2	3	13,9+0,9
5	Нефтепродукты	0,05	3	1,2+0,015
6	Хлориды	24	3	24+3,1
7	Сульфаты	56,6	3	55,0+8,8
8	Нитриты	0,02	3	0,02+0,005
9	Нитраты	6,1	3	5,7+1,37
10	Железо общее	0,1	3	0,1+0,03
11	НСПАВ	0,5	1	0,5+0,018
12	Хром+6	0,01	1	0,01+0,005
13	Раствор. кислород.	Не менее 4	3	9,57+0,96

Работа модуля флотации: сжатый воздух под избыточном давлением по трубе подается в распределительный коллектор и далее через соединительный штуцер поступает в полость аэратора. Воздух в аэраторе сжимается, раздувает дырчатую диафрагму, отверстия раскрываются и воздушные пузырьки выходят в воду. В силу малости диаметров воздушная струя делится давлением воды на пузырьки, которые под действием сил гравитации ввиду разности в плотностях устремляются к поверхности воды, образуя сплошное аэрационное поле пузырьков.

Каждый пузырек воздуха этого поля всплывания сталкивается с глобулами эмульгированных нефтепродуктов, масел, жиров и под действием сил поверхностных межфазовых явлений из глобулы, либо просто налипают на пузырьки воздуха, либо сливаются с пленкой воздуха, образуя на их поверхности пленки нефтепродуктов, масел и жиров. Воздушные пузырьки всплывают на поверхность воды, их пленка лопается, образуя на поверхности воды слой уловленных загрязнений. Последние собираются в верхней части фильтров, откуда и утилизируются, а очищенная вода отводится из нижней части флотаторов [2].

Анализ влияния фармацевтического предприятия на окружающую среду показал, что они являются на сегодняшний день по объемам сбросов сточных вод одними из крупнейших источников загрязнения водных объектов. При сбросе сточных вод в водоемы не достигается степень очистки сточных вод до установленных нормативных показателей. Причина сброса недостаточно очищенных стоков в водоемы заключается в основном в неэффективной работе существующих на предприятиях систем очистки сточных вод.

Для решения проблемы минимизации загрязнения водных объектов и рационального их использования необходимо создавать на предприятиях ресурсосберегающие химико-технологические водные системы без сбросов загрязненных стоков в водные объекты. Для этого необходимо совершенствовать производственные процессы с целью уменьшения объемов водопотребления и водоотведения и внедрять новые высокоэффективные методы очистки сточных вод на предприятиях, позволяющие создавать замкнутые водооборотные циклы.

Усовершенствование системы очистки поверхностных сточных вод на фармацевтическом предприятии была достигнута путем внедрения флотатора. Это позволило значительно увеличить глубину очистки по всем несоответствующим показателям.

Установка окупится за счет снижения эксплуатационных затрат и уменьшения штрафных выплат за сбросы. Разработанная установка для очистки сточных вод предприятия, является технически возможной и экономически эффективной, кроме того, установка сохраняет природные ресурсы, несопоставимые с денежными эквивалентами [4].

Литература

1. Роев Г.А. Очистные сооружения. Охрана окружающей среды. – М.: Недра, 2009. – 281 с
2. Шустер К., Нойберт И. Высокопроизводительная технология очистки сточных вод // Экология производства, 2007. – № 2. – С. 60-63
3. Шультц Т. Эффективная обработка сточных вод, содержащих нефть и нефтепродукты // Нефтегазовые технологии, 2007. – № 3. – С. 95 - 100.
4. Яковлев С.В., Карелин Я.А., Ласков Ю.М., Воронов Ю.В. Очистка производственных сточных вод. – М.: Стройиздат, 2006. – 320 с

НАКОПЛЕНИЕ CS-137 РАСТЕНИЯМИ, ПРОИЗРАСТАЮЩИМИ НА ГИДРОМОРФНЫХ ПОЧВАХ

А.Р. Митев, В.И. Горбунова
Научный руководитель доцент Р.А. Шарафутдинов
Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

Испытания ядерного оружия, начатые в середине прошлого века, обеспечили значительное и повсеместное поступление техногенных радионуклидов в окружающую среду. Из ядерных продуктов деления Cs-137 принято рассматривать в качестве основного радиоактивного загрязнителя биосферы, в силу его распространения и продолжительного периода полураспада, составляющего 30,17 лет. До настоящего момента он присутствует в различных природных средах, прежде всего в почвенном покрове, и с разной интенсивностью вовлекается в биологический круговорот.

По мнению широкого круга исследователей [1,6] миграционные свойства Cs-137 в почвенно-растительных комплексах, а, следовательно, и возможности его биологического поглощения, существенно отличаются в зависимости от типа почв, механического состава и видовых различий растений. Большинство современных работ по рассматриваемой тематике посвящены изучению биоаккумуляции Cs-137 в условиях интенсивного техногенного загрязнения почвенного покрова. При этом исследованию биоаккумуляции Cs-137 растениями на почвах с фоновым содержанием радионуклида уделяется, как правило, незначительное внимание, поскольку в данном случае говорить о потенциальной угрозе для здоровья людей не приходится. Тем не менее, подобные исследования представляют интерес для лучшего понимания поведения Cs-137 в системе почва-вода-растение.

Особое значение подобные исследования имеют при изучении пойменных почв, которые, находясь в тесной геохимической связи с речными водами, способны за счет различных механизмов аккумулировать содержащийся в них цезий, который, в свою очередь, поступает в бассейн с водосборной территории.

Объектом исследования явились растительные ассоциации, развивающиеся на почвах низкой поймы в устье р. Кача (г. Красноярск). Выбранный участок интересен тем, что в зависимости от гидрологического режима рек Кача и Енисей, пойменный комплекс может в течение большей части года находиться в субаквальном положении, и лишен растительного покрова. На момент исследований, в 2012 году, в результате рекордно маловодного лета, данный участок поймы находился в надводном положении и активно осваивался пионерной растительностью. Поскольку участок обследований расположен на значительном удалении, выше по течению от ФГУП «ГХК», поступление Cs-137 в почвы обеспечивается лишь за счет глобального его выпадения [3].

Для изучения содержания изотопа в различных растениях, было отобрано 12 наиболее распространенных видов. Растения отбирались в августе-сентябре, вместе с корневой массой, тщательно отмывались дистиллированной водой, высушивались и подвергались озолению в соответствие с общепринятой методикой. Определение содержания Cs-137 выполнено в счетных образцах на гамма-спектрометрическом комплексе МКГБ-01 «Радэк» в геометрии сосуда Маринелли. Были проанализированы 28 образцов почв и 12 образцов травянистых растений.

Почвы в пределах низкой поймы представлены аллювиальными слоистыми и аллювиальными темногумусовыми типами. pH водной вытяжки находится в пределах 7,1-8,0. Гранулометрический состав их преимущественно легкий, в соответствии с классификацией Качинского относятся к пескам связным (соотношение физический песок: физическая глина 92:8%), содержание илистой фракции значительно варьирует в слойках в диапазоне от 1% до 10%. Содержание обменных оснований низкое, их сумма изменяется от 0,44 до 2,3 мг/экв на 100 г. Выявленные в почвах содержания Cs-137 достигают 27 Бк/кг в горизонте AY (W), в среднем составляя 19 Бк/кг. Подобное содержание изотопа цезия в аллювиальных почвах, развивающихся в пределах низких геоморфологических уровней, весьма характерно и может считаться фоновым [3].

При зарастании низкой поймы травянистой растительностью в первую очередь происходит заселение представителей сорно-рудеральных эколого-ценотических групп. Среди доминирующих видов следует выделить злаки, лапчатки, клевер ползучий, череду поникшую. Продуктивность изученного травянистого фитоценоза составила 979,5 г/м^2 год в пересчете на сухое вещество. Содержание в растениях цезия-137 варьировало от <2,0 до 9,2 Бк на кг сухой массы. Максимальная концентрация цезия-137 (Бк/кг сухой массы) наблюдается в полыни обыкновенной, минимальная установлена для клевера ползучего. Результаты исследований растительных тканей представлены в таблице.

На основании полученных результатов можно наблюдать значительные отличия в способности разных видов растений поглощать Cs-137 из почвы. Наиболее высокие коэффициенты поглощения характерны для полыни обыкновенной и череды поникшей. Тем не менее, даже эти виды в течение вегетационного сезона не способны накопить в тканях концентрацию радионуклида, равную или превышающую его концентрацию в почве. Интенсивность поглощения цезия растениями связана с такими показателями, как скорость накопления биомассы, площадь корневой системы, а также содержанием в растении калия. В последнем случае, повышенное содержание Cs-137 в растениях демонстрировало достоверно высокую корреляцию с содержанием изотопа K-40 (r=0,84), что легко объясняется схожестью их геохимического поведения. Корреляция с величиной зольности значительно варьирует у различных видов, что позволяет предположить ее второстепенную роль.

Таблица

Результаты исследования растительных тканей

Вид растения	Содержание Cs-137, Бк/кг	Коэффициент поглощеня КП, (сух. тканей)
Urtica dioica L.	5,1	0,26
Trifolium repens L.	<2,0	-
Plantago major L.	4,2	0,22
Potentilla bifurca L.	5,6	0,29
Artemisia vulgaris L.	9,2	0,48
Barbarea vulgaris R. Br.	4,8	0,25
Matricaria inodora L.	3,3	0,17
Potentilla tanacetifolia Willd. ex Schlecht.	3,1	0,16
Carex leporina L.	6,3	0,33
Sisymbrium Loeselii L.	4,4	0,23
Bidens cernua L.	7,2	0,37
Potentilla anserina L.	3,5	0,18

Известна закономерность, что на величину КП ^{137}Cs влияет время, прошедшее с момента поступления радионуклида в почву, что связано с его закреплением, путем образования малоподвижных комплексов с гумусовыми кислотами, сорбции глинистыми минералами и пр. Так, коэффициент поглощения Cs-137 спустя 10 лет после поступления в почву снижается более чем в 10 раз [4,5]. Сопоставляя полученные данные с результатами других авторов [6, 7], а также результатами исследований растительного покрова высокой поймы [3] можно предположить, что относительно высокие показатели поглощения цезия растениями является результатом «молодости» отложений. Периодическое поступление гидрогенным путем Cs-137 в почвы низкой поймы, наличие здесь регулярной смены окислительно-восстановительных условий, обеспечивает присутствие доступных для растений его форм.

Литература

1. Булгаков А.А., Коноплев А.А., Авила П. Моделирование накопления Cs-137 и Sr-90 при различном вертикальном распределении радионуклида в почве // Проблемы экологического лесоустройства на Украинского Полесья. - Житомир, Волинь, 2000. – Вып.1 (7). – С. 61 - 67.
2. Ефремов И.В. Особенности профильной миграции радионуклидов цезия-137 и стронция-90 в системе почва – растение / И.В. Ефремов, Н.Н. Рахимова, Е.Л. Янчук // Вестник ОГУ. – Оренбург, 2005. – №12. – С. 49-54.
3. Митев А.Р. Цезий-137 в пойменных почвах острова Татышев в г.Красноярске / А.Р.Митев, Р.А.Шарафутдинов, В.А.Чечеткин // Радиоэкология XXI века : Материалы Международной научно-практической конференции. – Красняорск: СФУ, 2012. – С. 315-319.
4. Радиоактивное загрязнение растительности Беларуси (в связи с аварией на Чернобыльской АЭС) / Под общей ред. Парфенова В.И., Якушева Б.И. – Мн.: Наука и техника, 1995. – 582 с.
5. Романцова Н.А. Современные особенности накопления цезий-137 в различных фитоценозах Плавского радиоактивного пятна Тульской области / Н.А.Романцова, Т.А. Парамонова, Я.В. Матвеев // Актуальные проблемы экологии и природопользования : Материалы Всероссийской научно-практическая конференция 18-20 апреля 2012 г. – М., 2012. – Выпуск 14. – С. 206-214.
6. Смеян Н.И., Самусик И.Д. Влияние гранулометрического состава почв на вертикальную миграцию радионуклидов // Почва - удобрение - плодородие : Материалы международной научно-производственной конференции. – Минск, 1999. – С. 204-205
7. Щеглов А. И., Цветнова О. Б., Богатырев Л. Г. Роль лесных подстилок в миграции элементов-техногенных загрязнителей// Проблемы радиоэкологии и пограничных дисциплин. – Екатеринбург: Бизнесс-проект. 2005. – Вып. 6. – С. 248 – 268.

ЭКОЛОГО-ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ОБСТАНОВКА ЮЖНОГО ОКОНЧАНИЯ КУЗНЕЦКОГО АЛАТАУ

К.А. Митрофанова

Научный руководитель доцент Н.А. Макаренко

Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Данное сообщение базируется на материалах, собранных в процессе проведения геолого-съемочных работ (ГДП-200), проводимых сотрудниками НИЛ «Геокарт» Томского государственного университета.

Район исследуемой территории административно расположен в Республике Хакасия (Ширинский, Усть-Абаканский и Аскизский районы) и, частично, - в Кемеровской области (Таштагольский район). Пространственно, район работ находится в пределах листа N-45-XXIV (Усинская (Верхне-Томская)) площадь.

На изученной площади выделены и охарактеризованы 10 типов ландшафтов, из них 9 природных и 1 техногенный. 1, 2, 3 и 4 ландшафты объединяются в геоморфологическую область – горы; 5 и 6 ландшафты – субравнины; 7, 8 и 9 – носят интразональный характер.

Ландшафты 1 , 2, 3 и 4 представлены высокогорным гольцовым поясом, среднегорным таежным поясом, грядово-плосковершинным низкогорьем и высоким холмогорьем соответственно. В 1-ом типе ландшафта широким развитием пользуются альпийские формы рельефа – привершинные склоны изрезаны и частично уничтожены карами, цирками, значительно распространены нивально-гляциальные и мерзлотно-солифлюкционные явления [4]. Конечные и боковые морены сохранились почти во всех карах и троговых долинах в виде коротких серповидных и вытянутых вдоль долин валов высотой до 20-30 м [1]. Отмечается множество останцов морозного выветривания – кигиляхи. На склонах крутизной более 45^{o} (стенки каров, тектонические уступы, отпрепарированные гребни) развиваются обвально-осыпные дерупционно-десперсные гравитационные отложения с формированием крупных обвально-осыпных шлейфов [3]. На участках с более «умеренными» наклонами возникают крупные по площади поля курумников. Степень поражения быстро протекающими экзогенными геологическими процессами (ЭГП) достигает и местами превосходит 25 %, что обусловливает низкую геодинамическую устойчивость ландшафта и дает основание охарактеризовать состояние геологической среды как напряженное. На территории данного ландшафта практически отсутствуют какие-либо природные аномалии тяжелых металлов (ТМ), за исключением одной локальной точечной с концентрацией молибдена менее 8 ПДК.

Во 2-ом типе ландшафта, также развиты ЭГП (курумы, обвалы, селеопасные участки), но они, за исключением курумов, локализованы и процент поражения ландшафта ЭГП не превышает 10-15 %, что отвечает среднему уровню геодинамической устойчивости. В зоне перехода среднегорья в высокогорье отмечается напряженная экологическая обстановка, так как в этих локальных участках частота проявлений опасных ЭГП резко возрастает. Условия миграции возможных поллютантов эрозионные, что способствует их быстрому удалению. Способность пород к сорбированию средняя, тип увлажнения инфильтрационный, годовая сумма атмосферных осадков 800-1500мм. Растительный покров лесной, местами травяной и моховой. По этим параметрам фиксируется геохимическую устойчивость ландшафта в качестве высокой [2]. В контурах ландшафта 2 зафиксированы отдельные локальные проявления Mn, La, Mo, W с концентрацией до 8 ПДК, в отдельных внемасштабных точках концентрации повышаются до 8-16 ПДК и даже более.

В 3-ем типе ландшафта наиболее распространенной формой ЭГП являются проявления многочисленных карстовых образований в карбонатных породах венда и нижнего кембрия, а также ареалы осыпей и обвалов по крутым бортам рек. Геодинамическая и геохимическая устойчивость ландшафта средняя [2]. В контурах ландшафта в коренных породах и рыхлых отложениях выявлены точечные и площадные аномалии Mo, Zn, Mn, As, Ni, Co, Cr, Cu, Zr. Наиболее крупные аномалии молибдена и свинца занимают площади до 40 км^2. Средняя интенсивность точечных аномалий находится в пределах до 8 ПДК, редко более 8 ПДК. На водоразделе рек Каролиновка-Теренсуг-Нинелых радиометрической съемкой выделена обширная природная радиоактивная аномалия (площадью до 40 км^2). Интенсивность гамма-поля укладывается в интервал 8-16 ПДК. Две радиоактивные аномалии (Uп) такой же интенсивности располагаются в верховьях р. Аскиз и р. База. Их площадь 15 и 6 км^2 соответственно. Эти участки должны быть отнесены к напряженной эколого-геологической обстановке.

В 4-ом типе ландшафта геодинамическая устойчивость средняя, обусловлена почти полным отсутствием опасных экзогенных процессов, а широкое развитие зон дробления в Балыксинской зоне смятия, может привести к появлению оползневых и иных явлений [3]. Кроме того, здесь развиты многочисленные конусы выноса. Средний уровень геохимической устойчивости обеспечивается повышенной сорбционной способностью трещиноватых пород фундамента, инфильтрационно-испарительным типом водообмена грунтовых вод с атмосферой, средним объемом биомассы, супесным механическим составом почв [2]. Литогеохимической съемкой на территории ландшафта обнаружены точечные аномалии W и небольшие (2 км^2) полиэлементные аномалии Cr и Ni (до 8 ПДК). Эколого-геологическая обстановка здесь удовлетворительная.

Ландшафт 5 сформирован гляциофлювиальными субравнинами внутри реликтовых троговых долин, фрагменты которых сохранились в верховьях горных рек и ручьев и тесно пространственно ассоциируют с современными ледниками, снежниками, фирновыми полями. Образовался при активном участии ледниковых и атмосферных вод. Высокие сорбционные способности илистых и глинистых отложений, интенсивная заболоченность дают возможность оценить геохимическую устойчивость как низкую. Геодинамической устойчивости тоже низкая из-за непрочности рыхлых пород, слабой закрепленности растительностью, значительной льдистостью топких грунтов [2]. Геохимических аномалий в контурах ландшафта пока не выявлено.

Ландшафт 6 характеризуется развитием солифлюкционных субравнин (долинных педиментов) в верховьях рек и речек в низкогорном типе ландшафта. Субравнины интенсивно заболочены. Геохимическая и геодинамическая устойчивость аналогична в ландшафту 5. В верховьях р. Иней выявлены небольшие аномалии (по 2 км^2) Zn и Mn (8-16 ПДК). В окрестностях нежилого поселка Вершинка зафиксирована аномалия Mn (2 км^2) с концентрацией загрязнителя в интервале от 8 до 16 ПДК.

Ланшафты 7 и 8 формируются в речных долинах, имеют интразональный характер. Ландшафт 7 распространен в высоко- и среднегорной зоне, где аллювий имеет инстративный характер. В условиях низкогорья долины современных рек находятся в констративной фазе. Условия миграции возможных поллютантов меняются от преимущественно эрозионных до денудационно-аккумулятивных. Сорбционная способность колеблется от низкой до средней. Геодинамические особенности проявлены широким развитием глубинной и боковой эрозии (по бортам рек М. и Б. Казыр зафиксирована русловая эрозия), что приводит к формированию каньонообразных участков, где появляются крутые склоны и развиты площадные обвальные и осыпные процессы [3]. В правобережье р. Б. Казыр отмечаются селеопасные участки. В устьях сухих логов часто

встречаются небольшие конусы выноса. Все это дает возможность оценить геодинамическую и геохимическую устойчивость этих ландшафтов как среднюю [2]. Каких-либо геохимических аномалий в долинах рек, не затронутых техногенезом, не отмечено.

Ландшафт 9 является интразональным и развит в трех ландшафтных типах. Моренный материал транспортировался по троговым долинам, достигая уровня современной речной сети. Грубообломочные моренные отложения сформировали грядово-холмистые и холмисто-западинные формы (в горах) и скопления реликтовых моренных образований (эрратических валунов, бараньих лбов) в долинах [3]. Геодинамическая и геохимическая устойчивость данного ландшафта оценивается как средняя [2]. Значительных геохимических аномалий в отложениях морен пока не обнаружено, за исключением двух небольших (2 км^2) аномалий La (менее 8 и более 16 ПДК соответственно) и одной точечной аномалии Rb (до 8 ПДК) в право- и левобережье р. Бол. Казыр.

Ландшафт 10 включает в себя комплекс техногенных нарушений геологической среды, наиболее ярко представленный в долине р. Балыксу и ее притоков Камзас и Магызы, где на всем протяжении от устья р. Балыксу и до южной рамки листа фиксируются значительные техногенные изменения. В долинах р. Балыксу и ее притоков фиксируется большое количество прудов-отстойников, гидравлически связанных с основными руслами. Вдоль склонов протягиваются полузасыпанные и обводненные гидравлические канавы.

Экогеохимическая обстановка в районе россыпного полигона крайне неблагоприятная. В почвенном покрове вдоль всего полигона сформирована протяженная (до рамки планшета) площадная аномалия высокотоксичных поллютантов первого класса опасности – ртути техногенного происхождения и мышьяка природного происхождения (за счет дренирования речными системами зон окисления полиметаллических рудопроявлений) с концентрацией загрязнителей более 16 ПДК в рыхлых и донных отложениях. Кроме того, в донных отложениях превышено допустимое содержание кадмия - до 11 ПДК. Наряду с вышеперечисленными поллютантами первого класса опасности в небольших концентрациях (до 5 фонов) присутствуют и другие: Pb, Cu, Zn, Co, Ba, V, Cr, Mn, Ni, Sb, W, Sn, Mo, Sr. Территория бывшего россыпного полигона в долинах рек Балыксу и ее притоков находится в кризисной эколого-геологической обстановке.

Итак, геологическая среда листа N-45-XXIV по комплексу признаков, в целом, находится в благоприятной и удовлетворительной экологической ситуации, за исключением нескольких участков с напряженной и кризисной обстановкой. Напряженная обстановка зафиксирована в высокогорной и, отчасти, среднегорной областях, которая обусловлена развитием опасных ЭГП, и в районах с радиоактивным загрязнением. На крайнем юго-западе в долинах р. Балыксу и ее притоков экологическая обстановка аттестуется как кризисная. Здесь, в первую очередь, следует провести основательные рекультивационные работы – обустроить (или уничтожить) отстойники, засыпать все горные выработки и гидравлические канавы, снивелировать техногенный рельеф отвалов до состояния, близкого природному. На оставшейся территории нет необходимости проведения каких-либо специализированных работ, поскольку здесь эколого-геологическая обстановка находится в стадии стабилизации и в ближайшем будущем не будет прогрессировать в негативном направлении. Более того, на изученной площади организован Каратошско-Инейский государственный природный зоологический заказник.

Литература

1. Борисов Б.А., Минина Е.А. Ребристые морены Алтае-Саянского региона// География и геоэкология на современном этапе взаимодействия природы и общества : Материалы Всерос. нучн. кнф. «Селиверстовские чтения» 19-20 ноября 2009 г. – СПб, 2009. – С.392-399.
2. Инструкция по составлению и подготовке к изданию листов Государственной геологической карты Российской Федерации масштаба 1:200 000. – М.: Роскомнедра, 1995. - 244 с.
3. Хромых В.С. Особенности рельефа Кузнецкого Алатау в пределах Аскизского района Республики Хакасия. Теоритическое и прикладные вопросы современной географии//Материалы Всерос. научн. кнф. – Томск: Изд-во Том. ун-та, 2009. – С.66-69.
4. Шпинь П.С. Оледенение Кузнецкого Алатау. – М.: Наука, 1980. – 200 с.

ВОЗДЕЙСТВИЕ ПОЛИГОНА ГЛУБИННОГО ЗАХОРОНЕНИЯ ЖИДКИХ РАДИОАКТИВНЫХ ОТХОДОВ ОАО «СХК» НА ПОДЗЕМНУЮ ГИДРОСФЕРУ

Т.Е. Монич

Научный руководитель страший преподаватель Т.В. Усманова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В процессе работы предприятий атомного энергопромышленного комплекса образуется значительное количество жидких радиоактивных отходов (ЖРО).

Одним из способов обращения с ЖРО является глубинное захоронение, т.е. закачка их в стратифицированные осадочные геологические формации без намерения последующего извлечения и переработки. Этот метод обращения с ЖРО применяется на Сибирском химическом комбинате (СХК) – одном из крупнейших предприятий атомной отрасли России. Глубинное захоронение осуществляется через сеть нагнетательных скважин на специально оборудованном полигоне. В структуру полигона входят площадки 18 и 18а [3].

Захоронение жидких радиоактивных отходов на пл. 18, 18а производится в верхнемеловые водоносные горизонты Сымской свиты чехла Западно-Сибирской платформы, которые служат их естественным хранилищем, в условной системе стратификации, принятой на СХК, этим горизонтам присвоены индексы II и III (рис.1). Отходы закачиваются на глубину 280-460м. Вышележащие палеогеновые водоносные горизонты являются источником водоснабжения Томска и Северска [2].

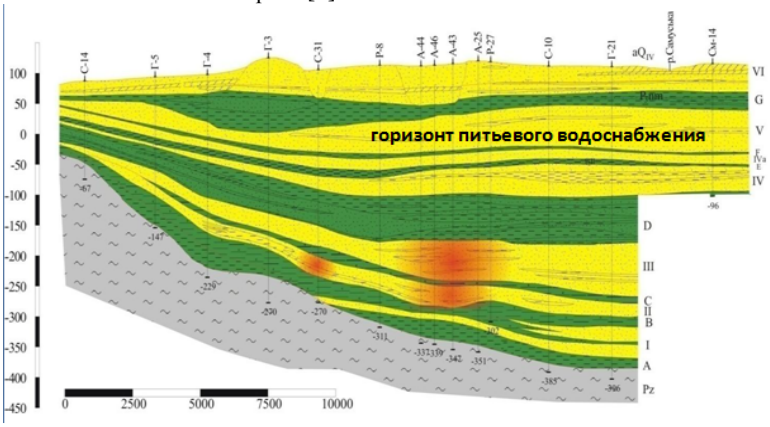


Рис. 1 Геотехнологический разрез (водоносные горизонты обозначены римскими цифрами I–VI, разделяющие их водоупорные пласты – прописными латинскими буквами A–G) [2]

Большая часть водонасыщенных горизонтов имеет измененный гидродинамический режим, значительно отличающийся от природного, что обусловлено следующими факторами:

– удалением отходов на полигоне подземного захоронения жидких РАО СХК, что приводит к формированию репрессионных куполов в пластах-коллекторах (II, III горизонты) в районе области нагнетания;

– работой водозаборов №1 и №2 г.Северска, что вызывает формирование депрессионных воронок в районе расположения водозаборов, как в эксплуатируемом ими V (атлымском) водоносном горизонте, так и в лежащем выше VI горизонте (приповерхностном водоносном комплексе).

Наименьшему техногенному изменению подвергаются I и IV водоносные горизонты, которые, соответственно, играют для пластов-коллекторов роль нижнего и верхнего буферных слоев, отделяющих их от V водоносного горизонта и палеозойского водоносного комплекса.

При захоронении ЖРО также наблюдается тепловое загрязнение. Так по результатам мониторинга на пл.18а процесс глубинного захоронения технологических САО сопровождается интенсивным выделением тепла и, как следствие, в близкорасположенных контрольных скважинах при проведении геофизических исследований регистрируются положительные температурные аномалии. Основная причина разогрева – тепловыделение вследствие распада β-активных компонентов отходов. В настоящее время на полигоне пл.18а по сети контрольных скважин температурные аномалии разогрева геологической среды во II эксплуатационном горизонте достоверно и полностью регистрируются по 9 скважинам, что составляет примерно 18 % от всей сети контроля. Все эти скважины расположены в непосредственной близости от действующих, ликвидированных или выведенных из эксплуатации нагнетательных скважин.

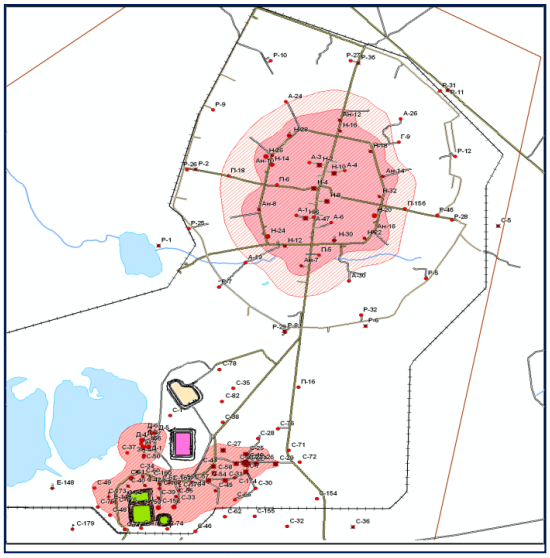
Основной задачей гидрогеохимического мониторинга является выявление участков, на которых под воздействием техногенных факторов изменен состав природных подземных вод. Оценка экологического состояния подземных вод опирается на фоновые величины, а также, на нормативные показатели, установленные СанПиН 2.1.4.1074-01, ГН 2.1.5.1315-03 и НРБ-99/2009 [1].

По результатам гидрогеохимического мониторинга на пл. 18 во II горизонте техногенно-измененные воды наблюдаются в контрольных скважинах А-1, А-3, А-6, П-5, П-6, П-18, П-15[6]. Первые признаки влияния удаляемых нетехнологических НАО на подземные воды проявляются в возрастании в 2-5 раз, относительно фоновых величин, содержания трития, ионов SO_4^{2-}, Na^+, K^+

Загрязненные воды картируются внутри ореола техногенно-измененных вод на расстоянии до 300 м от нагнетательных скважин. На пл.18 загрязненные подземные воды во II-м горизонте наблюдаются в скважинах А-4, А-47, П-6. Загрязнение II горизонта нетехнологическими НАО сопровождается увеличением в подземных водах β-активности, ростом содержания трития, солесодержания, жесткости, ионов Na^+, K^+, NO_3^-, SO_4^{2-}.

Основной вклад в суммарную β-активность вносят изотопы Cs и Sr. Так, в скважине А-47 в 2011 г. по результатам радиохимического анализа, активность ^{137}Cs составляла 7.4 Бк/л, активность ^{90}Sr – 20.0 Бк/л. В загрязненных водах из скважин А-4 и П-6 присутствуют изотопы ^{137}Cs и ^{90}Sr, но их содержание ниже нормативного УВ, а превышение УВ наблюдается только для ^3H.

Для эксплуатационного горизонта пл.18а характерно слабое проявление контура техногенно-измененных вод. По состоянию на 2011 г. этот тип вод картируется в контрольной скважине С-48. Единственным проявлением техногенного изменения подземных вод в этой скважине являются повышенные содержания трития (около 300.0 Бк/л). По состоянию на 2011 г. контур распространения техногенно-измененных вод не выходит за пределы полигона удаления ЖРО [1].



участки загрязненных вод участки техногенно-измененных подземных вод

Рис. 2 Ореол распространения техногенно-измененных подземных вод во II эксплуатационном горизонте на полигоне глубинного захоронения ЖРО СХК по данным геохимического опробования, выполненного в 2011 г [1]

Литература

1. Зубков А.А., Иваненко В.П. Отчет по теме: «Результаты геотехнологического мониторинга состояния подземных вод на пл.18, 18а и по сети скважин регионального контроля недр за 2011, СХК». – Северск,2012. – 59с.
2. Лукин А.А. Обоснование границ влияния режима работы горнотехнических систем на напорное гидрогеодинамическое поле : автореф. дис. … канд. геол.-мин. наук. – Томск, 2012. – 25 с.
3. Экологически вредная деятельность СХК [Электронный ресурс]. — Режим доступа: URL: http://kulac.narod.ru/statya/ecolshk.htm (дата обращения: 19.04.13).

КОСМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ АНТРОПОГЕННЫХ ТРАНСФОРМАЦИЙ ЛАНДШАФТОВ

Ю.Г. Никитина (Шевчук)

Научный руководитель профессор Л.А. Пластинин

Национальный исследовательский Иркутский государственный технический университет, г. Иркутск, Россия

Деятельность человека весьма значительно преобразовала первичные, или потенциальные ландшафты Земли. По оценкам Г.Н. Голубева [4], на 20-30% площади суши человек преобразовал ландшафты практически полностью. На территориях с высокой плотностью населения естественные экосистемы почти не сохранились. Вместо этого, их территории на 40-80% заняты сельскохозяйственными землями, населенными пунктами, дорогами, промышленными сооружениями и прочими результатами деятельности человека. На остальной части встречаются вторичные или специально выращиваемые леса, деградировавшие земли, и водохозяйственные системы, находящиеся, как правило, в далеко не идеальном состоянии. Из 96 зональных типов ландшафтов, выделенных на равнинах мира, 40 типов исчезли или были коренным образом преобразованы. На многих остальных территориях произошли менее заметные изменения, часто невидимые, такие как изменения потоков химических веществ, изменения теплового или водного баланса и многие другие. Всего около 60% территории мира в той или иной степени преобразовано человеком.

В результате некоторые зональные типы ландшафтов исчезли, другие были трансформированы так, что возникли антропогенные модификации природных ландшафтов.

Одни из определений трансформации экосистем предложено С.А. Бузмаковым [2,3], в котором он под трансформацией наземных экосистем понимает изменение биотопических условий, реакцию биоты в результате природных или антропогенных процессов. Или также, антропогенная трансформация природной среды – процесс изменения природных компонентов и комплексов под воздействием производственной и любой другой деятельности людей. Преобразование экосистем вызывается совокупностью экологических и биогеохимических процессов, связанных с различной деятельностью людей, направленной на перемещение, извлечение из окружающей среды, концентрирование и перегруппировку минеральных и органических соединений, сопровождается изменением природных компонентов, приводит к нарушению метаболизма, функционированию и структуры исходных экосистем, вплоть до перехода их в результате смен состояний (фаз) из ряда биогенных в абиогенные.

Привнесенные вещества или энергия, антропогенные нарушения могут остановить, изменить или повернуть вспять трансформацию экосистемы. По направлению изменений трансформации разделяются на восстановительные и деградационные [3]. Деградация обусловлена, как правило, внешним воздействием на экосистему, которое может быть как природным, так и антропогенным. Деградация во многих аспектах обратна восстановлению. Если влияние внешних факторов сильнее влияния внутренних процессов, то экосистема не в состоянии стабилизироваться и, заполняясь антропогенными веществами, может изменить основной тренд своих трансформационных колебаний.

Трансформация экосистемы состоит в изменении во времени и пространстве биотопа, биотических компонентов и биоценотических процессов. Если изменения вызываются в основном внутренними взаимодействиями, то происходит так называемая эндогенная трансформация (восстановление). Если изменения регулярно определяются внешними силами среды на входе, то такие изменения называются экзогенными (деградация). Воздействие антропогенных факторов обуславливает смену состояний наземных экосистем деградационного и восстановительного направления, зонального и азонального характера.

Свойства биотопа с увеличением воздействия изменяются от зональной нормы к экстремальным (азональным) параметрам. Трансформация экосистемы происходит по зональному ряду (относительно обратимое состояние) и азональному (необратимое состояние), при этом вероятность перехода в азональный тренд восстановления возрастает с величиной техногенного фактора [3].

При исследовании и картографировании антропогенной трансформации ландшафтов в настоящее время все большее научное и практическое значение приобретают аэро- и космические съемки и последующее дешифрирование снимков. Составление ландшафтных карт и схем физико-географического районирования различного масштаба с использованием материалов аэрокосмических снимков путем их дешифрирования дает надежный, научно-обоснованный материал для создания и корректировки уже существующих региональных экономических и природоохранных систем [1].

Как известно, основной целью комплексного ландшафтного картографирования является выявление, разграничение и классификация естественных и антропогенных геосистем, объективно существующих в природе. При этом основная задача заключается не только в установлении и описании природно-территориальных особенностей и их внутренних различий, но и соответствия сложившейся структуры хозяйственной деятельности природным экологическим условиям конкретной территории.

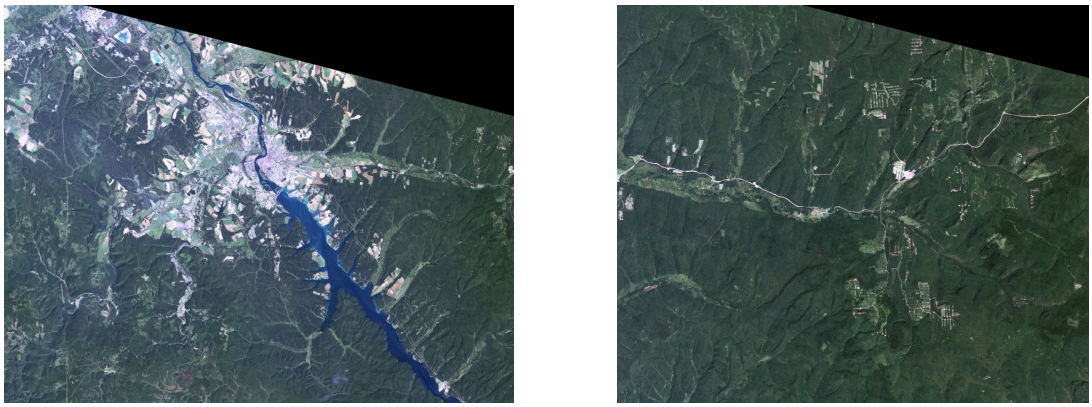
Суть дистанционных исследований при ландшафтно-экологическом картографировании, по мнению Т.В. Кейко и Т.И. Коноваловой [5], состоит в анализе взаимосвязей между свойствами объектов и их изображением на космических снимках (КС), которые дают возможность выявлять основные тенденции в динамике различных временных и пространственных параметров геосистем.

Возможность дистанционного изучения объектов земной поверхности основывается на объективно существующих связях между характеристиками природной среды и их изображением на КС, по которому можно устанавливать сущность и оценить целостность и разнообразие геосистем. Оригинальную информацию о геосистемах содержат многозональные космические снимки, каждый спектральный диапазон которых дает возможность послойного получения информации в различных системных аспектах. В сочетании с разнообразными приемами обработки космической информации появляется возможность системного изучения объектов. При этом реализуются основные принципы изучения сложных объектов – разделение на более простые части и рассмотрение объекта в единой, сложной совокупности процессов, явлений и взаимосвязей между геосистемами [5].

Отражательные и излучательные характеристики объектов являются не только индикационными дешифровочными признаками, но и свойствами, которые сформировались в течение длительной эволюции, и играют существенную роль в функционировании геосистем. На КС отражаются все компоненты природной среды и их взаимосвязи, поэтому снимки имеют высокую ценность для изучения геосистем. Особенно велика роль КС в познании региональных ландшафтных структур, современных тенденций их естественного развития и антропогенных преобразований.

По утверждению Д.М.Трофимова [6], космические исследования в видимой области спектра дают основной объем информации, получаемой из космоса. Особенно это относится к телевизионной съемке и космическому фотографированию. Кроме огромного объема информации эти материалы обладают рядом достоинств: большой обзорностью, высокой степенью генерализации, сравнительно высоким уровнем разрешающей способности и возможностью регулярного получения теле- и космоснимков. Вследствие этих преимуществ съемки из космоса в идимой и ближней инфракрасной зонах спектра дают уникальный и незаменимый материал для изучения и картографирования типологических, региональных и парагенетических комплексов ландшафтной сферы Земли, в том числе и для территории Байкальского региона.

Таким образом, космический метод исследования весьма приемлем для изучения и ландшафтного картографирования как естественных, так и антропогенных ландшафтных комплексов и их трансформаций. Данный метод может быть использован при изучении, картографировании и физико-географическом районировании всех видов антропогенных ландшафтов, столь широко распространенных во всех мире и регионах. Космический метод особенно хорошо помогает при крупномасштабном картографировании промышленно-техногенных, вырубленных, агрокультурных, городских и сельских селитебных, ирригационно-водных, рекреационно-туристких ландшафтов и т.д.



А) *Б)*

Рис. 1 Примеры антропогенных ландшафтов на фрагментах космического снимка Landsat 5 (17.08.1991, синтез 3-2-1): А) селитебно-агрокультурный; Б) таёжный с участками вырубок

Литература

1. Абдулкасимов А. Применение космоснимков при ландшафтном картографировании Кураминского хребта и прилегающих равнин / А. Абдулкасимов, Р. Абдуназаров, К.С. Ярашев // Молодой ученый. – Чита, 2012. – №3. – С. 131-132.
2. Бузмаков С.А. Методы геоэкологических исследований нефтепромысловой трансформации наземных экосистем // Географический вестник. – Пермь, 2005. – № 1-2. – С. 138-148.
3. Бузмаков С.А. Антропогенная трансформация природной среды // Географический вестник. – Пермь, 2012. – № 4 (23). – С. 46-50
4. Голубев Г.Н. Современные ландшафты мира : Учебник. – М.: Изд-во ГЕОС, 1999. – 338 с.
5. Кейко Т.В. Ландшафтно-экологическое картографирование на основе материалов дистанционного зондирования Земли из космоса / Т.В. Кейко, Т.И. Коновалова // Солнечно-земная физика, - Иркутск, 2004. – Вып. 5. – С. 48-50.
6. Трофимов Д.М. Возможности и пути определения геологической информативности космических изображений / Д.М. Трофимов, Я.Г. Кац, А.Г. Рябухин, И.И. Сонин // Использование информации, получаемой из космоса, для решения геологических задач. – М.: Изд-во МГУ, 1976. – С. 77-90.

ОЦЕНКА УСТОЙЧИВОСТИ ВТОРИЧНЫХ ФИТОЦЕНОЗОВ ПРИ ОТКРЫТОЙ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ СТРОИТЕЛЬНОГО КАМНЯ

Ю.А. Озарян

Научный руководитель ведущий научный сотрудник Ю.П. Галченко

Институт горного дела ДВО РАН, г. Хабаровск, Россия

Стабильность как способность организма к нормальному развитию является чувствительным индикатором состояния природных популяций и позволяет оценить суммарную величину антропогенной нагрузки. Наиболее простым и доступным для широкого использования способом оценки стабильности развития является определение величины флуктуирующей асимметрии билатеральных морфологических признаков. Она представляет собой отклонения от строгой билатеральной симметрии вследствие несовершенства онтогенетических процессов и проявляется в незначительных ненаправленных различиях между сторонами (в пределах нормы реакции организма) [2]. Получаемая интегральная оценка качества среды является оценкой реакции живого организма на неблагоприятное воздействие, которое имело место в период его развития [3].

Распоряжением Министерства природных ресурсов Российской Федерации в 2003 году утверждены «Методические рекомендации по выполнению оценки качества среды по состоянию живых существ (оценка стабильности развития живых организмов по уровню асимметрии морфологических структур)» [1], в соответствии с которыми выполнены исследования. Принцип метода основан на выявлении нарушений симметрии развития листовой пластины древесных и травянистых форм растений под действием антропогенных факторов.

Исследуемый фитоценоз является вторичным растительным сообществом, возникшим на месте породных отвалов, образованных в процессе добычи строительного камня ОАО «Корфовский каменный карьер». Так как добыча на предприятии осуществляется более 100 лет, то по периметру карьерной выемки в различной удаленности от мест ведения горных работ образованы отвалы, эксплуатация которых была прекращена от 5 до 50 лет назад (рис.). Это позволило изучить устойчивость фитоценозов в зависимости от времени хранения вскрышных пород, которые являются субстратом для растительности.

Рис. Карта-схема расположения породных отвалов

Примечание: т. 1- отвал 5 лет; т.2- отвал 10 лет; т. 3- отвал 15 лет; т.4- отвал 25 лет; т.5- отвал 40 лет; т. 6- отвал 50 лет. БХПЗ- Большехехцирский государственный природный заповедник

Согласно методике, для биомониторинга стабильности развития вторичных сообществ выбрана береза белая (Betula albosinensis), которая присутствует во всех вторичных фитоценозах, за исключением однолетнего отвала, где еще не появилась древесная растительность, в связи с чем, эта территория не обследовалась по описанной выше методике.

Величина асимметрии у растений рассчитывается как различие в промерах слева и справа, отнесенное к сумме промеров на двух сторонах. Интегральным показателем стабильности развития для комплекса мерных признаков является средняя величина относительного различия между сторонами на признак. Этот показатель рассчитывается как среднее арифметическое суммы относительной величины асимметрии по всем признакам у каждой особи, отнесенное к числу используемых признаков. После произведенного расчета для оценки степени выявленных отклонений от нормы, использовали, предложенную в методике балльную шкалу, с помощью которой определили качество среды в исследуемых точках.

Диапазон значений интегрального показателя асимметрии, соответствующий условно нормальному фоновому состоянию, принимается как первый балл (условная норма). Он соответствует данным, полученным в природных популяциях при отсутствии видимых неблагоприятных воздействий (например, на особо охраняемых природных территориях).

Статистическая значимость различий между выборками по величине интегрального показателя стабильности развития определяется по t-критерию Стьюдента. Произведенный расчёт позволил сделать вывод, что значимыми являются различия между выборками относительно времени хранения отходов в отвале 5-40, 5-50, 15-40, 10-40, 10-50 лет. В остальных случаях значение, полученного t-критерия Стьюдента находится в зоне незначимости. Следовательно, величина стабильности развития на поверхности отвалов 5,10,15 и 40, 50 имеет значительную разницу, соответственно восстановительные процессы более динамично и стабильно протекают именно на территории, где техногенное воздействие минимально.

Рассчитав интегральный показатель стабильности развития по всем выборкам, мы определяем стабильность развития в баллах и соответственное ему качество среды обитания организмов (таблица).

Таблица

Интегральный показатель стабильности развития вторичных фитоценозов

№ площадки	Интегральный показатель стабильности	Стабильность развития, балл	Качество среды
1	0,068	V	Критическое состояние
2	0,063	V	Критическое состояние
3	0,06	V	Критическое состояние
4	0,055	IV	Существенные (значительные) отклонения от нормы
5	0,015	I	Условно нормальное
6	0,006	I	Условно нормальное

Примечание: № площадки: 1. Породный отвал 5 лет, 2.- //=// 10; 3- //=// 15; 4- //=// 25; 5- //=// 40; 6- //=// 50 .

Таким образом, на исследуемых площадках № 1,2,3 (возраст породных отвалов от 5-15 лет) устойчивость вторичного фитоценоза оценивается как нестабильная, а качество среды обитания характеризуется, как критическое. Существенные отклонения от нормы состояния качества среды обитания выявлены на площадке № 4, где стабильность развития соответствует 4-м баллам, состояние природной среды на площадках № 5 и 6 с формирующимся, довольно устойчивым вторичным фитоценозом. Кроме этого, они расположены в непосредственной близости к Большехехцирскому природному заповеднику, что способствовало более быстрому восстановлению биоты.

Литература

1. Методические рекомендации по выполнению оценки качества среды по состоянию живых существ (оценка стабильности развития живых организмов по уровню асимметрии морфологических структур). / Министерство природных ресурсов Российской Федерации. – М., 2003. – 25 с.
2. Трубецкой, К.Н. Экологические проблемы освоения недр при устойчивом развитии природы и общества / К.Н. Трубецкой, Ю.П. Галченко, Л.И. Бурцев. – М.: Научтехлитиздат, 2003. – 260 с.
3. Waddington C. H. Organisers and genes. – Cambridge: Univ. Press, 1940. – 240 p.

ЧИСЛЕННЫЙ ЭКСПЕРИМЕНТ КАК МЕТОД ИССЛЕДОВАНИЯ В ОБЛАСТИ ТЕХНОСФЕРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

М.В. Омельчук

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Для современного этапа развития технических средств, характерно применение новых принципов и учитывание в расчетах большего числа различных характеристик, влияющих на результат. Многие из этих характеристик достаточно сложно получить экспериментальным путем, поэтому в настоящее время происходит бурное развитие вычислительной техники и ее внедрение в научные исследования. На основе этого в науке утвердился новый метод – численный эксперимент, который базируется на понимании физической сущности рассматриваемых явлений, их правильной схематизации, проникновение в математические особенности задачи, выборе или создании такого численного метода, который наиболее полно соответствует особенностям решаемой задачи и возможностям используемой вычислительной техники. Численный эксперимент как метод исследования основан на математическом моделировании, то есть на создании и исследовании математических моделей для изучения рассматриваемых объектов или явлений с помощью электронных вычислительных машин. Математические модели – это такие концептуальные системы, которые в математической форме не только описывают основные свойства изучаемых объектов (являются их математическими дубликатами), но и позволяют получать новую информацию о них, которую в силу различных причин, сложно получить в результате практического эксперимента.

Проблему численного эксперимента поведения воздушных масс в тех или иных условиях можно решать с помощью систем моделирования движения газа, которые относятся к разделу науки вычислительная гидродинамика.

Вычислительная гидродинамика (англ. Computational fluid dynamics, CFD) – это раздел науки, решающий проблему моделирования тепломассопереноса в различных технических и природных объектах. Основной задачей вычислительной гидродинамики является численное решение уравнений Навье-Стокса, описывающих динамику жидкости и газа.

В настоящее время, вычислительная гидродинамика активно применяется в области промышленной безопасности, защиты в чрезвычайных ситуациях, экологии с целью:

- моделирования распространения загрязнений в водо-воздушных бассейнах;
- моделирования распространения пожаров в лесах и городах и поведения;
- моделирования поведения облаков топливно-воздушной смеси.

Базой любого исследования в области вычислительной гидродинамики является формулировка основных уравнений гидро/газодинамики потоков, а именно:

уравнения неразрывности;
уравнения сохранения импульса;
уравнение сохранения энергии;
уравнение состояния (для газов).

Существуют различные методы решения системы уравнений:

метод конечных разностей;
метод конечных объёмов;
метод конечных элементов;
метод сглаженных частиц;
метод с использованием функции распределения вероятности.

Из приведенных методов, метод конечных объемов является более простым, а, следовательно, более быстродействующим. Программный комплекс FlowVision основан на конечно-объемном методе решения уравнений гидродинамики и использует прямоугольную адаптивную сетку с локальным измельчением. Для аппроксимации криволинейной геометрии с повышенной точностью FlowVision использует технологию подсеточного разрешения геометрии.

Для разрешения малых деталей геометрии расчетной области и высоких градиентов рассчитываемых величин используется прямоугольная адаптивная локально измельченная сетка (АЛИС) (рис.) [1].

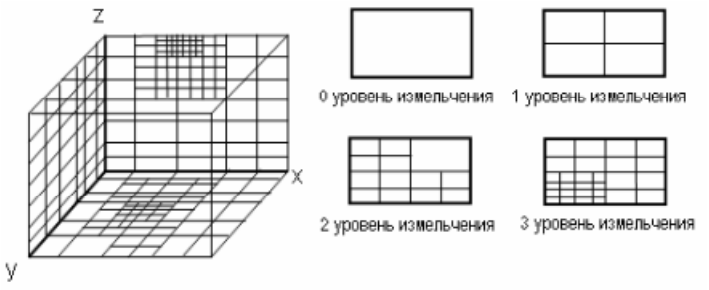


Рис. Адаптивная локально измельченная сетка

Сущность технологии АЛИС заключается в следующем. Во всей расчетной области вводится прямоугольная сетка. Выделяются подобласти с особенностями геометрии или течения, в которых необходимо провести расчет на более мелкой, чем исходная, сетке. При этом расчетная ячейка, в которую попала выделяемая особенность, делится на 8 равных ячеек (в трехмерном случае). Далее, если необходимо, ячейки делятся еще раз и так до достижения необходимой точности.

Традиционно в системах моделирования движения жидкости используются неструктурированные сетки (для систем на базе конечно-элементных методов), либо структурированные мультиблоковые сетки (для конечно-объемных и конечно-разностных методов).

Однако АЛИС имеет значительные преимущества по сравнению с распространенными сетками.

Во-первых, большая скорость генерации сетки. Во-вторых, АЛИС не предъявляет высоких требований к оперативной памяти компьютера по сравнению с неструктурированными сетками. Это обусловлено древовидной структурой АЛИС, при которой каждая ячейка связана с сеткой нулевого уровня, имеющей полную геометрическую информацию. В-третьих, при генерации АЛИС не появляются «плохие ячейки», которые имеют слишком большие отношения площадей граней.

Обычно при использовании АЛИС геометрия объектов в расчетной области аппроксимируется первым порядком точности – «ступеньками». Повышение порядка разбиения сетки около поверхностей позволяет уменьшить вносимую такой аппроксимацией погрешность, но может потребовать слишком больших ресурсов компьютера, что не позволительно для САПР. Поэтому в настоящей работе предлагается новый подход описания произвольной криволинейной геометрии на прямоугольной методом подсеточного разрешения геометрии.Рассчитываемыми переменными математической модели являются векторные и скалярные поля, разделяемые на независимые и зависимые переменные. Независимые переменные определяются из решения систем уравнений с совокупностью начальных и граничных условий, а зависимые выражаются через них. Например, скорость V – независимая векторная переменная, определяемая из решения уравнений Навье-Стокса и уравнения неразрывности, а модуль скорости |V| – скалярная зависимая переменная.

Для расчетов движения воздуха в относительно однородной среде, в программном комплексе FlowVision предусмотрена базовая модель «Несжимаемая жидкость». Данная модель тепломассопереноса предназначена для моделирования течений газа (жидкости) при больших (турбулентных) числах Рейнольдса (Re) >2•103÷104 и малых числах Маха (M<0,3). Допускаются малые изменения плотности, что позволяет естественным образом учесть подъемную силу.

Модель турбулентного тепломассопереноса в жидкости, газе включает:

уравнение Навье-Стокса (закон сохранения импульса);

уравнение неразрывности (закон сохранения массы жидкости);

закон сохранения энергии;

уравнение диффузионного переноса скалярной величины (закон сохранения массы);

k-ε модель турбулентности [2].

Применение программного комплекса FlowVision в области промышленной безопасности имеет большое значение. С каждым годом увеличивается количество объектов, на которых используются пожаро-взрывоопасные газы или аварийно химически опасные вещества. Аварии на таких объектах, характеризуются большими объемами выброшенного вещества, и, как следствие, пожарами, взрывами, токсическим заражением.

В случае с легковоспламеняющимися газами, наибольшую опасность при аварии, представляют места скопления выброшенного вещества, где его концентрация может достигнуть нижнего концентрационного предела воспламенения. На данных участках может произойти возгорание топливно-воздушной смеси (ТВС), которая может привести к взрыву разгерметизированного оборудования и, в последствии, вызвать эффект «домино» на территории предприятия.

Благодаря современным вычислительным комплексам, еще на этапе проектирования можно проводить численные эксперименты, по результатам которых прогнозировать зоны застоя. Под зонами застоя понимаются участки опасного производственного объекта, где скорость ветра не превышает 0,5 м/с. В связи с тем, что данные участки имеют низкую скорость из-за плохого проветривания, в них наиболее вероятно скопления опасных пожаро- и взрывоопасных веществ.

В FlowVision используется большой набор методов визуализации, которые классифицируются по типу представляемых математических величин: скалярная величина, скалярное поле, векторное поле (скорости), а также по используемой геометрии (трехмерной или двумерной). Важно, что данные могут выводиться на любом этапе расчета, и это позволяет отслеживать динамику моделируемого процесса.

Таким образом, для увеличения устойчивости объектов хранения пожаро- взрывоопасных газов, рекомендуется использовать программные комплексы, занимающиеся моделированием движения жидкости и газа. Одним из таковых является FlowVision, который может на этапе проектирования или эксплуатации найти и вычислить параметры зон застоя с учетом реального рельефа местности, застройки территории и параметров образования ТВС, как это требует анализ риска объектов промышленности. Если оценка зон застоя производится на этапе проектирования, то объект можно переориентировать относительно розы ветров конкретной местности или сделать изменения в архитектурной планировке объекта.

Литература

1. Система моделирования движения жидкости и газа. Руководство пользователя FlowVision. – М. 2008. – 284 с.
2. Wilcox, D. C. «Turbulence modeling for CFD», DCW Industries, Inc. – 1994. – 460 p.

ЭКСПРЕСС-ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЖИЗНЕННОГО СОСТОЯНИЯ ДРЕВОСТОЯ РЕКРЕАЦИОННЫХ ТЕРРИТОРИЙ (НА ПРИМЕРЕ КАТУНСКОГО РАЙОНА)

К.С. Павлова
Научный руководитель ведущий научный сотрудник Ю.В. Робертус
Институт водных и экологических проблем СО РАН, г. Барнаул, Россия

Живописные горно-лесные ландшафты и активно развивающаяся туристская инфраструктура Республики Алтай (РА) с каждым годом привлекают все большее количество отдыхающих (около 1.5 млн. человек в 2012 г.), что приводит к заметным негативным изменениям природных комплексов и экосистем.

В настоящее время наиболее неблагоприятная экологическая обстановка складывается в водоохранной зоне р. Катунь (Майминский и Чемальский районы РА), выделяемой исследователями в качестве Катунского рекреационного района [5]. Транспортная доступность и высокая аттрактивность ландшафтов обуславливают концентрацию в районе туристских объектов (до 70 % всех туробъектов РА), в том числе участков массового неорганизованного отдыха – наиболее "агрессивного" по отношению к природным комплексам вида рекреации. Его последствия проявляются в нарушении и загрязнении компонентов окружающей среды, в изъятии и порче отдельных видов природных ресурсов, в вытеснении представителей животного мира [3].

С целью оценки состояния растительного покрова на участках неорганизованной рекреации в пределах Катунского района автором в 2011-2012 гг. было проведено пилотное изучение древостоя, основным объектом которого являлась береза повислая (*Betula pendula*) – древесный эдификатор превалирующих ландшафтов террасово-долинного комплекса р. Катунь, представленного в основном 1-ой и 2-ой надпойменными террасами, сложенными в нижней части песчано-галечнико-валунным, а с поверхности супесчано-суглинистым аллювием и развитыми на нем лугово-черноземными и серыми лесными почвами с березово-сосновыми злаково-разнотравными и папоротниковыми лесами.

Всего на территории Катунского района было обследовано 5 типовых участков неорганизованной рекреации (стоянки туристов и их транспорта, экскурсионные тропы), на которых было изучено 26 деревьев, в том числе 7 деревьев на смежных фоновых участках, не затронутых рекреацией. Оценка экологического состояния древостоя проводилась с использованием комплекса физических и морфологических параметров (температура и влажность ствола и корней, величина радиального прироста и флуктуирующей асимметрии листовой пластинки), часть из которых была определена с использованием экспресс-анализаторов.

Так, с использованием инфракрасного пирометра AR300 (погрешность измерения $\pm 2^0$C) проводились замеры температуры ствола березы повислой на высоте 1.5 м и корнеобитаемого слоя почвы на глубине 0.5 м. Влажность ствола и корней определялась при помощи измерителя влажности древесины micro HYDRO (погрешность измерения ± 3 %). Измерения проводились для северной экспозиции одновозрастных деревьев.

Визуально были определены общие параметры состояния деревьев: длина и высота крепления кроны, категория жизненного состояния [4], наличие механических повреждений (снятие бересты, зарубки и затесы, вбитые гвозди и пр.), степень оголения корневой системы.

Полученные в ходе исследования данные свидетельствуют о заметном ухудшении экологического состояния древостоя на изученных участках рекреации по сравнению с фоновыми территориями. Предварительно установлено, что на них более чем в 3 раза увеличилось число сильно ослабленных деревьев и в среднем на 15 % уменьшилась длина их кроны. О нарушении стабильности развития деревьев свидетельствуют также сниженный в сравнении с фоном радиальный прирост и величина флуктуирующей асимметрии листа. Так, различия между радиальным приростом древостоя рекреационных участков за последние 5 и 20 лет в среднем на 20 % выше этого показателя для фоновых территорий. Средняя величина флуктуирующей асимметрии листовой пластинки березы в соответствии с классификацией [1] на участках рекреации равна 0.052, что отвечает 4 классу существенного отклонения от нормы (на фоновых участках – 1 класс условно нормального состояния окружающей среды). Причиной подобных изменений, по-видимому, является ежегодно усиливающийся рост численности отдыхающих и, соответственно, их воздействия на окружающую среду Катунского района.

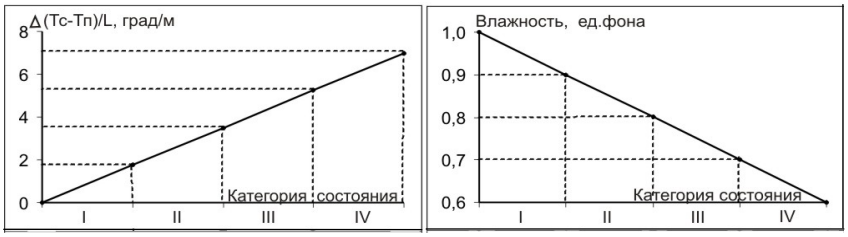
Заметные изменения установлены и для физических показателей состояния деревьев, что вероятно связано с нарушениями интенсивности водного тока в их стволах. Наибольшие отличия между значениями показателей состояния древостоя рекреационных и фоновых участков проявлены для температурного градиента, показывающего изменение температуры ствола дерева на 1 м его высоты (в среднем в 2.4 раза выше фона), а также для значений влажности ствола и корней, которые на участках рекреации варьируются в пределах 11.6-17.1 %, что в среднем на 30 % ниже фона (таблица).

Таблица

Показатели состояния березы повислой на участках неорганизованной рекреации Катунского района

Показатели состояния	Фоновые участки		Рекреационные участки		
	min-max	$\overline{x}$	min-max	$\overline{x}$	$\overline{x}$, ед. фона
Радиальный прирост за 20 лет, мм	1.9-2.9	2.3	1.2-2.3	1.8	0.8
Радиальный прирост за 5 лет, мм	1.8-2.7	2.1	0.7-2.0	1.4	0.6
Величина асимметрии листа	0.026-0.044	0.036	0.040-0.071	0.052	1.4
Средняя температура ствола, ^{0}C	18.7-22.6	20.8	16.8-28.6	23.2	1.1
Градиент температур ствол-почва, град./м	0.7-1.8	1.3	1.7-5.5	3.0	2.4
Средняя влажность ствола, %	21.0-27.1	23.8	11.3-23.5	17.1	0.7
Средняя влажность корней, %	10.5-10.9	16.1	5.5-20.0	11.6	0.7

О прямой зависимости жизненного состояния древостоя от его водно-термического режима свидетельствует достоверно значимая корреляционная связь между характеризуемыми их параметрами. Близкий к линейной характер подобных зависимостей позволил отстроить и использовать номограммы для приближенного определения категории жизненного состояния березы повислой, т.е. для оценки интегрального показателя уровня ее физиологических нарушений, обусловленных негативным воздействием рекреации (рис.).



Tc и Tn – температура ствола и почвы, L – расстояние между точками их измерения. Категории жизненного состояния деревьев: I – здоровые; II – слабо и средне ослабленные; III – сильно ослабленные; IV – усыхающие.

Рис. Номограммы для экспресс-определения жизненного состояния березы повислой на участках рекреации по градиенту температур ствол-почва (слева) и влажности ствола (справа)

Предложенные методические подходы к экспресс-определению жизненного состояния березы повислой на участках рекреации по градиенту температур ствол-почва уточняют предложенный [2] термоэкспресс-метод диагностики физиологического состояния древесных растений. Следует отметить, что установленное с применением предложенных номограмм жизненное состояние березы повислой на изученных участках неорганизованной рекреации в целом корреспондирует со степенью рекреационной дигрессии их почвенно-растительного покрова. Это свидетельствует о применимости предложенных подходов к экспресс-диагностике экологической обстановки на рекреационных территориях.

Литература

1. Захаров В.М., Баранов А.С., Борисов В.И., Валецкий А.В. и др. Здоровье среды: методика оценки. – М.: Центр экологической политики России, 2000. – 68 с.
2. Карасев В. Н. Диагностика жизнеспособности деревьев хвойных пород по тепловым характеристикам стволов: Автореферат. дис. ... канд. с.-х. наук. – Йошкар-Ола, 1991 г. – 26 с.
3. Робертус Ю.В, Павлова К.С., Шевченко Г.А. Экологические последствия массовой рекреации на охраняемых территориях Республики Алтай // Этнические, экологические и экономические аспекты развития туризма на особо охраняемых природных территориях горных экосистем мира. – Чебоксары: "Пегас", 2012. – С. 58-65.
4. Санитарные правила в лесах Российской Федерации // Лесное законодательство Российской Федерации: Сборник нормативных правовых актов. – М.: ПАИМС, 1998. – С. 310-326.
5. Сухова М.Г. Рекреационное районирование горных территорий на основе ландшафтно-климатического анализа (на примере Горного Алтая) // Природные условия, история и культура Западной Монголии и сопредельных регионов: Мат-лы. межд. конф. – Кызыл, 2005. – С.115–122.

ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ И ПРОМЫСЛОВАЯ ОБСТАНОВКА В ЦИМЛЯНСКОМ ВОДОХРАНИЛИЩЕ ПРИ ЕГО КОМПЛЕКСНОМ ИСПОЛЬЗОВАНИИ

Е.А. Пасецкая, А.Н. Федоренко
Научный руководитель профессор Т.А. Кондюрина
Новочеркасская государственная мелиоративная академия, г. Новочеркасск, Россия

В современных условиях Нижний Дон характеризуется высокой степенью использования водных ресурсов и исключительной напряженностью водохозяйственного баланса. Основным источником покрытия потребностей в водных ресурсах участников нижнедонского водохозяйственного комплекса являются запасы воды в Цимлянском водохранилище. Суммарные требования на воду участников водохозяйственного комплекса (в дальнейшем ВХК) Нижнего Дона, превышают располагаемые водные ресурсы, составляющие в средний год 27.6 км^3, при этом, дефицит достигает 4.5 км^3.

Одним из важнейших участников ВХК является рыбное хозяйство ("Рыболовство есть древнейшее занятие жителей берегов Дона"[1]). На его формирование и состояние оказывает качество и количество водных ресурсов Цимлянского водохранилища.

Основными факторами формирования качественных характеристик (гидрохимического режима) Цимлянского водохранилища являются: речной сток Верхнего Дона и малых притоков, непосредственно впадающих в водохранилище, ливневые поверхностные воды, а также техногенные факторы, связанные с использованием вод и режимом хозяйственной деятельности в водоохранной зоне.

На качество воды оказывают влияние сточные воды промышленных и сельскохозяйственных предприятий Верхнего Дона, расположенных в Липецкой, Воронежской, Ростовской и Волгоградской областях. Значительная часть загрязняющих веществ поступает от рассредоточенных источников с водосборной площади Дона.

В период весеннего половодья во входном створе Цимлянского водохранилища (х. Беляевский) минерализация воды составляет около 300 мг/дм, жесткость, от 1,5 до 4,0 мг-экв/дм. За летне-осеннюю и зимнюю межень происходит увеличение минерализации у х. Беляевского до 480- 650, у г. Калач- на-Дону - до 390-680 мг/дм^3 . В период зимней межени концентрация гидрокарбонатных ионов повышается до 370 мг/дм^3, сульфатных - от 24 до 84 мг/дм, хлорионов - от 5 до 47 мг/дм .

Содержание органического вещества, но величине БПК5 выше Цимлянского водохранилища колеблется от нормы до 2,5 ПДК, ниже водохранилища достигает 3,7 ПДК, а по величине ХПК - 60 мг/дм .

Данные о гидрохимическом состоянии водоема за последние шесть лет свидетельствуют о превышении ПДК по органическим веществам, азоту аммонийному, растворенным формам железа, меди, цинка, нефтепродуктам до 10 раз, что отмечается во всех створах

Анализ динамики качества вод за период с 1991 г. по настоящее время показал, что значительных перемен в санитарном состоянии водохранилища не произошло. В основных контрольных створах вода в основном соответствует 3 классу ("умеренно загрязненная"). Качество донской воды с 2006 года во входном створе Цимлянского водохранилища (ниже города Калач-на-Дону) не отвечает рыбохозяйственной категории по содержанию марганца (8,814 ПДК), нефтепродуктов (2,64 ПДК), БПК-5 (1,214 ПДК). Показатель ИЗВ равен 1,563, вода имеет III класс качества.

Как отмечалось выше, основное значение по вылову рыбы имеет Цимлянское водохранилище, в котором видовой состав рыб представлен 65 видами рыб. Наиболее многочисленными видами являются: лещ, густера, плотва, карась, синен, чехонь, судак, сазан и вселенный вид - белый толстолоб.

Такие виды рыб как сазан, чехонь, берш, окунь вылавливаются от 20,0 т (окунь) до 165,0 т (сазан) и играют определенную роль в рыбных запасах водохранилища, но вряд ли их запасы и уловы увеличатся, также как и запасы остальных видов: рыбца, сома, жереха, щуки, язя, уловы которых не превышают 20,0 тонн.

Река Дон от Верхнего плёса Цимлянского водохранилища и пределах Волгоградской области рассматривается как неразрывная часть водоёма, играющего огромную роль в пополнении и воспроизводстве рыбных запасов Цимлянского водохранилища. В весенний период на разливах реки Дон и притоках нерестятся многие виды рыб.

Растительноядные рыбы амурского комплекса в водоемах европейской части России являются объектом пастбищного рыбоводства. Вследствие невозможности естественного воспроизводства в Цимлянском водохранилище и р. Дон популяции этих рыб были сформированы в результате искусственного зарыбления Цимлянским рыбоводным заводом (ЦРЗ) и частично рыбоводными предприятиями Волгоградской рыбной компании. В Цимлянском водохранилище традиционно развит многовидовой промысел, основанный на преимущественном использовании аборигенных видов рыб (лещ, судак, с и нец, густера, плотва, берш, чехонь, сом и др.).

Промысловое изъятие рыб - объектов пастбищного рыбоводства не лимитируется и ограничивается только в случае сверхнормативного прилова мелких охраняемых видов, не достигших промысловых размеров. Рекордные уловы белого толстолобика в последние три года явились результатом многолетней работы Цимлянского рыбоводного завода по выпуску сеголетков. Произошло постепенное накопление промысловых запасов этого вида, которое выразилось в резком (взрывном) увеличении его уловов, соответствующих фактическому состоянию его запасов. При этом преимущественные скопления толстолобика характерны для нижней части водохранилища.

С первой половины восьмидесятых годов в Цимлянском водохранилище чрезвычайно широкое распространение получил карась серебряный. Появление этого вида происходило в форме экологического

нашествия, чему предшествовала вспышка численности (экологический взрыв) в Нижнем Дону в начале восьмидесятых годов. Миграции производителей из донской дельты приходились на весеннее время и растянулись на несколько лет. После нашествия увеличение численности карася происходило стремительными темпами, и уже в начале девяностых годов сформировалась устойчивая цимлянская группировка.

Уловы карася возрастают экспоненциально (геометрическая прогрессия), а уловы леща снижаются в соответствии с прямолинейной зависимостью (арифметическая прогрессия), т.е. увеличение вылова карася происходит быстрее, нежели снижение вылова леща. Если такая тенденция сохранится в будущем, то через пять-семь лет, судя по теоретическим расчетам, уловы карася и леща будут примерно одинаковыми.

Приведенные выше данные свидетельствуют о том, что необходимо принимать срочные меры по интенсификации отлова карася, иначе Цимлянскому водохранилищу грозит перспектива превращения в водоем карасевого типа. В этом плане вылов карася должен быть неограниченным.

Основными местами размножения полупроходных рыб являются донские займища ниже станицы Кочетовской (устье Северского Донца) и дельта Дона. До зарегулирования стока Цимлянским водохранилищем площадь заливаемых весной нерестилищ достигала в среднем 95 тыс. га при средней продолжительности затопления 49 сут. После ввода в эксплуатацию Цимлянского водохранилища площадь естественных пойменных нерестилищ сократилась до 58 тыс. га, а вероятность затопления уменьшилась до 30-35% с перерывами до 8 лет подряд.

За период после ввода в эксплуатацию Цимлянского водохранилища (с 1952 г.) затопление донской поймы, отвечающее рыбохозяйственным требованиям, наблюдалось лишь в 8 случаях (18% лет).

Для прохода к нерестилищам и эффективного размножения ценных рыб, наряду с прекращением загрязнения воды и стабилизацией солености Азовского моря, необходимы регулярные весенние рыбохозяйствснные попуски из Цимлянского водохранилища, организация которых вступает в противоречие с интересами сельского хозяйства, судоходства и других участников ВХК.

Согласно рекомендациям АзНИИРХ, рыбохозяйственные попуски весной в створе, станицы Раздорской должны обеспечиваться в таких объемах: 14,2 км (март-1 декада июня) в годы 50%-й обеспеченности стока, 12,2 км^3 (март-май) I в годы 60%-й и 10,6 км^3- 75%-й обеспеченности. Рыбохозяйственные попуски из Цимлянского водохранилища должны составлять соответственно 10.7, 9.3 и 7.9 км^3.

К сожалению, следует отметить: Цимлянское водохранилище - крупнейшее в бассейне р. Дон и одно из крупнейших на территории бывшего СССР - обладало и обладает пока ещё большим рыбопродуктивным потенциалом, но оно ускоренными темпами превращается в водоём озерного типа, что влечет за собой снижение уловов, ухудшение их качества.

Литература

1. Воловик Г. С., Воловик С. П., Косолапов А.Е. Водные и биологические ресурсы Нижнего Дона: состояние и проблемы управления. – Новочеркасск, 2009. – 301 с.
2. Дубинина В.Г. Методические основы экологического нормирования безвозвратного изъятия речного стока и установления экологического стока. – М.: Межведом. ихтиолог. комиссия, 2001. – 118 с.

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ЭКОСИСТЕМ МИНЕРАЛЬНЫХ ИСТОЧНИКОВ БАЙКАЛЬСКОЙ РИФТОВОЙ ЗОНЫ

Т.А. Перминова

Научный руководитель профессор Н.В. Барановская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Байкальская рифтовая зона отличается богатым разнообразием минеральных источников. Исследования микробных сообществ гидротерм начаты сравнительно недавно, но уже появился большой массив данных, свидетельствующий о важной роли микробных сообществ минеральных источников в эволюции жизни в докембрии [1].

Комплексные исследования, проведенные в термальных источниках показали, что экстремальные условия среды (высокая температура, щелочные pH и высокое содержание сульфидов) способствуют развитию специфичных микробных сообществ, обладающих значительным биоразнообразием и высокой интенсивностью биогеохимических процессов, сравнимой с микробными сообществами нейтральных гидротерм. Особенностью этих сообществ является формирование микробных матов [1].

Маты - биоценозы, состоящие из прокариот и располагающиеся на дне водоемов или в их прибрежной зоне. По форме наиболее похожи на плёнки плесени. Древние бактериальные маты являлись единственными биоценозами на Земле [6].

Мат представляет собой плотный многослойный "ковер" общей толщиной до 2 см; основу его составляют нитчатые либо пальмеллоидные цианобактерии, однако помимо них в формировании сообщества участвует множество самых различных микроорганизмов. Внутри мата легко различимы несколько функционально дискретных слоев.

Мат является высоко интегрированным сообществом с чрезвычайно сложно организованной трофической структурой, два верхних слоя составлены продуцентами и консументами первого порядка ("растениями" и "травоядными"), соединенными в пищевую цепь пастбищного типа, а нижний слой сформирован редуцентами ("падалыциками"), получающими органику из верхних слоев по детритной цепи.

Более того, измерения показали, что мат является вообще одной из самых сбалансированных экосистем: он производит ровно столько органики и кислорода, сколько тут же расходует в процессе своей жизнедеятельности (нулевой баланс) [6].

Кроме того, Б.Б. Намсараев и др. (2011), А.В. Татаринов и др. (2005) считают, что бактериальные маты принимают активное участие в формировании травертинов (известковый туф). Это карбонатная порода, образовавшаяся в результате осаждения карбонатов Ca, Mg, Fe, Na, иногда с кремнеземом и глинистыми минералами из термальных или холодных углекислых источников. На роль бактериального фактора в формировании травертинов обращали внимание А.М. Плюснин и др. (2000), Рихванов и др. (2012).

Цель работы: выявить особенности экосистем минеральных источников БРЗ. Для ее решения летом 2012 годы были отобраны пробы матов в нескольких минеральных источниках БРЗ: источник Аршан, Кулиные болота, Жемчугское месторождение, Железистые источники Хонгор-Уула.

Химический состав определялся методом многоэлементного нейтронно-активационного анализа в ядерно-геохимической лаборатории кафедры геоэкологии и геохимии Национального исследовательского Томского политехнического университета, функционирующей на базе исследовательского ядерного реактора (ИРТ-Т ТПУ) (аналитики- с.н.с. Судыко А.Ф. и Богутская Л.Н.).

Полученные данные по элементному составу матов минеральных источников Байкальской рифтовой зоны представлены в таблице.

Таблица

Химический состав матов (мг/кг сухого вещества) различных минеральных источников БРЗ

Элемент	Маты (Общеукре пляющий источник)	Маты (Желудочны й источник)	Маты (Глазной источник)	Маты (р.Арангатуй)	Маты (Метановы й источник)	Маты (Содовый источник)	Маты (Кулиные болота)
Na	16300	8200	3700	6900	4600	4900	700
Ca	15600	13300	10700	14000	171900	45800	4300
Sc	10,3	6,8	3,2	1,9	1,1	9	0,3
Cr	57,4	33	13,7	5,1	5,5	64,6	0,2
Fe	137200	196100	256000	10100	7000	24900	800
Co	9,1	7	2,9	1,6	2,3	14,2	0,5
Zn	81,7	97	56,2	102,9	134,6	90,2	16,4
As	0,05	0,05	0,05	0,9	0,05	2,9	0,2
Br	10,4	11	14,8	14,3	17,4	9,9	3,9
Rb	71	61,8	55,3	60,1	3,5	31,2	12,6
Sr	265	234	113	185	1719	178	468
Ag	0,2	0,2	0,2	0,07	0,2	0,2	0,2
Sb	0,09	0,2	0,05	0,09	0,03	0,2	0,01
Cs	3	2,5	0,7	0,7	0,6	2,6	1,7
Ba	567	366	227	899	448	374	20
La	32,4	24,5	14,6	30,1	11,1	21,2	1,3
Ce	59,3	46,8	26,8	102,6	20,7	41,6	3,9
Nd	12,7	24,1	12,7	69	8,8	19,4	1,6
Sm	4,8	5,6	2,7	28,2	1,3	3,7	0,2
Eu	1,6	5,6	2,4	2,3	0,1	0,9	0,03
Tb	0,8	1,5	0,7	2,9	0,09	0,4	0,004
Yb	2,4	7,9	3,1	8,3	0,3	2,2	0,1
Lu	0,3	1,4	0,5	0,8	0,05	0,3	0,01
Hf	4,3	3,6	1,9	1,9	0,4	1,5	0,1
Ta	0,6	0,4	0,02	11,8	0,02	0,4	0,04
Au	0,002	0,0001	0,002	0,002	0,008	0,02	0,002
Th	7,1	3,9	2,4	15,9	4,3	3,1	0,5
U	2,2	1,7	0,7	117	0,1	4,4	0,1

Анализ этих материалов показывает, что маты разных минеральных источников БРЗ характеризуются абсолютно различным содержанием элементов. Так, маты Общеукрепляющего источника характеризуются самым большим содержанием Na, маты Метанового источника- Ca. Маты некоторых источников характеризуются повышенными содержаниями ряда элементов. Так, Маты р.Арангатуй характеризуются повышенными содержаниями Ba, Ce, Nd, Th, Tb, Yb, Ta, Sm. Обращает на себя внимание чрезвычайно высокое накопление в матах ручья U (117 мг/кг).

Все это позволяет предполагать, что маты помогают оценить биогеохимическую роль микроорганизмов в экосистемах, свидетельствуют о важной роли микробных сообществ минеральных источников в эволюции жизни на Земле, а также принимают активное участие в формировании травертинов.

Научно-исследовательская работа проведена в рамках реализации ФЦП «Научные и научно-педгогические кадры инновационной России» на 2009-2013 годы (проект 2011-1.2.2-141-005-009).

Литература

1. Намсараев Б.Б., Бархутова Д.Д., Данилова Э.В. и др. Геохимическая деятельность микроорганизмов гидротерм Байкальской рифтовой зоны. – Новосибирск: Академическое издательство «Гео», 2011. – 302 с.
2. Намсараев Б.Б., Хахинов В.В., Гармаев Е.Ж., Бархутова Д.Д., Намсараев З.Б., Плюснин А.М.Водные системы Баргузинской котловины. – Улан-Удэ: Изд-во Бурят, гос. ун-та, 2007. – 159 с.
3. Плюснин А.М., Суздальницкий А.П., Адушинов А.А., Миронов А.Г. Особенности формирования травертинов из углекислых и азотных термальных вод в зоне Байкальского рифта // Геология и геофизика, 2000. – Т. 41. – № 4. – С. 564-570.
4. Рихванов Л.П., Тайсаев Т.Т., Барановская Н.В., Соктоев Б.Р., Монголина Т.А., Судыко А.Ф., Ильенок С.С. Геохимические особенности травертинов различных регионов и их прогнозное значение // Современные проблемы геохимии: Материалы Всероссийского совещания (с участием иностранных ученых). – Иркутск: Изд-во Института географии им. В.Б.Сочавы СО РАН, 2012. – Т. 1. – С. 233-236.
5. Татаринов А.В., Яловик Л.И., Намсараев З.Б., Плюснин А.М., Константинова К.К., Жмодик С.М. Роль бактериальных матов в петрогенезисе и образовании рудных минералов травертинов азотных гидротерм Байкальской рифтовой зоны // Доклады АН. – М., 2005. – Т. 403. – № 5. – С. 678–681.
6. URL: http://www.medbiol.ru/medbiol/lifehist/0008b3c8.htm#000db3fc.htm (дата обращения 10.10.2011)

ПОЧВЕННЫЙ ПОКРОВ ДОЛИНЫ Р. ОГНЕ, ТЕХНОГЕННО ИЗМЕНЕННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ ДРАЖНОГО ПОЛИГОНА

Т.С. Першина
Научный руководитель доцент И.В. Борисова
Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

Ландшафты, особенность формирования и структура которых обусловлена промышленной деятельностью, называются техногенными. Наиболее характерными представителями таких ландшафтов можно считать отвально-карьерные образования, сформировавшиеся при разработке месторождений полезных ископаемых [4]. Складированные хвосты обогатительных фабрик представляют собой значительную угрозу окружающей среде [2]. Накапливаясь в почве в больших количествах, тяжелые металлы способны изменять многие ее свойства, прежде всего, гумусное состояние, структуру, pH среды и др. Результатом этого является частичная, а в ряде случаев и полная утрата почвенного плодородия. В связи с этим оценка экологического состояния почв техногенных ландшафтов является важной составляющей в системе экологического мониторинга и рекомендательных мероприятий по ускорению воссоздания почв и почвенного покрова в районах добычи полезных ископаемых [3].

Локализация тяжелых металлов в почвах зависит от ряда факторов: количества и состава соединений, унаследованных от материнской породы и поступающих из антропогенных источников, взаимодействия с компонентами почв и почвенных растворов при вторичном перераспределении. Характер этих взаимодействий связан как со свойствами ионов металлов, так и с составом и свойствами почв [5]. Большая часть тяжелых металлов, поступивших на поверхность почвы, закрепляется в верхних гумусовых горизонтах. Они сорбируются на поверхности почвенных частиц, связываются с органическим веществом почвы, в частности в виде элементно-органических соединений, аккумулируются в гидроксидах железа, входят в состав кристаллических решеток глинистых минералов, дают собственные минералы в результате изоморфного замещения, находятся в растворимом состоянии в почвенной влаге и газообразном состоянии в почвенном воздухе, являются составной частью почвенной биоты.

При добыче золота происходит целый ряд нарушений, среди которых выделяются механическая площадная форма, выражающаяся в повреждении поверхности почв, и механическая глубинная – нарушение морфологии почвенного профиля. Кроме того, происходят нарушения в химическом и физическом составе и свойствах почв, происходит изменение системы горизонтов, вследствие их непосредственной трансформации.

Объектом исследования явился почвенный покров долины р. Огне, ниже и выше устья р. Безымянный, предгорно-таежная зона водораздела рр. Дюбкош и Чубкош. Гидросеть района представлена системой реки Енашимо. Основные правые притоки р. Енашимо – реки Дыдан, Дюбкош, Огне с хорошо выработанными долинами и продольными профилями. Большая часть речных долин (около 7% от общей площади участка)

представляеат собой дражные полигоны и отвалы. Долины притоков и р. Енашимо неоднократно переработаны при мускульной, гидромониторной и дражной добыче золота из россыпей [1].

Проведены почвенно-геохимические исследования в долине р. Огне. Почвенный покров долины р. Огне был изучен ниже и выше устья р. Безымянный. Выделенные точки соответствуют супераквальным, трансэлювиально-аккумулятивным и трансэлювиальным фациям. Для определения основных свойств почв и геохимического состава, отобраны насыпные образцы с поверхности каждой из исследованных геохимических фаций долины р.Огне.

Выявлена смена морфологических и физических особенностей почв в зависимости от приуроченности к определенной геохимической фации. Супераквальные фации формируются в местоположениях с близким залеганием грунтовых вод. По этой причине верхние горизонты почвы обогащаются химическими элементами, обладающими наибольшей миграционной способностью (солончаки, солоди), окраска преимущественно неоднородная, присутствуют охристые прослойки. Содержание органического углерода в почвах составляет 3,24%. Величина pH среды изменяется от 4,61 до 3,5. По гранулометрическому составу почвы супераквальных фаций классифицируются как легко- и среднесуглинистые, что обуславливает их высокую сорбционную емкость.

Почвы, развивающиеся в пределах выделенных трансэлювиально-аккумулятивных фаций, характеризуются неоднородной окраской профиля с ярко выраженными охристыми прослойками мощностью до 5 см. Наибольшее содержание общего органического углерода (4,2%) установлено в нижних горизонтах, что объясняется промывным водным режимом этих почв. По гранулометрическому составу почвы характеризуются как супесчанные, с преобладанием пылеватой фракции. Установлено, что мощность почвенных профилей увеличивается от транс-элювиальных к трансэлювиально-аккумулятивным фациям.

Трансэлювиальная фация – это переходный тип. Залегает на относительно крутых склонах, питаемых в основном атмосферными осадками, с интенсивным стоком и плоскостным смывом. Почвы, формирующиеся на поверхности трансэлювиальных фаций, характеризуются наибольшим содержанием гумуса до 11,04%. Данные почвы дифференцированы по гранулометрическому составу – верхние горизонты характеризуются преобладанием пылеватых фракций и классифицируются как супесчаные, вниз по профилю наблюдается утяжеление гранулометрического состава, увеличение содержания илистой фракции.

Литература

1. Аренс В.Ж. Перспективы применения физико-химических методов добычи твердых полезных ископаемых //Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых, 2002. – №6. – С.3-7.
2. Вальков, В.Ф. Почвоведение: учебник для ВУЗов / В.Ф. Вальков, К.Ш. Казеев. – М., 2004. – 496 с.
3. Добровольский, Г.В. Функции почв в биосфере и экосистемах / Г.В. Добровольский, Е.Д. Никитин. – М., 1990. – 261 с.
4. Кертон Ф. Перспективы рынка шлаковых цементов в Европе//Цемент и его применение, 2006. – № 5. – С. 12-16.
5. Комачкова И.В. Оценка экологического состояния почв техногенных ландшафтов юга Приморья: Дис. … канд. биол. наук. – Владивосток, 2011. – 136 с

РАДИОАКТИВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ В БУРЫХ УГЛЯХ ЗАБАЙКАЛЬЯ

А.И. Петров
Научный руководитель доцент Г.П. Сидорова
Забайкальский государственный университет, г. Чита, Россия

В Долгосрочной программе развития угольной промышленности России на период до 2030 г. (рассмотренной 15 апреля 2011 г. на президиуме Правительства РФ) отмечено, что «при существующих уровнях добычи угля запасов хватит на 600 лет».

Прогнозы показывают, что в перспективе потребность в энергетических углях будет расти во всем мире.

Сегодня эксперты считают уголь одним из самых перспективных мировых источников энергии.

Наиболее уязвимым местом в угольной энергетике является экологическое воздействие предприятий угольного топливного цикла. В последние годы привлекает внимание радиационное загрязнение, создаваемое угледобывающими предприятиями и угольными ТЭС.

Угли с повышенным содержанием естественных радионуклидов (ЕРН) встречаются довольно часто [1].

Топливная энергетика на угле, по мнению экологов, относится к числу наиболее крупных источников загрязнения окружающей среды радионуклидами, однако серьезных шагов по ограничению выбросов ЕРН с продуктами сжигания углей не предпринимается. Нормы радиационной безопасности от НРБ-76 до НРБ-99/2009 ограничивают только применение шлаков в строительных целях. Аналогичные ограничения устанавливают Санитарные правила СП 2.6.1.798-99 «Обращение с минеральным сырьем и материалами с повышенным содержанием природных радионуклидов»

Содержание естественных радионуклидов в добываемом угле не контролируется, и угли с повышенным содержанием ЕРН поступают к потребителю, что приводит к дополнительной нагрузке на окружающую среду за счет выбросов из труб радиоактивных аэрозолей и образование золы с повышенным содержанием радионуклидов[3].

Забайкалье является одним из старейших угледобывающих регионов России.

Основным видом топлива для действующих в регионе тепловых электростанций, является уголь.

В крае добывается около 15 мил. тонн угля в год. Общий ресурсный потенциал запасов углей составляет более 7.0 млрд. т. Наиболее широкое распространение на территории Забайкалья получили низкометаморфизованные угли, представленные бурыми углями технологических групп 1Б-3Б.

В настоящее время на территории края уголь добывается буроугольными разрезами: Харанорским, Восточным, Уртуйским, Тугнуйским и малыми разрезами - Кутинским, Тарбагатайским, Буртуйским и Тигнинским.

Изучение углей, на содержание в них радиоактивных элементов проведено на пяти, действующих в настоящее время в Забайкалье, угольных разрезах: Харанорском (Харанорское буроугольное месторождение), Восточном (Татауровское буроугольное месторождение), Уртуйском (Уртуйское буроугольное месторождение), Кутинском (Кутинское месторождение бурого угля) и Окино - Ключевской с одноименным месторождением бурого угля в Бурятии.

Целью исследований являлась оценка средних содержаний радиоактивных элементов (уран, радий, торий, калий-40) в бурых углях Забайкалья и их влияния на окружающую среду от естественного залегания до сжигания на ТЭС.

Особо хотелось бы выделить Уртуйское буроугольное месторождение, которое содержит повышенные концентрации радиоактивных элементов[2].

Отсутствие нормативных документов регламентирующих содержание ЕРН в угле и выбросах ТЭЦ – это первая проблема, с которой столкнулось предприятие при отработке месторождения.

Угли Уртуйского месторождения по содержанию урана разделены на 3 группы:

1 - (потребительские угли) с содержанием урана менее 0,001 %;

2 - (энергетические угли) с содержанием урана 0,001–0,01 %;3

3 - (комплексные угли) с содержанием урана более 0,01 %.

Уртуйские угли 1–го сорта можно использовать в бытовых целях, 2–го сорта–на ТЭС, 3–го сорта– следует хранить в специальных отвалах до принятия решения об их использовании.

На месторождении действует система радиационно-гигиенического контроля углей, обеспечивающая снижение дозовой нагрузки на окружающую среду

Функционально система радиационно-гигиенического контроля работает следующим образом:

1. Гамма-каротаж на этапах детальной и эксплуатационной разведок. Результаты гамма-каротажа используются для составления погоризонтных карт качества и планирования добычи угля.

2. Гамма-опробование забоев экскаваторов. Проводится с целью оперативного контроля подготовленных к отработке блоков угля.

3. Гамма-экспресс анализ углей в автосамосвалах. Это оперативный контроль и сортировка текущей добычи (контроль проходит каждый автосамосвал с углем).

4. Гамма-опробование угля в отбитой массе. Выполняется на штабелях промежуточного склада.

5. Гамма-спектрометрической анализ проб. Выполняется в ЦНИЛе, применяется для контроля работы аппаратуры.

С этой целью на месторождении создан опытный пункт управления качеством угля по типу автомобильной радиометрической контрольной станции (РКС «Алмаз») для сортировки урановых руд. Для достижения необходимой чувствительности аппаратура РКС была модернизирована. Через опытный пункт стали пропускать все без исключения углевозы и сортировать уголь по радиационно-гигиеническому фактору - допустимой дозе облучения населения. Кроме РКС, в систему геофизического контроля качества угля вошли гамма-опробование забоев экскаваторов и штабелей угля, а также гамма-каротаж эксплуатационно-разведочных скважин. Для этих целей увеличена чувствительность приборов, которые применяют для работ на уран. При радиометрической сортировке выделены комплексные угли, которые невозможно расшихтовать до допустимых пределов по радиоактивности и направить на ТЭЦ для сжигания.

Научно-исследовательской лабораторией ППГХО изучены возможности получения из таких углей и продуктов их сжигания урановой продукции. По результатам опытных работ установлена очень низкая степень извлечение урана из угля и золошлаковых отходов, что делает нерентабельным использование этого сырья. Одновременно расчеты показали, что отсортированный уголь не подпадает под статус радиоактивных отходов.

В период до 1995 г. в специальных отвалах с прикрытием их поверхности инертным материалом из вскрышных пород было заскладировано 750 тыс. т угля [3]. Эти отвалы периодически контролируются собственной службой радиационной безопасности и санитарной эпидемиологической службой г. Краснокаменска. Данные замеров не выявили превышения фонового содержания радиоактивных элементов на площадях отвалов.

Уртуйский уголь, поставляемый потребителям сертифицирован региональным центром Санэпиднадзора. Его удельная эффективная активность составляет в среднем 80,4 Бк/кг. При сжигании такого угля образуются золошлаковые отходы с удельной эффективной активностью 326,9 Бк/кг. По классификации российских норм радиационной безопасности (НРБ–99/2009) и Санитарным Правилам и Нормам (СанПиН 2.6.1.2523-09),они относятся к строительному материалу 1–го класса, разрешенному для применения в зонах перспективной застройки в населенных пунктах[2].

Эффективность системы подтверждена результатами радиационного контроля более 20 лет.

Литература

1. Кизильштейн Л. Я. Уголь и радиоактивность / Химия и жизнь. – М., 2006. – № 2. – С. 24-29.
2. Сидорова Г.П. Система контроля радиационно-гигиенического качества углей, используемая на Уртуйском буроугольном месторождении / Г.П.Сидорова, В.А. Овсейчук // Сборник докладов IX Всероссийской научно-практической конференции «Кулагинские чтения». – Чита, 2009. – С.170-173.
3. Сидорова Г.П. Проблемы использования углей с повышенной радиоактивностью // Горный журнал, 2009. – № 2. – С.67-69.

ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕХНОСЕДИМЕНТОГЕНЕЗА БАССЕЙНА РЕКИ КОВДОР

В.А. Петрова

Научный руководитель профессор М.А. Пашкевич

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», г. Санкт-Петербург, Россия

В настоящее время донные осадки, как один из компонентов окружающей среды, стали широко использоваться при оценке экологического состояния и мониторинге водных объектов, так как при высоком уровне загрязнения донных отложений прекращение техногенного воздействия на водоем не дает ожидаемого эффекта по причине возникновения вторичного загрязнения.

Для оценки состояния водных объектов в зоне воздействия ОАО «Ковдорский ГОК» и совершенствования природоохранных мероприятий были исследованы основные закономерности техноседиментогенеза особо загрязненных водоемов. При этом особое внимание уделялось изучению состава и свойств техногенных илов, а также процессам вторичного загрязнения воды. Источником формирования минеральных техногенных илов служат недоочищенные сточные воды горно-обогатительного комбината. Образование техногенного осадка начинается в зоне смешения сточных и природных вод происходит выпадение взвешенных частиц под воздействием механических и физико-химических процессов. В этой зоне теряется до 30 % взвешенных форм тяжелых металлов, потери растворенных веществ менее существенны (1-3%).

Мониторинговые исследования водоемов на территории комбината и за его пределами включали пробоотбор донных отложений с помощью дночерпателя Ван-Вина объемом 0,5 литра, предназначенного для отбора проб нарушенного состояния. Пробоподготовка и анализ отобранного материала осуществлялся в лаборатории Экологического мониторинга Горного университета.

Большинство микроэлементов накапливаются в пелитовой фракции, глинистые минералы которой обладают высокой адсорбционной способностью, поэтому в первую очередь был проанализирован гранулометрический состав донных отложений. Использование ситового метода анализа позволило отобрать фракцию ≤1 мм, представляющую наибольший интерес с точки зрения изучения процессов техноседиментогенеза, которая впоследствии была изучена на лазерном анализаторе крупности частиц (рис. 1).

Далее с помощью кривой Ф.Хьюлстрема было определено пространственное распределение техногенных отложений по руслам рек, а именно были выделены зоны аккумуляции, транспортировки и эрозии осадка.

Качественный и количественный анализы техногенных илов проводились методами рентгенофлуоресцентной спектрометрии и эмиссионной спектроскопии с индукционно-связанной плазмой. Результаты лабораторных исследований показали (таблица), что деятельность комбината приводит к колоссальному загрязнению донных отложений, в первую очередь тяжелыми металлами.

Для выявления неблагоприятных тенденций в водных экосистемах помимо валового содержания поллютантов изучались формы нахождения элементов в донных осадках. Оценка форм металлов на фоновых участках и в зоне техногенеза показали, что доля высокоподвижных поверхностно-сорбированных форм резко увеличивается в техногенных илах. Так, доля миграционно-активных форм основного загрязнителя водных объектов исследуемого района - марганца при анализе 25 проб варьировалась от 20 до 30%. Высокий процент подвижного форм данного металла свидетельствует о неблагоприятных экологических последствиях «выхода» загрязняющего вещества в воду вследствие любого изменения гидро- и литодинамических, физико-химических и биогеохимических условий. В связи с этим была детально изучена схема круговорота марганца в системе вода - донные отложения (рис. 2).

Результаты эколого-геохимических исследований водных объектов Ковдорского района показали, что сброс сточных вод крупного горноперерабатывающего предприятия привел к тому, что на сегодняшний день седиментогенез уступает место техногенному осадкообразованию, продуктами которого являются техногенные илы, нарушающие функционирование водных экосистем.

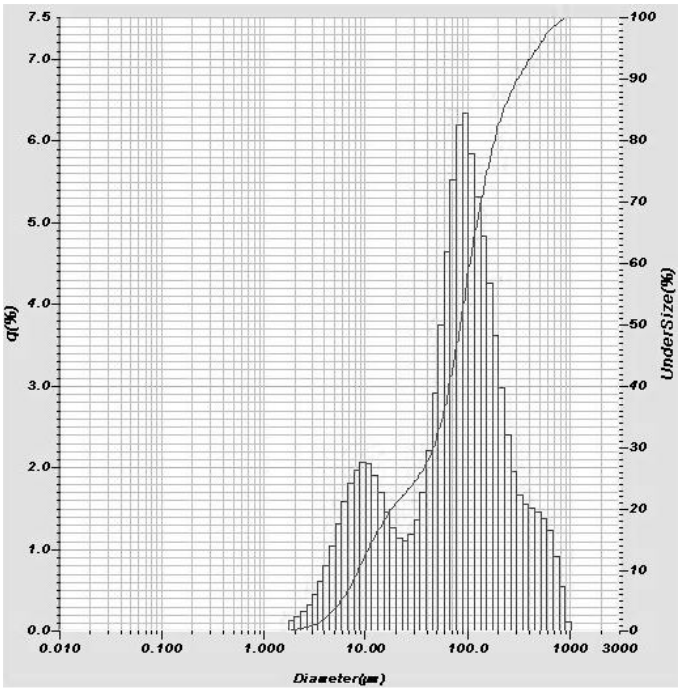


Рис. 1 Результат анализа крупности на лазерном анализаторе HORIBA LA 950

Таблица

Содержание тяжелых металлов в техногенных илах Ковдорского района

Элемент	Значение концентрации исследуемого элемента в техногенных илах, мкг/г
Cu	136,5
Ni	72
Zn	125
Co	90
Cd	2,5
Pb	6,5
Mn	1917
Fe	16000
Al	15000
Cr	27

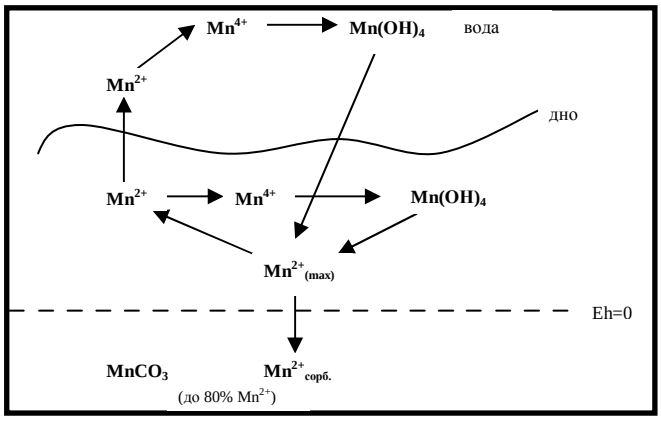


Рис. 2 Схема круговорота марганца в системе вода - донные отложения

Литература

1. Линник П.Н., Набиванец Б.И. Формы миграции металлов в пресных поверхностных водах. – Л.: Гидрометеоиздат, 1986. – 270 с.

ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СТАНЦИЙ И СЕТЕЙ

Т.А. Петрова

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», г. Санкт-Петербург, Россия

В районе Санкт–Петербурга и Ленинградской области функционируют газораспределительные станции и сети, которые следует рассматривать как объекты экологической опасности по следующим причинам:

– высокой (более 50 %) степенью износа основных фондов, приводящей к повышенной аварийности на рассматриваемых объектах и определяющей понижение эффективности производства в будущем;

– критической техногенной нагрузкой на окружающую среду, связанную с упомянутой высокой степенью износа основных фондов, использованием устаревших ресурсо- и энергоемких технологий, недостаточным использованием и внедрением хозяйствующими субъектами природоохранного оборудования и технологий экологического мониторинга, минимизирующих воздействие на окружающую среду.

Анализ аварийности на рассматриваемых объектах показал недостаточный уровень организации эксплуатации газораспределительных сетей с точки зрения экологической безопасности. Через неплотности технологического оборудования в процессе транспортировки природного газа из газопровода в атмосферу выделяется природный газ, содержащий следующие загрязняющие вещества: бутан, пентан, метан, изобутан, углеводороды предельные C_1-C_5, смесь природных меркаптанов.

Оперативно реагировать на аварийные ситуации, снизить на несколько порядков причиненный ущерб компонентам окружающей среды и здоровью населения и обеспечить необходимый уровень экологической безопасности позволит внедрение автоматизированных систем экологического мониторинга.

Экологический мониторинг это система наблюдений, оценки и прогноза состояния окружающей природной среды. Целью мониторинга является выявление антропогенных загрязнений, критических и экстремальных ситуаций, а также факторов антропогенного воздействия на окружающую среду. Мониторинг включает в себя регистрацию, накопление и интерпретацию полученных данных о состоянии природной среды и призван иметь управляющее воздействие взаимно влияющими природными и техногенными компонентами сферы.

Общие требования к информации и техническим средствам системы автоматизированного производственного экологического мониторинга (СПЭМ) объектов газораспределения и газоснабжения Санкт – Петербурга и Ленинградской области:

1. Информация, которой оперирует СПЭМ, должна быть достоверной. В данном случае это означает, что она должна быть получена по официальным каналам, используемые аналитические материалы (модели расчетов, результаты обобщений и др.) должны иметь ссылку на источник, автора. Данные, получаемые инструментальными замерами, должны быть получены с применением сертифицированного оборудования.

2. Технические средства мониторингового центра (программно-технические средства) должны позволять работать с необходимыми массивами данных, формировать базу данных и представлять информацию с использованием ГИС-технологии. Для обеспечения оперативности в составе мониторингового центра должен быть оформлен аналитико-диспетчерский пункт с автоматизированными рабочими местами.

3. СПЭМ должна быть полностью интегрирована с информационно-справочной системой. Она должна использовать единый банк данных атрибутивной и картографической информации. При создании и подключении новых разделов банка данных должны учитываться существующие принципы и подходы к организации информационного обеспечения мониторингового центра.

4. Вновь разрабатываемое программное обеспечение должно максимально использовать существующие программные приложения. СПЭМ разрабатывается на существующей технической базе мониторингового центра и функционирует с использованием действующего общесистемного программного обеспечения.

Кроме разработки СПЭМ для решения возникающих экологических проблем необходимо создание системы экологического менеджмента на различных уровнях предприятия в целом, производственного объекта и источника техногенного воздействия. Управление окружающей средой заключается в воздействии на объекты таким образом, чтобы характеристики качества сред приближались к эталону.

Цели такой системы: поддержание состояния окружающей среды на некотором, заранее заданном уровне; создание экологической обстановки, способствующей улучшению биотических и социальных показателей.

Комплексный подход к решению проблемы разработки СПЭМ осуществлен на примере ООО «Петербург-Газ» и требует создания общей системы экологического управления, которая включает: организационную структуру СПЭМ; деятельность по планированию природоохранных мероприятий; распределение ответственности; внедрение процедур управления техногенным воздействием (процессами и ресурсами) на основе оценки экологического риска.

Разработка системы СПЭМ на ООО «Петербург-Газ» базируется на решении следующих вопросов: общие требования к системе; размещение и количество постов наблюдений; программа и сроки наблюдений; определение перечня веществ, подлежащих наблюдению, и соответствующего ему аппаратурного оформления; организация метеорологических наблюдений и анализ проб.

Система контроля за выбросами загрязняющих веществ в атмосферу ООО «Петербург-газ» включает: оформление разрешения на выброс загрязняющих веществ в атмосферу; осуществление контроля за объемом фактических выбросов вредных веществ в атмосферу от стационарных источников.

Первый этап контроля – рекогносцировка. Представительность наблюдений (достоверность получаемой информации) за состоянием загрязнения атмосферы определяется правильностью расположения постов

наблюдения. В этой связи стационарные посты предлагается размещать в местах, выбранных на основе проведенного предварительного исследования состояния воздушной среды, выбросов источников загрязнения и изучения метеорологических условий рассеивания примесей.

Количество стационарных постов определяется в зависимости от уровня загрязнения атмосферного воздуха, степени однородности выбросов, площади предприятия, рельефа местности.

Для этого производится обследование территории с помощью передвижных средств. Строится сетка с шагом 1000м. В узлах сетки производится отбор проб для лабораторного анализа. Отбор проб осуществляется аспирационным способом – путем пропускания воздуха через поглотительный прибор с определенной скоростью или заполнением сосудов ограниченной емкости. Пробы берутся среднесуточные (4 разовые пробы в течение суток через равные промежутки времени). Газообразные пробы заполняют в стеклянные емкости, улавливают в поглотительные растворы или на твердую поглощающую среду. Пробы исследуются на содержание в атмосферном воздухе углеводород содержащих соединений. Также анализ проб можно проводить на месте. К передвижным средствам наблюдения относится передвижная лаборатория. Передвижные лаборатории предназначены для отбора проб, проведения измерений и обработки данных экипажем, как в автономном режиме, так и для доставки образцов проб и данных на место дальнейшей стационарной обработки. Передвижной экологический пост создается на базе автомобиля и оборудован: газоаналитической стойкой; современными газоанализаторами; метеорологическим комплексом; комплектом воздухозаборных устройств; блоком сбора и обработки информации; автономным электропитанием; системой жизнеобеспечения.

Анализ проб показал, что не наблюдается превышений 0,8 ПДК (для курортных зон). Но существует опасность в районах газорегулирующих пунктов, так как в этих местах сконцентрировано основное оборудование, необходимое для снижения давления газа и поддержания этого давления при изменении расхода и давления газа перед газораспределительными пунктами (ГРП). Из-за сложности конструкций они наиболее подвержены авариям и поломкам и являются вероятными источниками возникновения чрезвычайных ситуаций.

Для осуществления мониторинговых мероприятий, направленных на снижение риска возникновения аварийных ситуаций, связанных с утечками газа, на промышленных пунктах ООО «Петербург-Газ» предлагается оснастить их современными средствами автоматического контроля и сигнализации, а именно организовать посты наблюдения в районах ГРП, оборудованных комплексными по определяемым загрязняющим компонентам газоанализатороми, работающими в автоматическом режиме. Данные, получаемые на автоматическом газоанализаторе, ежесекундно поступают и подвергаются обработке на пункте автоматического управления.

Одновременно с отбором проб воздуха определяются следующие метеорологические параметры: направление и скорость ветра, температура воздуха, влажность воздуха.

Для мониторинга на предприятии ООО «Петербург-газ» Курортного района устанавливается газоаналитическая система СГАЭС-ТГ. Система СГАЭС-ТГ состоит из датчиков контроля загазованности ССС-903 и порогового устройства УПЭС-40.

Системы газоаналитические предназначены для измерения уровней загазованности в местах возможного появления паров горючих и токсичных газов, вредных веществ, а также выдачи предупредительной и аварийной сигнализации о превышении установленных значений.

Функциональные особенности и основные преимущества газоанализатора ССС-903:

- автоматическое непрерывное измерение объёмной доли и обнаружение предельно - допустимых концентраций (массовой концентрации) горючих газов и летучих органических соединений в смеси с азотом или воздухом;
- возможность подстройки нуля и чувствительности газоанализаторов;
- высокая чувствительность, возможность работы при перегрузке (превышении концентрации преобразуемых компонентов свыше 100% от диапазона преобразования) с последующим автоматическим восстановлением нормальной работы;
- трехстрочный жидкокристаллический дисплей для отображения вида газа, концентрации и единиц измерения;
- возможность подключения по RS-485, опция «выносного сенсора»;
- универсальность, позволяет работать с любым типом сенсоров (электрохимические, термокаталитические, оптические (инфракрасные), фотоионизационные);
- автоматическая настройка метрологических характеристик газоанализатора при смене сенсоров, не требуется индивидуальная калибровка преобразователей (сенсоров) в условиях эксплуатации;
- работа во взрывоопасных зонах помещений и наружных установок, а также в широком диапазоне воздействий факторов окружающей среды;
- возможность эксплуатации как автономно (в качестве самостоятельного газоаналитического прибора), так и в составе АСУ ТП промышленных предприятий.

Таким образом, функционирование системы мониторинга позволяет вовремя выявить повреждения и дефекты, сопровождающиеся утечками газа, их ликвидировать для обеспечения безопасной эксплуатации трубопроводного транспорта и предотвращения загрязнения окружающей среды и нанесения ущерба населению.

Работа выполнена в Центре коллективного пользования научным оборудованием Горного университета при финансовой поддержке Министерства образования и науки Российской Федерации

ЭФФЕКТИВНОСТЬ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ООПТ ДЛЯ СОХРАНЕНИЯ ЛАНДШАФТНОГО И БИОЛОГИЧЕСКОГО РАЗНООБРАЗИЯ РЕСПУБЛИКИ АЛТАЙ

А.С. Пиянтинов
Научный руководитель ведущий научный сотрудник Ю.В. Робертус
Институт водных и экологических проблем СО РАН, г. Барнаул, Россия

К особо охраняемым природным территориям (ООПТ) относятся территории, имеющие особое природоохранное, научное, оздоровительное, рекреационное и иное значение. В настоящее время в Республике Алтай (РА) имеется 2 государственных природных биосферных заповедника, 1 национальный парк, 4 природных парка, 2 биологических заказника, 1 ботанический сад и 43 памятника природы республиканского значения. Пять природных объектов республики (Алтайский и Катунский заповедники, озеро Телецкое, гора Белуха, природный парк "Укок") в составе единого территориального объекта "Алтай – Золотые горы" включены в Список Всемирного природного наследия ЮНЕСКО. Общая площадь ООПТ РА составляет 23.25 тыс. км^2 или 25 % от территории региона [1]. По этому показателю республика располагает одной из самых развитых сетей в России.

Основной целью создания особо охраняемых природных территорий в Республике Алтай является сохранение ее биоразнообразия, эталонных, редких и уникальных сообществ и экосистем, а также абиотических объектов, представляющих научно-познавательный интерес – геологических, геоморфологических и др.

В Красные книги Республики Алтай [5, 7] внесено 172 вида высших и низших сосудистых растений и грибов, а также 135 видов животных, из которых 50 видов растений (29.1 % от их числа) и 51 вид животных (37.8 %) на территории существующих ООПТ не охраняются, в т. ч. 61.3 % видов насекомых, 30.8 % птиц и 21 % млекопитающих. В целом около трети "краснокнижных" видов РА в настоящее время не охраняется на ООПТ.

Анализ достаточности и эффективности существующей системы ООПТ РА для сохранения природных видов и объектов ландшафтного и биологического разнообразия в кратком виде сводится к следующему.

На территории РА выделено 12 ключевых ботанических территорий для Алтае-Саянского экорегиона, из них только три защищено сетью ООПТ [3].

Среди растительного разнообразия РА проявлено 14 редких степных, лесных и луговых растительных сообществ (эталонных фитоценозов) [2], десять из которых (70 %) не охраняется ООПТ, поэтому для улучшения ситуации целесообразно организовать ряд ботанических памятников природы в виде ландшафтных участков.

Из млекопитающих наибольшие проблемы на территории республики вызывает сохранение "флаговых" видов, к которым можно отнести алтайского горного барана (аргали), снежного барса (ирбиса) и манула. По данным С.В. Спицына и М.Ю. Пальцина, существующая система ООПТ РА защищает 39 % (1577 км^2) площади ключевых местообитаний аргали и 49 % (6783 км^2) местообитаний снежного барса.

Союзом охраны птиц России на территории РА выделено 8 ключевых орнитологических территорий (КОТР) международного и общероссийского значения [4], имеющие важное значение в качестве мест гнездования, линьки, зимовки и остановок птиц на пролете. Их общая площадь составляет примерно 1.1 млн. га или 12 % территории РА. Три КОТР располагаются вне ООПТ, поэтому контроль за соблюдением природоохранного законодательства на их территориях осуществляется неудовлетворительно.

Из абиотических объектов на территории Республики Алтай в качестве уникальных, высоко эстетических и научно-познавательных объектов выступают геологические памятники природы (ГПП), среди которых выделяются следующие главные типы: стратиграфический, палеонтологический, минералогический, рудно-петрографический, геохимический, геотектонический, структурно-геологический, геоморфологический, палеогеографический, геокриологический, гидролого-гидрогеологический, историко-горногеологический.

На территории РА выделен 21 ГПП [8], 11 из которых в настоящее время являются памятниками природы республиканского уровня, 2 ГПП находятся в пределах заповедников, остальные 8 ГГП не охраняются.

Таким образом, большинство существующих в настоящее время в республике памятников природы [6] относятся к гидрологическому типу – озера и водопады (13 объектов или 30 % от их числа), гидрогеологическому – родники (12 объектов или 28 %) и геологическим типу – пещеры и ландшафтные участки (10 объектов или 22 %). Обращает на себя внимание однопрофильность существующих ГГП, в частности, полное отсутствие таких их типов как стратиграфический, палеонтологический, минералогический и пр.

Обобщенные результаты проведенного анализа репрезентативности существующей сети ООПТ Республики Алтай для сохранения редких видов фауны, флоры, а также уникальных природных ландшафтов и объектов на ее территории свидетельствуют об ее заметной вариабельности для разных групп объектов и видов – от 15 до 62 % при преобладании значений 30-40 % (таблица). Эти показатели указывают на повышенный и высокий уровень репрезентативности территориальной сети ООПТ для сохранения биологического и ландшафтного разнообразия региона [9].

Таблица

Оценка репрезентативности существующей системы ООПТ для сохранения биологического и ландшафтного разнообразия Республики Алтай

Объекты, виды, ед.	Редкие растения	Редкие животные	Флаговые виды	КБТ	Растительные сообщества	КОТР	ГГП	Культовые объекты
Всего	172	135	2	12	14	8	21	23
На ООПТ	75*	68*	2	3	4	5	13	8
% охвата	44	50	39-49	25	28	62	62	35

* – максимальная встречаемость

Общеизвестно, что коренное население Республики Алтай использует в ритуальных, лечебных и иных целях отдельные природные объекты. В частности, духовные и культурные ценности алтайского народа связаны с такими сакральными объектами природы как горы, перевалы, водные источники, урочища и др., а также с отдельными видами растений и животных.

На территории республики известно более сотни сакральных природных объектов (горных вершин, перевалов, источников), имеющих различный уровень значимости (почитаемости среди коренного населения): от регионального уровня, признаваемого всеми родами алтайцев (например, гора Уч Сюмер или Белуха), до местного уровня, признаваемого представителями конкретного рода (сеока) или его части. Анализ репрезентативности существующей сети ООПТ РА для сохранения вышеотмеченных объектов показывает, что в настоящее время ими охвачено 35 % основных природных объектов, имеющих культовое значение

Результаты проведенного анализа достаточности и эффективности существующей системы ООПТ для сохранения природных объектов и видов позволяют сделать следующие предварительные выводы:

– существующая система ООПТ на территории Республики Алтай в целом достаточно полно охватывает ареалы большинства видов животных, внесенных в Красные книги Республики Алтай, Российской Федерации и МСОП;

– система ООПТ РА недостаточно полно охватывает ключевые ботанические территории республики (4 из 12 КБТ), в частности, редкие и нуждающиеся в охране растительные сообщества (4 из 14 сообществ), а также ключевые орнитологические территории (5 из 8 КОТР);

– среди памятников природы РА отсутствует большинство известных видов геологических памятников природы;

– существует целесообразность организации этноприродных особо охраняемых территорий (возможно как памятников природы в рамках действующего законодательства) с целью сохранения отдельных природных объектов, используемых коренным населением в традиционных целях.

Представляется, что оптимальным решением вопросов охраны культовых природных и историко-культурных объектов на территории РА является организация в местах компактного проживания коренного населения серии ландшафтных, водных, ландшафтно-исторических этноприродных объектов (родовых гор, перевалов, родников-аржанов, древних курганов и пр.), возможно в форме памятников природы регионального и местного значения.

Представляется, что одним из приоритетов дальнейшего развития и совершенствования сети ООПТ в Республике Алтай должна быть организация дополнительных локальных ООПТ для сохранения "краснокнижных" видов, имеющих статус природный мини-парк или мини-заказник. Этот подход также применим и для организации новых ООПТ по сохранению абиотических объектов, большинство из которых имеет геологическую природу и локальное проявление.

Литература

1. Доклад о состоянии и об охране окружающей среды Республики Алтай в 2011 году / Под ред. Ю.В. Робертуса. – Горно-Алтайск, 2012. – 212 с.
2. Зеленая книга Сибири: редкие и нуждающиеся в охране растительные сообщества. – Новосибирск:: Наука, 1996. – 396 с.
3. Ключевые ботанические территории Алтае-Саянского экорегиона: опыт выделения / И.А. Артемов, А.Ю. Королюк, Н.Н. Лащинский и др. Под общ. ред. И.Э. Смелянского, Г.А. Пронькиной. – Новосибирск:: Гео, 2009. – 272 с.
4. Ключевые орнитологические территории России. Том 2. Ключевые орнитологические территории международного значения в Западной Сибири / Под общ. ред. С.А. Букреева. – М., 2006. – 334 с.
5. Красная книга Республики Алтай. Животные /Под ред. Н.П. Малкова. 2-е изд. – Горно-Алтайск, 2007. – 400 с.
6. Красная книга Республики Алтай: особо охраняемые природные территории и объекты /А.М. Маринин, А.Г. Манеев, Н.П. Малков, В.Г. Ушакова и др. – Горно-Алтайск, 2000. – 272 с.
7. Красная книга Республики Алтай (растения). – Горно-Алтайск, 2007. – 272 с.
8. Лапо А.В., Пашкевич Н.Г., Вдовец М.С., Петров В.В. Геологические памятники природы России: состояние, проблемы и перспективы изучения // Жизнь Земли. Сборник Музея землеведения МГУ. – М., 1997. – Вып. 30. – С. 202-216.
9. Особо охраняемые природные территории Республики Алтай. Современное состояние и перспективы развития / Ю.В. Робертус, Л.В. Байлагасов, Т.В. Яшина, И.И. Артемов и др. / Под ред.В.Г. Кревера. – Красноярск, 2012. –118 с.

РАДИАЦИОННЫЕ ВЫБРОСЫ ОТ УГОЛЬНЫХ ТЭС

Д.С. Плотников

Научный руководитель доцент Г.П. Сидорова

Забайкальский государственный университет, г. Чита. Россия

При сжигании угля на ТЭС за счет выгорания углерода и удаления летучих соединений происходит концентрирование микроэлементов. В том числе и радионуклидов в продуктах сгорания угля. Степень концентрирования зависит от зольности углей, форм нахождения в них микроэлементов и летучести их оксидов и других соединений, образующихся в процессе горения и перемещения газов по дымовому тракту ТЭС. Слаболетучие соединения накапливаются в золе и шлаке, а более летучие – перемещаются с дымовыми газами.

По мере охлаждения последние либо будут образовывать собственные аэрозольные частицы, либо – конденсироваться на других аэрозолях и частично удаляться в атмосферу в виде летучей золы, либо - в виде самостоятельной газовой фазы.

Радионуклиды, поступающие в воздух из дымовых труб ТЭС, попав в атмосферу, рассеиваются, образуя сложное объемное поле, в пределах которого концентрация вещества уменьшается от максимума у выхода из трубы до минимального (фоновых для данного района) значений. Специальные исследования, проведенные во многих странах, показали, что радиоактивность почв и воздуха на территориях, прилегающих к ТЭС, порой в десятки раз превышает не только фоновые, но даже предельно допустимые значения. Многое зависит при этом от того, какой именно уголь использует конкретная ТЭС, к тому же очень многое зависит от технологии подготовки угля и технологии его сжигания [4].

При среднем содержании урана в земной коре – 2,0 г/т, среднее содержание урана в богатых золах достигает 400 г/т. Удельные активности ЕРН в летучей золе превышают их средние значения в почве для ^{232}Th – в 1,5-2,0 раза, для ^{226}Ra и ^{40}K – в 4-5 раз, а для ^{238}U и ^{210}Pb – в 10-20 раз. Радиоактивность угольной золы обусловлена в основном тремя составляющими: радием (^{226}Ra), торием (^{232}Th) и калием (^{40}K) [3].

Загрязненность золошлаковых отходов естественными радионуклидами на отдельных российских ТЭС (исследовались около 50 ТЭС, на которых использовались 20 видов углей) «при сжигании некоторых углей, например, подмосковных и азейских, повышена и достигает 520 Бк/кг при нормативе их бесконтрольного использования в строительстве 370 Бк/кг». Естественные радионуклиды в некоторых пробах золы березовского угля Канско-Ачинского месторождения по оценке специалистов ОАО «ВТИ» обладают весьма высокой радиоактивностью - около 470 Бк/кг [1].

Данные по значениям удельных активностей ЕРН в летучей золе угольных ТЭС (полученные в большинстве случаев путем расчетных оценок) приведены в таблице 1.

Таблица 1

Значения удельных активностей ЕРН в летучей золе угольных ТЭС, Бк/кг [2]

Радионуклид	Диапазон изменений	Среднее значение для почв	Среднее значение для углей Донбасса, сжигаемых на ТЭС
^{40} Ka	265…2200	410	304
^{238} U	165…550	25	72
^{226}Ra	37…260	25	34
^{222}Rn	37…3700	-	-
^{210} Pb	370…930	130	12
^{210}Po	400…1700	-	-
^{232}Th	37…320	36	21
^{228}Th	37…110	-	-
^{228}Ra	37…130	-	-

По результатам радиоэкологического обследования, проведенного сотрудниками НИИ Физики при Ростовском государственном университете, на Несветайской и Новочеркасской ГРЭС, работающих на углях Восточного Донбасса, были оценены плотности радиационного загрязнения в окрестностях электростанций от выбросов ГРЭС, которые сформировались за период их эксплуатации. Так, для зоны максимального загрязнения при радиусе 0,4-1,0 км вокруг Несветайской ГРЭС оценки дали следующие значения: для ^{238}U – более 240 мКи/км^2, для ^{226} Ra более 9 мКи/км^2 и для ^{210}Pb примерно 29 мКи/км^2. По результатам выполненных исследований в сделаны следующие выводы:

- распределение ЕРН (^{238}U, и ^{226}Ra и ^{232}Th) по земной поверхности в зависимости от расстояния от труб ТЭС имеет характерный для зольных выбросов вид;
- средняя загрязненность земной поверхности ЕРН (кроме ^{222}Rn и ^{210}Pb) существенно выше в ближней зоне (0,3…3,0 км), чем в дальней: для Несветайской ГРЭС (в среднем в 1,29 раза), а для Новочеркасской ГРЭС (в среднем в 1,35 раза).

В целом, результаты проведенных полевых и лабораторных исследований для этих ГРЭС показали, что их выбросы оказывают существенное влияние на формирование радиационной обстановки в районах их расположения. А отмечено, что «в процессе сжигания даже углей с низкими концентрациями радиоактивных элементов в продуктах сжигания углей содержание урана и тория в золе-уносе обычно увеличивается в 3-4 раза по отношению к исходному топливу, но в некоторых случаях наблюдается их 10-кратное увеличение». В отмечено, что «при сжигании кузнецких углей в их золах происходит концентрирование радиоактивных элементов. Коэффициент концентрации для урана и тория колеблется от 1,5-2 до 10-15 и зависит от полноты озоления угля, марочного состава и зольности угля». По данным хуже всего системами очистки дымовых газов ТЭС улавливаются самые мелкие частицы летучей золы. В этих самых мелких частицах золы концентрация радионуклидов наиболее высока. В также отмечено, что удельная радиоактивность летучей золы возрастает с уменьшением размеров частиц золы. Поэтому выбрасываемая летучая зола (имеющая меньшие размеры частиц, по сравнению с более крупными частицами, уловленным природоохранным оборудованием на ТЭС) имеет большую радиоактивность, чем зола, уловленная фильтрами ТЭС [2].

В таблице 2 представлены суммированные данные из многочисленных источников по диапазонам удельной радиоактивности разнообразных углей, сжигаемых на ТЭС и по концентрации радионуклидов в шлаках

и летучей золе ТЭС. Исследования окружающей среды вокруг угольных ТЭС показывают, что для всех радионуклидов, приведенных в таблице 2, концентрации радионуклидов в шлаке и золе, оказывается почти в 10 раз выше, чем в угле.

Таблица 2

Концентрации радионуклидов в углях, шлаках и летучей золе ТЭС, Бк/кг

Изотоп	Уголь	Шлак	Летучая зола
Урана ^{238}U	9-13	56-185	70-370
Радия ^{226}Ra	7-25	20-166	85-281
Тория ^{232}Th	9-19	59	81-174
Калия ^{40}K	26-130	230-962	233-740

Литература

1. Арбузов С. И. Радиогеохимическая характеристика углей Северной Азии / С. И. Арбузов, А. В.Волостнов, В. С. Машенькин. // Энергетик, 2010. – № 3. – С. 2-8.
2. Давыдов М.Г. Радиационная обстановка в районе расположения ГРЭС Ростовской области / М.Г.Давыдов, Ю.А. Тимонина. // Теплоэнергетика, 2003. – № 12. – С. 8 -13.
3. Дик Э. П. Свойства минеральных компонентов углей, влияющих на загрязнение окружающей среды тепловыми электростанциями / Э.П. Дик, В.М. Микушевич, А.Н. Соболева. // Энергетика. Известия РАН. – М., 1997. – № 5. – С. 65 -73.
4. Сидорова Г.П. Естественные радионуклиды в углях и в золе угольных электростанций / Д.А.Крылов, Г.П.Сидорова, В.А.Овсейчук. // Уголь, 2012. – № 9 – С. 96-97

ОЦЕНКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ ФТОРОМ СНЕГОВОГО ПОКРОВА Г.ТОМСКА И ЕГО ОКРЕСТНОСТЕЙ

С.А. Поликанова, Н.П. Самохина, Е.А. Филимоненко
Научные руководители доцент А.В. Таловская, доцент Н.А. Осипова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Для территории Томской области со специфичным характером промышленности оценка загрязнения атмосферного воздуха имеет особо важное значение. Юго-восточная часть области является наиболее урбанизированной территорией, на которой располагаются гг. Томск и Северск, образующие Томск-Северскую промышленную агломерацию. Специфичными производствами в районе Томск-Северской промышленной агломерации являются предприятия ядерно-топливного цикла – Сибирский химический комбинат (в 15 км севернее г. Томска), теплоэнергетика, и нефтехимическая промышленность, а также предприятия стройиндустрии. Все они являются источниками поступления в атмосферу разнообразных газообразных веществ и твердых частиц, содержащих широкий спектр химических элементов.

В работах Е.Г. Язикова, Л.П. Рихванова было показано, что в зоне влияния предприятий ядерно-топливного цикла фиксируются повышенное содержание редких, редкоземельных и радиоактивных элементов (уран, торий) в компонентах природной среды. Присутствие урана может быть обусловлено высокой летучестью гексафторидов урана и в связи с этим, выпадением на отдаленных территориях его фторидных соединений, использующихся при газодиффузионном разделении изотопов этого элемента [5, 6].

Целью данной работы является получение современных данных о концентрации фтора в атмосферном воздухе и выявление источников его поступления в Томском регионе.

При проведении геоэкологической оценки урбанизированных территорий снеговой покров, как наиболее информативный объект для выявления техногенного загрязнения атмосферы, используется многими исследователями в России и за рубежом.

В зимний период 2011 и 2012 гг. сотрудники кафедры геоэкологии и геохимии (ГЭГХ) ТПУ проводили отбор проб снега в районах Томской области (рис. 1).

В Томском районе отбор осуществляли в населенных пунктах подверженных воздействию Томск-Северской промышленной агломерации. В Асиновском районе – в населенных пунктах, расположенных в дальней зоне влияния агломерации [6]. В Парабельском и Каргасокском районах – в населенных пунктах, расположенных в зоне влияния нефтегазодобывающих месторождений. Колпашевский и Бакчарский районы – удаленные на сотни километров от Томск-Северской промышленной агломерации.

В г.Томске отбор осуществляли в зоне воздействия железобетонных и кирпичного заводов, предприятия топливно-энергетического комплекса (государственная районная теплоэлектростанция). Кроме этого, пробы отбирали вдоль Томск-Северской трассы в южном направлении от г. Северска к Томску.

Отбор и подготовку проб снега осуществляли согласно нормативно-методическим указаниям и многолетнего опыта эколого-геохимических работ на территории Западной Сибири [1, 3, 4, 6]. Предметом исследования являлась талая снеговая вода.

Содержание фтора в пробах авторы определяли в учебно-научной лаборатории микроэлементного анализа Международного инновационного образовательного центра «Урановая геология» на базе кафедры геоэкологии и геохимии ТПУ. Применяли потенциометрический метод с использованием прибора Анион 4100 с

фтор-селективными электродами. Анализ проводили по ГОСТ 23268.18-78. Предел обнаружения – 0,05 мг/дм³. Всего авторами было изучено 156 проб талой снеговой воды.

Рис. 1. Схема отбора проб снега на территории Томской области

Примечание: ● - населенные пункты, в которых производился отбор проб; 1-6: административно-территориальное деление области: 1) Каргасокский; 2) Парабельский; 3) Колпашевский; 4) Бакчарский; 5) Томский; 6) Асиновский; территория г. Томска (1-19 некоторые промышленные предприятия, 1 – зона воздействия нефтехимического комбината, 2 – зона воздействия железобетонных заводов; 3 – зона воздействия кирпичных заводов; 4 – зона государственной районной теплоэлектростанции)

В результате исследования было выявлено, что в пробах из Парабельского, Каргасогского, Бакчарского и Асиновского районов содержание фтора находится ниже предела обнаружения метода (<0,05 мг/дм³), в Колпашевском районе изменяется от нижнего предела до 0,19 мг/дм³. (рис. 2). В пробах из Томского района концентрация фтора изменяется от нижнего предела обнаружения метода до 0,12 мг/дм³. При этом повышенные значения приходятся на пробы из п. Самусь (0,12 мг/дм³).

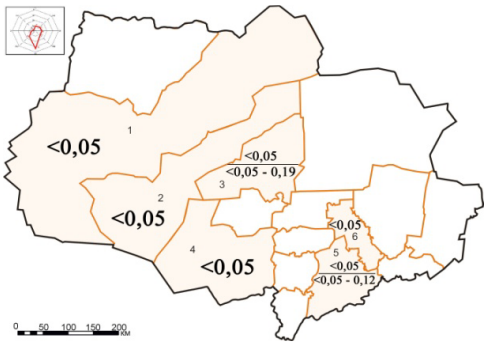


Рис. 2. Содержание фтора в талой снеговой воде на территории районов Томской области, мг/дм³

Примечание: числитель - среднее значение, знаменатель - min-max; районы: 1 – Каргасокский; 2 – Парабельский; 3- Колпашевский; 4 – Бакчарский; 5 – Томский; 6 – Асиновский.

В пробах, отобранных вдоль Томск-Северской трассы - от 0,08 до 0,19 мг/дм³ (табл.). При этом повышенное значение приходится на пробы, отобранные на расстоянии 2,5 км от г. Северска.

В г. Томске в пробах из зоны воздействия железобетонных заводов содержание фтора изменяется от нижнего предела обнаружения метода до 0,13 мг/дм³, кирпичного завода - от 0,46 до 3,54 мг/дм³, теплоэлектростанции - от 0,05 до 0,2 мг/дм³. Повышенное содержание фтора в пробах из зоны влияния кирпичного завода может быть связано с типом используемого сырья. Так, по литературным данным [2] в промышленности неорганические соединения фтора, как флюорит и криолит, используются в металлургии и производстве силикатов.

Таблица

Содержание фтора в талой снеговой воде на территории г. Томска, мг/дм³

Район исследования	Количество проб	Содержание фтора (min-max)	Среднее значение
Томск-Северская трасса	7	0,08 - 0,19	0,12
Зона воздействия железобетонных заводов	5	<0,05 - 0,13	0,07
Зона воздействия кирпичного завода	5	0,46 - 3,54	1,24
Зона воздействия государственной районной теплоэлектростанции	15	0,05 - 0,2	0,10

В целом по результатам исследования проб талой снеговой воды в районах Томской области, было определено, что содержание фтора в них находится преимущественно на уровне <0,05 мг/дм^3, но встречаются отдельные пробы с повышенным содержанием фтора, а именно пробы из с. Могильный мыс (Колпашевский район), а в Томском районе вдоль Томск-Северской трассы и в п. Самусь. В зоне воздействия изученных томских промышленных предприятий содержание фтора в пробах талой снеговой воды находится в среднем на уровне 0,36 мг/дм^3. Однако вблизи кирпичного завода была зафиксирована проба с повышенным содержанием фтора (3,54 мг/дм^3).

Работа выполнена при частичной поддержке гранта ВР.

Литература

1. Василенко В.Н. Мониторинг загрязнения снежного покрова / В.Н. Василенко, И.М. Назаров, Ш.Д. Фридман. – Л.: Гидрометеоиздат, 1985. – 185 с.
2. Грушко Я.М. Вредные неорганические соединения в промышленных сточных водах. – Л.: Химия,1979. 192с.
3. Методические рекомендации по геохимической оценке загрязнения территорий городов химическими элементами. – М.: ИМГРЭ, 1982. – 111 с.
4. Назаров И.М. Использование сетевых снегосъемок для изучения загрязнения снежного покрова / И.М. Назаров Ш.Д. Фридман, О.С. Ренне // Метеорология и гидрология, 1978. – № 7. – С. 74–78.
5. Рихванов Л.П. Особенности геохимического поля в районе расположения предприятий ядерно-топливного цикла / Тяжелые металлы и радионуклиды в окружающей среде: Матер. Межд. науч.-практ. конф. – Семипалатинск: СГУ им. Шакарима, 2000. – С. 226–228.
6. Эколого-геохимические особенности природных сред Томского района и заболеваемость населения / Л.П. Рихванов, Е.Г. Язиков, Ю.И. Сухих [и др.], под ред. А.Г. Бакирова. – Томск: Курсив, 2006. – 216 с.

АНАЛИЗ ПОСЛЕДСТВИЙ ТЕХНОГЕННЫХ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ ЗА 2006-2010 ГОДА В РЕСПУБЛИКЕ САХА (ЯКУТИЯ)

М.М. Потапов

Научный руководитель доцент А.А. Иванов

Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова. г. Якутск, Россия

В 2010 году зафиксированы 2 техногенные чрезвычайные ситуации муниципального уровня, при которых погибло 11 человек:

20.01.2010г. в Ленском районе на 1351,5 км магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь - Тихий океан» (ВСТО) при сливе нефти в амбар (котлован, вырытый в земле для слива нефти) произошел разрыв шлейфа (трубы для перекачки нефти из трубопровода в котлован), в результате чего произошла утечка нефти в лесную зону в объеме приблизительно 450 м³, вследствие которого произошло загрязнение снега и почвы на площади 20 000 м². Погибших и пострадавших нет. На аварийно-восстановительные работы по ликвидации ЧС было привлечено 94 человека и 60 единиц техники, произведена чистовая уборка на всей площади;

27 августа 2010 г. в 03:25 (якт) в море Лаптевых (координаты 73° 01´ 74˝ с.ш. 130° 38´ 46˝ в.д.) в 20 милях от берега затонул линейный буксир класса «река-море» с усиленным ледовым корпусом «Алексей Кулаковский», следовавший с Быковского полуострова к месту дрейфа судна «ТБ-0012» в море Лаптевых Северного Ледовитого океана (координаты 73°07´34˝ с.ш. 130°05´46˝ в.д., расстояние 72 морской мили). Класс регистра судна: КМ ЛУ2 || СП А3 буксир (судовладелец ОАО «ЛОРП», порт приписки «Жатай»), год постройки 1992, водоизмещение 801 т., осадка 2,46 м., высота борта 3,5 м., мощность ГД, 2515 кВт. На борту находилось 14 членов экипажа. Командой танкера «Ленанефть-12064» спасено 3 человека, обнаружено 5 тел утонувших из 11 пропавших членов экипажа. Угрозы разлива нефтепродуктов нет.

По сравнению с соответствующим периодом 2009 года количество техногенных ЧС не изменилось (+/- 0%), снизилось число гибели людей при ЧС на 3 человека (-21,4%).

Таблица

Чрезвычайные ситуации техногенного характера и последствия от них в Республике Саха (Якутия) за 2006-2010 гг.

Показатель	2006г.	2007г.	2008г.	2009г.	2010г.
Чрезвычайных ситуаций, ед.	32	33	24	2	2
Погибло, чел.	71	60	53	14	11
в том числе детей	11	15	11	-	-
Пострадало, чел.	39	13	11	-	-
Нарушены условия жизнедеятельности, чел.	-	1 933	2 939	-	-
Спасено, чел.	30	32	-	-	3

По таблице видно:

максимальное число техногенных ЧС случилось в 2007г. – 33 ед., что составляет 35,4% от общего числа ЧС за 2006-2010 гг.;

максимальное число погибших случилось в 2006г. – 71 чел., что составляет 33,9% от общего числа погибших за 2006-2010 гг.;

максимальное число погибших детей случилось в 2007г. – 15 чел., что составляет 40,5% от общего числа погибших детей за 2006-2010 гг.;

максимальное число пострадавших случилось в 2006г. – 39 чел., что составляет 61,9% от общего числа пострадавших за 2006-2010 гг.;

максимум нарушенных условий жизнедеятельности случилось в 2008г. – 2939 чел., что составляет 60,3% от общего числа нарушенных условий жизнедеятельности за 2006-2010 гг.;

максимальное число спасенных людей в 2007г. – 32 чел., что составляет 49,2% от общего числа спасенных людей за 2006-2010 гг.

Общее число техногенных ЧС по таблице 1 за период 2006-2010гг. – 93 ед., погибших – 209 чел., в том числе детей – 37, пострадавших – 63 чел., нарушенных условий жизнедеятельности – 4872 чел., спасенных – 65 чел.

Для предупреждения чрезвычайных ситуаций как в части их предотвращения, так и в плане уменьшения потерь и ущерба от них нужно проводить следующие мероприятия:

мониторинг и прогнозирование чрезвычайных ситуаций;

рациональное размещение производительных сил и поселений на территории страны с учетом природной и техногенной безопасности;

предотвращение аварий и техногенных катастроф путем повышения технологической безопасности производственных процессов и эксплуатационной надежности оборудования;

обучение производственного персонала и повышение технологической и трудовой дисциплины;

государственный надзор и контроль по вопросам природной и техногенной безопасности;

информирование населения о потенциальных природных и техногенных угрозах на территории проживания.

ЭКОЛОГИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ РЕКИ ЛЕНА

В.А. Потапова

Научный руководитель доцент А.А. Иванов

Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова, г. Якутск, Россия

Лена – одна из десяти величайших рек земного шара – зарождается на северо-западном склоне Байкальского хребта. По длине она занимает третье место в нашей стране, десятое – в мире. Ее длина составляет 4400 километров. В водосборном бассейне Лены насчитывается 240 тысяч рек и речек. Такие ее притоки, как Витим, Олекма, Алдан и Вилюй, превосходят многие крупные реки Европы. Площадь Лены составляет 2490 кв. км, объем стока равен 532 куб. км.

Река Лена имеет исключительно важное народнохозяйственное значение, как удобная транспортная магистраль, как громадный источник энергии, как животворный источник благополучия человека.

Водные ресурсы – национальное богатство нашей страны, требующее строгого учета, охраны от загрязнения, экономного и планомерного использования в народном хозяйстве. В настоящее время ведется большая работа по количественной оценке поверхностных и подземных водных ресурсов в региональном плане и в целом по стране. Значительные успехи достигнуты в изучении режима речного стока, установлении запасов подземных вод. В широких масштабах развернуты работы по изучению качества природных вод и изменению его в условиях интенсивного развития водопотребления и водоотведения, разработке и внедрению мероприятий, направленных на предотвращение загрязнения поверхностных и подземных вод. Использование водных ресурсов осуществляется в плановом порядке под контролем органов государственного водного надзора.

Проблема сохранения вод реки Лена рассматривается в двух аспектах. С одной стороны, очень важно уберечь их запасы, с другой стороны, надо исключить их загрязнение.

Загрязнение поверхностных или подземных природных вод ведет к изменению их физических свойств, что оказывает вредное воздействие на человека и природу. Оно ограничивает и возможности использования воды.

Все загрязняющие вещества, поступающие в природные воды, вызывают в них качественные изменения. Нарушение первоначальной прозрачности и окраски, появление неприятных запахов и привкусов, другие явления свидетельствуют об изменении химического состава.

При загрязнении в воде сокращается количество растворенного кислорода, потому что он расходуется на окисление поступающих в водоем органических веществ.

Загрязняющие примеси, поступающие в реку Лена, можно подразделить на минеральные, органические, биологические.

Минеральные загрязнения – это песок, глина, золы и шлаки, растворы и эмульсии солей, кислот, щелочей и минеральных масел, другие неорганические соединения. Они ухудшают физико-химические и органолептические свойства воды, вызывают отравление фауны водоемов, способствуют заилению водоемов.

Органические загрязнения включают разнообразные вещества растительного и животного происхождения. К этой группе относятся смолы, фенолы, красители, спирты. альдегиды, нафтеновые кислоты, серо- и хлорсодержащие органические соединения, различные пестициды, смываемые в водоемы с сельскохозяйственных угодий, СПАВ.

Биологические соединения (болезнетворные бактерии и вирусы, возбудители инфекций) попадают в водоемы с бытовыми сточными водами, а также стоками некоторых производств, в том числе и с животноводческих ферм и комплексов. Использование такой воды приводит к различным серьезным заболеваниям.

Комплексная оценка загрязненности воды реки Лена и ее притоков с учетом 16 основных для Российской Федерации загрязняющих веществ, свидетельствовала о том, что превалирующими в бассейне были воды 3-го класса разряда, в 56 % створов наблюдений вода характеризовалась как «очень загрязненная».

Для воды реки Лена и ее притоков характерной осталась загрязненность трудноокисляемыми органическими веществами, соединениями меди и фенолами, повторяемость случаев превышения ПДК которыми в пределах 61 – 94 %. Из загрязняющих веществ воды бассейна доминировали соединения меди, среднегодовая концентрация которых возросла. Среднегодовое содержание фенолов в целом по бассейну 2,4 ПДК, трудноокисляемых органических веществ 1,6 ПДК.

В настоящее время город сбрасывает в Лену 70 тыс. кубометров сточных вод, что отрицательно влияет на экологическое состояние реки. Проблема охраны окружающей среды от загрязнения – одна из важнейших экономических и социальных задач, решение которой должно быть в первую очередь направлено на охрану здоровья нынешнего и будущих поколений людей, а также на обеспечение воспроизводства и рационального использования природных ресурсов.

Вода, не отвечающая ГОСТу причина болезней и смерти людей в 30 случаях от 100.

Пути экологического оздоровления реки Лена мы видим в следующем:

Прежде всего - это ограничение неочищенных промышленных сбросов в реку Лена и в реки, озера и другие водные объекты, входящие в бассейн реки Лена;

Очищения русел и пойм реки Лена скопившегося мусора;

Совершенствование технологий производства и технологий утилизации отходов промышленных и сельскохозяйственных предприятий, имеющих сток в реку Лена;

Осуществлять жесткий контроль за применением удобрений и ядохимикатов на лугах долины реки Лена;

Контролировать попадание фекальных масс в русла реки;

Проведение водоохранных мероприятий среди населения, вести профилактические работы в трудовых коллективах, в образовательных учреждениях, публикации в средствах массовой информации.

Литература

1. Максимов Г.Н. Речная Якутия: природа, люди, природопользование./ Г.Н. Максимов; науч.ред. к.г.н. М.Ю. Присяжный. – Якутск: Бичик, 2003. – 168 с.
2. Экологическая безопасность реки Лены: Мониторинг, природные и техногенные катаклизмы: Материалы респ. науч.- практ.конф., г. Якутск, 23 ноября 2001г. / Отв. ред. Д.Д. Савинов; АН РС(Я) Ин-т прикл. Экология Севера. – Якутск, 2001. – 136 с.

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ В ТЕХНОЛОГИИ СУХОЙ ОЧИСТКИ ЭЛЕКТРОЛИЗНЫХ ГАЗОВ

А.А. Пятернева, А.А. Власов
Научный руководитель профессор В.Ю. Бажин
Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», г. Санкт-Петербург, Россия

Во время электролиза криолит-глиноземного расплава происходит выделение как газообразных, так и твердых фторидов: HF, CF_4, C_2F_6, SiF_4, SO_2, H_2S, CS_2, COS, CO_2, CO, H_2O, HC, а также угольную, криолитовую, глиноземную пыль и смолистые вещества [4]. Основная часть этих газов собирается в системе газоотсоса и направляется в реакторы сухой очистки газов, где в качестве сорбента используется металлургический глинозем.

Технология улавливания фтористого водорода в системе сухой газоочистки основана на способности глинозема поглощать фтористый водород. В реакторе-адсорбере в режиме аэровзвеси, происходит процесс соединения фтористого водорода с оксидом алюминия [2]:

$$nHF(г) + Al_2O_3 = Al_2O_3 \bullet nHF \text{ (адсорб)} \quad (1)$$

$$6/nAl_2O_3 \bullet HF \rightarrow 2AlF_3 + 3H_2O + 6\text{-}n/n\ Al_2O_3 \quad (2)$$

Одновременно происходит адсорбция оксидом алюминия полициклических ароматических углеводов:

$$nC_{20}H_{12} + Al_2O_3 = Al_2O_3 \bullet nC_{20}H_{12} \text{ (адсорб)} \quad (3)$$

В рукавных фильтрах при прохождении очищаемых газов через слой глинозема, осевшего на материале, продолжается процесс очистки газов.

В результате образуется фторированный глинозем, который возвращается в электролизеры как источник сырья оксида и фторида алюминия. Это обеспечивает практически полную утилизацию уловленных фторидов без дополнительной переработки. Фторидные составляющие электролита имеют высокое давление паров и характеризуются большими расходными коэффициентами - 30-60 кг на 1 т металла, что составляет (4-8 %) в себестоимости производства первичного алюминия.

Важным аспектом эффективного улавливания фтористых соединений является их негативное влияние на состояние окружающей среды**.** Фторводород хорошо растворяется в воде, что приводит к появлению в атмосфере аэрозолей плавиковой кислоты. Их действие вызывает раздражение слизистые оболочки глаз,

кровоизлияния и язвы дыхательных путей, гнойный бронхит, удушье, спазм гортани и судороги. Длительное воздействие даже в небольших количествах может вызвать хроническое заболевание в виде отложений фтора в зубах и костях [1].

Учитывая, что образующийся фторированный глинозем, является сырьем для производства алюминия, определение потерь фторсодержащих веществ, их закономерности, характере взаимодействия фтористого водорода с глиноземом, свойствах фторированного глинозема является актуальной проблемой научных исследований в металлургии алюминия и инженерной экологии.

При хранении и транспортировке внутри завода глинозем подвергается механическому и физико-химическому воздействиям. В результате происходит изменение его свойств, которые оказывают негативное влияние на эффективность процесса электролиза алюминия.

В работе было проанализировано поэтапное изменение физико-химических свойств глинозема, отобранного с разных участков электролизного цеха и сухой газоочистки на Красноярском алюминиевом заводе [3]. Гранулометрический состав образцов глинозема представлен в таблице 1, химический состав – в таблице 2.

Таблица 1

Гранулометрический состав образцов глинозема

№	Содержание фракций мкм, %								
	- 10,1	-29,9	-51,5	-67,5	-88,6	-116,2	-133,1	-152,5	+152,5
1	1,958	6,398	17,672	17,692	20,069	17,428	6,072	4,455	8,256
2	0,958	4,301	11,2	16,563	26,808	22,999	6,896	4,492	5,783
3	1,839	4,211	11,522	17,523	26,256	22,028	6,67	4,339	5,612
4	2,017	6,311	20,119	22,243	24,315	15,23	3,978	2,514	3,273

Таблица 2

Химический состав образцов глинозема

№	Fe_2O_3	CaO	K_2O	P_2O_5	SiO_2	Al_2O_3	MgO	Na_2O	C+S	F	MOI	LOI
1	0,051	0,032	0,014	0,011	0,18	97,1	-	0,49	0,07	0,05	1,0	1,0
2	0,065	0,072	0,044	0,049	0,36	93,1	0,028	0,92	0,3	0,8	1,0	4,24
3	0,07	0,19	0,031	0,093	0,069	92,9	0,38	0,72	0,22	0,51	2,4	2,46
4	0,042	0,037	0,025	0,006	0,076	92,9	-	0,61	0,21	0,46	1,4	4,64

Изменения гранулометрического состава соответствуют изменениям содержания примесей в глиноземе. Для понимания механизмов взаимного влияния этих двух показателей качества были проведены микроструктурные исследования зерен глинозема (рис.).

Глинозем после участка сухой газоочистки характеризуется минимальным содержанием мелкой фракции и повышенным содержанием примесей. Микроструктурные исследования частиц фторированного глинозема свидетельствуют об агломерации глиноземной пыли (поверхностных осколков) и увеличении площади поверхности частиц [5].

Установлено, что фторирование глинозема происходит только с участием двух соединений, фторводорода и тетрафторалюмината натрия. Механизм процесса фторирования глинозема основан на хемосорбции фтористого водорода оксидом алюминия:

$$Al_2O_3 + 6HF = Al_2O_3 \cdot 6HF = 2AlF_3 + 3H_2O \quad (4)$$

Взаимодействие глинозема с соединениями фтора в условиях сухой газоочистки приводит к уменьшению как мелкой (-67,5 мкм), так и крупной (+152,5мкм) фракций. Образование на поверхности глинозема фтористых соединений и увеличение содержания влаги способствуют агломерации мелких частиц в более крупные, однако, высокая интенсивность перемешивания создает условия для истирания фракции + 152,5 мкм.

Снижение степени улавливания фторидов в реакторах газоочистки связано с несоблюдением соответствия между расходными коэффициентами глинозема и его способности адсорбировать фториды. Количество выделяющихся электролизных газов постоянно изменяется, при этом параметры процесса улавливания газов остаются постоянными. В настоящее время повышения эффективности улавливания фторидов в процессе сухой очистки можно достичь, контролируя количество образующихся газов при одновременной корректировке параметров процесса их очистки. Для этого необходимо решить следующие задачи:

- определить кинетические зависимости процесса фторирования глинозема от параметров очистки и физико-химических свойств глинозема;

- установить зависимости количества газообразных выделений с электролизера, попадающих в систему газоочистки, от параметров электролиза (температура, химический состав, площадь открытой поверхности расплава, влажность воздуха и прочее).

Решение поставленных задач позволит сократить количество выбросов предприятиями по производству первичного алюминия фтористых веществ в атмосферу, а также сократить себестоимость производства за счет увеличения доли повторно вовлекаемых в процесс фторидов.

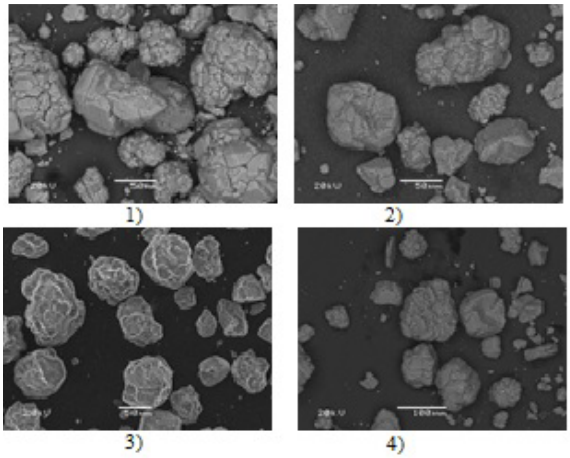


Рис. Микроструктура образцов глинозема

Литература

1. Борисоглебский Ю.В., Галевский Г.В., Кулагин Н.М. [и др.]. Металлургия алюминия – Новосибирск: Наука, 1999. – 438с.
2. Минцис М.Я., Поляков П.В., Сиразутдинов Г.А. Электрометаллургия алюминия. – Новосибирск: Наука, 2001. – 368 с.
3. Сизяков В.М. Химико-структурные изменения глиноземов в электролитическом производстве алюминия [Текст] / В.М. Сизяков, А.А. Власов, В.Ю. Бажин, В.В. Гембицкий, И.М. Гембицкая // Цветные металлы. – Красноярск: ООО «Версо», 2010. – С. 430-437.
4. Уэдде, Г. Контроль выбросов в алюминиевой промышленности // Сборник докладов 9 МК «Алюминий Сибири - 2003», 2003. – С. 8-22.
5. Thonstad J. Aluminium Electrolysis. Fundamentals of the Hall-Heroult process [Текст] // Aluminium-Verlag, – Dusseldorf, 2001. – 324 p.

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ КАТАЛИТИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ С УЧАСТИЕМ ОЛЕФИНОВ (НА ПРИМЕРЕ ЭПОКСИДИРОВАНИЯ АЛКЕНОВ)

В.И. Рыбникова

Научный руководитель доцент Н.А. Осипова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Органическая химия играет важную роль в развитии современного общества. Органический синтез позволяет получить множество соединений, используемых в повседневной жизни. Среди них – предметы бытовой химии, пищевые продукты, пластик, лекарства и топливо. Кроме того, преобразование существующих соединений и синтез новых позволяют решать многие проблемы, возникающие в медицине, экологии и других сферах человеческой деятельности. Важными соединениями, полученными путем органического синтеза, являются эпоксиды. С промышленной точки зрения они являются важными материалами при получении духов, глистогонных препаратов, эпоксидных смол, пластификаторов, лекарств, подсластителей и т.д [1].

В результате органического синтеза мы получаем огромное разнообразие продуктов и веществ, которые используются в повседневной жизни и не представляют опасности для человека. Но в процессе синтеза и модификаций используется множество веществ, которые заключают в себе различные типы рисков и могут быть опасны для здоровья.

Цель работы: изучить процесс эпоксидирования алкенов с точки зрения опасности для здоровья человека и оценить опасность и риски, связанные с использованием участвующих в этом процессе веществ (на примере эпоксидирования додецена).

Для реализации поставленных целей необходимо выполнение следующих задач:

Изучить процесс эпоксидированиядодецена и участвующие в нем вещества и соединения;

Выявить риски, которые представляют используемые в процессе вещества;

Рассмотреть альтернативные реакции эпоксидирования.

На сегодняшний день существует множество способов эпоксидирования олефинов, среди них выделяются как каталитические, так и не каталитические реакции. Одним из классических некаталитических способов является эпоксидирование с использованием мета-хлорпербензойной кислоты ($C_7H_5ClO_3$). Реакция протекает в две стадии. На первой стадии алкен растворяют в дихлорметане (CH_2Cl_2). Затем в полученную смесь при 0 °C маленькими порциями добавляется мета-хлорпербензойная кислота. Смесь оставляют перемешиваться на один час при комнатной температуре. На второй стадии добавляется одномолярный водный раствор гидроксида натрия для завершения реакции. Затем органические фазы собираются и сушатся сульфатом магнезия, а сольвент испаряют.

В результате данной реакции получают 1,2-эпоксидодекан, который используется для получения полиэпоксидов, полиуретанов, в частности, полиуретановых пенопластов, полиуретановых мягких пенопластов и для получения термопластичных полиуретанов (на основе блоксополимеров) [2].

Наиболее опасными из упомянутых веществ являются растворители и кислоты. Кроме того,1-додецен и 1,2-эпоксидодекан являются раздражающими веществами. Основные вредные факторы, связанные с данными веществами представлены в таблице 1.

Таблица 1

Основные вредные факторы (согласно паспорту безопасности вещества, Регламент CLP) [3]

1-додецен	1,2-эпоксидодекан
H317 Может вызывать аллергические кожные реакции	H315 Вызывает раздражение кожи H319 Вызывает раздражение в глазах H335 Может вызывать раздражение дыхательных путей

Наибольший интерес в контексте рисков в данном случае представляет собой дихлорметан, так как он является наиболее токсичным и обладает канцерогенным действием. Дихлорметан опасен для здоровья человека. Вещество может всасываться в организм при вдыхании и через кожу. Повторный или длительный контакт с кожей может вызвать дерматит и обезжиривание кожи. Вещество может оказывать действие на центральную нервную систему и печень. Длительное или повторяющееся воздействие растворителя на глаза может вызывать помутнение зрения, слезотечение и коньюктивит. Кроме того, после попадания вещества в организм могут возникнуть слабость, расстройства желудка и тошнота. Основные риски, связанные с применением дихлорметана и метахлорпербензойной кислоты представлены в таблице 2.

Промышленным способом получения является жидкофазный синтез эпоксидов с использованием катализаторов в виде солей и различных комплексов металлов. При этом в качестве окислителя используются гидропероксиды (чаще третбутилгидропероксид), а в качестве растворителя – толуол, которые также являются токсичными.

Толуол, как и дихлорметан, представляет несколько видов рисков (таблица 2), в том числе для здоровья человека. Толуол раздражает глаза и дыхательные пути. Его воздействие может вызвать депрессию центральной нервной системы, сердечную аритмию, потерю сознания и даже смерть. Долгий контакт с сольвентом может привести к обезжириванию кожи и дерматиту. Длительное время воздействия толуола вызывает пневмонию и удушье, сонливость, головокружение и рвоту. Летучие компоненты толуола оказывают наркотическое действие. Кроме того, толуол является легковоспламеняющейся жидкостью. Он выделяет легковоспламеняющиеся пары, которые образуют с воздухом взрывоопасные смеси. Толуол является ядом для водных организмов и может вызывать длительные неблагоприятные эффекты в окружающей среде.

Третбутилгидропероксид, используемый в качестве окислителя, тоже является токсичным. Он действует на центральную нервную систему, вызывает ожоги кожи, раздражает слизистую оболочку дыхательных путей. Его воздействие может вызывать спазмы, воспаления и отеки гортани и бронхов, пневмонию, отек легких, ощущение жжения, кашель, хрипы, ларингит, одышку, головную боль и тошноту. Третбутилгидропероксидтоксичнендля водных организмов и его действие может вызывать долгосрочные последствия [4].

Таблица 2

Риски, связанные с воздействием веществ

	Фразы рисков:
Толуол	R11: Легковоспламеняющийся R20/21/22: Опасно при вдыхании, контакте с кожей и в случае попадания внутрь организма R51/53: Токсичен для водных организмов, может вызывать длительные вредные эффекты для водной среды R65: Вредный: при глотании может наносить вред легким
Дихлорметан	R36: Раздражающее для глаз R40: Ограниченная вероятность канцерогенного эффекта
Третбутил-гидропероксид	R 7: Пожароопасен R10: Воспламеняющийся R21/22: Опасно при контакте с кожей и в случае попадания внутрь организма R23: Токсично при вдыхании R34: Вызывает ожоги R68: Возможен риск необратимых эффектов при контакте с кожей R43: Может вызывать сенсибилизацию при контакте с кожей R51/53: Токсичен для водных организмов, может вызывать длительные вредные эффекты для водной среды R65: Вредный: при глотании может наносить вред легким
Мета-хлорпербензой-ная кислота	R5: Нагревание может вызвать взрыв R8: Контакт с горючими веществами может вызвать возгорание R36/37/38: Раздражает глаза, органы дыхания и кожу

С точки зрения безопасности, каталитические реакции также представляют множество рисков. Кроме того, в результате реакций образуются жидкие и твердые отходы: остатки сольвента и отработанный сульфат магния. Принципы «зеленой химии» помогают развивать процессы, позволяющие уменьшить некоторые риски, но эффективного процесса эпоксидирования, позволяющего полностью обезопасить процесс на сегодняшний день не существует.

В целях уменьшения вредного воздействия на окружающую среду и человека, в настоящее время ученые пытаются синтезировать катализаторы, которые могут быть восстановлены после использования. Это позволит уменьшить количество отходов в ходе производства эпоксидов. Данный подход не позволяет полностью избежать использования токсичных веществ, так как предполагает использование растворителей, но позволяет уменьшить количество отходов.Одним из таких процессов является эпоксидирование с использованием комплексов на основе целлюлозы в качестве катализатора. При каталитическом эпоксидировании додецена в качестве окислителя используется третбутилгидропероксид, а для приготовления катализатора используются комплексы на основе целлюлозы и редкоземельных металлов, такие как самарий и иттербий. При этом в качестве растворителя используют толуол.

Целлюлоза на сегодняшний день является привлекательным продуктом для синтеза, так как является доступным и недорогим сырьем. Неслучайно, многие недавние исследования были связаны с преобразованием целлюлозы и её производных [5]. Органический синтез позволяет преобразовать целлюлозу, как биоматериал, в широкий спектр её производных, имеющих желаемые свойства, в том числе в гетерогенный катализатор.

Изучение процессов эпоксидирования олефинов позволяет сделать следующие выводы:

1. В процессе эпоксидирования олефинов используются высокотоксичные вещества.
2. Необходимо уделять особое внимание техники безопасности на предприятиях, чтобы избежать попадания веществ в окружающую среду.
3. Для повышения экологичности процесса необходимо разрабатывать процессы, позволяющие уменьшить количество отходов и затраты материалов.

Литература

1. G. B. B. Varadwaj, S. Sahu, K. Parida. La Complex Fe-PILM Offering Resilient Option for Efficient and Green Processing toward Epoxidation of Cyclohexene//Ind. Eng. Chem. Res, 2011. – №50. – с. 8973-8982.
2. Реестр российских патентов [Электронный ресурс]. – Режим доступа http://bd.patent.su/2277000-2277999/pat/servl/servletd8c4.html, свободный. (дата обращения: 30.01.2013)
3. Приложение III директивы 67/548/ЕЕС ЕЭС «Согласование законов, предписаний и административных положений в отношении классификации, упаковки и маркировки опасных веществ».
4. Sigma-aldrich [Электронный ресурс]. – Режим доступа http://www.sigmaaldrich.com, свободный. (дата обращения: 29.01.2013)
5. L. V. A. Gurgel, L. F. Gil. Adsorption of Cu(II), Cd(II), and Pb(II) from aqueous single metal solutions by succinylated mercerized cellulose modified with triethylenetetramine//Carbohydr. Polym, 2009. – №77. – с. 142-149.

ДИФФЕРЕНЦИАЦИЯ ПОЧВЕННОГО ПОКРОВА В ДОЛИНЕ Р. ОЯ (ЦЕНТРАЛЬНАЯ ЧАСТЬ ЗАПАДНОГО САЯНА)

А.С. Саймова

Научный руководитель доцент И.В. Борисова

Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

Почвообразование горных территорий имеет свою специфику. Так Западный Саян, как любая другая горная система имеет свои особенные черты почвообразовательного процесса. Эти особенности определяются биоклиматическими условиями и рельефом, которые прямым образом влияют на развитие почвенного покрова.

Нельзя сказать, что почвенный покров Западного Саяна полностью изолирован от деятельности человека. На него прямым или косвенным образом влияет и развитие туризма, и поселки людей расположенных в основном по берегам рек, в частности в долине реке Оя, и строительство Саяно-Шушенского водохранилища, которое существенно изменяет экологическую обстановку прилегающих территорий.

Западный Саян занимает центральное положение в Алтайско-Саянской стране, которая является частью единой горной системы Южной Сибири. Он простирается от Минусинских котловин на севере до Тувинских котловин на Юге, от верховья р. Абакан на западе до верховий р. Кандат на востоке. Длина его около 650 км, ширина 160-200 км [3].

Целью работы явилось изучение почвенного покрова верхнего течения долины р. Оя (центральная часть Западного Саяна).

Объектом исследования явился почвенный покров Предсаянской наклонной равнины, долина р. Оя (верхнее течение), протекающей в центральной части Западного Саяна.

Для изучения основных особенностей почвенно-геохимической структуры территории использовался катенарный метод с выделением элювиальных, трансэлювиальных, трансэлювиально-аккумулятивных и супераквальных геохимических фаций [1].

Для исследования почвенного покрова долины р. Оя было заложено две катены: катена 1 на высоте 1380–1407 м, соответствующая склону северной экспозиции, и катена 2, соответствующая склону южной экспозиции (интервал высот 1380–1442 м).

Исследуемые почвы характеризуются малой мощностью профиля - почвы катены северной экспозиции не превышают 28 см, на склонах южной экспозиции мощность профилей достигает 48 см. Такая особенность установлена и для горных почв Западного Кавказа [2]. Присутствие литоморфов (валуны и щебень) отмечается по всему почвенному профилю во всех типах.

Макроморфологические исследования на территории Западного Саяна в верхнем течении реки Оя зафиксировали формирование различных типов почв. Элювиальные фации северной и южной экспозиции представлены буроземами грубогумусированными. Трансэлювиальная фация северной экспозиции представлена также буроземом грубогумусированным, а трансэлювиальная фация южной экспозиции представлена ржавоземом типичным. Трансэлювиально-аккумулятивная фация северной экспозиции представлена серогумусовой иллювиально-ожелезненной почвой; южной экспозиции-серогумусовой типичной и перегнойно-темногумусовой. Супераквальные фации северной и южной экспозиций представлены перегнойно-темногумусовыми почвами.

Таблица

Физико-химические и химические свойства почв долины р. Оя

Горизонт	Глубина залегания, см	С, %	CO_2 карбонатов, %	pH водный	∑ обм.осн., мг*экв/100 г почвы	>0,001 мм, %
бурозем грубогумусированный (катена 1, элювиальная фация)						
О	0-4	27,42	0,06	-	-	-
АУао	4-11	14,56	0,10	3,73	-	12
ВМ	11-14	7,80	0	3,90	0	17
С	14-28	0,89	0,02	-	-	14
бурозем грубогумусированный (катена 1, трансэлювиальная фация)						
О	0-1	17,70	0,05	-	-	5
АУао	1-9	9,68	0,05	4,45	2,6	12
ВМ	9-14	8,97	0,10	4,6	-	7
С	14-22	2,41	0,08	4,77	1	17
серогумусовая иллювиально-ожелезненная почва (катена 1, трансэлювиально-аккумулятивная фация)						
О	0-2	15,10	0,10	-	-	-
АУ	2-10	6,32	0,09	4,46	4,6	4
Cf	10-24	2,60	0,09	4,94	3,2	3
С	От 24 см и ниже	-	-	-	-	-
перегнойно-темногумусовая почва (катена 1, супераквальная фация)						
О	0-2	10,27	0,09	4,65	12,2	1
АН	2-10	10,33	0,11	4,61	9,6	0
бурозем грубогумусированный (катена 2, элювиальная фация)						
О	0-5	13,47	0,11	-	-	6
АУ	5-11	6,05	0,09	-	-	7
ВМ	11-20	9,47	0,10	4,38	8,8	8
С	20-31	12,09	0,11	4,56	8,6	9
ржавозем типичный (катена 2, трансэлювиальная фация)						
О	0-2	9,32	0,09	4,98	-	6
АУ	2-9	6,67	0,09	4,25	5,2	2
ВFМ	9-29	2,49	0,09	4,38	1	8
С	29-43	1,34	0,04	4,74	1,2	12
серогумусовая типичная почва (катена 2, трансэлювиально-аккумулятивная фация)						
О	0-1	11,10	0,14	5,70	33,8	5
А	1-9	3,09	0,07	4,96	6	6
С	9-48	6,75	0,09	5,05	2,8	6
перегнойно-темногумусовая почва (катена 2, трансэлювиально-аккумулятивная фация)						
О	0-6	8,76	0,13	-	-	13
АН	6-25	7,97	0,09	5,79	31	4
С	25-40	-	-	-	-	-
перегнойно-темногумусовая почва (катена 2, супераквальная фация)						
О	0-1	1,55	0,10	6,10	11	5
АН	1-15	2,30	0,11	5,78	11	5
С	15-22	4,84	0,10	5,61	13,4	6

В целом большинство исследованных почв по гранулометрическому составу характеризуются как легкие. Серогумусовые типичные и перегнойно-темногумусовые почвы не дифференцированы или

слабодифференцированы по гранулометрическому составу. В буроземах грубогумусированных наблюдается утяжеление гранулометрического состава, почвы хорошо дифференцированы или слабодифференцированы. Для ржавозема типичного тоже характерно утяжеление гранулометрического состава, при этом подстилочный горизонт тяжелее гумусового.

По степени гумификации почти все почвы классифицируются как высокогумусные, за исключением перегнойно-темногумусовой почвы супераквальной фации южной экспозиции, являющейся среднегумусной. Практически все исследованные почвы характеризуются кислой реакцией среды, при этом почвы трансэлювиально-аккумулятивной и супераквальной фаций южной экспозиций имеют слабокислую реакцию - от 5,05 до 6,10. Содержание карбонатов в профилях всех представленных почв – незначительно. Количество обменных оснований невысокое, изменяется в пределах от 11 до 33 мг*экв/100 г почвы. Максимальное значение установлено в подстилочном горизонте серогумусовой типичной почвы катены 2 трансэлювиально-аккумулятивной фации.

Литература

1. Берест А.В. Катенарный парагенезис в ландшафтоведении: проблемы исследования // Вестн. Тамб. ун-та. – Сер.2. – Естественные и технические науки, 2010. – Т. 15, №1. – С. 175-179.
2. Молчанов Э.Н. Горно-луговые почвы высокогорий Восточного Кавказа // Почвоведение, 2009. – №6. – С. 638-647.
3. Смирнов М.Б. Почвы Западного Саяна. – М.: Наука, 1970. – 350 с.

РЕЖИМ СУММАРНОЙ СОЛНЕЧНОЙ РАДИАЦИИ В ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ГОРНОГО АЛТАЯ

Ю.А. Селезнева
Научный руководитель доцент Л.М.Севастьянова
Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Солнечная радиация – единственный энергетический источник, обеспечивающий энергией все процессы и явления, протекающие на земной поверхности. Важность изучения солнечной радиации не теряет актуальности уже длительное время. Особый интерес представляет её изучение в горных районах, так как там идет активное влияние солнечной энергии не только на климатические и гидрологические условия горной местности, но и на баланс ледников. Изучение солнечной энергии в горах значительно отстает от её изучения на равнинных территориях. Из-за недостатка материалов для обобщения, сложности учёта всех факторов невозможно получить полную картину о состоянии солнечной радиации труднодоступных территорий.

Целью настоящего исследования является изучение режима суммарной солнечной радиации в юго-восточной части Горного Алтая по данным о месячных суммах суммарной радиации на метеорологических станциях Актру и Кош-Агач.

Материалом для исследования послужили данные о месячных и годовых суммах суммарной солнечной радиации, взятые из актинометрических ежемесячников с 1974 по 1985 гг. по станциям Актру и Кош-Агач, а также данные по станции Кош-Агач за период с 1986 по 2003 гг., полученные в Западно-Сибирском межрегиональном территориальном управлении по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды, и с 2004 по 2012 гг. – в Главной геофизической обсерватории. Выбранный период исследования на станции Актру объясняется тем, что в другие годы круглогодичные актинометрические наблюдения на станции не проводились.

Исследуемая территория представляет особый интерес, так как станция Актру расположена в репрезентативном горно-ледниковом бассейне, каких на Алтае много; Кош-Агач – единственная актинометрическая станция в Республике Алтай. На территории горно-ледникового бассейна Актру уже более 50 лет работает научная станция Томского государственного университета. Комплексные гляциологические, гидрологические и метеорологические наблюдения в бассейне Актру начались в период проведения программы «Международный геофизический год» (1956–1957 гг.). В последующий период выполнялись «Международная Гидрологическая программа», «Международная Программа Колебания ледников» и ряд других программ.

По инициативе томских учёных бассейн Актру включен в схему особо охраняемых территорий Горного Алтая. В настоящее время всё больше возрастает интерес к изучению горных стран в связи с усиливающимся процессом освоения горных территорий. На станции Актру планируется возобновить метеорологические и актинометрические наблюдения. В 2011 г. станция Актру получила статус наблюдателя в проекте Европейского союза «INTERACT». В том же 2011 г. на территории Актру усилиями Национального исследовательского Томского государственного университете была проведена первая Международная школа молодых ученых и специалистов. Бассейн Актру интересен не только с научной точки зрения, но и с позиции развития туризма и рекреационных объектов. Особенно эта территория привлекает любителей альпинизма. В настоящее время на крутом склоне языка Малый Актру проводятся ледовые тренировочные занятия для начинающих альпинистов, а также квалификационные сборы для опытных альпинистов.

Бассейн Актру расположен в юго-восточной части Республики Алтай в восточной части горного узла Биш-Иирду на северном склоне Северо-Чуйского хребта Центрального Алтая. Станция Актру находится в горно-ледниковом бассейне Актру в глубокой долине на высоте 2150 м и имеет координаты 50° 05′ с.ш. и 87° 49′ в.д. Метеостанция Кош-Агач расположена в широкой межгорной котловине в Чуйской степи на высоте 1758 м, имеет координаты 50° 01′ с.ш. и 88° 41′ в.д.

Приход солнечной радиации в юго-восточной части Горного Алтая значителен. Годовые суммы суммарной солнечной радиации в среднем составляют 5243 МДж/м^2 на ст. Кош-Агач и 4205 МДж/м^2 на ст. Актру. При сравнении средних месячных сумм суммарной радиации на станциях Актру и Кош-Агач за синхронный период (1974–1985 гг.) был сделан вывод, что на станции Актру приход суммарной солнечной радиации в 1,5 – 2 раза меньше, чем на станции Кош-Агач. Это связано с большей закрытостью горизонта и отсутствием солнца над горизонтом с декабря по январь на станции Актру.

Годовое распределение суммарной радиации на станции Актру и на станции Кош-Агач выражается в простом ходе суммарной радиации с одним максимумом (май) и одним минимумом (декабрь). Рост суммарной радиации в годовом ходе обусловлен в основном увеличением высоты солнца и продолжительностью дня, убывание суммарной радиации – уменьшением высоты солнца. Смещение максимума на май объясняется увеличением облачности в июне–июле.

Мера изменчивости была оценена с помощью коэффициента вариации. В разные месяцы получены его различные значения: от минимального 6,8% в августе до максимального 22,0% в декабре. Коэффициент вариации годовых сумм суммарной радиации равен 2,6%. Как показывает коэффициент вариации, наибольшая изменчивость сумм суммарной радиации на станции Актру приходится на зимние месяцы. Величина среднеквадратического отклонения, наоборот, летом больше.

Значения сумм суммарной радиации на станции Актру сильно различаются от года к году. Самые большие колебания сумм суммарной радиации наблюдаются в летние месяцы, наименьшие – в зимние месяцы. Абсолютный максимум был зафиксирован в мае 1974 г., он составил 721 МДж/м^2. Абсолютный минимум – в декабре 1980 г., равный 37 МДж/м^2. На станции Кош-Агач значения суммарной солнечной радиации так же претерпевают значительные изменения от года к году. Абсолютный максимум составил 792 МДж/м^2 (май 1974 г.), абсолютный минимум – 83 МДж/м^2 (декабрь 1983 г.).

При сравнении месячных и годовых сумм суммарной радиации на ст. Актру при безоблачном небе и при действительных условиях облачности видно, что наблюдается уменьшение суммарной радиации вследствие влияния облачности по сравнению с суммарной радиацией при ясном небе [2]. Суммарная радиация при средних условиях облачности составляет примерно 77 % от суммарной радиации при безоблачном небе. При сравнении суммарной радиации при ясном небе на ст. Актру и на широте 50° с.ш. в Азиатской части России [1] было обнаружено, что в тёплое полугодие (с апреля по сентябрь) суммарная радиация при ясном небе в Актру больше, чем на широте 50° с.ш. в Азиатской части России. Это объясняется более высоким положением станции Актру. В холодный период наблюдается обратное соотношение. Суммы суммарной радиации на ст. Актру меньше возможных сумм на широте 50° с.ш. в 1,6 раз. Это связано с большой закрытостью горизонта ст. Актру и низким положением солнца.

Приход солнечной радиации зависит от продолжительности солнечного сияния. Чем больше продолжительность солнечного сияния, тем больше количество солнечной радиации, поступающей на земную поверхность. Среднее годовое число часов солнечного сияния на станции Кош-Агач составляет 2797 ч. Количество часов продолжительности солнечного сияния за год колеблется от 2436 ч (1983г.) до 3059 ч (1990 г.). В тёплый период (апрель–сентябрь) продолжительность солнечного сияния в среднем составляет от 253,98 ч в сентябре до 305,85 ч в мае, в холодный период (октябрь–январь) – от 129,53 ч в декабре до 347,97 ч в марте. По значениям суммарной радиации в тёплый и холодный период года на станции Кош-Агач и продолжительности солнечного сияния с 1965 по 2008 гг. была получена тесная линейная зависимость. Тесноту связи показывает коэффициент корреляции, который равен 0,72 для тёплого периода и 0,85 для холодного периода. Коэффициент корреляции является статистически значимым на уровне значимости 0,05.

Были проведены регрессионный и корреляционный анализы. Они использовались для восстановления пропущенных данных месячных сумм суммарной радиации в тёплый период (1975–1986 гг.) на станции Актру в отдельные месяцы по значениям сумм суммарной радиации на станции Кош-Агач. Была получена тесная линейная зависимость сумм суммарной радиации на ст. Кош-Агач и ст. Актру (коэффициент корреляции равен 0,89, он статистически значим на уровне значимости 0,05). Период актинометрических наблюдений на ст. Актру сравнительно короткий (12 лет), поэтому с помощью полученной зависимости месячные суммы суммарной радиации можно привести к длинному периоду.

Наряду с короткопериодными колебаниями суммарной радиации от года к году имеются и долгопериодные колебания. На станции Кош-Агач был проведен анализ линейного тренда месячных и годовых сумм суммарной радиации, что позволяет установить наличие положительной или отрицательной тенденции в многолетнем приходе суммарной радиации. Уравнения линейных трендов сумм суммарной радиации на станции Кош-Агач в период с 1965 по 2012 гг. представлены в таблице.

Таблица

Уравнения линейного тренда сумм суммарной радиации на станции Кош-Агач в период с 1965 по 2012 гг.

Месяц	Уравнение тренда	Месяц	Уравнение тренда
Январь	Y = –0,257x + 169,68	Август	Y = –0,4076x + 629,84
Февраль	Y = –0,332x + 278,30	Сентябрь	Y = –0,1338x + 479,24
Март	Y = –0,6164x + 494,54	Октябрь	Y = –0,2676x + 326,54
Апрель	Y = –0,6205x + 613,3	Ноябрь	Y = –0,2446x + 184,45
Май	Y = –0,2747x + 720,71	Декабрь	Y = –0,2706x + 131,74
Июнь	Y = –0,1147x + 714,44	Год	Y = –8,6455x + 5455,30
Июль	Y = –0,2847x + 699,85		

В зимние и летние месяцы наблюдается тенденция к уменьшению сумм суммарной радиации. Это связано с циркуляцией атмосферы. Вероятнее всего, в этот период наблюдалось увеличение числа дней с циклонами, а, следовательно, увеличение облачности, и как следствие – уменьшение продолжительности солнечного сияния и количества сумм суммарной солнечной радиации. Скорость убывания колеблется от –2,6 МДж/м^2 за 10 лет в январе до –6,2 МДж/м^2 за 10 лет в марте. В рассматриваемый период на ст. Кош-Агач отмечается тенденция к уменьшению годовых сумм суммарной радиации. Скорость уменьшения составляет –8,64 МДж/м^2. Это объясняется увеличением облачности и, как следствие, уменьшением прямой радиации. Коэффициент наклона линейного тренда месячных и годовых сумм суммарной радиации статистически не значим на уровне значимости 0,05, т.е. суммарная радиация находилась в пределах естественной изменчивости.

Солнечные ресурсы в юго-восточной части Горного Алтая создают широкие возможности для проведения различного вида рекреационных мероприятий, отдыха, туризма и др. Это является предпосылкой для дальнейшего туристско-рекреационного развития Республики Алтай.

Результаты исследования могут быть использованы при оценке гелиоэнергетических ресурсов, изучении рекреационных условий рассматриваемой территории, а также в климатологических, гидрологических и гляциологических целях.

Литература

1. Атмосфера: справочник (справочные данные, модели). – Л.: Гидрометеоиздат, 1991. – 510 с.
2. Научно-прикладной справочник по климату СССР. – СПб.: Гидрометеоиздат, 1993. – Сер. 3, ч. 1–6, вып. 20: Томская, Новосибирская, Кемеровская области, Алтайский край. – 716 с.

ИНФОРМАЦИОННАЯ СИСТЕМА «MEDISA» АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ ОБРАБОТКИ И АНАЛИЗА ДАННЫХ ГИДРОХИМИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА

М.Г. Сидорова

Научный руководитель профессор О.Г. Байбуз

Днепропетровский национальный университет имени Олеся Гончара, г. Днепропетровск, Украина

В процессе добычи и обогащения железных руд, вследствие значительной техногенной нагрузки изменяются гидрохимические процессы водных объектов. Поэтому актуальным является проведение гидрохимического мониторинга с целью сохранения, улучшения и стабилизации качества поверхностных вод для обеспечения оптимальных условий функционирования экосистем и повышения эффективности природно-хозяйственного комплекса. Особенно сложным является гидрохимический мониторинг водных объектов в районах с повышенной техногенной нагрузкой [6].

Для обработки наборов данных гидрохимического мониторинга значительных объемов с целью выявления скрытых в них знаний, закономерностей, свойств, тенденций, лучшего понимания структуры предлагается система интеллектуального анализа многомерных данных, реализующая задачи кластеризации, классификации, визуализации, обработки и анализа информации, прогнозирования, обеспечивает поддержку принятия решений.

Важную роль в системе гидрохимического мониторинга играет обоснование пунктов наблюдений, объемов и периодичности гидрохимических испытаний. Это может быть решено на основании гидрохимического районирования территорий. Используя районирование, можно в известной степени унифицировать водоохранные мероприятия в пределах выделенных групп и районов. Определив приоритетные водоохранные мероприятия для одного района, планировать и внедрять их для всей выделенной группы.

Для решения этой задачи предлагается информационная технология кластеризации пунктов наблюдений, основанная на методах кластерного анализа (иерархические, быстрые иерархические, графовые, К-средних, генетический, Forel и другие [1,3,4]), обеспечивает построение ансамблей алгоритмов и определение коллективного решения, что повышает устойчивость полученных результатов [3]. Разработана технология поддержки принятия решений [5] для выбора разбиения, которое наиболее соответствует структуре исследуемых данных. Данная технология позволяет автоматизировать процесс определения групп объектов в условиях невозможности привлечения экспертов предметной области или отсутствия информации об ожидаемых результатах.

Довольно часто возникает задача выделения групп схожих объектов по набору признаков, которые изменяются во времени, т.е. значению каждого признака для каждого объекта соответствует не отдельное число, а временной ряд. Обычные методы кластерного анализа не позволяют решать такие задачи. Поэтому авторами предлагается новый подход временной кластеризации, который позволяет определять группы объектов на основе набора исследуемых показателей, учитывая их изменения во времени [2].

Предложенная технология была применена к данным гидрохимического мониторинга, который проводился на территории Криворожского железорудного бассейна. Криворожский железорудный бассейн - это крупнейший в Украине бассейн с залежами железных руд, расположен в Днепропетровской области, главный горнодобывающий центр страны, а также регион острых экологических проблем, в частности гидроэкологических [6].

Целью работы было определение групп пунктов наблюдения, характеризующихся схожим химическим составом воды на основе исследуемых компонентов для правильного планирования природоохранных

мероприятий и управления качеством вод реки. Исследовали химический состав воды р. Ингулец вблизи «Центрального горно-обогатительного комбината» Криворожского железорудного бассейна. Пробы воды отбирались в 5 пунктах наблюдения: село Терновка, створы балок: Малая Лозоватка, Большая Лозоватка, Завертана, северная часть Карачуновского водохранилища. Анализ проводился по содержанию главных ионов в воде реки Ингулец: HCO_3^-, Cl^-, SO_4^{2-}, Ca^{2+}, Mg^{2+}, Na^+ и минерализации. Для приведения данных к единому масштабу была проведена стандартизация. С помощью предложенной технологии были определены группы объектов, одновременно учитывая информацию, полученную в течение следующих лет: 1993-1995, 1997, 2001, 2003, 2005-2007, что позволило отразить общую картину течения определенных гидрохимических процессов в воде реки.

По результатам анализа были выделены две группы объектов: первая состоит из пункта наблюдения в поселке Терновка, вторая содержит все остальные объекты исследования. Такое разделение на кластеры соответствует действительной гидрологической и гидрохимической ситуации на данном участке г. Ингулец. К Карачуновскому водохранилищу подается вода каналом «Днепр - Ингулец». Наибольшее влияние этого канала отмечается на верхнем участке, что изучается, а именно в районе поселка Терновка. Ниже по течению влияние днепровской воды на формирование химического состава воды в реке Ингулец меньше, большее влияние оказывает горно-обогатительный комбинат (фильтрационные потери из гидротехнических сооружений комбината, пиления хвостохранилища и другие).

Таким образом, информационное обеспечение кластеризации позволяет выделять группы пунктов наблюдения по сходству химического состава воды в заданный момент времени (на определенную дату), а также на всем временном промежутке наблюдения, выделять группы объектов с однородными значениями выбранного фиксированного показателя в многолетнем периоде наблюдения, автоматически определять оптимальное количество кластеров и значения входных параметров методов, осуществлять оценку качества полученных результатов.

Кроме технологии кластерного анализа ядро предложенной системы содержит процедуры работы с базой данных: формирование локальных баз данных по запросам пользователя, определение информативных признаков методами «качели» и «аппроксимация матрицы расстояний»; стандартизация данных; методы классификации: байесовское классификационное правило, метод ближайших соседей, линейная дискриминантная функция, квадратичная дискриминантная функция, методы, основанные на функции меры близости, функции Махаланобиса, расстояния до центров кластеров, потенциальной функции; процедуры прогнозирования на основе регрессионных моделей и адаптивных методов, методы принятия решений: процедура Борда, множественный анализ, плюралитарна процедура; функционалы оценки качества: сумма внутрикластерних дисперсий по всем признакам, сумма квадратов расстояний до центров кластеров, сумма внутрикластерних расстояний, отношение среднего внутрикластерного и среднего межкластерного расстояний, индексы Данна, Беджека-Данна, Девиса-Болдуина, методы вероятностно-статистического анализа и восстановления функций распределения (нормального, сплайн нормального с одним и двумя узлами склеивания) как по всем данным, так и для каждого отдельного кластера. Предложены различные метрики расстояний между объектами и кластерами. Много внимания уделено интерпретации результатов и поддержке принятия решений пользователем.

Система «MEDISA» имеет широкий спектр средств визуализации (рис.). Это графики и таблицы, гистограммы и дендрограммы, разного рода диаграммы, в том числе диаграммы рассеяния кластеров, списки и текстовые комментарии, разработана процедура картографической визуализации значений градации исследуемых показателей на территории Украины.

Система имеет многооконный интерфейс и взаимодействует с пользователем в диалоговом режиме. Входные данные должны быть количественными и содержаться в текстовом файле или dbf-формате. Исходные данные могут быть сохранены в удобном для просмотра виде. Система может быть применена в любой области науки, техники и бизнеса для автоматизированной обработки многомерных данных, которые изменяются во времени.

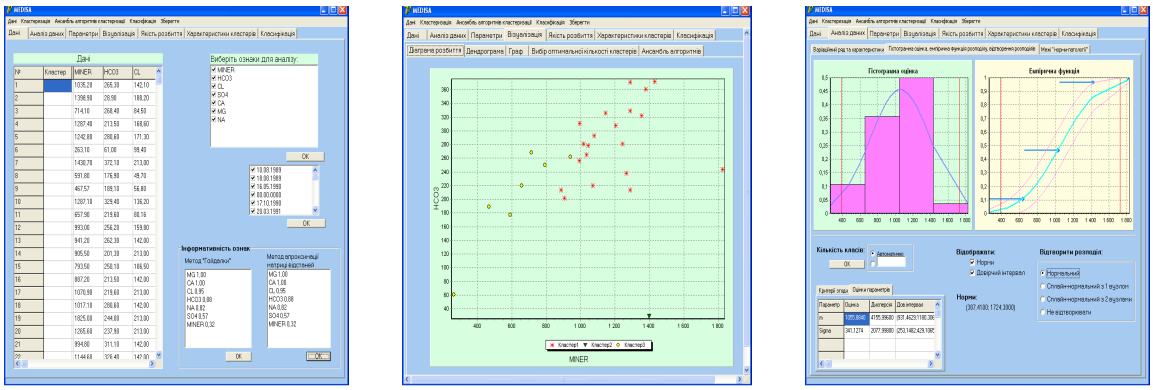


Рис. Примеры интерфейса программного обеспечения «MEDISA»

Таким образом в данной работе представлена предложенная авторами информационная технология определения групп похожих объектов по совокупности исследуемых признаков, учитывая их временные изменения. Разработаны вычислительные схемы и программное обеспечение для обработки и анализа данных гидрохимического мониторинга. Проведена практическая апробация предложенной системы с интерпретацией полученных результатов, а именно выявление групп пунктов наблюдения, которые характеризуются схожим химическим составом воды р. Ингулец на территории Криворожского железорудного бассейна для правильного планирования природоохранных мероприятий и управления качеством вод реки.

Литература

1. Айвазян С. А. Классификация многомерных наблюдений / С. А. Айвазян, З. И. Бежаева, О. В. Староверов. – М., 1974. – 240 с.
2. Байбуз О. Г. Групування пунктів гідрохімічного спостереження за схожістю хімічного складу води з урахуванням часових змін / О. Г. Байбуз, М. Г. Сидорова // Актуальні проблеми автоматизації та інформаційних технологій : зб. наук. праць, 2012. – Т.16. – С. 12-17.
3. Бериков В. С. Современные тенденции в кластерном анализе / В. С. Бериков, Г. С. Лбов // Всероссийский конкурсный отбор обзорно-аналитических статей по приоритетному направлению «Информационно-телекоммуникационные системы», 2008. – 26 с.
4. Мандель И. Д. Кластерный анализ / И. Д. Мандель. – М., 1988. – 176 с.
5. Приставка О. П. Підтримка прийняття рішень в задачах кластерного аналізу / О. П. Приставка, М. Г. Сидорова // Актуальні проблеми автоматизації та інформаційних технологій : Зб. наук. праць, 2011. – Т.15. – С.117–125.
6. Шерстюк Н. П. Особливості гідрохімічних процесів у техногенних та природних водних об'єктах Кривбасу / Н. П. Шерстюк, В. К. Хільчевський – Д.: ТОВ «Акцент ПП», 2012. – 263 с.

МИНЕРАЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКОЕ ПРЕОБРАЗОВАНИЕ ПОРОДНЫХ ОТВАЛОВ И ИХ ВЛИЯНИЕ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

А. А. Силин, В.В. Разумова
Научный руководитель доцент С.Г. Выборов
Донецкий национальный технический университет, г. Донецк, Украина

Развитие угольной промышленности Украины привело к образованию большого количества отходов добычи, которые складируются в виде породных отвалов. Ныне породные отвалы неотъемлемая часть ландшафтов Донбасса. Только в г. Донецке насчитывается 138 отвалов. При этом высота этих техногенных породных образований достигает 130 м. По форме выделяют плоские, конические, хребтовидные и усеченные конические отвалы. Авторами детально исследованы тридцать два отвала центральной части г. Донецка.

Породные отвалы, располагающиеся в пределах населенных пунктов, представляют значительную экологическую опасность независимо от их состояния. Общеизвестным и доказанным считается, что наибольшую опасность представляют горящие отвалы [1, 2, 3]. Однако в процессе проведенных авторами изысканий в течение 2009-2012 гг. на всех обследованных отвалах даже при отсутствии очевидных очагов горения отмечаются следы окислительных процессов, проявленные выделениями свежей фумарольной сульфатной минерализации. Эти наблюдения позволили сделать вывод о том, что аэробные окислительные процессы в той или иной степени проявлены на всех отвалах, на части из них они приводят к активному очаговому горению, которое сопровождается выгоранием и спеканием породной массы, а местами ее плавлением. Окислительные процессы не всегда сопровождаются горением пород, захватывают отвалы практически в полном объеме и протекают на протяжении длительного времени по сравнению с продолжительностью активной фазы горения. В этой связи медленные окислительные процессы также представляют значительную экологическую опасность для прилегающих территорий. Загрязнению подвергаются почво-грунты вокруг отвалов, грунты зоны аэрации, грунтовые воды и атмосферный воздух.

Полученные результаты позволили авторам классифицировать отвалы не просто по их состоянию, выделяя при этом горящие, не горящие и перегоревшие породные отвалы, а рассматривать их по отношению к более широко проявленным процессам окисления, частным случаем проявления которых является горение породной массы. Процессы горения и окисления пород приводят к их значительному преобразованию и перераспределению вещества. В ходе исследований было установлено, что преобразование первичных пород в теле породного отвала носит закономерный характер и имеет общие черты. Наиболее широко распространены окислительные изменения отвальных пород без значительного температурного воздействия. Первично черные, темно-серые породы при этом приобретают кирпично-красный цвет, однако обломочная масса сохраняет рыхлое сложение и достаточно легко поддается ручной разборке. Размеры зон окисления на обследованных отвалах колеблются в широких пределах и могут составлять как несколько десятков сантиметров, так и несколько десятков метров.

Визуально в очагах окисления отчетливо выделяются 4 зоны. Первая из них представлена исходными обломочными породами черного цвета, с включениями кусочков угля. Далее следует вторая – переходная зона, в которой породы приобретают серый, вишнево-бурый цвет. При этом отмечается пропитка пород мелко-тонкокристаллической серой желтого цвета и белой сульфатной минерализацией, образующей налеты, корочки, прожилки и различной формы вкрапления. Третья зона выделяется кирпично-красной окраской пород, пропитанных белой сульфатной минерализацией, которая заполняет межобломочное пространство и трещины.

Эта зона постепенно переходит в четвертую, где породы имеют кирпично-красный цвет, однако минеральные новообразование визуально не обнаруживаются. Она сложена полностью окисленными породами.

Таким образом, становится очевидным, что процесс окисления является причиной перераспределения микро- и макрокомпонентов, приводит к переходу их в подвижное состояние и активной воздушной и водной миграции в окружающую среду. При этом основными факторами миграции выступают не только температура, но и кислотность среды. В таблице приведены значения pH и некоторых наиболее важных компонентов по зонам очагов окисления для двух породных отвалов г. Донецка, на которых в ходе обследования наиболее явно были выявлены процессы преобразования пород.

Таблица

Характеристика зон окисления пород

Зоны очага окисления	Результаты анализа водной вытяжки						Валовая концентрация				
	pH, ед.	SO_4^{2-}, мг/кг	Cl^-, мг/кг	Fe^{3+}, мг/кг	H^+, мг/кг	Сухой остаток, мг/кг	Cd, мг/кг	Co, мг/кг	Hg, мг/кг	Pb, мг/кг	Zn, мг/кг
отвал ш. Заперевальная											
Первая	6,12	603	108	н. о.	н. о.	1138	2	9,5	0,08	18,4	33,5
Вторая	1,53	23032,5	13115	656	5875,7	38887,5	2	4	0,02	8,2	37,6
Третья	6,2	5652	1292,5	н. о.	н. о.	10919,5	2	1,75	0,045	19,35	34,35
Четвертая	6,44	6137	96	н. о.	н. о.	8872	1,75	1,5	0,075	26,5	20,4
отвал ш. Владимир											
Первая	6,89	5873	115	н. о.	н. о.	9846	1,7	8,4	0,015	25,8	39,6
Вторая	1,74	31687	212	3429	182	42866	2	6,3	0,025	22,2	43,8
Третья	3,79	37291	172	786	1,62	51161	2	3,8	0,06	28,2	37,4
Четвертая	2,98	33669	173	875	10,5	46952	1,2	2,5	0,045	24,4	26,7

Как видно из таблицы наиболее кислая среда характерна промежуточным зонам окисления. Это обусловлено концентрированием тут сульфатов. Для зоны окисления характерно наличие растворимого в воде железа в высокой степени окисления (Fe^{3+}). Благодаря чему, окисленные породы приобретают кирпично-красный цвет. На отвалах шахт Заперевальная и Владимир именно в зоне проявления желтой сульфатной минерализации отмечаются высокие концентрации Fe^{3+} – 656 и 3429 мг/кг соответственно. Далее, по мере дальнейшего преобразования пород, происходит вымывание легкорастворимых солей, образовавшихся в сильнокислой и кислой средах, и их миграция в окружающую природную среду. Большинство металлов образуют растворимые соли в соединении с сульфатами, которые активно выносятся из зоны окисления при её промывке атмосферными осадками. Так наиболее активной мобилизации и выносу подвергаются Cd, Zn, Co, Pb и Hg, максимум их концентраций в основном приходится на третью зону. Для этих элементов характерно неравномерное распределения, подтверждающие их дифференциацию в процессе преобразования отвальных пород. По мере промывки атмосферными осадками и завершения процесса окисления, концентрация сульфатов падает, и кислотность среды нормализуется. Компоненты отвальных пород переходят обратно в нерастворимое состояние и их вынос из зоны окисления практически полностью прекращается.

Из вышесказанного следует, что наибольшая экологическая опасность породных отвалов предопределена наличием очагов окисления и горения пород. В ходе преобразования отвальной массы значительная часть компонентов переходит в подвижную форму и подвергается выносу в прилегающие к породным отвалам компоненты окружающей среды. При этом интенсивность влияния породного отвала на окружающую природную среду прямо пропорционально активности процессов окисления, происходящих в теле отвала.

При изучении состояния почво-грунтов прилегающих к отвалам территорий было установлено, что основными компонентами загрязнения являются кадмий, ртуть, цинк, мышьяк, свинец. Местами коэффициент концентрации кадмия превышает 20 ед.

В процессе активного горения и медленного окисления породной массы происходит формирование значительного объема парогазовых выбросов, которые попадают на поверхность по подводящим каналам. Наибольшую опасность представляются выбросы паров серной и соляной кислот. С выбросами пыли, паров и газов в окружающую среду воздушным путем мигрируют токсичные микроэлементы.

Водная миграция компонентов отходов начинается внутри тела отвала, этому также способствуют процессы преобразования отвальных пород. Из тела отвала происходит миграция компонентов отходов в подстилающие его грунты зоны аэрации и водоносные горизонты. В результате по периметру отвала в соответствии с направлением подземного потока формируется ореол техногенного замещения грунтов, который наиболее проявлен в верхней части зоны водонасыщения в виде интенсивного развития прожилково-вкрапленных агрегатов и желваков гипса размером до 20 см. В пределах ореола замещения существенно меняются геохимические показатели и физико-механические характеристики грунтов, их агрессивность. Данные ореолы контролируют техногенные аномалии широкого спектра токсичных элементов: кадмия, свинца, меди, цинка, молибдена, мышьяка, ртути, висмута, селена. Ореолы замещения динамически развиваются в пределах

зоны гипергенеза, характеризуются горизонтальной и вертикальной зональностью, обусловленной закономерным изменением показателей pH и Eh грунтовых вод. Ореолы замещения оказывают влияние на состав грунтовых вод и их физико-химические показатели.

Таким образом, проблематика негативного экологического воздействия породных отвалов, размещенных в пределах населенных пунктов Донбасса, является современной и актуальной. Однозначных решений в сфере обращения с породными отвалами не найдено. Отвалы однозначно являются экологически опасными объектами. Их разборка и вывоз за пределы города сопровождается вскрытием очагов окисления и горения и интенсивными выбросами серной кислоты.

Мероприятия по рекультивации и озеленению отвалов снижают негативное воздействие отвалов незначительно. Количественные показатели, подтверждающие эффективность рекультивационных мероприятий, отсутствуют. Срезанная поверхность отвалов, формируемая при рекультивации, способствует активизации процессов окисления и горения. Неровная с буграми и впадинами «плоская» поверхность способствует проникновению атмосферных осадков в тело отвалов и активизации аэробных, а иногда и анаэробных микробиологических процессов.

Породные отвалы можно использовать в народном хозяйстве, однако каждый конкретный случай требует дополнительного изучения, для оценки всех факторов риска. Перспективным является использование отвальной массы в строительстве. В первую очередь использование ее после дробления в качестве подсыпки для дорог либо фундаментов сооружений.

Литература

1. Выборов С. Г. К оценке влияния породных отвалов на окружающую среду городских территорий/ С. Г. Выборов, Р. В. Кишкань, А. А. Силин // Междунар. научн.-техн. конф. «Форум горняков». – Днепропетровск, 2010. – С. 238–246.
2. Выборов С.Г. Экологические последствия структурно-вещественных преобразований отвальных пород терриконов/ С. Г. Выборов, Ю. А. Проскурня, А. А. Силин // Наук. праці ДонНТУ. – Сер. Гірничо-геолог, 2010. – Вип. 11 (161). – С. 155-160.
3. Зборщик М.П., Осокин В.В. Предотвращение экологически вредных проявлений в породах угольных месторождений/М.П. Зборщик, В. В. Осокин. – Донецк: ДонГТУ, 1996. – 178 с.

РЕКУЛЬТИВАЦИЯ НАРУШЕННЫХ ЗЕМЕЛЬ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

Е.С. Силицкая
Научный руководитель заведующий отделом оценки воздействия на окружающую среду Г.А. Надоховская
ОАО «ТомскНИПИнефть», г. Томск, Россия

Вопросы охраны окружающей среды на сегодняшний день являются очень значимыми и актуальными. В настоящее время происходит значительное развитие нефтяной и газодобывающей промышленности, что приводит к освоению новых территорий и, как следствие, к изменению исходных ландшафтов. Разработка месторождений сопровождается сведением древесной и др. растительности, отсыпкой технологических площадок, разработкой траншей для трубопроводов и т. д., что приводит к нарушению почвенно-растительного покрова, изменению характера землепользования и образованию техногенных грунтов.

В условиях Крайнего Севера, особенно в зоне распространения вечной мерзлоты, где мерзлые грунты являются скрепляющим элементом в мерзлом состоянии минеральной части грунтов, природные комплексы чрезвычайно неустойчивы и легко уязвимы. Незначительное нарушение почвенного покрова и растительности приводят к протаиванию грунтов и нарушению природного равновесия. При сведении леса существенно изменяется водно-тепловой режим почв за счет беспрепятственного поступления тепла и осадков к поверхности почвы. Это приводит к возникновению термокарстовых процессов и образованию просадочных и провальных форм рельефа, а также к заболачиванию. Поэтому регулирование восстановления лесных биоценозов нарушенных земель путем проведения рекультивационных работ в районах Крайнего Севера является необходимым и очень важным природоохранным мероприятием.

Рекультивация – это комплекс работ по восстановлению нарушенных земель, плодородие которых было утрачено в результате хозяйственной или иной деятельности. Целью проведения рекультивации является улучшение условий окружающей среды, восстановление продуктивности нарушенных земель для дальнейшего их использования по основному целевому назначению, защита земель от ветровой и водной эрозии. Согласно п. 1.1 ГОСТ 17.5.3.04-83 «Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель» [2], рекультивации подлежат нарушенные земли всех категорий, а также прилегающие земельные участки, полностью или частично утратившие продуктивность в результате отрицательного воздействия нарушенных земель.

В статье представлены мероприятия по рекультивации нарушенных земель лесного фонда на примере объекта нефтеперекачивающей станции (НПС) магистрального нефтепровода в условиях Крайнего Севера (Ямало-ненецкий автономный округ). Объект располагается в зоне переходных лесов тундры и лесотундры, леса которой выполняют защитные функции, в том числе, по стабилизации мерзлых грунтов. Древесная растительность территории представлена, в основном, смешанными разновозрастными насаждениями лиственницы, ели, березы, кедра. Для данной территории характерны торфяно-глеевые и дерново-подзолистые глееватые почвы, формирующиеся под смешанными, хвойными и лиственными лесами с мохово-травяным или

травяным наземным покровом. Почвы характеризуются кислой реакцией среды, малогумусные и обладают низким естественным плодородием.

В качестве основного мероприятия по охране почв были приняты технические решения, направленные на минимальное нарушение почвенно-растительного слоя, препятствующего растеплению грунтов. Выполнение подготовительных и строительно-монтажных работ на территории строительства предусмотрено в зимнее время года после установления снежного покрова и промерзания слоя сезонного протаивания грунтов. Строительные работы исключают разрушение мохово-растительного покрова строительной техникой на глубину (0,2 – 0,3 м). На землях, испрашиваемых в краткосрочную аренду, корчевка пней не производится, а осуществляется только рубка деревьев на уровне поверхности земли. Вертикальная планировка проводится методом сплошной подсыпки с соблюдением принципа сохранения сложившегося термовлажностного режима грунтов в основании возводимых сооружений с сохранением мохово-растительного и почвенного покрова в основании насыпи площадки нефтеперекачивающей станции.

Направление рекультивации выбирается исходя из целей использования земельных участков. Например, сельскохозяйственное - для создания на нарушенных землях сельско-хозяйственных угодий; лесохозяйственное - лесных насаждений; рыбохозяйственное - рыбоводческих водоёмов и т. д.

Рекультивация нарушенных земель ЯНАО выполняется согласно требованиям ОАУ «Леса Ямала. Для рекультивации нарушенных земель площадки нефтеперекачивающей станции после завершения строительно-монтажных работ было выбрано природоохранное направление. После завершения эксплуатации (ликвидации) объекта - лесохозяйственное направление.

В соответствии с «Основными положениями о рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы» утвержденными приказом Минприроды РФ и Роскомзема № 525/67 [3], Постановлением Правительства РФ № 140 «О рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы» [4], рекультивация проводится в два последовательно выполняемых этапа: технический и биологический.

1 этап - технический этап. Технический этап производится на всем испрашиваемом к строительству земельном участке. Этап включает работы, направленные на подготовку земель для последующего целевого использования. К нему относят уборку строительного мусора и демонтаж временных сооружений, чистовую планировку поверхности нарушенной территории.

2 этап - биологический этап. Биологический этап рекультивации - комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий, направленных на восстановление почвенно-растительного слоя, утраченного в процессе строительства и эксплуатации объектов проектирования. Биологический этап рекультивации проводится по окончании производства работ технического этапа рекультивации не позднее 2-х месяцев до окончания вегетационного периода растений (с 4 декады мая до конца августа).

Окружное автономное учреждение «Леса Ямала» в своих технических условиях на рекультивацию предлагают, как один из вариантов, применение демутационного способа восстановления растительного покрова. Этот способ заключается в посеве семян травосмеси из аборигенных видов трав и многолетних травянистых культур (норма высева семян травосмеси - 120 кг/га). Однако этот метод требует больших затрат и ухода за растительностью. Кроме того, как показывает практика, этот метод не приживается на больших по площади нарушенных участках земель (трассы линейных объектов).

Проектом рекультивации земель НПС был предусмотрен биологический этап рекультивации из следующих технологических процессов:

- *Боронование в 2 следа.* Боронование - рыхление поверхностного слоя почвы боронами. В результате боронования в верхний слой почвы проникает больше кислорода, нарушается система капиллярных связей, создаётся рыхлый мульчирующий слой, который защищает почву от высыхания. Боронование осуществляется с использованием зубовой бороны на базе трактора ДТ-75.

- *Механизированное внесение минеральных удобрений*. Внесение удобрений производится разбрасывателем РУМ-8 на базе трактора ДТ-75. Состав и норма внесения минеральных удобрений определена согласно [1] для условий региона Крайнего Севера:

Состав минеральных удобрений:

- селитра аммиачная - 30 кг/га;
- суперфосфат – 150 кг/га
- калий хлористый - 100 кг/га;
- мульчирующее вещество (опилки) - 400 кг.

- *Посев семян многолетних трав с последующим боронованием в 1 след.* На этом этапе используется травосмесь для восстановления растительного покрова. Посев трав осуществляется с помощью сеялки зернотуковой травяной СТЗ-3,6 на базе трактора ДТ-75. Глубина посева семян трав на минеральных грунтах составляет 2 – 3 см. Посев трав необходимо проводить с 4 декады мая до конца августа.

Состав травосмеси и норма высева многолетних трав принята согласно [1] для условий Крайнего Севера:

а) овсяница красная - 20 кг/га;

б) мятлик луговой/мятлик альпийский - 10 кг/га.

- *Послепосевное прикатывание посевов.* Послепосевное прикатывание необходимо для уплотнения поверхностного слоя почвы, увеличивая контакт семян с почвенными частицами. Осуществляется с использованием катка 3-КК-6 на базе трактора ДТ-75.

На сильно нарушенных участках (технологические площадки комплекса нефтеперекачивающей станции) после ликвидации объекта выбрано лесохозяйственное направление рекультивации. Исходя из лесорастительных условий рекультивируемых земель территории ЯНАО, в качестве завершающего мероприятия биологического этапа рекультивации принимается посадка черенков ивы. Норма посадки черенков кустарников ивы, принята согласно «Лесохозяйственного регламента» ЯНАО, и составила 4 тыс. шт. на 1 га. Посадку черенков ивы производят под меч Колесова. Материал для посадки - местный.

Рекультивируемые участки земель, после завершения рекультивационных работ, передаются землепользователям для дальнейшего использования по целевому назначению в соответствие с действующим законодательством.

Через 5-7 лет высаженные черенки ивы создадут устойчивую лесную среду. Из лиственного опада от ивы кустарниковой и отмершей фитомассы многолетних трав образуется лесная подстилка толщиной 5-10 см. В дальнейшем произойдет залесение этой территории семенами хозяйственно-ценных пород от окружающих лесных насаждений. Через 15—20 лет на месте нарушенных земель сформируются лесные молодняки.

Таким образом, можно сделать вывод, что организация и своевременное проведение рекультивационных работ на нарушенных землях районов Крайнего Севера позволяет компенсировать воздействие хозяйственной и иной деятельности, связанное с использованием природных ресурсов, минимизировать нарушения равновесия и термодинамической дестабилизации ландшафтов, а также оптимизировать процесс восстановления лесов и почвенно-растительного покрова.

Литература

1. ВСН 014-89. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Охрана окружающей среды. – Введ. 1989-08-01. – М., 1989. – 48 с.
2. ГОСТ 17.5.3.04-83. Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель. – М.: Изд-во стандартов, 1983. – 8 с.
3. Основные положения о рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы : утв. приказом Минприроды РФ и Роскомзёма от 22.12.1995 № 525/67.
4. О рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы : Постановление правительства РФ от 23.02.1994 № 140 // Российская газета. – М., 1994. – 5 мар.

РЕЗУЛЬТАТЫ ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ РУДНИКА ВЕРШИНО-ДАРАСУНСКИЙ

В.Б. Степанова
Научный руководитель доцент Е.Е. Барабашева
Забайкальский государственный университет, г. Чита, Россия

Дарасунский рудник, в составе золоторудных месторождений Теремки, Талатуй и Дарасун, а также двух обогатительных фабрик, расположен на территории Забайкальского края и является градообразующей основой поселка Вершино-Дарасунский общей численностью порядка 6 тысяч человек.

Изучая геоэкологическую обстановку в районе Дарасунского рудника, необходимо констатировать, что потребление природных ресурсов превысило естественные темпы их восстановления на уровне антропоэкологической катастрофы.

Золоторудные месторождения Вершино-Дарасунского рудника открыты в 1930 году. Отличительной особенностью добываемых и перерабатываемых руд является повышенное содержание сульфидов и высокая мышьяковистость руд. На сегодняшний день добыча в шахтах рудника приостановлена в виду экономических трудностей, работы по цианидному выщелачиванию золота проводятся только на обогатительных фабриках.

Практически вся площадь поселка покрыта мощным слоем техногенных отходов, извлеченных из шахт. Отвалы пустой породы занимают большие площади и образуются бросовые земли. Выявлено, что 50% почвенного и растительного покрова выведено из сельскохозяйственного оборота. В большей степени это наблюдается вблизи обогатительных фабрик, хвостохранилищ и шахт, хотя согласно Закону о недрах, при частичной или полной ликвидации или консервации подземные и наземные выработки должны быть приведены в состояние, обеспечивающее безопасность жизни и здоровья населения. Однако это положение, как и положение о рекультивации территории, не выполняется.

Многолетнее воздействие горного и перерабатывающего предприятия привело к изменению ландшафтных комплексов и русловых процессов в долинах рр. Дарасун и Жарча, которые принимают все сточные воды обогатительных фабрик, центральной и юго-западной шахт, Теремкинской шахты и карьера «Талатуй». Вода, используемая на производственные нужды Вершино-Дарасунского рудника и хозяйственно-питьевое водоснабжение поселка, находится в Жарчинском водохранилище. При этом систематических наблюдений за режимом работы водохранилища и состоянием сооружений не проводится, контрольно - измерительная аппаратура отсутствует. В радиусе 10-15 м от водозаборной скважины находятся технологические отвалы шахт, протекают неочищенные сточные воды с обогатительной фабрики, содержащие тяжелые металлы, мышьяк, фенолы, нефтепродукты. В результате проведенных в 2010 году санитарно-бактериологических исследований воды, из 17 отобранных проб в 9 случаях вода по микробиологическим показателям не отвечала требованиям и нормативам. В пробах воды были обнаружены бактерии семейства кишечных в количестве от 0,3 до 9 в 100 мл[2].

Цианидные растворы, вытекающие с обогатительной фабрики, попадают в почвы и русловые потоки, а использованные цианидные хвосты складируется буквально в 300 м от поселка.

Развалины цеха по переработке мышьяковистых руд находятся прямо в центре поселка и шахтные сточные воды, проходя через них, выносят огромное количество мышьяка, отлагая его в почвенном слое. В результате не комплексного использования сырья, прямых его потерь, захламления отходами производства, концентрация тяжелых металлов и мышьяка в почве значительно увеличилась, намного превышая ПДК (для тяжелых металлов в несколько раз, для As в сотни раз и более). К примеру, в пробах, отобранных в районе школы, детского садика и больничного комплекса наблюдается превышение ПДК свинца, меди, цинка в 2-3 раза, ртути в 5-7 раз, а мышьяка – в 100-150 раз.

По рекомендации ООН, начиная с 70-х годов прошлого столетия, в системах контроля за окружающей средой должны постоянно наблюдаться Hg, Cd, As, Pb, F. Эти рекомендации никогда не выполнялись для рудников Забайкальского края. Не выявлены также пороговые и критические концентрации микроэлементов, пути их миграции в природных и техногенных ландшафтах, накопление в почвах, растениях, животных. Даже после проведения рекультивации потребуется еще не одно десятилетие для восстановления природной способности почв.

Основным предприятием на территории поселка Вершино-Дарасунский является Дарасунский горно-обогатительный комплекс, оказывающий техногенное воздействие на атмосферу. Район размещения технологических объектов отнесен к числу весьма опасных. К нему относятся 7 действующих котельных работающих на твердом топливе и 5 модульных котельных работающих на мазуте, которые являются основным источником загрязнения атмосферного воздуха. По данным ЖКП в 2010 году выброшено в атмосферу вредных твердых веществ: пыль, зола – 140,453 т, из них диоксида серы – 26,741т, оксида углерода – 286,459т, оксида азота – 20,163т[2]. В результате проведенного опроса о действии задымленности воздуха, 31% рецепиентов жаловались на кашель и легочные заболевания. Загазованный воздух содержит основную массу твердых вредных веществ, тяжелые металлы, канцерогенные вещества, связанные оксиды серы, азота и углерода, а также основную часть радионуклидов от сожженных углей.

В результате многолетних разработок и добычи минеральных ресурсов на территории поселка нарушается почвенно-растительный покров, образуются пустоты в земной коре. Подземные пустоты от горных выработок привели к обрушению жилых зданий, просадке частных домов и целых улиц.

Деградация окружающей среды сказывается, прежде всего, на здоровье и генетическом фонде людей. Продолжительность жизни заметно уменьшается – с 57,18 у мужчин и 65,97 у женщин в 2003 году, до, соответственно, 52, 65 и 61,3 в 2011 году. В поселке наблюдается резкое увеличение сердечно-сосудистых и легочных заболеваний, рост онкологии. В 2011 году было выявлено 432 человека с бронхолегочными заболеваниями, 612 человек с онкологическими заболеваниями. Неудовлетворительное санитарное состояние поселка, способствует росту и распространению острых кишечных заболеваний. На рост этих заболеваний оказывает влияние нерегулярная очистка мусоросборников, помойных ям, территорий, аварийные ситуации на канализационных сетях и сооружениях. Смертность молодеет из года в год. За истекший год умерло 116 женщин и 184 мужчины, из них 157 человек трудоспособного возраста. Каждый десятый ребенок рождается неполноценным. Ежегодно увеличивается число детей рожденных с аномалиями (в 2004 году родился 1 ребенок с аномалией, а в 2011 году – уже 5)[2].

Ущерб, наносимый экологическим неблагополучием здоровью населения, говорит только об одном: путь экономического развития, которым сейчас идет наша страна (интенсивная эксплуатация природных ресурсов без соблюдения экологических норм, развитие экологически грязных производств, ослабление государственного экологического контроля и т.д.) угрожает национальной безопасности.

Несовершенство технологий добычи и переработки минерального сырья на Вершино-Дарасунском руднике привело к потрясающему загрязнению окружающей среды, нарушению геохимических циклов, уничтожению природных ландшафтов и их замены техногенными, уничтожению почвы, разрушению биоценозов, а значит человек, в ходе эксплуатации природных ресурсов, перешел все пределы самоорганизации и самоподдержания природных систем. Преобразовательная деятельность горнодобывающей и горноперерабатывающей промышленности вывела природные системы за пределы равновесия и дала лишь локальный эффект по добыче руды.

Для решения экологических проблем рудника Вершино-Дарасунский необходимо, в первую очередь, введение геоэкологического, биологического и социального мониторингов, охватывающих как территории техногенного ландшафта, так и непосредственно сам горнодобывающий комплекс. Геоэкологический мониторинг, в свою очередь, должен включать мониторинги экзогенных и эндогенных процессов, литомониторинг, геохимический, гидрогеологический и криогенный мониторинги. Кроме того, должны быть проведены рекультивационные работы по переносу отвалов горно-вскрышных работ в отработанные шахты, штольни и горные выработки для заполнения образовавшихся пустот.

В любом технологическом процессе промышленные стоки должны восстанавливаться до качества природных вод. В настоящее время все более важную роль в процессах обезвреживания отвальных стоков приобретает биологический метод, в основе которого лежат биохимические процессы окисления, фильтрования, поглощения, накопления органических и неорганических вредных веществ. Биологические методы позволяют с помощью высших водных растений и бактерий оценивать и изменять степень токсичности среды. Их способность к накоплению, утилизации, трансформации токсинов делает их незаменимыми в общем процессе самоочищения водоемов. К очищающим растениям относится ряска малая (Lemna minor) – многолетнее

свободноплавающее на поверхности воды травянистое растение, обладающее повышенной чувствительностью и способностью к быстрой реакции на вредные вещества.

Экспериментальная биологическая очистка сточных вод после кучного цианидного выщелачивания золотосодержащих руд на территории Сафьяновского карьера (Урал) малой ряской, проведенная в полевых мелкоделяночных опытах [1] показала, что концентрация основных ингредиентов цианидов и роданидов в жидкой фазе сточных вод аварийной емкости после завершения опытно-промышленных испытаний на установке резко упала. В виду аналогичности технологических процессов и климатических условий Забайкалья и Урала предлагается использование Lemna minor для очистки водоемов и прудков Вершино-Дарасунского рудника.

Предлагается введение отдельных «тренировочных площадок» по отработке методов рекультивации особо опасных техногенных ландшафтов (например, завозится почва, осуществляется посев трав, поглощающих отдельные или в комплексе токсичные элементы). Результаты обобщаются и даются рекомендации по более эффективному ведению рекультивационных работ в дальнейшем.

Горнодобывающие компании ежегодно должны составлять отчет по выполнению плана по охране окружающей среды, мониторинговых работ и мероприятий по рекультивации нарушенных земель и направлять его в Департамент природных ресурсов.

Литература

1. Антонинова Н.Ю. Экологическая реабилитация установок кучного выщелачивания (на примере Сафьяновского месторождения): Дис. … канд. техн. наук. – Пермь-2007. – 217 с.
2. Государственный доклад «О состоянии и охране окружающей среды в Забайкальском крае за 2010-2011 годы». – Чита: «Экспресс-типография», 2011. – 161 с.

ПРИМЕНЕНИЕ ШУНГИТА В КАЧЕСТВЕ СОРБЕНТА ДЛЯ ОЧИСТКИ СТОЧНЫХ ВОД

Г.В. Столярова
Научный руководитель доцент Э.Р. Бариева
Казанский государственный энергетический университет, г. Казань, Россия

Состояние водных ресурсов, на сегодняшний день, вызывает тревогу. Дело в том, что в водоёмы попадают огромное количество различных, не свойственных им, химических веществ, которые ухудшают их качество. Одним из основных источников загрязнения водных объектов являются промышленные и бытовые сточные воды. Переход на новые технологии позволит уменьшить сброс загрязняющих веществ [1].

Анализируемые сточные воды проходят традиционную очистку. Блок очистных сооружений включает в себя этапы механической очистки, биологической очистки и доочистки. После чего очищенные стоки сбрасываются в реку. Очистка производится недостаточно эффективно очищаются, т. е. их качество не соответствует нормативам рыбо - хозяйственного назначения. Таким образом, встает вопрос о доведении их до требуемых показателей.

Экономически эффективно было бы использовать способ улучшения стоков на стадии доочистки, при этом технология на основных этапах биологической очистки сточных вод останется неизменной, что не позволит ухудшить качество очистки сточных вод.

Для очистки низко концентрированных растворов сточных вод от нефтепродуктов перспективен сорбционный метод с использованием разнообразных искусственных и естественных сорбентов. Учитывая дороговизну и дефицитность уже зарекомендовавших себя актированных углей, в настоящее время проводят исследования по применению в качестве сорбентов других углеродных материалов: природных термоуглей, торфов, высокозольных сланцев, коксов и полукоксов. С этой точки зрения целесообразной и полезной является оценка возможностей применения в качестве адсорбентов углеродсодержащих шунгитовых пород, широко распространенных в Карелии, которые сочетают в себе свойства минеральных и синтетических сорбентов. Шунгитовые сорбционные материалы испытанные в промышленных условиях в 1,5-2 раза дешевле углей; обладают высокой эффективностью, выступая в роли фильтрующего элемента, сорбента, катализатора окислительно-восстановительных процессов и биологического обеззараживания. В частности, в Москве построены шунгитовые фильтры по очистке стоков с минской кольцевой автомобильной дороги (МКАД) [1].

Чаще всего шунгитовый фильтр изготовляют из естественных минералов: шунгита и цеолита. Шунгитовые соединения обладают выраженными бактерицидными свойствами, что помогает очистить воду от кишечной палочки и многих органических загрязнителей. Второй компонент фильтра (цеолит) очень хорошо адсорбирует неорганические загрязнители. Вода, пропущенная через такой шунгито-цеолитовый фильтр, содержит в 9 - 12 раз меньше микробов, чем вода, очищенная при помощи других фильтров. При фильтровании через шунгитовый фильтр значительно снижается цветность воды, практически полностью убирается микрофлора, в зависимости от скорости подачи воды через фильтр достигается снижение до нуля коли - индекса.

Шунгит взаимодействует с водой не только как фильтрующий материал и адсорбент. Он обладает каталитическими и катионообменными свойствами. Благодаря каталитическим свойствам, шунгит способен длительное время очищать воду от разного типа органических веществ (хлорорганики, ароматических углеводородов, алифатических спиртов и др.), разрушая органические вещества до элементарных оксидов (CO_2, H_2O) и осаждая (на 70-90%) из воды металлы в виде нерастворимых смесей (карбонатов, оксилатов и др.). Достигается 98% степень очистки.

Шунгит как сорбент характеризуется рядом положительных характеристик:

-высокой механической прочностью и малой истираемостью;

-высокой фильтрующей способностью (технологичностью, характеризуемой малым сопротивлением напору);

-способностью к сорбции многих веществ как органических (нефтепродуктов, бензола, фенола, пестицидов и др.), так и минеральных (железо, марганец, фосфор, мышьяк).

Шунгит способен чистить воду от нефтепродуктов до ПДК сброса воды в рыбо - хозяйственные водоемы [4].

Шунгит плотный материал с низкой пористостью, внутренней поверхностью значительно уступающей активированному углю. Поэтому правомочен вопрос – насколько эффективен шунгит как сорбент и как долго он может работать?

По данным работ выполненных во Всероссийском научно-исследовательском институте минерального сырья им. Н. М. Федоровского (ВИМС) и Химико-технологическом университете им. Менделеева шунгитовый сорбент проигрывает активированному углю на первом этапе, в течение первых 250 часов, а в дальнейшем начинает очищать раствор с более высокой и постоянной скоростью. Это объясняется каталитическими свойствами шунгита, способностью каталитически окислять сорбируемые органические вещества [2].

Также проводились лабораторные исследования по оценке эффективности использования шунгита как сорбента для очистки сточных вод в сопоставлении с активным углем, полученным способом пиролиза бурого угля на Жидевской обогатительной фабрике.

Результаты очистки сточных вод от нефтепродуктов на шунгите свидетельствуют о его высоких сорбционных свойствах, не уступающих аналогичным показателям, достигаемым на активном угле, являющихся в настоящее время самым распространенным материалом для очистки вод от нефтепродуктов. Обладая алюмосиликатным каркасом и более высоким удельным весом, шунгит может быть использован в фильтре двойного назначения для очистки вод, содержащих свободно плавающие нефтепродукты (> 2мг/п) - как насыпной фильтр, заменяющий кварцевый песок, и как сорбционный для извлечения истинно-растворенных веществ. В таблице приведены средние значения контролируемых показателей и диапазон их колебаний.

Таблица

Результаты работы установки

Место отбора проб	Взвешенные вещества, мг/л	Нефтепродукты, мг/л	БПК, мг/л	РН
Исходная сточная вода	20-40/32	1-5/4,2	10-25/20	7,0-7,5
После установки	1-3,5/3	0,05	3	6,5-8,5
Требования к сбросу в водоем	3	0,05	3	6,5-8,5

В процессе исследований шунгитовая порода использовалась в качестве сорбционной загрузки вместо активированного угля в блоке доочистки «БДО» нефтесодержащих сточных вод (гигиенический сертификат № 77ФЦ0348П38612С8 от 05.08.98ОШ2СВ от05.08.98).

В течение всего периода наблюдений установка работала стабильно, качество очищенной сточной воды удовлетворяло требованиям ПДК для рыбохозяйственных водоемов.

При обобщении данных лабораторных исследований по изучению применимости шунгитовой породы III разновидности Зажогинского месторождения в качестве сорбционного материала для доочистки нефтесодержащих сточных вод и опыта практического использования определены его основные эксплуатационные характеристики в технологических процессах очистки, варианты регенерации шунгита для его повторного использования.

Установлены числовые показатели важнейших сорбционных характеристик шунгита: емкость 12,0 г/л и время контакта сорбции 16 минут, используемые для расчета оптимальных параметров аппаратурного оформления процесса и не уступающие по этим показателям основным типам активных углей, применяемых в аналогичных целях [4].

Выявлены, наряду с сорбционными окислительные свойства шунгита по отношению к органическим загрязнителям, что в совокупности может привести к дополнительному эффекту очистки стоков от них.

Показана высокая степень извлечения эмульгированных и истинно-растворенных веществ на сорбционной стадии, позволяющей снизить до требуемого уровня содержания в очищаемой воде.

Подтверждена целесообразность регенерации отработанного шунгита способом парогазовой активации, улучшающим сорбционные характеристики природного сорбента. В случае отсутствия необходимого оборудования однократную регенерацию шунгита предлагается проводить обжиговым способом на открытом воздухе. На основании результатов, полученных при изучении режимов регенерации отработанных образцов шунгита, можно говорить о шунгите как о сорбционном материале многократного использования.

В 2003 ВИМСом и фирмой « ИНДЕЛАКТ» осуществлен полный комплекс работ по созданию и пуску в эксплуатацию системы доочистки «БДО» оборотной воды участка мойки грузового автотранспорта на ООО «Агригазавтосервис» г. Малоярославец [2].

Таким образом Зажогинские шунгиты можно отнести к классу природных углеродминеральных сорбентов с развитой мезо-пористой поверхностью, способных эффективно конкурировать с активированными углями в процессах очистки сточных вод от низко- и высокомолекулярных органических соединений. Их можно рекомендовать в качестве безопасных сорбционных материалов для использования в процессах, требующих

выполнения санитарно-гигиенических правил и норм по составу воды для водных объектов в пунктах хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования.

Литература

1. Адельшин А.А. Устройство для очистки нефтесодержащих сточных вод // Водоочистка, 2011. – № 8. – С. 17-23.
2. Ануфриева С. И., Исаев В.И.,. Лосев Ю.Н., Крылов И.О. (ВИМС), Конышев (ГЕОТЕХВИМС). Шунгитовый сорбционный материал для очистки сточных и оборотных вод // Промышленная экология, 2008. – №4. – С 28-32.
3. Гришин Б.М., Андреев С.Ю., Бикунова М.В., Блажко С.И. Актуальные проблемы очистки сточных вод // Тезисы докладов Международной научно-технической конференции. – Изд. «ПГАСА», 2007. – С. 16-17.
4. Калинин А. И., Косцов В.И. Сорбент-катализатор для очистки природных и сточных вод и способ его получения //патент № 2470872. – С 4-6.

СНИЖЕНИЕ ТЕХНОГЕННОЙ НАГРУЗКИ ХРАНИЛИЩ ОТХОДОВ ОБОГАЩЕНИЯ НА АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

А.В. Стриженок

Научный руководитель профессор М.А. Пашкевич

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», г. Санкт-Петербург, Россия

Технологические процессы добычи и переработки полезных ископаемых неразрывно связаны с потреблением природных ресурсов и формированием отходов различных классов опасности. Накопление этих отходов на поверхности Земли и их воздействие на компоненты природной среды на сегодняшний день является одной из главных экологических проблем минерально-сырьевого комплекса России.

Ежегодно из недр Земли извлекается около 100 млрд. тонн полезных ископаемых, в результате добычи и переработки которых в окружающей природной среде накапливается около 17,4 млрд. т. твердых и жидких отходов. Только в России в 2012 году площадь земель, нарушенных в результате складирования этих отходов, составила более 5 миллионов гектаров, что привело к ухудшению санитарно-гигиенической обстановки на данных территориях, повышению заболеваемости и смертности населения, уменьшению видового разнообразия животных и растений, нарушению и видоизменению естественных ландшафтов, утрате природных ресурсов [1].

Особую значимость решение этой проблемы приобретает для территорий интенсивного техногенеза с локальной концентрацией горнодобывающих и горно-перерабатывающих предприятий, в частности, для района расположения крупнейшей в России апатит-нефелиновой обогатительной фабрики.

Вторая апатит-нефелиновая обогатительная фабрика (АНОФ-2) расположена в центральной части Кольского полуострова в непосредственной близости от города Апатиты. Она пущена в эксплуатацию в 1963 году и на сегодняшний день является одной из крупнейших в мире по переработке апатит-нефелиновых руд и производству апатитового концентрата. Результатом такого длительного и масштабного производства стало формирование одного из крупнейших в России по площади и объёму хранилища отходов обогащения.

Общая площадь хвостохранилища АНОФ-2 составляет 7,8 км^2, а периметр по дамбе обвалования – 11550 м. Ежегодно с обогатительной фабрики на хвостохранилище поступает более 6 млн. м^3 хвостов обогащения, а объём хвостов, уложенных с начала эксплуатации АНОФ-2, составляет 431,5 млн.м^3. Намывная дамба хвостохранилища на 2013 г. достигла высоты 72,4 м. и относится к сооружениям I класса капитальности.

Основное негативное воздействие на компоненты окружающей природной среды оказывает ветровое пыление пляжей и бортов дамбы хвостохранилища, в результате чего в атмосферный воздух региона ежегодно поступает более 250 тонн неорганической пыли с содержанием SiO_2 от 20 до 70%. Пыль, поступающая в атмосферу с поверхности хвостохранилища, приводит к формированию техногенных атмо-, гидро- и литохимических аномалий на территориях общей площадью более 100 км^2 и оказывает существенное негативное воздействие на растительные сообщества, произрастающие на данной территории. Однако наибольшей опасности подвергается город Апатиты и его жители: при интенсивной ветровой нагрузке атмохимический ореол загрязнения пылью хвостов достигает селитебной территории, что негативно сказывается как на санитарно-гигиенической обстановке в городе, так и на здоровье граждан в целом [1].

В соответствии с данными натурных наблюдений за пылением хвостохранилища АНОФ-2 средняя площадь пыления равна 8,2 га. Фактически пыление пляжной зоны хвостохранилища возможно только на тех участках, на которых в настоящее время не производится намыва хвостов и не проведена рекультивация. На участках активного намыва, пляжная зона находится в сильно увлажненном состоянии, что исключает возможность пылеобразования с этой поверхности. При этом пыление отсутствует в зимний период года с устойчивым снежным покровом и в паводковые периоды года с высокой влажностью атмосферного воздуха.

Существующая в настоящее время на производственном объекте технология закрепления пляжной зоны хвостохранилища анионной битумной эмульсией является основным средозащитным мероприятием и показывает высокую эффективность при использовании её в данных климатических условиях. Низкие среднегодовые температуры обеспечивают устойчивость битумной эмульсии и не допускают её плавления и распада на опасные легкорастворимые химические вещества. Однако способ, который используется для нанесения расплавленного битума на поверхность пляжей, в частности техника, осуществляющая закрепление, не может обеспечить максимальной эффективности использования данной технологии [1].

Сегодня на предприятии применяются прицепные гудронаторы, нанесение битумной эмульсии в которых осуществляется посредством самоизлива на поверхность хвостохранилища через распределительное устройство. В качестве тяговой силы используются тракторы на гусеничном ходу. У такого способа нанесения эмульсии существует ряд недостатков, основной из которых – это невозможность закрепления свеженамытых пляжей хвостохранилища, обладающих высокой влажностью и слабой несущей способностью. В период намыва хвостов пыление пляжной зоны не происходит, так как поверхность хвостохранилища сильно увлажнена. В первую неделю после окончания намыва хвостов на определённой территории поверхность хвостохранилища остаётся сильно увлажнённой, что исключает возможность пылевыделения с данной площади. Однако в силу преобладания мелкодисперсной фракции в хвостах АНОФ-2 (средневзвешенная крупность хвостов составляет 0,118 мм) поверхность хвостохранилища в летний период года высыхает в среднем за одну неделю, в то время как период полной усадки пляжа после его намыва составляет 1-2 месяца. В этот промежуток времени пляжи хвостохранилища на глубине более 20-30 см остаются сильно увлажнёнными и обладают минимальной несущей способностью, а с поверхности пляжной зоны уже происходит интенсивное пылевыделение под действием ветровой нагрузки [2]. Общая масса прицепного гудронатора с трактором составляет более 12 т., что делает невозможным передвижение данной техники по свеженамытым пляжам. Таким образом, использование данной технологии требует доработки для повышения эффективности пылеподавления.

Проанализировав сложившуюся ситуацию и проведя обзор существующих в мировой практике методов пылеподавления, их анализ и области применения, авторами была разработана и предложена к внедрению новая технология закрепления пляжей хвостохранилища анионной битумной эмульсией, в основе которой лежит использование современного транспорта, обладающего универсальной проходимостью по сильноувлажнённым, обладающим слабой несущей способностью грунтам. В качестве такого транспортного средства предлагается использование судна на воздушной подушке (СВП) с закреплённым на нём гудронатором.

При технологических расчётах и расчётах эколого-экономической эффективности предложенного технологического решения в качестве опытного образца использовалась модель СВП «Хивус-10» в грузовой комплектации. Данная модель обладает грузоподъёмностью 1680 кг, имеет длину 8,25 м. и ширину 3,08 м., и развивает скорость по твёрдым грунтам до 90 км/час [3].

Использование предложенной технологии нанесения анионной битумной эмульсии обладает рядом преимуществ и позволяет решить задачи, которые не под силу применяемой сегодня на производственном объекте технологии: обеспечение закрепления всей поверхности хвостохранилища, в том числе дамбы обвалования и свеженамытых пляжей, за исключением той зоны хвостохранилища, на которой производится намыв хвостов; отсутствие у СВП колёсной и гусеничной базы позволяет перемещаться по всей территории хвостохранилища, не нарушая целостности битумной плёнки, тем самым, практически, исключая возможность её разрушение в период неблагоприятных метеорологических условий; быстроходность СВП предоставляет возможность оперативного реагирования в период неблагоприятных метеорологических условий и своевременного устранения очагов пылевыделения.

Для выполнения поставленной задачи на СВП также предлагается установить более современную модель гудронатора, осуществляющую нанесение битумной эмульсии при помощи распределительных форсунок. Данная модель гудронатора обеспечивает однородность структуры и толщины битумной плёнки при её высыхании, а также меньший расход битумной эмульсии при той же прочности битумной плёнки. Замена класса или состава битумной эмульсии не потребуется - среднераспадающаяся анионная битумная эмульсия ЭБА-2 (содержание вяжущего с эмульгатором по массе 50-55%).

Ёмкость цистерны на модели гудронатора, предлагаемой к использованию, составляет 1,5 м^3. При плотности анионной битумной эмульсии (марка ЭБА-2) 0,8 г/см^3 такой объём цистерны оптимален для выбранной модели СВП (общий вес гудронатора с битумной эмульсией составит примерно 1,5 т). Анионная битумная эмульсия разогревается в гудронаторе до 60-70ºС и наносится на поверхность пляжей хвостохранилища ровным слоем, образуя при высыхании плотную плёнку толщиной 0,5-1 мм и прочностью 0,3 мПа. Расход битумной эмульсии в предлагаемой модели гудронатора составляет 1,5-1,75 л/м^2. Подогрев битумной эмульсии производится при помощи двух горелок, работающих на дизельном топливе. Расход топлива составляет 4-5 л/час. Распределитель материалов на данной модели гудронатора имеет длину 3,2 метра и 32 распределительные форсунки (на каждые 10 см длины распределителя материалов), обеспечивающие равномерное нанесение битумной эмульсии на поверхность пляжной зоны хвостохранилища [2].

В случае реализации предлагаемого природоохранного мероприятия общий расход битумной эмульсии в год составит не более 150 м^3. За один заход гудронатор обрабатывает полосу пляжа шириной 3,3 м. Среднее расстояние от дамбы обвалования до пруда отстойника на хвостохранилище АНОФ-2 составляет около 100 м. Таким образом, за один заход СВП с гудронатором может обработать площадь около 330 м^2, при этом расход битумной эмульсии на 1 заход СВП составит 0,53 м^3. Таким образом, полной цистерны битумной эмульсии (1,5 м3) достаточно для обработки около 1000 м^2 территории хвостохранилища. Дозаправка СВП битумной эмульсией в таком случае осуществляется в среднем на каждые 330 метров пройденного расстояния. Если принять время дозаправки равным примерно 10 минутам, то при средней рабочей скорости движения СВП около 4 км/час вся территория хвостохранилища, включая свеженамытые пляжи и дамбу обвалования, может быть обработана примерно за 20 часов.

В таком случае локальные нарушения битумной плёнки в случае неблагоприятных метеорологических условий, составляющие в среднем не более 500-1000 м^2, устраняются в течение нескольких минут без дозаправки битумной эмульсией. Данный факт подтверждает возможность использовать предложенную технологию закрепления пляжей хвостохранилища анионной битумной эмульсией для оперативного реагирования и

своевременного устранения очагов пыления в случае наступления на территории хвостового хозяйства неблагоприятных метеорологических условий.

Реализация данного мероприятия позволяет значительно снизить пыление свеженамытых пляжей хвостохранилища, а так же даёт возможность оперативного реагирования в период интенсивной ветровой нагрузки на тот случай, если защитная битумная плёнка нарушена или сорвана ветром и пляжи хвостохранилища остались открытыми. Эффективность пылеподавления, при реализации данного мероприятия и должном оперативном реагировании сотрудников предприятия, может составить до 96%. Таким образом, возможно снижение валового выброса пыли с хвостохранилища в атмосферный воздух с 250 т/год до 10 т/год.

Литература

1. Пашкевич М.А. Техногенные массивы и их воздействие на окружающую среду. – СПб.: СППГИ (ТУ), 2000. – 230с.
2. Сергеев С.В., Синица И.В. Негативное воздействие хранилищ отходов обогащения на окружающую среду и способы пылеподавления. // Известия Тульского государственного университета. – Серия «Геомеханика. Механика подземных сооружений». – Тула: Издательство ТулГУ, 2006. – Вып. 4.– С. 159-163.
3. Технические характеристики СВП Хивус-10 - http://www.aerohod.ru/hivus10.phtml.

УРАН И ТОРИЙ В СОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ПИТЬЕВЫХ ВОД ПАВЛОДАРСКОЙ ОБЛАСТИ (РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН)

Ш.Ж. Усенова
Научный руководитель профессор Л.П. Рихванов
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Вода является необходимой частью окружающей среды и оказывает существенное влияние на здоровье человека. Особенно это относится к той ее части, которая представляет собой питьевое водоснабжение. В последние годы наблюдается снижение качества воды поверхностных и подземных источников водоснабжения, что обостряет проблему чистой питьевой воды. В первую очередь, это связано с тем, что масштабы антропогенного воздействия стали соизмеримы со способностью гидросферы к самовосстановлению [1-2]. Однако, исследования ряда ученых показали, что весьма информативным субстратом для изучения состава воды является накипь, образующаяся в нагревательных приборах в результате многократного кипячения [3-6]. Солевые отложения, возможно, являются показателем химического состава воды, тем самым отражая ее качество.

Цель: оценить уровень содержания урана и тория и изменения показателя торий-уранового отношения в солевых отложениях и питьевой воде Павлодарской области.

Пробы были отобраны на следующих территориях: 11 районов Павлодарской области (Павлодарский, Майский, Лебяженский, Актогайский, Аксуский, Иртышский, Железинский, Баянаульский, Щербактинский, Успенский, Экибастузский) и 2 города Павлодар и Аксу. Общее количество проанализированных проб 136. Пробоотбор и пробоподготовка осуществлялись на основе патента №2298212 «Способ определения участков загрязнения ураном окружающей среды» [1]. Солевые отложения (накипь) были отобраны из эмалированных чайников с помощью ножа, изготовленного из нержавеющей стали. Отобранную накипь высушивали при комнатной температуре, затем истирали в агатовой ступке и упаковывали по 100 мг в алюминиевую фольгу. Накипь была исследована при помощи метода – нейтронно-активационного на базе лаборатории ядерно-геохимических методов исследования кафедры геоэкологии и геохимии Томского политехнического университета (аналитик – с.н.с. Судыко А.Ф.).

В результате проведенного исследования можно говорить о неравномерном распределении урана и тория в Павлодарской области.

По данным содержания урана необходимо выделить 4 района со средним показателем (50 мг/кг) – Павлодарский, Лебяженский, Екибастузский, Майский районы, со средним значением (27 мг/кг) – Актогайский, Щербактинский, Железинский районы. Возможной причиной полученных аномалий может носить как природный, так и антропогенный характер.

Если говорить о торие, то здесь ситуация выглядит иначе. По средним значениям (0,3 мг/кг) содержание тория наблюдается в следующих районах – Иртышский, Железинский, Актогайский, Аксуский, Екибастузский, Лебяженский; со средним значением (0,1 мг/кг) – Баянаульский, Павлодарский, Щербактинский, Успенский, Майский, что может быть обусловлено как антропогенными, так и природными факторами.

Необходимо сказать о том, что на основании полученных данных по содержанию урана и тория в солевых отложениях можно определить радиогеохимическую ситуацию в Павлодарской области. Важным показателем также является торий- урановое отношение, в большинстве случаев он либо меньше единицы или равен единицы, что указывает на урановую специализацию Павлодарской области. Необходимо отметить, что высокие концентрации урана в Лебяженском и Майском районах может быть обусловлено наличием бывшего Семипалатинского ядерного полигона, а в Павлодарском и Екибастузском районах питьевые воды подвержены антропогенной деятельности человека (ТЭЦ, ГРЭС, Павлодарский нефтехимический завод, Павлодарский химический завод, Электролизный завод). Существует природный фактор высокого содержания урана и тория в подземных водах, так как обусловлено влиянием уровня залегания горных пород.

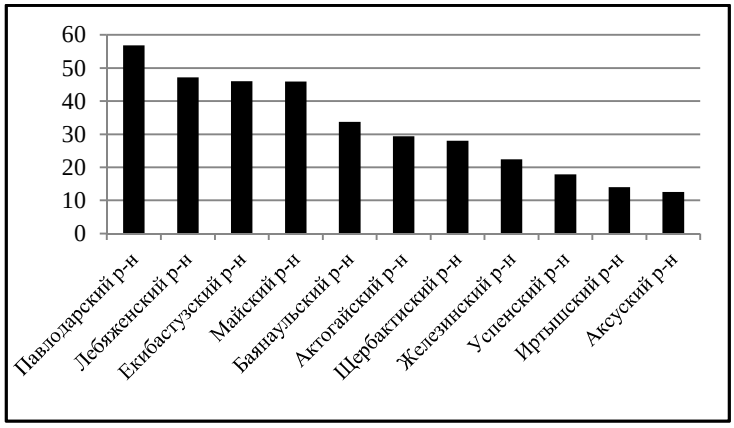


Рис. 1 Содержание U в солевых отложениях (накипи) питьевых вод Павлодарской области (мг/кг)

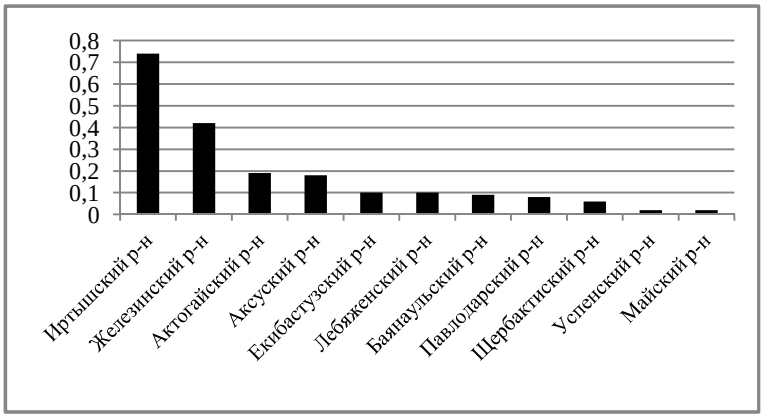


Рис. 2 Содержание Th в солевых отложениях (накипи) питьевых вод Павлодарской области (мг/кг)

Литература

1. Пат. № 2298212 Росси, МПК[7] G 01 V 9/00. Способ определения участков загрязнения ураном окружающей среды. Рихванов Л.П., Язиков Е.Г., Барановская Н.В., Янкович Е.П.; заявитель и патентообладатель Томский полит. Ун-т. – № 01200504848; Заявлено 04.07.2005; Опубл. 27.04.2007
2. Петин А.Н. Анализ и оценка качества поверхностных вод: учеб. пособие / А.Н. Петин, М.Г. Лебедева, О.В. Крымская. – Б.: Изд-во БелГУ, 2006. – 252 с.
3. Гидрохимические показатели состояния окружающей среды: справочные материалы / Т. В. Гусева, Я. П. Молчанова, Е. А. Заика и др. – СПб. : Эколайн, 2000. – 127 с.
4. Язиков Е.Г. Экогеохимия урбанизированных территорий юга западной Сибири: автореф. дис. … докт. геол.-мин. наук. – Томск, 2006. – 47 с.
5. Язиков Е.Г., Рихванов Л.П., Барановская Н.В. Индикаторная роль солевых образований в воде при геохимическом мониторинге//Известия вузов. Геология и разведка. – 2004. – № 1. – С. 67-69.
6. Язиков Е.Г., Барановская Н.В.. Рихванов Л.П. Использование солевых образований (накипи) для целей геохимического районирования территорий// Современные проблемы геохимии, геологии и поисков месторождений полезных ископаемых: Материалы Междунар. науч. конф.. посвящ. столетию со дня рожденич акад. К.И.Лукашева, 14-16 марта 2007 г. – Минск, 2007. – С. 252-254
7. Монголина Т.А. Геохимические особенности солевых отложений (накипи) питьевых вод как индикатор природно-техногенного состояния территории: автореф. дис. … канд. геол.-мин. наук. – Томск, 2011. – 21 с.

ОСНОВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ РЕКУЛЬТИВАЦИИ ТЕРРИТОРИЙ РАЗРАБОТКИ РОССЫПНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗОЛОТА В РЕСПУБЛИКЕ ХАКАСИЯ

И.В. Федотова

Научный руководитель профессор В.П. Парначев

Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Разработка месторождений россыпного золота оказывает значительное воздействие на окружающую природную среду, в которой изменяются естественный круговорот вещества, динамика природных процессов, структура и продуктивность биосистем. Прежде всего, это проявляется в изменениях ландшафтов, гидрологического, гидрохимического, гидробиологического режимов. Эта проблема становится весьма

актуальной, поскольку необходимо дать прогнозную оценку состояния нарушенных земель после проведения разработок россыпей и разработать мероприятия по снижению воздействия на окружающую среду.

Месторождения россыпного золота в Хакасии расположены на склонах гор, окаймляющих Минусинскую котловину с юга (Западный Саян) и запада (Кузнецкий Алатау). На восточном склоне Кузнецкого Алатау находятся россыпи: Саралинского, Коммунар-Балахчинского, Балыксинского золоторудно-россыпных районов. На северном склоне Западного Саяна расположен Анзас-Кизасский золоторудно-россыпной район.

Летом 2012 г. нами были проведены полевые исследования в Анзас-Кизасском золоторудном районе.

В этом районе, начиная с середины XIX века, периодически до настоящего времени проводилась добыча россыпного золота. Золотодобыча за этот период велась как мускульным подземным, так и открытым гидравлическим и дражным способами.

Территории, нарушенные разработками месторождений россыпного золота, представлены карьерными выемками, траншеями, отвалами вскрышных пород, отвалами промывки, технологическими водоемами, руслами водотоков. Практически полностью уничтожен почвенно-растительный покров, деформирована орографическая обстановка в сторону увеличения эрозионной напряженности рельефа, произошло нарушение целостности речного русла – дробление его на рукава и перекрытие отвалами. Естественные речные долины преобразуются в техногенные грядовые озерно-речные комплексы.

С точки зрения структурных изменений, произошедших при добычных работах, техногенные территории можно подразделить на несколько участков: русло водотока, пруды-отстойники, прибрежная и суходольная части. Место расположения русла, его длина и занимаемая площадь могут значительно отличаться от первоначальных. Условия формирования нового русла и технологических прудов-отстойников определяются рабочим проектом на отработку месторождения. Суходольная часть полигонов, представленная отвалами вскрышных пород и отвалами промывки, характеризуется большей высотой, чем естественные речные долины. Отвалы вскрышных пород, нагорные канавы имеют размеры и формы, созданные в процессе горноподготовительных работ [2].

Горные работы при разработке россыпных месторождений велись в пределах долинных физико-географических ландшафтов, где развиты наиболее богатые биогеоценозы. Горные выработки размещались на большом протяжении и вызвали полное или частичное нарушение долинного ландшафта. Полное нарушение сопряжено с уничтожением растительного и почвенного покрова на большой площади пойм, террас и склонов. Частичное нарушение связано с деградацией почв и разрушением растительного покрова на отдельных участках долины. В том и другом случае произошло изменение природного гидрологического режима водотоков за счет смещения русла в выработанное пространство, его спрямления и перегораживания плотинами, дамбами, отвалами.

Практически все исследованные полигоны в этом районе расположены в пределах старых участков разработки долинных россыпей, где горные работы ведутся и в настоящее время. Полное нарушение природных долинных ландшафтов наблюдалось на участках длительного использования дражной техники. Частичное нарушение отмечалось на полигонах, где россыпные месторождения поступили в эксплуатацию сравнительно недавно с использованием только промприборов.

Процесс рекультивации нарушенных земель подразделяется на два этапа. Первый этап - техническая или горнотехническая рекультивация, включающая работы по выполаживанию откосов выработок, планировке отвалов, нанесению плодородного слоя, мелиоративные и другие работы. Второй этап включает биологическую рекультивацию, включающую агротехнические и мелиоративные работы по восстановлению нарушенного плодородия после завершения на них горнотехнической рекультивации и их возвращению для сельскохозяйственного и лесохозяйственного пользования [1].

На всех полигонах исследуемой территории степень восстановления нарушенных земель путем рекультивации была крайне незначительна или же полностью отсутствовала. Биологический этап рекультивации отсутствовал полностью как на выработках прошлых лет, так и на современных разработках.

Однако проведение только горнотехнической рекультивации по нашему мнению может дать положительный эффект связанный с определенными возможностями природных ландшафтов к самовосстановлению. Проводимые на объектах горные работы должны базироваться на соблюдении основных законов сохранения природного равновесия, чтобы не допустить возрастание доли негативных факторов до появления необратимых процессов (развитие термокарста, оврагов, заболачивания и др.) после которых горнотехническая рекультивация нарушенных земель становится малоперспективной для их последующего естественного восстановления.

При разработке россыпей открытым способом происходит омолаживание ландшафта, т.е, перевод его на начальные стадии сукцессии. Рекультивационными горнотехническими мероприятиями (разравнивание, дренаж и т.п.) достигается приведение рельефа нарушенной территории к устойчивым формам в значительно более короткие промежутки времени, чем это происходит естественным путем. Ускоряется процесс естественной седиментации путем создания искусственных насыпных слоев горных пород. Образуются углы естественного откоса, создается устойчивый гидрологический режим грунтовых и поверхностных вод. Тем самым горнотехническую рекультивацию можно определить как комплекс мероприятий, способствующих ускоренному прохождению сукцессионного восстановительного ряда на двух начальных стадиях естественной стабилизации ландшафта.

На практике землеустроительные службы обычно ставят перед горнодобывающими предприятиями задачи полного выравнивания поверхностей и тем самым предопределяют создание искусственного рельефа, часто несходного с первоначальным. Между тем вопрос о целесообразности полного выравнивания

рекультивированных площадей еще недостаточно изучен и упрощенный подход к этому вопросу часто приводит к отрицательным результатам, которые приводятся в литературе. Например, скорость инфильтрации на выровненных площадях почти в 4 раза выше, чем на невыровненных, а приживаемость насаждений ухудшается и создается среда, непригодная для развития растительности. По существующим требованиям при проектировании и планировки площадей, нарушенных горными выработками, необходимо стремиться, чтобы выравнивание поверхности удовлетворяло нулевому балансу земляных работ. Профиль спланированной поверхности должен иметь правильные контуры при разности отметок между смежными участками не более 5 м и обладать односторонним или двухсторонним уклоном, либо имел вид пологой лощины. При создании котлованообразных поверхностей может происходить заболачивание, что является малоэффективным результатом рекультивации. При сплошной планировка рекультивируемых земель под сельскохозяйственные угодья уклон не должен превышать 1°. При уклоне 2-3° участки могут использоваться для полеводства; при 4-6° - для кормового оборота; при 7-12° - участки должны подготавливать для лесопосадок и посева долголетних трав [3].

Галечные отвалы дражных полигонов, содержащие более 40% грубообломочного материала, следует использовать для строительства дорог или должны выравниваться до появления слоя с достаточными количеством мелкозема, благоприятным для посадок растительности или самозарастания. По нашему мнению, отвалы прошлых лет, заросших растительностью, а также сформировавшиеся кормовые угодия не должны подвергаться рекультивации и подлежат переводу в категорию освоенных земель. Горнотехническая рекультивация тем самым обеспечивает создание искусственного рельефа, при котором формируются условия для ускоренного самозарастания нарушенных площадей.

По визуальным наблюдениям и документации прошлых лет можно предположить, что первые пять лет появляется лишь незначительная травянистая растительность с редкими кустами кипрея узколистного. На 10-20-летних отвалах наблюдается низкорослые деревца березы (преимущественно на гребнях отвалов) и достаточно густые заросли ивы около уреза воды. В некоторых долинах, где отсутствовали современные горные разработки, отвалы приблизительно 30-50-летних выработок имели установленные углы естественного откоса, все днища и склоны были покрыты травянистой и древесной растительностью с образованием довольно развитого почвенного покрова и была полностью восстановлена русловая деятельность ручьев. При этом биогенные компоненты ландшафта внешне были практически неотличимы от их природных аналогов ненарушенных земель.

На основе полученных результатов можно сделать следующие выводы:

Наиболее сильное влияние разработка россыпных месторождений золота открытым способом оказывает на нарушение природных ландшафтов, которое продолжается в золотоносных районах длительное время (более сотни лет). Естественное восстановление ландшафтов занимает достаточно длительный срок (десятки-сотни лет), связанный с особенностями сукцессионной динамикой развитая основных биогенных ландшафтных компонентов (почва, растительность). При относительно небольших нарушениях (сохранение основных черт первичного рельефа, частичной деградации почв и растительности) продолжительность естественного восстановление может составлять первые десятки лет.

Проведение рекультивации позволяет резко сократить время возвращения нарушенных земель в структуру земельного фонда путем ускорения начальной стадии сукцессионного восстановления природного ландшафта. Во многих случаях при ограниченной материальной базе особое место занимает горнотехническая рекультивация с созданием устойчивых форм рельефа с углами естественного откоса, с ускоренным восстановлением структурных горизонтов пород и режима поверхностных и грунтовых вод.

Литература

1. Глазырина, М.А. Биологическая рекультивация и мониторинг нарушенных промышленностью земель: Хрестоматия / М.А. Глазырина, Н.В. Лукина, Т.С. Чибрик, Е.И. Филимонова. – Екатеринбург: Изд-во Уральского государственного университета, 2008. – 256 с.
2. Космаков, В. И. Организация хозяйства в лесах, нарушенных золотодобычей / В. И. Космаков. – Новосибирск: Изд-во Наука, 2006. – 135 с.
3. Судаков К.Е., Соколов П.Я., Иванов А.Н. и др. Техническая рекультивация земель, нарушенных горными работами на россыпных месторождениях: рекомендации. – Иркутск: Упрполиграфиздат, 1987. – 88 с.

ФОРМЫ НАХОЖДЕНИЯ МЫШЬЯКА В ВЕРХНИХ ГОРИЗОНТАХ ПОЧВ ГЕОТЕХНИЧЕСКИХ СИСТЕМ ЮЖНОГО УРАЛА

К.А. Филиппова, Г.Ф. Лонщакова, С.Ю. Кайгородова
Институт минералогии УрО РАН, г. Миасс, Россия

В данной работе приводятся результаты определения форм нахождения мышьяка в верхних горизонтах почвенных разрезов, заложенных в разновозрастных геотехнических системах (ГТС) сформировавшихся на Южном Урале: Медногорская ГТС (Оренбургская область), Сибайская ГТС, Учалинская ГТС (Башкортостан), Карабашская ГТС (Челябинская область). Эти геотехнические системы, включающие карьеры, отвалы вскрышных пород, медно-серные, горно-обогатительные и медеплавильные комбинаты, хвостохранилища и прилегающие техногенно-трансформированные ландшафты, сформировались в результате разработки медноколчеданных месторождений. Мышьяк в медноколчеданных месторождениях может присутствовать в качестве примеси или образовывать собственные минералы, основной среди которых – арсенопирит. Являясь

токсичным элементом, мышьяк играет важную биохимическую роль, входя в состав растений, различных тканей человеческого организма. В связи с этим, важно помимо валовых концентраций определять формы нахождения элемента в почве, определяющие его доступность для растений.

Поскольку при аэральном загрязнении верхние генетические горизонты оказываются загрязненными максимально, рекомендуется для его оценки исследовать именно верхний горизонт [2]. Почвенные профили были заложены на техногенно-трансформированных участках геотехнических систем на расстоянии 1–2 км труб перерабатывающих комбинатов.

Основными зональными типами почв на Южном Урале являются серые лесные почвы (горно-лесная зона: Карабашская ГТС) и различные разновидности черноземов (степная зона: Сибайская, Учалинская, Медногорская ГТС).

В горно-лесной зоне среди зональных темно-серых и серых лесных почв развиты два подтипа: тяжелосуглинистые почвы зоны периодического увлажнения (приурочены к локальным понижениям рельефа с луговой и лугово-таежной растительностью) и супесные почвы с хорошим дренажем (участки локальных повышений рельефа под смешанным лесом). По механическому составу в составе серых лесных почв положительных элементов рельефа преимущественным развитием пользуется фракции крупного и мелкого песка (1.0–0.05 и 0.25–0.05 мм, соответственно). При переходе от элювиального (гумусово-аккумулятивный, А) к иллювиальному (горизонту В) не отмечается резкого перегиба кривой гранулометрического состава в сторону увеличения фракции ила. Таким образом, отсутствует один из основных диагностических признаков подзолообразования – дифференциация почвенного профиля. Кроме того, под гумусовым горизонтом отсутствуют морфолого-диагностические признаки процесса. Контакт горизонтов А и В хотя и резкий, но без признаков палевости, осветления.

В степной зоне основным зональным типом почв являются различные разновидности черноземов (черноземы выщелоченные, горные, обыкновенные, типичные тучные). Район исследований в степной зоне включает две разновидности перечисленных черноземов – выщелоченные и горные. В отличие от преобладающих зональных почв горно-лесной зоны, для черноземов степной зоны характерно накопление гумуса в почвенном профиле за счет отмирающей биомассы травяного покрова. Дерновой процесс, в отличие от тучных черноземов, либо выражен слабо, либо вообще не проявлен. Для большинства горных черноземов, сформировавшихся в условиях своеобразного, значительно расчлененного в условиях степи, рельефа в районе Медногорской ГТС (так называемый «Губерлинский мелкосопочник»), характерна последовательная смена при углублении гумусового горизонта на безгумусовый, с признаками иллювиального, до карбонатного в материнском суглинке.

Типичным для района Медногорской ГТС являются горные черноземы малогумусные легкого механического состава на двучленных материнских породах. В этом варианте, зачастую, подстилаются они суглинками более легкого механического состава, нежели в собственно гумусовом горизонте. За счет хорошей водопроницаемости и редуцированности профиля по всему разрезу окислительно-восстановительный потенциал имеет значения более +150 мВ. Поглощающий комплекс таких черноземов насыщен кальцием с подчиненной ролью магния.

В геологии, геохимии и почвоведении разработаны и применяются различные методические приемы получения и анализа форм нахождения элементов в почвах, главными среди которых являются методы химического фракционирования, в том числе основанные на последовательной экстракции из одной навески. Экстрагенты применяются в определенных режимах концентрации, температур и времени воздействия. При выборе реагентов и подборе условий экстрагирования важно знать, какую форму нахождения элемента в почве, осадке он экстрагирует, какую информацию несет находящийся в данной вытяжке химический элемент для понимания механизмов его связи с элементами матрицы.

В данной работе использован метод последовательных экстракций, предложный в Матера [3]. Методика учитывает прохождение процедуры последовательных экстракций по стадиям, которые интерпретируются как следующие потенциальные формы нахождения мышьяка: I стадия: – обменные формы, слабо связанные с матрицей; II стадия – мышьяк, связанный с карбонатными фазами; III стадия – мышьяк, связанный с оксидами марганца; IV стадия – мышьяк, связанный с аморфными оксидами железа; V стадия – мышьяк, связанный с «кристаллическими» формами железа; VI стадия – мышьяк, связанный с сульфидной и органической матрицей; VII стадия – остаточные формы, связанные с кристаллической решеткой силикатов.

Следует отметить, что опора только на методику постадийных экстракций в поиске ответа на вопрос о потенциальных формах нахождения микроэлементов в депонирующих средах может привести к частично искаженному представлению о реальной картине. Это обусловлено, главным образом, неполной селективностью экстрагентов и процессами реадсорбции элементов из вытяжки на материале пробы. Возникающие сложности из-за неоднозначной интерпретации результатов постадийных экстракций отмечают и российские и зарубежные исследователи [2].

Для определения валовой концентрации мышьяка пробу массой 1 г разлагали смесью кислот HCl (6 мл) – HNO_3 (2 мл) – HF (5 мл), затем упаривали с HF (5 мл), с HCl (6 мл) – HNO_3 (2 мл) и дважды с HNO_3 (2 мл). Сухой остаток растворяли в 100 мл 1н HNO_3. Содержание мышьяка в вытяжках определяли методом инверсионной вольтамперометрии на анализаторе ТА–4 (ФР.1.34.2005.02119). Перед анализом выполняли обработку вытяжек для устранения химических помех, влияющих на результат определения элемента, согласно МУ 31-11/05.

Высокий уровень валовых концентраций мышьяка в верхних горизонтах почвенных разрезах 192 мг/кг (Учалинская ГТС), 270 мг/кг (Сибайская ГТС), 293 мг/кг (Медногорская ГТС), 333 мг/кг (Карабашская ГТС) объясняется тем, что все разрезы заложены в импактной зоне геотехнических систем.

По результатам селективного фазового анализа установлено, что максимальной долей обменных форм мышьяка (22.3 %) характеризуется почва Карабаша (рис.), в то время как в трех других ГТС на долю подвижных форм приходится 0.9–4.8 %. Преобладающей формой связи для большей части мышьяка является фракция аморфных гидроксидов железа: 46 % (Учалинская ГТС), 64.7 % (Сибайская ГТС), 49.4 % (Медногорская ГТС), 36.5 % (Карабашская ГТС).

Значительная доля мышьяка в верхнем горизонте почв Учалов связана с сульфидной и органической матрицей (30.1%). В почвах же Медногорска и Сибая второй по значимости является фракция кристаллических оксидов железа, на долю которой приходится 22.7 % и 15.4 % от валового количества мышьяка соответственно. Значительное количество мышьяка в верхнем горизонте почв Карабаша связано с фракцией оксидов марганца (20 %). На долю прочносвязанных форм приходится от 6.9 % до 12.3 % от валового содержания мышьяка.

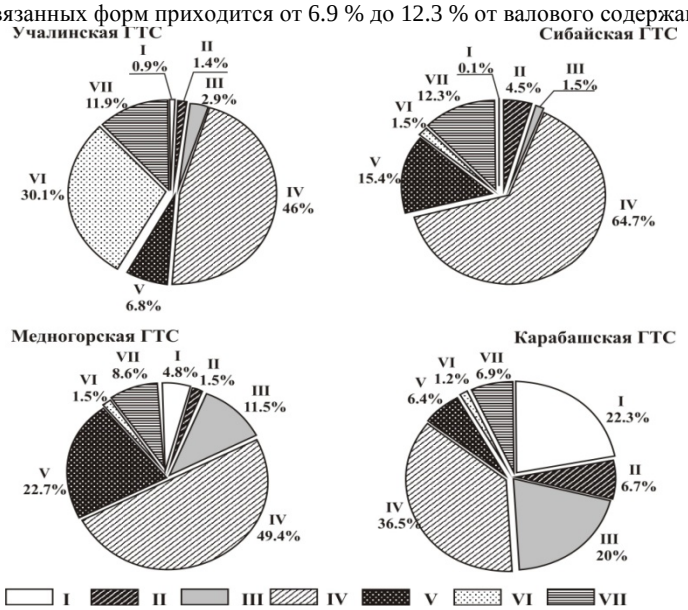


Рис. Потенциальные формы нахождения мышьяка в верхних горизонтах техногенных почв по данным селективных экстракций

I стадия: – обменные формы, слабо связанные с матрицей;
II стадия – мышьяк, связанный с карбонатными фазами;
III стадия – мышьяк, связанный с оксидами марганца;
IV стадия – мышьяк, связанный с аморфными оксидами железа;
V стадия – мышьяк, связанный с «кристаллическими» формами железа; VI стадия – мышьяк, связанный

Таким образом, наибольшей долей потенциально подвижных форм мышьяка характеризуется верхний горизонт почвенного профиля Карабашской ГТС, что определяет высокую степень эколого-токсикологической опасности. В процессе образования подвижных форм мышьяка и перераспределении элемента в профиле почвы ведущую роль играет почвообразовательный процесс [1]. Селективный фазовый состав As в верхних горизонтах почв, свидетельствует о преобладании связи элемента с фракцией слабо окристаллизованных гидроксидов Fe, что указывает на активные процессы оксидогенеза.

Исследования выполнены в рамках конкурсных программ фундаментальных исследований УрО РАН № 12-М-45-2072, № 12-И-5-2018, № 12-М-45-2051, № 12-У-1004.

Литература

1. Бабошкина С.В. Биогеохимическое поведение мышьяка в почвах Алтая // Ползуновский вестник, 2004. – № 2. – С. 182–189.
2. Водяницкий Ю.Н., Яковлев А.С. Оценка загрязнения почвы по содержанию тяжелых металлов в профиле // Почвоведение, 2011. – № 3. – С.329–336.
3. Matera V., Le Hecho I., Laboudigue A., Thomas P., Tellier S., Astruc M. A methodological approach for the identification of arsenic bearing phases in polluted soils // Environmental pollution, 2003. – 126. – С. 51–64.

ВОЗМОЖНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВЫСШИХ ВОДНЫХ РАСТЕНИЙ (ВВР) ПРИ ОЧИСТКЕ СТОЧНЫХ ВОД

Г.Г. Хайруллина

Научный руководитель доцент Э.М. Зайнутдинова

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

Катастрофически увеличивается количество различных водоемов, основных и малых рек, где качество воды оценивается как неудовлетворительное практически для всех видов пользования. Наибольший вред приносят рекам и природным водоемам различного рода стоки, т.к. в них попадают как отходы производств, так и недоочищенные, хлорированные и т.п. стоки, из-за чего происходит эвтрофирование этих рек и водоемов. Такие бассейны практически становятся мертвыми [9]. Проблема обработки стоков актуальна во многих местах, где на относительно малых площадях сконцентрировано большое количество требуемых очистки вод различного происхождения.

Из наиболее распространенных способов доочистки поверхностных стоков является выдерживание их в биологических прудах-отстойниках, в которых концентрация загрязнителей в течение того или иного периода времени снижается до требуемых норм за счет естественного процесса самоочищения, который осуществляется микроорганизмами, водорослями, беспозвоночными организмами и высшими водными растениями (ВВР).

Способность высших водных растений удалять из воды загрязняющие вещества - биогенные элементы (азот, фосфор, калий, кальций, магний, марганец, серу), тяжелые металлы (кадмий, медь, свинец, цинк), фенолы, сульфаты - и уменьшать ее загрязненность нефтепродуктами, синтетическими поверхностно-активными веществами, что контролируется такими показателями органического загрязнения среды, как биологическое потребление кислорода (БПК) и химическое потребление кислорода (ХПК), позволила использовать их в практике очистки производственных, хозяйственно-бытовых сточных вод и поверхностного стока [10].

Водные растения в водоемах выполняют следующие основные функции [6]:

1) фильтрационную (способствуют оседанию взвешенных веществ);

2) поглотительную (поглощение биогенных элементов и некоторых органических веществ);

3) накопительную (способность накапливать некоторые металлы и органические вещества, которые трудно разлагаются);

4) окислительную (в процессе фотосинтеза вода обогащается кислородом);

5) детоксикационную (растения способны накапливать токсичные вещества и преобразовывать их в нетоксичные).

Растения способны извлекать из воды многие жизненно важные для них элементы и органические соединения и этим снижать степень эвтрофирования водоемов [1]. Кроме растворенных в воде веществ водные растения способны включать в свой метаболизм некоторое количество осевших на. Их поверхности органических и минеральных взвесей. Часть их трансформируется в растительных тканях и аккумулируется в надводных и подземных органах водных растений. По данным 1 га густых зарослей тростника может аккумулировать в своей биомассе до 6 т различных минеральных веществ, в том числе калия - 860 кг, азота - 170 кг, фосфора - 120 кг, натрия - 450 кг, серы - 280 кг, кремния - 3700 кг. По другим данным [4], тот же тростник при урожае 44 т/га (сухого вещества) аккумулирует в своей массе до 670 кг азота, 280 кг фосфора, 420 кг калия, 200 кг кальция, 400 кг хлора и многие другие вещества. Погруженные растения на 1 кг сухой массы аккумулируют в среднем 50 г азота, 3 г фосфора и 45 г калия [7].

Концентрация химических элементов в тканях растений находится в зависимости от их содержания в грунтах и воде [6]. Водные растения извлекают из воды не только необходимые им биогенные элементы, но и соединения тяжелых металлов, синтетические поверхностно-активные вещества и многое другое.

Поглощение растениями минеральных веществ характеризуется видовой специфичностью и может достигать довольно существенных величин. Наибольшая аккумулирующая способность тяжелых металлов отмечена у погруженных растений, среди которых по интенсивности накопления выделяются харовые водоросли, элодея, роголистник, рдесты, уруть. По данным, погруженные растения накапливают тяжелые металлы в 10 раз интенсивнее водно-воздушных. Некоторые растения аккумулируют эти соединения избирательно. Так, ряска накапливает достаточно много бора, харовые водоросли - медь, тростник - ртуть. Интенсивность поглощения токсичных соединений зависит от времени года и развития растений; наибольшее содержание элементов наблюдается в период их интенсивного роста, а наименьшее - осенью [8].

Тяжелые металлы представляют особую опасность в связи с их возможным движением по пищевым цепям в водоеме. В наибольшей концентрации тяжелые металлы обнаруживаются в скелете (костях) рыб, в несколько меньшей - во внутренних органах, и наименьшее их количество приходится на единицу массы мышечных тканей рыб. Высокое содержание ряда тяжелых металлов в мышечной массе рыб авторы связывают с близостью расположения к акватории индустриальных, сельскохозяйственных и других источников загрязнения.

Сооружения для биологической (биохимической) очистки сточных вод могут быть разделены на два основных типа:

1) сооружения, в которых биологическая очистка осуществляется в условиях, близких к естественным (поля фильтрации и биологические пруды). Сточная жидкость очищается на них довольно медленно за счет запаса кислорода в почве и в воде биологических прудов, а также вследствие жизнедеятельности микроорганизмов-минерализаторов, окисляющих попадающие в почву и воду органические загрязнения;

2) сооружения, в которых очистка сточных вод осуществляется в искусственно созданных условиях (биологические фильтры и аэротенки). В этих сооружениях искусственно создаются условия, при которых процессы очистки сточных вод идут значительно интенсивнее.

Очищенную сточную воду для обезвреживания и уничтожения оставшихся болезнетворных микроорганизмов перед спуском в водоем следует дезинфицировать. Так как требования к степени очистки сточных вод повышаются, их подвергают доочистке. Для этой цели применяют двух- и многослойные песчаные фильтры, контактные осветлители, микрофильтры. Для доочистки используют также биологические пруды, заполненные ВВР[3].

Анализ материалов по способности растений к накоплению тяжелых металлов показывает, что часть водных растений не способна длительно существовать при наличии тяжелых металлов в водной среде. Поскольку такие тяжелые металлы как железо, цинк, марганец и медь являются биоэлементами, то многие водные растения способны накапливать их большие количества, многократно превышающие их концентрации в воде. В процессе эволюции растения- аккумуляторы сформировали специальные механизмы устойчивости к тяжелым металлам, такие как способность аккумулировать токсичные элементы в метаболически инертных органах и органеллах, способность включать их в хелаты - вещества, образующие с металлом комплексные соли, в которых металл закреплен по всем валентностям и находится внутри молекулы, вследствие чего, возможность его вступления в реакцию резко снижается. Хелатирование металлов является одним из важных механизмов детоксикации тяжелых металлов и осуществляется с помощью аминокислот, органических кислот и двух классов пептидов: фитохелатинов и металлотионеинов. Эти механизмы позволяют осуществлять перевод токсичной формы тяжелого металла в физиологически безопасную [2].

Проведенные исследования [2] позволили составить ряд молярной токсичности металлов для водных растений, которая зависит от химических особенностей каждого металла и от деталей его биохимического цикла:Ртуть>Медь>Кадмий>Железо>Хром>Цинк>Кобальт>Марганец. Порядок расположения металлов в ряду слева направо отражает увеличение молярного, количества металла, необходимого для проявления эффекта токсичности, т.е. смертности водных организмов. Минимальная молярная величина относится к металлу с наибольшей токсичностью. Таким образом, к наиболее опасным элементам относятся ртуть, медь, серебро и кадмий, к наименее опасным -марганец.

В силу своей простоты метод очистки сточных вод при помощи высших водных растений с высокой степенью эффективности применим на различного рода объектах промышленных и хозяйственно-бытового происхождения, на водоемах, озерах, прудах, зонах отдыха и т.п. Таким образом использование высших водных растений для очистки сточных вод является одним из актуальных в настоящее время методов.

Литература

1. Бреховских В.Ф. и другие. Особенности накопления тяжелых металлов в донных отложениях и высшей водной растительности заливов Иваньковского водохранилища. // Водные ресурсы, 2001. – Т. 28. – №4. – С. 441-447
2. Воробьев В.И., Шкодин Н.В. Биогеохимическая ситуация и применение микроудобрений в нерестов выростных хозяйствах дельты Волги. // Роль микроэлементов в жизни водоемов. – М.: Наука, 1980. – С.75-106.
3. Гигевич Г.С., Власов Б.П., Вынаев Г.В. Высшие водные растения Белоруссии. – Минск: БГУ, 2001. – 290 с.
4. Гигевич Г.С., Жуховичцкая А.Л. Экспериментальное изучение поглощения биогенов высшими водными растениями / Г.С. Гигевич, А.Л. Жуховичцкая, М.П. Оношко, В.А. Генералова // Прикладная лимнология: Сборник научных статей. – Минск: БГУ, 2000. – 108с.
5. Гриценко А.И., Акопова Г.С. Экология. Нефть и газ. – М.: Наука, 1997. – 598 с.
6. Калайда, М.Л. Аккумулирование загрязняющих веществ водными растениями и возможности утилизации растительной массы / М.Л. Калайда, С.Д. Борисова // Бутлеровские сообщения, 2010. – Т.21. – №9. – С.33-39.
7. Панин М.С., Свидерский А.К. Аккумуляция меди, цинка, кадмия, хрома макрофитами реки Иртыш // Водные биологические ресурсы, 2001. – №3. – С.67.
8. Перевозников М.А. Методические указания по очистке искусственными сорбентами рыбного сырья, загрязненного тяжелыми металлами. – Спб.: ГосНИОРХ, 1997. – 25с
9. Тимофеева С.С. Биотехнология обезвреживания сточных вод // Хим. и технол. воды, 1995. – 17. – № 5. – С. 525-532.
10. Фомина Е. С., Трошина Е. А.. Влияние высшей водной растительности на доочистку сточных вод. // Сборник статей III межвузовской конференции "Современные проблемы экологии. – Житомир, 2006.

ОЦЕНКА СОДЕРЖАНИЯ И ВЫНОСА ОРГАНИЧЕСКИХ ВЕЩЕСТВ С БОЛОТ ЮЖНО-ТАЕЖНОЙ ПОДЗОНЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Ю.А. Харанжевская

Сибирский НИИ сельского хозяйства и торфа Россельхозакадемии, г. Томск, Россия

Хозяйственное освоение болот и заболоченных территорий Западной Сибири становится всё масштабнее и сопровождается строительством городов и вахтовых посёлков, дорог, магистральных и сборных трубопроводов, вырубкой лесов, что зачастую приводит к деградации земель и загрязнению водных ресурсов. Главной проблемой таких территорий является отсутствие грамотных подходов к оценке состояния и определении интенсивности антропогенной нагрузки. Проблема встает особенно остро на участках нефте- газо- и торфодобычи при разработке проектов рекультивации. Поэтому в условиях высокой заболоченности исследуемой территории особую важность приобретают региональные исследования химического состава болотных вод, которые призваны обеспечить достаточный объём информации для оценки экологического

состояния заболоченных территорий, нормирования антропогенной нагрузки и определения границ устойчивости ландшафтов в условиях их интенсивного хозяйственного освоения. Исследования, проведенные целым рядом авторов [3-5], показали, что болотные воды в естественном состоянии содержат в высоких концентрациях органические вещества железо и ионы аммония значительно превышающих установленные предельно допустимые нормы. Высокие концентрации этих показателей определяют соответствующее превышение и для речных вод Западной Сибири. Особенности состава болотных вод с точки зрения принятых норм ПДК позволяют характеризовать их как, несомненно, загрязненные, а данная территория характеризуется как неблагоприятная для водопользования. Между тем отмеченные высокие концентрации некоторых компонентов в первую очередь определяются природными процессами, протекающими в торфяной залежи болот, и не являются следствием процесса техногенного загрязнения. С учетом этого для выявления антропогенного загрязнения речных вод и анализа экологического состояния заболоченных территорий особенно важно оценить величину выноса органических и минеральных веществ с естественных болот расположенных вне зоны хозяйственной деятельности человека. Поэтому целью данной работы является анализ содержания и оценка выноса органических веществ с болотными водами.

Исследования проводились в пределах верхового болота в бассейне р. Ключ. Отбор проб на химический анализ осуществлялся в характерных болотных биогеоценозах (высокий рям, низкий рям, осоково-сфагновая топь) из специально организованных в торфяной залежи скважин с периодичностью 1 раз в месяц с апреля по сентябрь в период 2006-2010 гг. Определение концентрации $C_{вдр}$ выполнялось в лаборатории аналитических исследований ГНУ СибНИИСХиТ в соответствии [1]. Расчет стока проводился для каждого болотного биогеоценоза методом склонового стекания [2]. Вынос водорастворимого углерода определялся как произведение его концентрации на фильтрационный расход торфяной залежи.

Проведенные исследования показали, что в среднем содержание $C_{вдр}$ в болотных водах составляет 62,3 мг/л. Отмечается тенденция увеличения концентрации углерода водорастворимого от периферии к центру болотного массива. В среднем за исследуемый период наблюдения получено следующее содержание углерода в болотных водах: высокий рям - 80 мг/л, низкий рям – 60 мг/л, осоково-сфагновая топь – 47,3 мг/л (рис. 1).

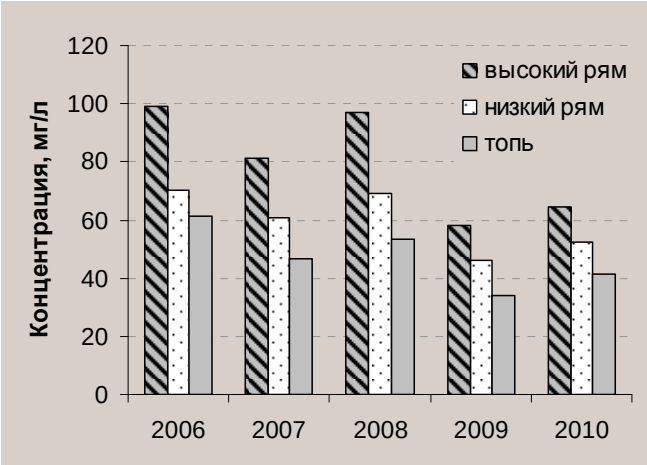


Рис. 1 Динамика содержания $C_{вдр}$ в болотных водах

Увеличение концентрации $C_{вдр}$ в болотных водах на окраине болотного массива определяется более высокой интенсивностью водообмена и более благоприятными условиями для разложения растительных остатков. Годовая динамика углерода характеризуется накоплением $C_{вдр}$ в воде в июле, августе иногда сентябре. В этот период концентрация водорастворимого углерода в среднем составляет: высокий рям – 92 мг/л, низкий рям – 66,2 мг/л, осоково-сфагновая топь – 51,7 мг/л.

Величина выноса водорастворимого углерода кроме его содержания в болотных водах определяется положением уровней болотных вод и проточностью торфяной залежи. Поэтому максимальные значения выноса за год наблюдаются в период весеннего подъема вод, реже в период летних и осенних дождей. При этом зачастую в летний период отмечается снижение выноса водорастворимого углерода вследствие уменьшения или полного прекращения стока с болот. В среднем за исследуемый период величина выноса $C_{вдр}$ составила 1696 кг/км^2. Максимальный вынос водорастворимого углерода отмечен в 2009-2010 гг.: высокий рям – 3368 кг/км^2, низкий рям – 925 кг/км^2, осоково-сфагновая топь –2554 кг/км^2. Суммарный вынос $C_{вдр}$ с болот за период исследований составил 25 т/км^2 (рис. 2).

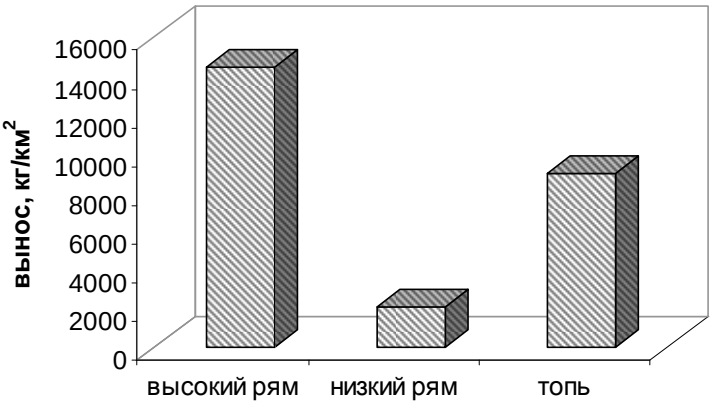


Рис. 2 Суммарный вынос $C_{вдр}$ за период 2006-2010 гг.

Вынос углерода водорастворимого с болотными водами составляет от 36 до 90 % суммарного стока $C_{вдр}$ речными водами в замыкающем створе бассейна р. Ключ.

Таким образом вынос водорастворимого углерода с болот достаточно высокий и за период исследований составил 25 т/км^2, составляет от 36 до 90 % суммарного стока $C_{вдр}$ речными водами в замыкающем створе бассейна р. Ключ. Поэтому содержания и вынос $C_{вдр}$ представляет собой весьма важную характеристику территории, которую необходимо учитывать при оценке состояния окружающей среды и объектов водопользования. Изучение вопроса миграции органических веществ приобретает особую важность в условиях образования подвижных комплексов гуминовых и фульвокислот с тяжёлыми металлами, что должно учитываться при размещении крупных промышленных объектов на заболоченных территориях, при территориальном планировании и формировании структуры водоотведения.

Литература

1. Воробьева Л.А. Химический анализ почв. – М.: Изд-во МГУ, 1998. – 272 с.
2. Иванов К.Е. Водобмен в болотных ландшафтах. – Л.: Гидрометеоиздат, 1975. – 280 с.
3. Савичев О.Г. Химический состав болотных вод Томской области (Россия) в естественном и нарушенном состояниях // Торф в решении проблем энергетики, сельского хозяйства и экологии : Материалы международной конференции. – Минск, 2006. – С. 242-245.
4. Харанжевская Ю.А., Воистинова Е.С., Иванова Е.С. Химический состав и качество болотных вод в бассейне р. Чая // Сибирский экологический журнал, 2011. – № 1. – С. 137-145.
5. Шварцев С.Л., Рассказов Н.М., Сидоренко Т.Н., Здвижков М.А. Геохимия природных вод района Васюганского болота // Большое Васюганское болото. Современное состояние и процессы развития. – Томск: Изд-во Института оптики атмосферы СО РАН, 2002. – С. 139-149.

ПРИМЕНЕНИЕ ДИСТАНЦИОННЫХ МЕТОДОВ В ИЗУЧЕНИИ РАСТИТЕЛЬНОСТИ, НАБЛЮДЕНИЯ И ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЛЕСНЫХ ПОЖАРОВ

Хоанг Зыонг Хуан
Научный руководитель аспирант Ю.Г. Никитина
Национальный исследовательский Иркутский государственный технический университет, г. Иркутск, Россия

Дистанционное зондирование Земли (ДЗЗ) — получение информации о земной поверхности (включая расположенные на ней объекты) без непосредственного контакта с ней, путем регистрации приходящего от нее электромагнитного излучения. Методы дистанционного зондирования основаны на том, что любой объект излучает и отражает электромагнитную энергию в соответствии с особенностями его природы. Различия в длинах волн и интенсивности излучения могут быть использованы для познания свойств удаленного объекта без непосредственного контакта с ним [1].

Дистанционное зондирование сегодня — это огромное разнообразие методов получения изображений практически во всех диапазонах длин волн электромагнитного спектра от ультрафиолетового до дальнего инфракрасного и радиодиапазона, самая разная обзорность изображений — от снимков с метеорологических геостационарных спутников, охватывающих практически целое полушарие, до детальных съемок участка в несколько сотен квадратных метров [1].

В настоящее время благодаря современным аэросъемкам и зондированию Земли из космоса стало реальным комплексное познание земной поверхности и недр, прогнозирование природных ресурсов, изучение состояния и изменений окружающей среды под воздействием техногенеза, организация оперативного мониторинга важнейших природных сред Земли. Методы дистанционного зондирования открыли широкие

перспективы для географических, геолого-геофизических, гидрологических, почвенных и ландшафтных исследований, во многом предопределили пути развития тематической картографии.

Одним из наиболее широко используемых методов дистанционных зондирований – Это исследование растительности, в том числе естественной растительности и сельскохозяйственных культур. Дистанционное изображение может определить некоторые характеристики растительности: как место положения растительности, классификации состояния наложения растительности (рис. 1).

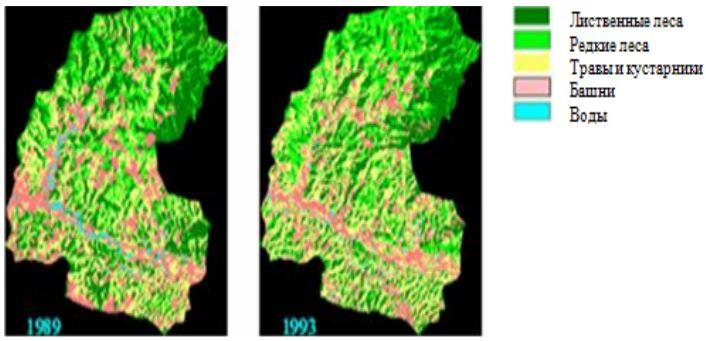


Рис. 1 Изменение состояния леса в 1989 и 1993 гг. [3]

Использование данных дистанционного зондирования различного пространственного разрешения позволяет значительно сократить временные затраты на эколого-экономическую оценку ущерба от лесных пожаров. Так же применение дистанционного зондирования земли позволяет проводить оперативную оценку очагов возгорания и принимать своевременные решения по управлению деятельностью лесоохранных служб. Суть данного метода заключается в наложении контура гари, определенного по космическим снимкам с помощью визуального дешифрирования, либо автоматической классификации, на цифровую карту породного состава лесов и определения площади выгоревших выделов различных пород деревьев. Использование разновременных космических снимков позволяет выявлять новые объекты на лесной территории в задачах мониторинга целевого использования лесного фонда [2] (рис. 2).

Система дистанционного зондирования пожаров позволила обеспечить качественной и актуальной информацией органы власти, спасательные службы, лесоохрану; автоматизировать процесс обнаружения источника пожаров для их быстрой нейтрализации.

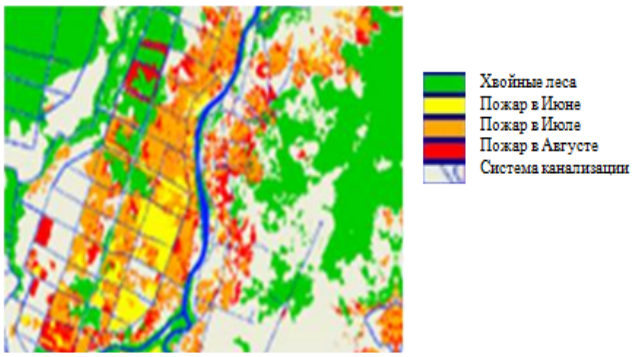


Рис. 2 Карта наблюдения пожарной безопасности лесов [3]

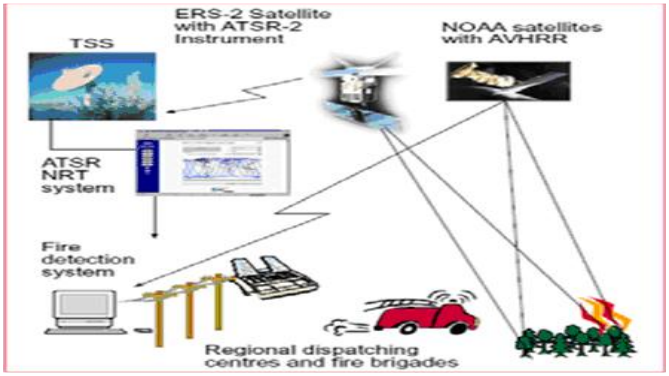


Рис. 3 Система прогнозирования пожарной безопасности лесов Спутникам NOAA и ERS [3]

Литература

1. Бирюкова Е.В. Методы экологических исследований: учебно-методическое пособие / Е.В. Бирюкова, К.И. Дагаргулия, А.Ю. Прибылов, В.В. Черная. – Рязань: Ряз. гос. ун-т им. С.А. Есенина, 2007. – 76 с.
2. Обзор работ в области экологии основанный на Дистанционном зондировании и ГИС. Центр дистанционного зондирования и геоинформационных систем – Режим доступа: http://www.gis-terra.kz/services/dz/use, свободный.
3. Нгуен Вьет Куан. Применение ДЗЗ в изучении окружающей среды // Персональный сайт « Геоинформационная система » - Режим доступа: http://vietquanpro.blogspot.ru/2012/08/ung-dung-vien-tham-vao-trong-moi-truong_24.html, свободный.

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ИНТЕГРАЛЬНОГО НЕГАТИВНОГО АНТРОПОГЕННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРИ РАЗРАБОТКЕ РУДНО-РОССЫПНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗОЛОТА

Д.Л. Чубаров

Научный руководитель доцент Н. В. Крепша

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Золотодобывающая промышленность России – крупнейший производственный комплекс с сотнями предприятий, ведущих добычу коренного и россыпного золота. Исследование экологических проблем территорий золотоносных месторождений очень актуально, так как за долгий период эксплуатации месторождений природной среде наносится огромный экологический ущерб.

Исследование экологических проблем данной территории очень актуально, так как за столь долгий период эксплуатации месторождения природной среде нанесен большой экологический ущерб.

Цель работы – разработать методику количественной оценки интегрального негативного антропогенного воздействия на рудно-россыпные месторождения золота.

Для достижения этой цели были поставлены следующие задачи:

изучить методики оценки негативного антропогенного воздействия, закрепленные ГОСТами и на их основе разработать более совершенную методику;

применить данную методику к одному из рудно-россыпных месторождений, оценив его экологическое состояние.

Промышленная оценка россыпных месторождений проводится по принципу последовательного приближения Особенности промышленной оценки и разработки рудно-россыпных месторождений подробно описаны в [1]

Стоит отметить, что существующие ГОСТы, например, ГОСТ Р 14.13-2007 «Оцека интегрального воздействия объектов хозяйственной деятельности на окружающую среду в процессе производственного экологического контроля», не определяют четких критериев для оценки экологического состояния территории, а предлагает работникам предприятий самим оценить, оказывает ли их предприятие воздействие на окружающую среду.

Поэтому разработка оптимальной методики оценки экологического состояния – очень важный раздел изучения проблемы экологического состояния, ведь не все виды негативных воздействий оказывают одинаковое влияние на общее экологическое состояние месторождения. Отсюда возникает необходимость класификации видов негативного антропогенного воздействия по степени опасности влияния на общее экологическое состояние месторождения (табл.).

Таблица

Класификация основных видов антропогенных воздействий по степени влияния на общее экологическое состояние месторождения

Вид воздействия	коэфициент
Нарушение рельефа;	γ
Загрязнение подземных и поверхностных вод;	
Загрязнение территории халькофильными элементами.	
Образование депрессионных воронок;	β
Уничтожение растительного покрова;	
Изменение интенсивного русла рек и их водного режима;	
Загрязнение атмосферы;	σ
Нарушение почвенно-растительного слоя прибрежной зоны;	
Загрязнение почвенно-растительного слоя;	

Здесь γ, β и σ – коэфициенты значимости данного критерия относительно интегрального негативного антропогенного воздействия; γ = 2; β = 1,5; σ = 1.

Конечным результатом исследования стала формула (1) для оценки общего балла негативного антропогенного воздействия для каждого из квадратов:

$$N = \mu\left(\sum_{k=1}^{n} \sigma * L_k + \sum_{m=1}^{n_1} \beta * L_m + \sum_{j=1}^{n_2} \gamma * L_j\right) [1]$$

N – суммарный балл негативного антропогенного воздействия; μ - коэффициент для ПКЗ; L_k, L_m, L_j – баллы по критерию, относящемуся к данной (по значимости) группе; n, n_1, n_2 - число критериев, относящихся к данной группе.

Каждый критерий оценивался по 5-бальной шкале. Ранжирование оценок проводилось по следующим показателям:

1) «Нарушение рельефа» – в зависимости от степени преобразованности естественного рельефа: < 10% территории квадрата – 0 баллов, 10 – 20% - 1 балл, 20 – 40% - 2 балла, 40 – 60% - 3 балла, 60 – 80% - 4 балла, 80 – 100% - 5 баллов (данным рекогносцировочных наблюдений и космического снимка территории);

2) «Загрязнение подземных и поверхностных вод» – в зависимости от отношения содержания токсичных элементов к ПДК: < 1 – 0 баллов, 1 – 1 балл, 1 – 1,5 – 2 балла, 1,5 – 2 – 3 балла, 2 – 2,5 – 4 балла, > 2,5 – 5 баллов (на основе химического анализа проб воды);

3) «Загрязнение территории халькофильными элементами» – в зависимости от отношения содержания сульфидов в почве, отвалах и водных системах к ПДК, по аналогии с предыдущим критерием;

4) «Образование депрессионных воронок» – в зависимости от количества на данной территории воронок депрессии: 0 – 0 баллов; 1-2 – 1 балл; 2-3 – 2 балла; 4-5 – 3 балла, 6-7 – 4; >7 – 5 (по данным рекогносцировочных наблюдений и космического снимка территории);

5) «Уничтожение растительного покрова» (вырубка леса) - в зависимости от количества вырубленных деревьев (по аналогии с критерием «Нарушение рельефа», по данным рекогносцировочных наблюдений и космического снимка);

6) «Изменение интенсивного русла рек и их водного режима» – в зависимости от того, насколько изменено естественное русло реки в данном квадрате: не изменено (в данном квадрате река вообще не протекает) – 0; слабо изменено – 1; русло реки частично изменено (или частично изменены русла притоков) – 2; русло основной реки изменено не сильно, однако, осушены ее притоки – 3; сильно изменено русло реки, но не сильно ее притоки – 4; и русло, и режим питания (притоки) изменены до неузнаваемости – 5;

7) «Загрязнение атмосферы» – в зависимости от степени концентрации в воздухе токсичных газов и вредоносных элементов (по аналогии с критериями 2 и 3);

8) «Нарушение почвенно-растительного слоя прибрежной зоны» – в зависимости от степени преобразованности естественного почвенно-растительного слоя, по аналогии с критерием 1 (по данным рекогносцировочных наблюдений и космического снимка территории);

9) «Загрязнение почвенно-растительного слоя» – в зависимости от отношения сожержания токсичных и других вредоносных элементов в почве к ПДК (по аналогии с критериями 2, 3 и 7).

Для решения второй задачи в качестве примера использования методики был взят Коммунаровский рудно-россыпной район. Его подробные физико-географические и минералогические характеристики описаны в [2]. Оценка производилась по данным рекогносцировочных наблюдений на месторождении, космического снимка территории месторождения и данным химического анализа проб воды, взятых на месторождении. В результате была получена схема негативных антропогенных нагрузок (рис.), из которой очевидно, что экологическое состояние данного района близко к критическому.

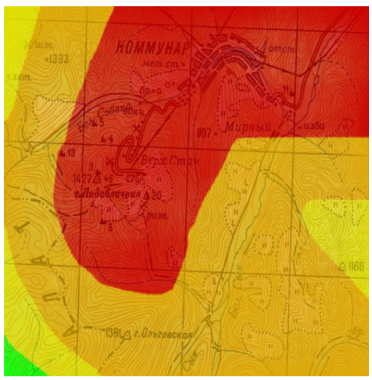


Рис. Итоговая схема негативных воздействий на ОПС в Коммунаровском золоторудном районе

- хорошее состояние
- удовлетворительное состояние
- нестабильное состояние
- критическое состояние

Литература

1. Chubarov D. L., Laletina L. V «Assessment of integratef negative human integrated negative human intervention on Saralinsky jre alluvial area»// European Science and Technology: Materials of the III International research and practice conference, Vol. II, Munich, October 30th – 31st, 2012/ publishing office Vela Verlag Waldkraiburg – Munich, Germany, 2012. – pp. 223 – 226.
2. Козлов В. В. «Особенности водопользования при добыче россыпного золота в Красноярском крае»// «Проблемы использования и охраны природных ресурсов Центральной Сибири». – Красноярск: КНИИГиМС, 2003.

ПРОБЛЕМА ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПРИРОДНЫХ ВОД ИОНАМИ ФТОРА В ЗОНЕ ВЛИЯНИЯ ОАО «АПАТИТ»

М.А. Чукаева

Научный руководитель профессор М.А. Пашкевич

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», г. Санкт-Петербург, Россия

ОАО «Апатит», расположенное в городе Кировске Мурманской области является крупнейшим производителем апатитового и нефелинового концентратов. Переработка апатитового и нефелинового концентратов осуществляется за пределами Мурманской области. В эксплуатации находятся 6 месторождений, переработка руды осуществляется на обогатительных фабриках АНОФ-2 и АНОФ-3. ОАО «Апатит» является градообразующим предприятием городов Кировск и Апатиты. Промплощадки предприятия находятся в непосредственной близости от жилых застроек, оз. Имандра, оз. Б. Вудъявр и уникального по качеству воды - оз. Умбозеро.

Отработка запасов месторождения, эксплуатация обогатительного комплекса и других производственных объектов оказывают негативное воздействие на поверхностные и подземные воды. В настоящее время очистка рудничных стоков происходит в сооружениях механической очистки и естественным путём при прохождении по самоточным подводящим и отводящим коллекторам через отстойники, по реке Саамской, далее по подводящему каналу поступают в ершовый смеситель, хлораторную и в ограждённую рассеивающей дамбой часть оз. Б. Вудьявр. Количество сбрасываемых сточных вод 59,6 млн м^3 в год. На выходе из рассеивающей дамбы качественная характеристика воды представлена в таблице.

Таблица

Качественная характеристика рудничных вод Оз. Б. Вудьявр после рассеивающей дамбы

Наименование ингредиентов	Средняя концентрация за год (мг/л)	ПДК (мг/л)
Взвеш. в-ва	8,5	10
Хлориды	6,7	350
БПКп	1,6	3
Аммоний	0,4	1
Нитриты	0,3	3,5
Фтор	3,4	1,2
Фосфаты по Р	0,8	1
Молибден	0,02	0,01

Как видно из таблицы, в результате сброса предприятием недоочищенных сточных вод, в оз. Б. Вудъявр, в р. Белой, впадающей в губу Белая, а затем в оз. Имандра, наблюдается превышение ПДК по фтору.

Интерес к биологическому действию фтора связан, прежде всего, с проблемой заболеваний зубов, таких как кариес и флюороз, так как фтор является микроэлементом. При избытке данного микроэлемента нарушается химический гомеостаз, возникает заболевание, называемое флюорозом, при котором происходит повреждение зубов. Точный механизм возникновения флюороза еще до конца не изучен. Наиболее обоснованными считают представления о токсическом действии фтора на энамелобласты (клетки - строители эмали) в период развития зубов, приводящем к неправильному формированию эмали.

Фтор – типичный аниогенный элемент. В зоне гипергенеза он концентрируется на сорбционных (в широком диапазоне окислительно-восстановительных и щелочно-кислотных условий) и испарительных (в кислородных и сероводородных водах при pH > 6,6; в глеевых при pH > 8,5) барьерах. На интенсивность миграции фтора и на условия его осаждения из природных вод определяющее влияние оказывают свойства самого элемента, в частности, исключительная способность его иона к комплексообразованию и возможность образования труднорастворимого флюорита. Значение имеет также форма нахождения фтора в растворе. В растворах с сильнокислой реакцией (pH < 2) F и Ca могут существовать в растворенном виде даже при высоких величинах активности их ионов. В таких условиях фтор в основном присутствует в виде комплексов с Al^{3+}, Fe^{3+} и B, а также в виде недиссоциируемой HF и ее полимеров. В растворах с PH 2 – 6 образование недиссоциируемой HF ограничено и возможно лишь образование комплексов фтора с Al и Fe, причем фторалюминиевые комплексы

формируются даже в тех условиях, когда ионы Ca и F присутствуют в количествах, превышающих растворимость флюорита. При pH 6 – 7 образование комплексов фтора с Al и Fe маловероятно из-за формирования гидратированных соединений последних. В нейтральных и слабощелочных растворах миграция фтора определяется активностью ионов кальция. В сильнощелочных условиях активность Ca низка, поэтому величина активности F может достигать высоких значений.

Осаждение флюорита в основном происходит из слабокислых растворов при достаточной активности ионов F и Ca. Из сильнокислых растворов выпадение CaF_2 при достаточной активности ионов Ca и F может происходить с ростом значений pH и при разложении фторидных комплексов. Из нейтральных и слабощелочных растворов флюорит способен выпадать либо при нарушении карбонатного равновесия, либо при повышении pH, причем - оба процесса ведут к уменьшению активности ионов кальция. В условиях жаркого сухого климата происходит испарительная концентрация фтора, поступающего в процессе выветривания горных пород и с атмосферными выпадениями. В водах зоны гипергенеза фтор мигрирует в широком диапазоне значений pH и Eh, при этом интенсивность его миграции мало зависит от окислительно-восстановительного потенциала среды, во многом определяясь кислотно-щелочными условиями. Фторид-ион, являясь сильным лигандом, может образовывать комплексные соединения со многими элементами. Наиболее устойчивые комплексы формируются при pH < 7, что значительно усиливает миграционную способность фтора. В природных водах фтор находится главным образом в виде фториона F^- и комплексных ионов. Миграционная способность фтора в природных водах в значительной степени зависит от содержания в них ионов кальция, которые образуют с ионом фтора малорастворимый CaF_2 и подавляют извлечение галогена из горных пород. Щелочной характер вод способствует увеличению подвижности фтора. Для вод с повышенным содержанием сульфатов характерны более высокие концентрации фтора.

Взаимодействие фтора с органическим веществом природных вод изучена слабо. Экспериментальные исследования показали, что роль органического вещества в миграции фтора может быть значимой. В кислой среде (pH = 3,5) миграции фтора способствуют фульвокислоты, образующие разнолигандные, хорошо растворимые комплексы типа ФК – Me – F, в нейтральных и щелочных средах (pH ~ 6 – 11) – гуминовые кислоты.

Определение элементарного фтора затруднительно, главным образом из-за большой реактивности этого элемента. Наиболее распространенными являются: Колориметрический метод. Большинство колориметрических методов непрямого определения фторид-ионов основывается на образовании стабильных бесцветных - комплексов с некоторыми поливалентными, т. е. обесцвечивания в результате реакции фторид-ионов с окрашенными комплексами этих металлов и органических красителей. Степень изменения цвета может быть оценена путем сравнения со стандартным либо визуальным титрованием, либо спектрофотометрически. Фторселекливный электрод. Избирательность электрода основывается на свойствах мембраны из плохо растворимых отдельных кристаллов фторидов лантана, празеодима или неодима. Также для определения фторидов в различных средах используется ионообменная хроматография.

В настоящее время очистка сточных вод от фтора стала актуальной для всех подразделений ОАО «Апатит». Поэтому основной задачей исследования является выбор и обоснование экологически рациональной и экономически эффективной технологии очистки сточных вод. Существующие в настоящее время методы обесфторивания воды можно объединить в две основные группы.

Первая группа включает в себя методы ионного обмена на селективных в отношении фтора ионитах – активированной окиси алюминия, а также магнезиальных сорбентах и активированных углях.

Ко второй группе относятся сорбционные методы. Они основаны на сорбции фтора свежевыделенными осадками гидроокиси магния и алюминия и фосфата кальция.

Известны методы обесфторивания, в основу которых положено извлечение фтора фильтрованием воды через фтороселектовные материалы: активный оксид алюминия; фосфатосодержащие сорбенты; магнезиальные сорбенты (оксифториды магния); активные угли (БАУ, КАД); алюмомодифицированные материалы и др.

Удаление фтора из воды возможно путем его сорбции осадком (оксигидрат магния, трикальций фосфат, гидроокись алюминия), получаемый в результате обработки воды различными реагентами.

Контактно-сорбционный метод обесфторивания, который реализуется на контактных осветлителях. Этот метод рекомендуется применять при содержании фтора в исходной воде до 10 мг/л, растворенного сероводорода – до 2 мг/л и щелочности воды не более 6 мг-экв/л.

Электрокоагуляционный метод обесфторивания природной воды проводится при концентрации фтора до 10 мг/л. При электрокоагуляционном обесфторивании под действием постоянного электрического тока извлечение ионов фтора происходит за счет образования алюмофторидного комплекса с определенным ионным составом и последующей сорбцией его на гидроокиси алюминия.

Таким образом, наиболее оптимальный метод обесфторивания сточных вод – удаление фтора из воды путем его сорбции осадком.

ЭКОЛОГИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ РЕКИ ИРТЫШ И ИСТОЧНИКИ ЗАГРЯЗНЕНИЯ РТУТЬЮ

Р.Р. Шайхитдинов

Научный руководитель доцент Н.А. Осипова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Иртыш - самая длинная река-приток в мире. Протекает по территории Китая (525 км), Казахстана (1700 км) и России (2010 км). Площадь бассейна —1643 тыс. км².

Истоки Иртыша находятся на границе Монголии и Китая, на восточных склонах хребта Монгольский Алтай. Из Китая под названием Чёрный Иртыш он попадает в Казахстан, проходит через Зайсанскую котловину, впадает в проточное озеро Зайсан. В устье Чёрного Иртыша находится большая дельта. В Зайсан впадает множество рек с Рудного Алтая, хребтов Тарбагатай и Саур. Многократно усиленный этими водами Иртыш вытекает из озера Зайсан на северо-запад через Бухтарминскую ГЭС, город Серебрянск и следом за ней расположенную Усть-Каменогорскую ГЭС. Ниже по течению находятся Шульбинская ГЭС и город Семипалатинск. Чуть выше Павлодара иртышскую воду забирает канал Иртыш — Караганда, текущий на запад. В районе Ханты-Мансийска Иртыш впадает в Обь.

Река Иртыш испытывает интенсивную нагрузку от сбросов сточных вод, содержащих загрязняющие вещества. Всего в бассейн реки Иртыш только в 2000 году сброшено со сточными водами около 86390 тыс. т. загрязняющих веществ, в том числе токсичных металлов от предприятий металлургии и горнодобывающей промышленности: цинка – 125,6 т, меди – 5,48 т, свинца – 0,76 т. Сточными водами только двух очистных сооружений города Семипалатинска в реку Иртыш сбрасывается 418,1 т соединений различных металлов. Наиболее сильное загрязнение этого водоема (на 28,1 – 32,02 %) происходит хромом, цинком, медью, стронцием, никелем [1].

Основными источниками накопления химических элементов в водных системах и их составной части – донных отложениях – на территории Иртышского бассейна являются обнаженные поверхности горных выработок, их отвалы, хвостохранилища и продуктохранилища обогатительных фабрик, отвальные продукты и промышленные стоки металлургических, химико-металлургических, химических, машиностроительных, теплоэнергетических предприятий и предприятий стройиндустрии, а также их промышленные выбросы в атмосферу, осаждающиеся впоследствии на земную поверхность.

Среднегодовая концентрация загрязняющих веществ составляет: азот аммонийный – 2,3 ПДК, фенолы – 6 ПДК, медь – 6,6 ПДК, соединения железа – 5 ПДК, цинк – 4,4 ПДК, марганец – 6,8 ПДК.

Важной экологической проблемой для реки Иртыш является забор ею воды Китаем на промышленные цели и для ирригационных систем. В начале 1999 г. в КНР началось строительство канала для отвода вод Черного Иртыша на Карамайские нефтепромыслы в Синьцзян - Уйгурском автономном районе для питьевого и промышленного водоснабжения, в последнее время стало известно о строительстве новых водохранилищ. По предварительным подсчетам, у китайского канала максимальный водозабор составит 10-11 % общего объема воды реки, что меньше 12 % предусматриваемых Хельсинскими соглашениями.

Также внимание общества в 1993 году привлекало другое экологическое бедствие - угроза попадания ртути в реку Иртыш. В 1975 году в Павлодарской области, в трех километрах от реки Иртыш, началось строительство химического завода по производству соды и каустика, который уже с момента пуска представлял серьезную угрозу для жителей города. Завод был построен в черте города, т.е. правительство сознательно создало бомбу замедленного действия.

В научно – исследовательских центрах Казахстана спроектировали технологические линии на основе ртутного метода, хотя уже в это время существовали более безопасные и совершенные способы разложения соли на хлор и каустик. Но главным для Советского Союза тогда было получение высококачественного продукта при минимуме затрат. Поэтому была выбрана самая "грязная" и опасная для здоровья людей технология - ртутная.

С 1975 по 1993 годы в цехе по производству каустической соды методом ртутного электролиза из-за несовершенства технологий и оборудования было пролито около 1000 тонн ртути.

Первоначально очаг загрязнения включал в себя лишь цех № 31, где ртуть скопилась в грунтах, строительных конструкциях, шламах, поверхностных и грунтовых водах на глубине более трех метров. Однако часть ее проникла до уровня водоносного слоя и образовала там ореол очень ядовитого хлорного соединения – сулемы.

По данным лабораторных исследований, максимальное содержание ртути было отмечено в скважине, которая находится между заводом и озером Былкылдак. Там оно превышает предельно допустимую концентрацию почти в 14 раз.

Опасность представляет не столько металлическая ртуть или ее пары, сколько ее соединения с неметаллами, которые накапливаются в рыбе, планктоне, водорослях, а так же уже упоминавшиеся соединения с хлором (сулема). Аномально высокое содержание этого химического вещества в организме человека приводит к поражению, прежде всего, центральной нервной системы, а также почек, печени и т.д. Только по официальным данным, за 20 лет 17 работников "Химпрома" получили производственные заболевания, связанные с отравлениями ртутью. В приватных разговорах павлодарские врачи называют другую цифру - 250 и более человек.

Эта проблема актуальна не столько для населения Казахстана, сколько для жителей Прииртышья. Ртуть и ее соединения переносятся талыми водами в Иртыш, продолжается накопление этих веществ в донных отложениях.

Естественные процессы вымывания соединений ртути из почвы в Иртыш ускоряются в связи наличием массивного золоотвала в непосредственной близости от завода. Химически активные вещества, содержащиеся в золоотвале ТЭС, реагируют с ртутью и ее соединениями, а давление массы золоотвала на почву влияет на циркуляцию подземных вод.

По данным омских ученых, с 1997 года экологическая и санитарно-гигиеническая обстановка на "Химпроме" резко ухудшилась. На самой территории предприятия в 9 раз возросло содержание паров ртути в воздухе, увеличивается содержание ртути в грунтовых водах. Зарегистрировано превышение ПДК уже в 1,5 км от очага загрязнения. Кроме того, зарегистрировано присутствие ртути на глубине уже не 3, а 23-25 метров. То

есть ртуть активно "расползается" по всем направлениям. Можно предположить, что в случае ежесуточного поступления ста килограммов ртути из очага загрязнения в реку Иртыш на нашем водозаборе будет отмечаться 2,25 и более ПДК в течение 25 лет. То есть, время, в течение которого была возможна локализация очага заражения, уже упущено. Детальных геологических исследований причин этого не проводилось, но на прошедшей в Сибирской государственной автодорожной академии научно-практической конференции "Инженерная защита окружающей среды" высказывались предположения, что это связано именно со строительством глиняного "замка" и, как следствие, нарушением естественной циркуляции грунтовых вод.

И все-таки время упущено. Для россиян одна из основных задач на сегодня - проследить, в какую сторону и с какой скоростью продвигается ртуть. В течение последних пяти лет омскими специалистами ведется независимый экологический мониторинг поверхностных и грунтовых вод, почвы, снега и поверхностного стока в очаге загрязнения. Результаты его подтверждают продвижение фронта ртутного загрязнения в сторону реки Иртыш [2].

По прогнозу до 2031 года ртутное загрязнение Иртышу не угрожает [3].

Решение вопроса о загрязнении Иртыша ртутью должно быть введено в рамки закона, причем закона межгосударственного, либо международного соглашения. Дело в том, что проблема это - не региональная. Если ртуть окажется в реке - пусть через 30, через 40, 50 лет - проблема станет международной, ведь в конечном итоге воды Иртыша попадают в Северный Ледовитый океан. Сейчас под угрозой находится безопасность более миллиона человек, живущих по берегам Иртыша.

Сейчас проблема ртутного загрязнения Иртыша, наряду со многими другими, находится в ведении Российско-казахстанской комиссии по трансграничным водам. Проблему активно пытаются решать власти Омской и Павлодарской областей. Но на федеральном уровне она только поднимается, никаких реальных действий пока нет, как нет и никаких обещаний от казахстанского правительства в сторону правительства России. А ведь надо задумываться о том, как полностью ликвидировать очаг ртутного заражения [2].

Литература

1. Фролова Е. Экологические проблемы реки Иртыш // Экология производства, 2006. – №6. [Электронный ресурс] – URL: http://www.ecoindustry.ru/magazine/archive/viewdoc/2006/6/688.html
2. Распопов А., Лифантьева Е., Саплинова М. Ртутное озеро движется к Иртышу // Экология и право, 2002. – №7. – С. 23-27.
3. Задорожный А. Мутные воды (Иртыш) // Эксперт Казахстан, 2006. – № 24(80). [Электронный ресурс] – URL: http://expertonline.kz/a7747/

ИЗУЧЕНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ЭЛЕМЕНТНОГО СОСТАВА ОРГАНОВ И ТКАНЕЙ ЗОЛЫ СВИНЬИ ДОМАШНЕЙ (*SUS SCROFA DOMESTICA*)

К.В. Шакирова
Научный руководитель профессор Н.В. Барановская
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Для стабильного функционирования всех субклеточных структур, клеток, тканей, органов и систем, адекватного удовлетворения потребности в энергии и питательных веществах любому живому организму необходимо ежедневное поступление определенного количества белков, жиров, углеводов, а также целого ряда витаминов и химических элементов[1]. Кроме того, химические элементы способны накапливаться живым организмом и попадать по трофическим путям в пищу человека, а когда речь идет о домашних животных, которых человек использует в пищу, между человеком и животным всего одна ступень. Из-за высокой опасности попадания тяжелых металлов и токсичных элементов в организм человека через пищу в качестве объекта исследования была выбрана свинья домашняя (*Sus Scrofa Domestica*).

В январе 2013 года был изучен вещественный состав органов и тканей свиньи домашней (*Sus Scrofa Domestica)* на современном электронном микроскопе (Hitachi S-3400N). Двадцать пять проб органов и тканей свиньи домашней были отобраны на территории с отягощённой экологической ситуацией, они были взяты в хозяйстве поселка Кижирово находящегося в 12 км по розе ветров и испытывающего воздействие города и Северного промышленного узла г. Томска (СПУ). Фоновые двадцать пять проб были взяты в хозяйстве, расположенном в районе с незначительными техногенными изменениями на территории водозабора, испытывающую периодическую нагрузку со стороны города при смене направления ветра в междуречье реки Томи и Оби в Томском районе в поселке Верхнесеченово в 55 км от города Томска.

На графиках, полученных в результате исследования, проявляется резкое различие в элементном составе между пробами костей свиньи домашней *(Sus Scrofa Domestica)* из поселков Кижирово и Верхнесеченово. В пробе из Верхнесеченово (рис. 1) основными элементами являются: кальций, фосфор, кислород, а также в небольшом количестве углерод, натрий, марганец, что является естественным для костной ткани организма. В пробе из Кижирово (рис. 2) вместо высокого содержания кальция и фосфора, наибольших концентраций достигает хлор и калий, что является аномалией для костной ткани, также в малых концентрациях содержится кальций, фосфор, углерод, кислород, натрий, марганец.

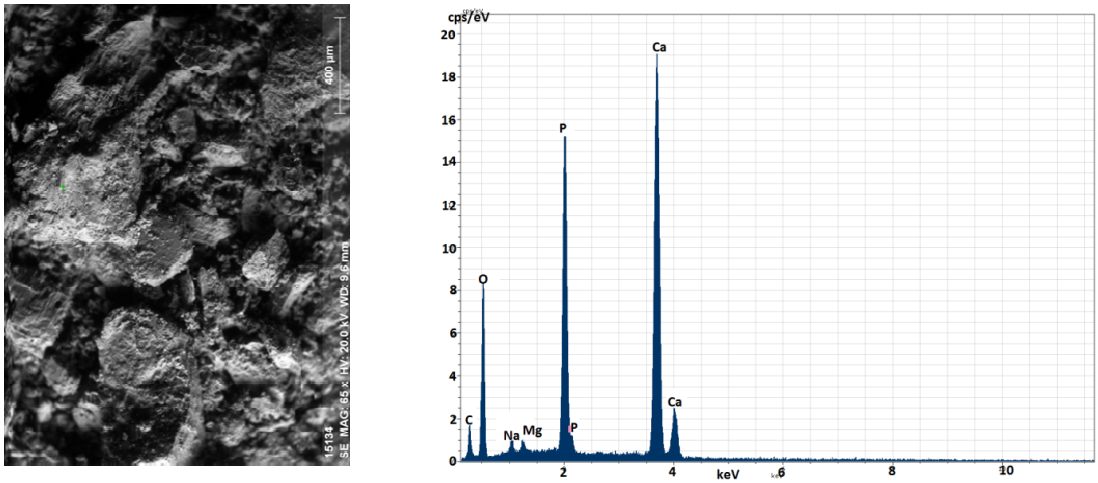


Рис. 16 Вещественный состав золы трубчатой кости свиньи домашней (Sus Scrofa Domestica) поселок Верх. Сетченово

А - электронная микроскопия (увеличение 15130); Б – энергодисперсионный спектр содержания химических элементов в пробе

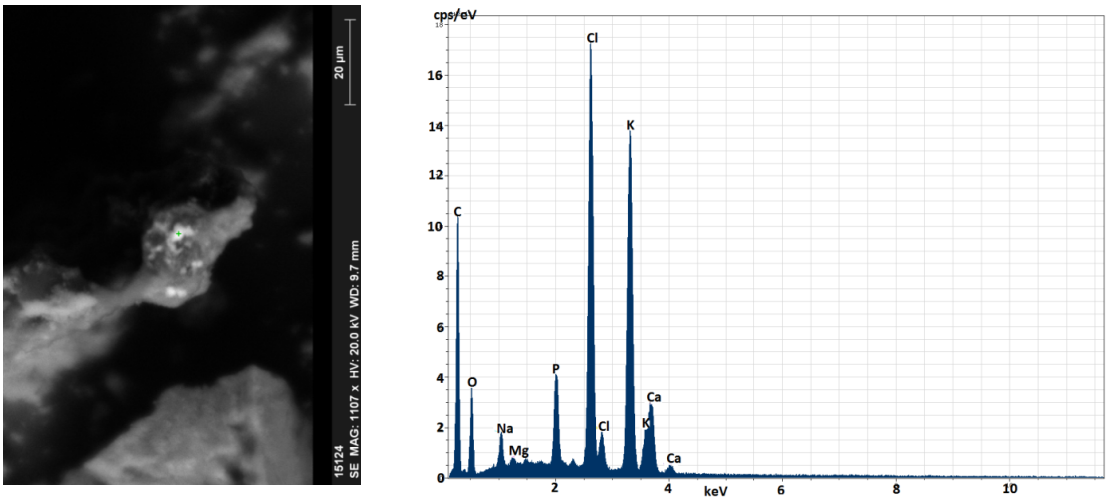


Рис. 17 Вещественный состав золы трубчатой кости свиньи домашней (Sus Scrofa Domestica) поселок Кижирово

А - электронная микроскопия (увеличение 15120); Б – энергодисперсионный спектр содержания химических элементов в пробе

Высокое содержание элемента в органе само по себе свидетельствует о его определенной биологической роли. В тех случаях, когда рассматриваются органы или структуры с конкретными функциями, выявление роли накапливающегося элемента проще. Давно, например, установлена роль кальция и фосфора в образовании костной ткани, железа в процессах кроветворения и переноса кислорода кровью, йода в деятельности щитовидной железы и т.д. Когда функция органа менее специализирована, накопление элементов не столь однозначно и определить его труднее. В таких случаях считают, что именно в этих органах элементы вовлекаются в обменные процессы [3].

Разницу накопления элементов в разных органах в пробах из Кижирово и Верх. Сеченово можно связать с условиями питания, экологической ситуацией, геологией.

Негативное влияние, оказываемое на живые организмы объектами техногенной деятельности, через загрязнение среды обитания, становится возможным попадание избыточных количеств тяжелых металлов и токсичных элементов в пищевые продукты, что представляет опасность для здоровья человека. Тяжелые металлы способны накапливаться, и образовывать высокотоксичные металлосодержащие соединения, и вмешиваться в метаболический цикл живых организмов, вызывая у человека и животных ряд заболеваний и проявлять широкое токсическое действие.

Научно-исследовательская работа проведена в рамках реализации ФЦП «Научные и научно-педгогические кадры инновационной России» на 2009-2013 годы (проект 2011-1.2.2-141-005-009).

Литература

1. Виноградов А. П. Биогеохимические провинции и эндемии // Докл. АН СССР. – М., 1938. – Т. 18. – № 4-5. – С. 483 - 486.
2. Кист А. А. Феноменология биогеохимии бионеорганической химии. – Ташкент: ФАН, 1987. – 236 с.

РАСТИТЕЛЬНЫЙ ПОКРОВ ТЕХНОГЕННО-ТРАНСФОРМИРОВАННЫХ ДОЛИН РР. УСПЕНСКИЙ И ОГНЕ (СЕВЕРО-ЗАПАДНАЯ ЧАСТЬ ЕНИСЕЙСКОГО КРЯЖА)

С.Н. Шалаева

Научный руководитель доцент И.В. Борисова

Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

В природных средах тяжелые металлы существуют в двух формах: подвижной и неподвижной. Подвижная форма элемента доступна для поглощения растениями, а потому экологически наиболее опасна. Неподвижная форма элемента недоступна для поглощения живыми растениями, но имеет потенциальную опасность, поскольку в определенных условиях неподвижные формы переходят в подвижные и наоборот. Попавшие в почву тяжелые металлы, прежде всего их мобильная форма, претерпевают различные изменения - закрепление гумусовым веществом с образованием комплексных органоминеральных соединений, адсорбция ионов на поверхности органических коллоидных систем, фиксация тонкодисперсными минеральными частицами. При достижении определенного уровня загрязнения техногенные выбросы не могут быть нейтрализованы благодаря самоочищающейся способности почвы и избыточные тяжелые металлы угнетающе действуют на почвенную биоту.

Механизм поглощения и перемещения по тканям растений поллютантов пока не выяснен полностью. Но можно предположить, что накопление ионов веществ-загрязнителей, в том числе тяжелых металлов, является проявлением попытки растения защитить жизненно важные структуры от отравления [5].

Установлено существование двух типов поглощения: барьерного и безбарьерного, которые функционируют в разных морфологических органах и отличаются по степени выраженности [1]. В барьерных - имеется порог концентрации, выше которого растение прекращает поглощать элемент, несмотря на увеличение его содержания в почве. Безбарьерные организмы могут существовать в среде, содержащей определенное количество элементов. Только немногие виды растений приспособлены к почвам, содержащим химические элементы в аномально высоких количествах [6].

Район исследования расположен в северо-западной части Енисейского кряжа [3]. На восточной окраине Енисейского кряжа находится огромный железорудный Ангаро-Питский бассейн. Издавна известны месторождения золота [2].

В районе исследования р. Огня почвенный покров нарушен вследствие эксплуатации дражного полигона, что ведет к изменению гидрологического режима территории, сведению почвенного и растительного покрова. Растения, произрастающие на исследуемой территории подвергаются высокому воздействию техногенной нагрузки. Территория вблизи долины р. Успенский, техногенно изменена эксплуатацией промывочного прибора. Добыча россыпных месторождений, при помощи промывочного прибора полностью разрушает почвенный и растительный покров в зоне действия.

В предгорно-таежной зоне водораздела р. Дюбкош были изучены 2 каскадные ландшафтно-геохимические системы. Долина ручья Успенский представлена двумя катенами: северо-восточной и юго-восточной экспозиции, которые содержат элювиальные, трансэлювиальные, трансэлювиально-аккумулятивные и супераквальные фации (рис.). В долине реки Огне заложено 15 точек на поверхности трансэлювиальных, трансэлювиально-аккумулятивных и супераквальных фаций.

Для определения макро- и микроэлементов в растениях на территории р. Успенский были отобраны образцы следующих видов:

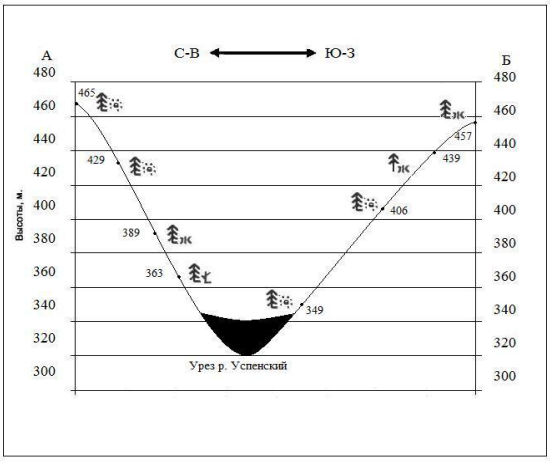
Элювиальная фация представлена: Черника (лат.*Vaccínium myrtíllus*), Брусника (лат.*Vaccínium vítis-idaéa*), Багу́льник боло́тный (лат.*Lédum palú*stre), Плевроциум Шребера (лат.Pleurozium schreberi), Роза коричная (лат.*Rosa cinnamomea*), Кладония оленья (лат.*Cladonia rangiferina*)

Трансэлювиальная фация представлена: Черника (лат.*Vaccínium myrtíllus*), Брусника (лат.*Vaccínium vítis-idaéa*), Багу́льник боло́тный (лат.*Lédum palú*stre), Плевроциум Шребера (лат.Pleurozium schreberi), , Кладония оленья (лат.*Cladonia rangiferina*),Грушанка круглоли́стная(лат.*Pýrola rotundifólia*).

Трансэлювиально-аккумулятивная фация представлена: Черника (лат.*Vaccínium myrtíllus*), Брусника (лат.*Vaccínium vítis-idaéa*), Багу́льник боло́тный (лат.*Lédum palú*stre), Плевроциум Шребера (лат.Pleurozium schreberi), Роза коричная (лат.*Rosa cinnamomea*), Кладония оленья (лат.*Cladonia rangiferina*),Грушáнка круглоли́стная(лат.*Pýrola rotundifólia*). Костяни́ка (лат.*Rúbus saxátilis*).

Супераквальная фация: Клевер луговой (лат.*Trifolium praténse*),подрост Сосны обыкновенной (лат.*Pinus Sylvestris*) и Березы повислой (*Betula pendula*) , Роза коричная (лат.*Rosa cinnamomea*)

Для определения макро- и микроэлементов в растениях на территории р. Огне были отобраны образцы следующих видов:



А - катена северо-восточной экспозиции; Б- катена юго-западной экспозиции

- сосняк-брусничник; - сосняк-черничник; - сосняк мохово-лишайниковый; - лиственничник-черничник.

Рис. Каскадные геохимически сопряженные ландшафты долины р. Успенский

Трансэлювиальная фация: Брусника (лат.*Vaccínium vítis-idaéa*), Плевроциум Шребера (лат.Pleurozium schreberi), Кладония оленья (лат.*Cladonia rangiferina*), Роза коричная (лат.*Rosa cinnamomea*), Клевер луговой (лат.*Trifolium praténse*), Ромашка лекарственная (лат.*Matricária chamomílla)*, Черника (лат.*Vaccínium myrtíllus*)

Трансэлювиально-аккумулятивная фация: Брусника (лат.*Vaccínium vítis-idaéa*), Багульник болотный (лат.*Lédum palús*tre), Плевроциум Шребера (лат.Pleurozium schreberi), Роза коричная (лат.*Rosa cinnamomea*), Кладония оленья (лат.*Cladonia rangiferina*),Грушанка круглолистная(лат.*Pýrola rotundifólia*).

Супераквальная фация:подрост Ольхи кустарниковой (лат.*Alnus fruticosa*) и Ели сибирской (лат.*Picea obovata*), Ромашка лекарственная (лат.*Matricária chamomílla).*

Литература

1. Авессаломова И.А. Биогеохимия ландшафтов: Учебное пособие. – М.: Изд-во Моск. ун-та, 2007. – 162 с.
2. Алисов Б.П. Климат СССР : учеб.пособие для вузов. – М., Изд-во Моск. гос. ун-та, 1956. – 128 с.
3. Безруких В.А., Кириллов М.В. Физическая география Красноярского края и республики Хакасии. – Красноярск: Кн. изд-во, 1993. – 192 с.
4. Геология СССР / Под ред. Ю. Л Кузнецовым, И. В. Лучицким. – М.:Изд-во АН СССР, 1961. – 815 с.
5. Мартьянычев А.В. Применение фиторемедиации почв для очистки земель сельскохозяйственного назначения // Вестник НГИЭИ, 2012. – № 10. – С. 56-63.
6. Орлов А.С., Безуглова О.С. Биогеохимия. – Ростов-на-Дону: Изд-во «Феникс», 2000. – 320 с.

ПРОБЛЕМА ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПРИРОДНЫХ СРЕД ФТОРОМ В РАЙОНАХ ПРЕДПРИЯТИЙ ПО ПЕРЕРАБОТКЕ ФОСФОРИТОВ (НА ПРИМЕРЕ СУПЕРФОСФАТНОГО ЗАВОДА Г. ТАРАЗ, РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН)

З.Т. Шоншабаева

Научный руководитель профессор Л.П. Рихванов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Вопросы охраны окружающей среды от хозяйственной деятельности человека в настоящий период времени уделяется особо пристальное внимание. Об этом свидетельствуют многочисленные теоретические и практические данные, а также нормативные документы и положения, регламентирующие природоохранную деятельность промышленных объектов и, в частности, заводов химической промышленности. На Юго-Западной окраине города Тараза расположена три крупнейших химических завода, отходы которых загрязняют окружающую среду. Джамбулский суперфосфатный завод, ДПО «Химпром» и Новоджамбулский фосфорный завод (НДФЗ). На суперфосфатных производствах, как известно, из комплекса токсических газов в наибольшем количестве выделяется и наибольшую вредность представляет фтористый водород. В.А. Козмерская, А.Г. Дардик (1981) отмечают, что основные стадии технологического процесса получения желтого фосфора также сопровождаются выбросами в окружающую среду целого ряда высокотоксичных соединение фосфора и фтора [3]. Целью нашей работы является изучение вопросов распределения и нахождения фтора в объектах внешней среды, и в частности, в почве, в районах предприятия по переработке фосфорит г. Тараз.

Среднее содержание фтора в живом веществе составляет n-10n мг/кг [Вернадский 1934], по уточненным данным – 5 мг/кг [Перельман 1975].

По данным А.П. Виноградова (1957), количества фтора в почвах бывшего СССР составляло 30-320 мг/кг. Среди загрязняющих среду агроценозов одно из ведущих мест занимает минеральные удобрения при условии их нерационального применения. Так, например, тонна элементарного фосфата в двойном суперфосфате соответствует 80 кг фтора, в простом суперфосфате – 122 кг фтора. Эти огромные количества фтора выбрасываются на поля и усваиваются растениями. Эксперимент Габовича (1963) показали, что содержания фтора в почву обычно применяемого количества суперфосфата, т.е. 200кг/га, повышается незначительно. При внесении же в почву 1000 кг содержание фтора в растениях резко возрастает [3].

Обычные природные формы F в почвах малодоступны для растений, наоборот, техногенный F (растворимые фторсодержащие удобрения и пестициды) может включаться в интенсивную биоаккумуляцию. Особенно вредными как для самих почв, (глинистых и других минералов), так и для растений является загрязнение продуктами фтористоводородной кислоты, а возможно, и органическими соединениями F, которые, по данным Е.Гросс, высокотоксичны для растений. По Г.Нотсут и Д. Франсис, содержания вулканического F, неблагоприятные для растений (трава 3-62 мг/г) и особенно лишайников (3-141 мг/г), сопоставимы с таковыми в промзонах, причем первые более чувствительны к F, чем вторые [2].

Фтор высокотоксичен и относится к элементам большой экологической важности. Имея высшую реакционную способность и повышенную биофильность, он ярко проявляет свои полезные и вредные свойства. Геохимический цикл F в области его концентраций охватывает магматогенные процессы повышенной кислотности и щелочности, вулканогенные и гидротермальные системы; в осадочном цикле F накапливается в глинистой и фосфоритовой составляющих. Он играет большую роль в миграции большой группы «фторофильных», «литофильных» элементов. Его избыток, как и недостаток в поверхностных породах и почвах литосферы и связанные с этим отклонения в оптимальном питании растений вызывают снижение их биопродуктивности и далее по питательной цепочке серьезные болезни животных и человека. Биологическая активность F усиливается в техногенезе, когда он становится еще более концентрированным и подвижным в окружающей среде, что требует специального изучения на глобальном, региональном и локальном уровнях во всех экосредах [2].

Определенное увеличение концентрации фтора в почвах выявлено в районах флюоритовых, фосфоритовых и других месторождений. В аридных условиях для почв и континентальных отложений характерно обогащение Са, в результате чего миграция фтора (совместно с Са) выщелачивается из верхних горизонтов этих почв и концентрируется в иллювиальном карбонатном горизонте (кальциевый барьер). Подобной малой подвижностью отличается элемент и в карбонатной коре выветривания. В пресных поверхностных и грунтовых водах аридных областей наблюдается испарительная концентрация фтора, приводящая к накоплению элемента в засаленных почвах в месте с гипсом и другими кальциевыми минералами [1].

Известно, что фтор в организм человека и животных поступает водным путем. Имеются эндемические зоны с избыточным содержанием фтора в водных источниках и наличием заболевания флюорозом человека и животных. При загрязнении окружающей среды промышленным отходом, содержащими фтор, основной путь проникновения его в организме человека с овощами и фруктами, выращенными на загрязненной почве, а к животном поступает с растительностью, насыщенной его солями. Организм человека и животных Е.Н. Павловский (1934-1955) назвал паразитоценозом. Пока между этими живыми сочленами существует равновесие, в организме протекают нармальные физиологические процессы. При нарушении взаимосвязи между сочленами паразитоценоза организма человека и животных начинает развиваться патологические процессы, нередко приводящим их к гибели [4].

По данным гидрометцентра, в течение июня 1995 г. отмечен рост концентрации фтористого водорода в атмосфере, среднесуточные концентрации которого превышали ПДК, а максимальные составили 10 мг/м^3 (Эковестник по Жамбылской области. 1995 г.). По литературном источникам концентрация фтора на территории г.Тараз занимает промежуточное положение, оно составляет 10-30 мг/кг, что превышает ПДК в 4-5 раз, районе суперфосфатного завода от 35,15 до 47,7511 г/кг, что превышает ПДК в 6-9 раз, в арычной воде – 0,94-1,0 мг/л, а в контрольных пробах – в снегу 0,383-0,417, в арычной воде – 0,298-0,317 мг/л. [3].

Учитывая глобальные масштабы загрязнение почвы фтором, природоохранительные мероприятия должны быть направлены на контроль за его содержанием в почве и развитием неблагоприятных микробиологических и биологических процессов. Только достоверная, объективная и своевременная оценка экологического состояния окружающей среды дает возможность принять обоснованные решения по регулированию качества природной среды, созданию нормальной среды обитания человека.

Литература

1. Геохимия фтора в зоне гипергенеза Беларуси / Под.ред Лукашева О.В., Евтухович И.Л. – Минск: БГУ, 2001. – 210 с.
2. Иванов В.В. Экологическая геохимия элементов: справочник в 6 томах. – М.: Недра,1994. – Книга 2. – 302 с.
3. Омирова Р.Ю., Агибаева А.К., Курбанова Н.П., Улманова К.А.,Кузембаева Ж.С., Агдаулетова Р.К., Содержания некоторых химических веществ в растениях Жамбылской области // Экология и устойчивое развитие. – Семипалатинск, 2001. – С. 150-151
4. Павловский Ч.Н. Организм как среда обитания // Природа, 1934. – №1. – С. 80-112.

С е к ц и я 19

КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВТОРИЧНОГО И НЕКОНДИЦИОННОГО СИЛИКАТНОГО СЫРЬЯ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННЫХ ПЕНОСТЕКЛОКРИСТАЛЛИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ ПО ЭНЕРГОЭФФЕКТИВЫМ ТЕХНОЛОГИЯМ

В.И. Верещагин, профессор, О.В. Казьмина, доцент

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Задачи энергосбережения и повышения эффективности в промышленном и строительном секторе выделены на государственном уровне в один из главных общенациональных приоритетов.

Современные теплоизоляционные материалы должны обладать не только высокими теплофизическими характеристиками, но и быть абсолютно негорючими и пожаробезопасными, со стабильными эксплуатационными свойствами. По совокупности основных эксплуатационных характеристик наиболее безопасным и долговечным материалом является пеностекло, производство и применение которого в России сдерживается многими факторами. Главным образом это связано с высокими энергозатратами и проблемой исходного продукта – вторичного стеклобоя. В связи с этим особую актуальность приобретает решение задачи синтеза стеклогранулята для получения теплоизоляционных материалов, аналогичных пеностеклу по энергосберегающей технологии, исключающей стекловарение, а также расширение сырьевой базы за счет использования природного сырья.

Условием получения высококачественного пеностекла пониженной плотности с высокими прочностными характеристиками и их воспроизводимостью является варка стекла определенного состава. При этом необходимо решать вопросы снижения энергозатрат путем уменьшения температуры варки стекла с привлечением подходящего для этих целей активного кремнеземистого сырья.

Научной группой кафедры технологии силикатов и наноматериалов Национального исследовательского Томского политехнического университета (Верещагин В.И. д.т.н.; Казьмина О.В., д.т.н.; аспиранты: Елистратова А.В., Мешков А.В., Кузнецова Н.А., Душкина М.А.) более 10 лет ведутся исследования по использованию вторичного и некондиционного силикатного и алюмосиликатного сырья для получения пеностекла и пеностеклокристаллических материалов по энергоэффективным технологиям.

Таблица 1

Характеристика исходного сырья

Сырьевой материал	Содержание оксидов, масс. %							Отношение SiO_2/Al_2O_3
	SiO_2	Al_2O_3	Fe_2O_3	CaO	MgO	R_2O	$\Delta m_{пр}$	
Кремнеземистое сырье								
отсевы песка	98,15	0,67	0,09	0,07	0,02	–	0,94	146,5
маршаллит	95,70	2,10	0,27	1,00	0,40	–	0,53	45,60
диатомит	86,44	5,30	1,60	0,74	0,53	0,67	4,72	16,30
опока	83,00	5,25	2,72	2,05	1,47	0,8	4,71	15,80
Алюмосиликатное сырье								
цеолит	63,12	13,26	2,38	3,50	1,75	4,11	11,88	4,80
перлит	71,00	14,30	1,60	1,50		6,30	5,30	4,90
золошлак	62,9	19,9	6,10	3,60	2,60	3,90	–	3,20
содержание в золошлаке SO_3 и TiO_2 – 0,2 и 0,7 мас. % соответственно								

Химический состав исследованного сырья приведен в табл. 1. Фазовые равновесия в шихтах на основе кремнеземистого сырья с добавлением соды и доломита рассматривались с использованием диаграммы состояния «Na_2O-CaO-SiO_2», а шихт – на основе алюмосиликатного сырья с добавлением соды в системе «Na_2O-Al_2O_3-SiO_2.

Процессы силикатообразования в шихтах заканчиваются при температурах 725-800 ºС. Процессы стеклообразования заканчиваются при температурах 1000-1050 ºС. При получении пеностекла из шихты на

основе диатомита стекло варилось при 1200 ºС. По традиционной технологии варка стекла осуществляется при 1450 ºС. Сваренное стекло после охлаждения измельчалось совместно с газообразователем (глицерин, сажа) и вспенивалось при температурах 840±10 ºС.

При получении пеностеклокристаллических материалов процесс стеклообразования до конца не проводился, в первичном продукте – стеклогрануляте оставалось 10-25% кристаллической фазы. Процесс останавливали при температурах 900-950 ºС. После охлаждения стеклокристаллический гранулят измельчался совместно с газообразователем до удельной поверхности более 400 м^2/г, измельченный продукт вспенивался при температуре 840±10 ºС в виде блоков или гранул.

Свойства пеностеклокристаллических материалов приведены в табл. 2.

Таблица 2

Сравнительная характеристика свойств пеностеклокристаллических материалов и их ближайших аналогов

Свойства	Пеностеклокристаллический материал				Пеностекло (блоки)
	на основе кремнеземистого сырья				
	отсевы песка	маршаллит	диатомит	опока	
Плотность средняя, кг/м^3	300 – 340	250 – 300	180 – 200	197 – 220	100 – 250
Прочность при сжатии, МПа	4,2 – 4,5	3,5 – 4,3	2,6 – 2,8	2,8 – 3,1	1 – 1,5
Коэффициент прочности (σ/d)	1,35	1,43	1,42	1,42	0,8
Водопоглощение,об. %	4 – 5	3 – 4	2 – 3	2 – 3	не более 5
Теплопроводность при 20 ºС, Вт/м·К	0,08 – 0,09	0,07 – 0,08	0,06 – 0,07	0,06 – 0,08	0,06 – 0,08
Свойства	**на основе алюмосиликатного сырья**				Керамзит
	цеолит	перлит	золошлак		
Плотность насыпная, кг/м^3	330 – 350	220 – 250	350 – 370		300 – 800
Прочность (МПа) при сдавливании в цилиндре	4,3 – 4,6	2,8 – 3,1	4,5 – 4,8		0,6 – 4,5
Коэффициент прочности (σ/d)	1,31	1,26	1,29		0,4
Водопоглощение объемное, %	4 – 7	2 – 3	5 – 7		8 – 20
Теплопроводность при 20 ºС, Вт/м·К	0,08 – 0,09	0,07 – 0,08	0,08 – 0,09		0,10 –0,16

По своим характеристикам пеностеклокристаллические материалы отличаются более высокой прочностью как от пеностекла, так и от керамзита (рис. 1). От керамзита пеностеклокристаллические материалы существенно отличаются меньшим водопоглощением (табл. 2).

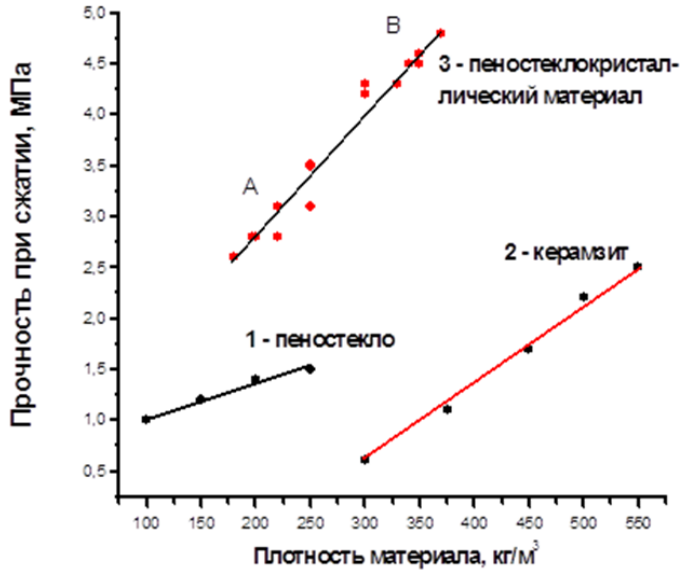


Рис. 1 Зависимость прочности пеностеклокристаллических материалов, пеностекла и керамзита от их плотности:
А – ПСКМ, полученные на основе кремнеземистого сырья;
В – ПСКМ, полученные на основе алюмосиликатного сырья

Основным требованием к основному компоненту для получения стеклокристаллического гранулята без варки стекла является его дисперсность. Размер частиц должен быть меньше 50 мкм. Дисперсность сырья менее 10 мкм не позволяет достичь плотности менее 200 кг/м^3.

При составе шихты SiO_2 – 69,5%, CaO – 76,5%, Na_2O – 14% для стеклокристалличенского гранулята, способного к кристаллизации при вспенивании, температура получения гранулята увеличивается до 1050 ºС, а температура вспенивания увеличивается до 900-950 ºС. При этом прочность пеноматериала увеличивается от 6 МПа до 10 МПа при плотности 300-350 кг/м^3 (рис. 2).

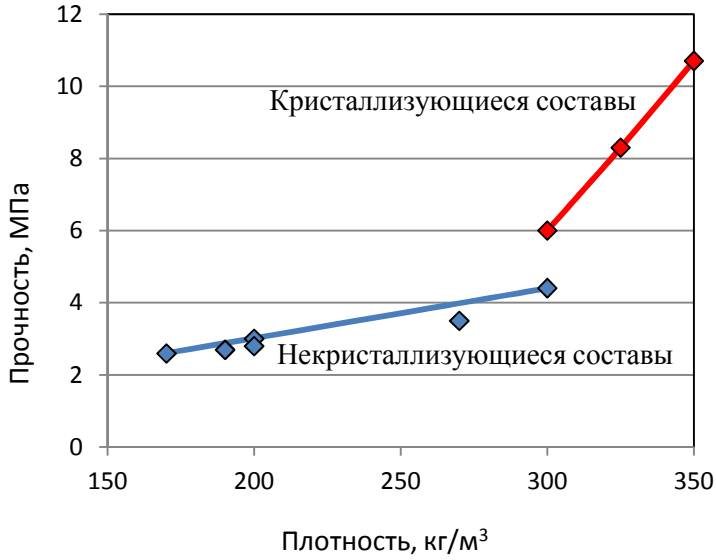


Рис. 2 Зависимость прочности от плотности ПСКМ

Из нетрадиционного для стекловарения кремнеземистого сырья – диатомитовых пород, характеризующихся высоким содержанием аморфного кремнезема, получено легкое прочное пеностекло с плотностью 100-160 кг/м^3 и прочностью 0,8-2,0 МПа соответственно, что выше прочности пеностекла известных мировых фирм (0,4-1,0 МПа) (рис. 3).

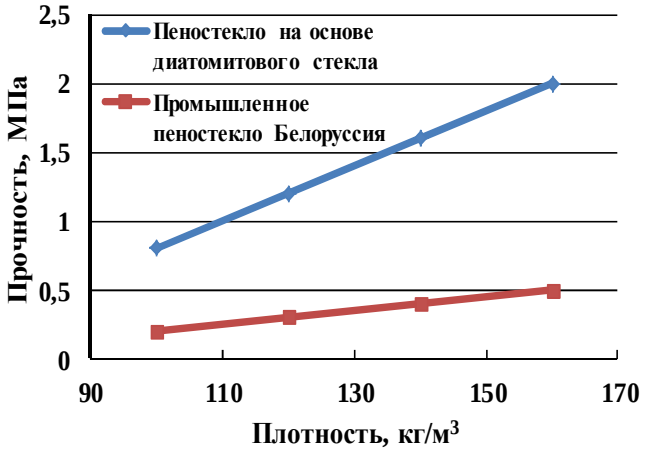


Рис. 3 Зависимость прочности от плотности диатомитового и промышленного пеностекла

В результате исследований из вторичного техногенного и некондиционного природного сырья разработаны и получены по энергоэффективным технологиям: легкое высокопрочное пеностекло (плотность 110-160 кг/м^3, прочность до 2 МПа), пеностеклокристаллические материалы (плотность 200-300 кг/м^3, прочность до 4 МПа) и высокопрочный пеностеклокристаллический материал (плотность 300-350 кг/м^3, прочность 4,5-10 МПа).

ХИМИЧЕСКАЯ СТОЙКОСТЬ ГРАНУЛИРОВАННОГО ПЕНОСТЕКЛОКРИСТАЛЛИЧЕСКОГО МАТЕРИАЛА И ЕГО ПОВЕДЕНИЕ В ЦЕМЕНТНОЙ МАТРИЦЕ

А.Б.Абишева, Н. А. Кузнецова
Научный руководитель О. В. Казьмина, доцент
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Производство строительных материалов и изделий – одно из самых мощных, прогрессивно развивающихся отраслей народного хозяйства России. Общим направлением развития промышленности стройматериалов является расширение ассортимента, выпуск конкурентоспособной продукции, внедрение энерго и ресурсосберегающих технологий. К высокоэффективным материалам относятся конструкционно-теплоизоляционные, такие как легкие бетоны на пористых заполнителях в виде стеновых панелей и блоков или перегородочные плит. Мировая практика имеет ряд примеров, где применяются данные виды материалов, что позволяет снизить вес зданий и конструкций на 30% и улучшить технико-экономические показатели. [1]

В настоящее время накоплен большой опыт получения заполнителей, как из природного сырья, так и отходов промышленности. Расход топлива на изготовление заполнителей можно снизить до двух раз, заменив природное глинистое сырье на топливо содержащие отходы (золы и шлаки ТЭС, углеотходы). При этом известно, что присутствие в заполнителе аморфной кремнеземистой составляющей неизбежно приводит к протеканию щелочно-силикатных реакций (ASR), снижающих, как правило, через длительное время прочность бетона. В литературе приводятся различные варианты подавления ASR, в частности добавки в бетон золы-уноса ТЭС, дополнительное опудривание заполнителей и др. [2-4].

В данной работе приводятся результаты исследования поведения в цементной матрице пористых пеностеклокристаллических заполнителей (ПСКМ), полученных на основе золошлаковых отходов ТЭС. ПСКМ отличается от традиционного пеностекла: технологией получения, включающей низкотемпературный синтез стеклофазы из отходов с добавлением кальцинированной соды и кремнеземсодержащего компонента, с последующим приготовлением пенообразующей смеси путем измельчения гранулята до порошкообразного состояния с газообразователем; присутствием в ПСКМ кристаллической фазы.

Цель – исследовать пригодность гранулированного ПСКМ в качестве заполнителя легких бетонов и оценить его химическую устойчивость по интенсивности протекания щелочно-силикатных реакций (ASR) в бетоне по сравнению с керамзитовым заполнителем.

Для проведения исследования выбран гранулированный ПСКМ фракцией 5 – 20 мм и для сравнения керамзит той же фракции.

Химическая стойкость пористого заполнителя исследовалась по методике, приведенной в стандарте СТ СЭВ 4421-83 «Защитные свойства бетона по отношению к стальной арматуре» [5]. Для эксперимента готовилась водная вытяжка из бетона, моделирующая щелочную среду цементной матрицы. В полученную водную вытяжку помещались образцы ПСКМ в виде гранулы и порошка. После выдержки образцов проводилось измерение pH среды водной вытяжки. Результаты исследований представлены в табл. 1.

Таблица 1

Измерение pH водной вытяжки из бетона

Образец	исходная вытяжка	гранула ПСКМ	порошок ПСКМ
pH среды	12,489	12,478	11,891

В результате исследования выявлено, что значение водородного показателя вытяжки бетона составляет 12,489. После выдержки гранулы ПСКМ pH раствора незначительно снижается до 12,478. При увеличении площади поверхности (при использовании порошка ПСКМ) уровень pH понижается до 11,891, что происходит в результате поглощения из поровой воды ионов щелочных металлов.

Установлено, что действие щелочно-силикатных реакций (ASR) заметно снижается , в случае использования в качестве заполнителя гранулированный ПСКМ, изменения pH незначительны.

Проводился анализ ИК–спектров испытуемых образцов, в результате чего выяснилось что с уменьшением pH водной вытяжки бетона интенсивность полос поглощения ИК спектров образцов заполнителей (ПСКМ) незначительно увеличивается. Появляются новые пики, которые характеризуют протекание химических процессов (ASR) в системе ПСКМ – бетон.

С использованием исследуемых гранул гранулированных образцов ПСКМ и керамзита получены образцы легких бетонов. Рассчитанный компонентный состав представлен следующим соотношением: с ПСКМ заполнителем: цемент – 200,8 кг/м^3; ПСКМ – 176,8 кг/м^3; песок – 750,5 кг/м^3; вода – 158,8 кг/м^3. Для сравнения были изготовлены образцы легкого бетона с керамзитом в соотношении цемент – 268,5 кг/м^3; керамзит – 442 кг/м^3; песок – 890 кг/м^3; вода – 200,5 кг/м^3. Образцы формовались в металлических формах размером 7×7×7, уплотнение бетонной смеси с заполнителем проводилось на вибростоле. По значению коэффициента прочности, представляющего собой отношение прочности образцов к его плотности, легкий бетон на керамзитовом заполнителе имеет лучшие показатели, однако в макроструктуре легкого бетона с керамзитовым заполнителем через 6 месецев выдержки на воздухе появились трещины, снижающие прочность изделия.

Характеристика образцов, определенная по стандартному методу в условиях Томского домостроительного комбината (ТДСК) предоставлена в табл. 2.

Таблица 2

Характеристики заполнителя и легкого бетона

материал	гранула		легкий бетон		коэффициент прочности
	прочность МПа	насыпная плотность, кг/м^3	прочность, МПа	плотность, кг/м^3	
ПСКМ	3,2	258	8,6	1343	0,64
керамзит	6,5	642	13,7	1701	0,81

а) ***б)***

Рис. Макроструктура легкого бетона с различным видом заполнителей: а) ПСКМ, б) керамзит

В результате проведенных исследований установлена принципиальная возможность использования гранулированного ПСКМ в качестве заполнителя для легких бетонов. При этом снижается расход заполнителя и степень протекания щелочно-силикатных реакций (ASR), что выгодно отличает пеностеклокристаллические заполнители от керамзита и стеклобоя. Отсутствие трещин на образцах, выдержанных в течение 6 месяцев, позволяет сделать вывод о его пригодности в качестве химически установленного заполнителя бетонов. Бетоны на пористых заполнителях уже успешно используют в мостостроении и гидротехническом строительстве.

Работа выполнена в рамках госзадания НАУКА Минобрнауки РФ 3.3055.2011.

Литература

1. Бэкер А.Ф., Пуле А.Б. Гидратация цемента на границе с опаловым заполнителем и взаимодействие щелочей с кремнеземом. //Quart. J. Eng. Geol., 1980. – № 4. – С.249-254
2. Накато К. Механизм и особенности взаимодействия реакционноспособных заполнителей со щелочами. //Конкурито когаку: Сопсг. J., 1986. – Xsll. – С.17-22.
3. Пористые заполнители из отходов промышленности / В. П. Петров, С. А. Токарева // Строительные материалы, 2011. – № 12. – С. 46-50.
4. СТ СЭВ 4421-83 «Защитные свойства бетона по отношению к стальной арматуре».
5. Чаттезий С., Клауссон-Каас Н.Ф. Предотвращение расширения раствора вследствие взаимодействия щелочей с кремнеземом путем применения шлакопортландцемента. //Cet. and Concr. Res., 1984. – № 6. – С.816-818.

КИСЛОТОУПОРНЫЕ МАТЕРИАЛЫ НА ОСНОВЕ ПРИРОДНОГО СЫРЬЯ

А.В. Адыкаева

Научный руководитель доцент И.Б. Ревва

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Химически стойкими называют материалы, способные в течение длительного времени противостоять действию жидких или газообразных активных химических веществ. Наиболее распространенными химическими агентами являются кислоты или щелочи, поэтому керамические материалы, хорошо противостоящие этим веществам, называют кислотостойкими и щелочестойкими или в более широком смысле – кислотоупорами.

Кислотоупорные керамические материалы могут длительное время противостоять действию жидких коррозионных сред. Их используют для устройства полов, трубопроводов, газоходов, футеровки аппаратов на химических предприятиях. Характерная особенность таких материалов – небольшая пористость и соответственно низкое водопоглощение. Промышленность выпускает кислотоупорные кирпичи, плитки, трубы и фасонные изделия.

Для производства кислотоупорных изделий используются огнеупорные и тугоплавкие глины, различающиеся по минералогическому и гранулометрическому составам. Основным сырьевым материалом для изготовления кислотоупоров служат спекающиеся глины умеренной и высокой пластичности, не содержащие в повышенных количествах вредных примесей в зернистом состоянии.

В качестве пластичного компонента для составов использовалась глина Берлинского (Южно-Уральского) месторождения – крупнейшего в Уральском регионе [1]. Оно расположено в 30 км на юго-запад от города Троицка. Белые, пластичные глины этого месторождения залегают на площади до 10 кв. км под бурыми суглинками и песками. Температура плавления этих глин 1600–1750 °С, что определяет их как огнеупорные. Эти глинистые породы пригодны для изготовления огнеупорного кирпича I и II классов. Разведанные запасы их определяются в 24 миллионов тонн, а геологические (перспективные) – превышают 60 миллионов тонн.

Химический состав глины представлен в таблице 1. Согласно ГОСТ 9169– 2001 по содержанию Al_2O_3 в прокаленном состоянии (36,01 %) берлинская глина относится к основному глинистому сырью с низким и средним содержанием красящих оксидов Fe_2O_3 и TiO_2 (1,50 % и 1,04 % соответственно).

Таблица 1

Химический состав сырьевых материалов

Сырье	Содержание оксидов, %								
	SiO_2	Al_2O_3	Fe_2O_3	TiO_2	CaO	MgO	K_2O	Na_2O	$\Delta m_{прк.}$
Берлинская глина	51,01	31,20	1,30	0,90	0,45	0,55	0,99	0,25	13,35
	58,87	36,01	1,50	1,04	0,52	0,63	1,14	0,29	-
Покровский фельзит	74,37	16,03	1,54	0,06	0,79	0,04	3,44	2,9	1,83
	75,35	16,17	1,57	0,06	0,8	0,04	3,5	2,96	-

По гранулометрическому составу (таблица 2), согласно ГОСТ 9169–2001 исследуемая глина относится к высокодисперсному глинистому сырью с содержанием фракции размером менее 1 мкм более 80 %, что определяет ее высокую связующую способность. Крупнозернистых включений размером более 1 мм в исследуемом глинистом сырье не наблюдалось.

Таблица 2

Гранулометрический состав огнеупорной глины Берлинского месторождения

Содержание фракций, %, размером в мм				
больше 0,05	0,05– 0,01	0,01– 0,005	0,005– 0,001	меньше 0,001
2,69	3,65	2,52	2,75	88,39

Минералогический состав использовавшейся в работе глины оценивался методом рентгенофазового анализа. По результатам расшифровки дифрактограммы установлено, что данная глина по минералогическому составу представляет собой каолинитовое глинистое сырье с примесью иллита и кварца.

К технологическим свойствам, характеризующим глинистое сырье, относится формовочная влажность, пластичность, воздушная усадка, чувствительность к сушке. Полная характеристика технологических свойств глины Южно-Уральского месторождения приведена в таблице 3.

Таким образом, берлинская глина относится с среднепластиным глинам, с умеренной чувствительностью к сушке, что обусловлено наличием в минералогическом составе примесей кварцевого материала, ухудшающего условия влагопереноса при сушке. Поэтому в случае использования берлинской глины в технологии производства кислотоупорной керамики пластическим способом необходимо введение отощающих добавок, снижающих воздушную усадку и чувствительность к сушке, а также плавней для уменьшения температуры спекания.

В качестве добавки снижающей температуру спекания использовался природный материал – фельзит, который представляет собой мелкозернистую основную массу кислых эффузивных пород, состоящую из калиевого полевого шпата (ортоклаза) и кварца, иногда кислого плагиоклаза и темноцветных минералов (пироксена, биотита и др.). Это светлая микрокристаллическая порода, обычно желтоватого или красноватого цвета, иногда – зеленоватых оттенков, может содержать окрашенные включения.

Таблица 3

Технологические свойства берлинской глины

Свойство	Показатель
водозатворяемость, %	37,0
полное водосодержание, %	27,0
число пластичности	19,7
воздушная усадка, %	6,8
коэффициент чувствительности к сушке, Кч	1,14

В химической промышленности фельзит используется в качестве кислотоупорного материала. В данной работе использовали фельзит Покровского месторождения, расположенного в 100 км от г. Екатеринбург. Минералогический состав покровского фельзита был определен рентгенофазовым методом. Выявлено, что фельзит представлен следующими основными минералами: кварц, микроклин – (калиевый полевой шпат) и мусковит. В качестве железистых примесей присутствует лепидокрокит, обуславливающий светло–розовый цвет породы после обжига.

Химический состав фельзита представлен в таблице 1. Согласно ГОСТ 9169– 2001 на глинистое сырье по содержанию Al_2O_3 данная порода относится к кислому сырью с низким содержанием красящих оксидов.

Поскольку фельзит планируется использовать в технологиях кислотоупорных материалов, обжигаемых при температурах 1000–1100 ºС, исследовали влияние температуры обжига на свойства фельзита. Образцы, сформованные по пластичной технологии обжигали при температурах 1000, 1050 и 1100 ºС с выдержкой при конечной температуре не менее 1 часа. Результаты исследований представлены в таблице 4.

Таблица 4

Свойства обожженных образцов на основе покровского фельзита

Температура обжига, ºС	Прочность при сжатии, МПа	Водопоглощение, %	Огневая усадка, %	Общая усадка, %
1000	26,6	16,7	2,7	5,0
1050	41,5	13,8	5,3	7,6
1100	46,8	6,3	8,8	11,1

Установлено, что с увеличением температуры обжига от 1000 до 1100 ºС образцы на основе покровского фельзита интенсивно спекаются с закономерным увеличением механической прочности и огневой усадки масс, при одновременном снижении величины водопоглощения.

Исследовали двухкомпонентные составы с добавкой фельзита в количестве от 10 до 30 % мас. с шагом 10 %. Глину Южно-Уральского месторождения предварительно высушивали и измельчали до прохода через сито 1 мм. Исходную фельзитовую породу с размером куска 5–10 мм подвергали грубому дроблению на щековой дробилке, затем тонкому помолу в конусной дробилке до получения фракции менее 0,063 мм.

Далее формовали образцы в виде плиток 50х50х10 мм и кубиков размером 25х25х25 мм. Образцы высушивали в естественных условиях до постоянной массы, затем определяли основные технологические свойства. По полученным данным с введением 10 мас. % фельзита прослеживается резкое уменьшение воздушной усадки с 11,3 % до 7,6 %, что связано с непластичной природой фельзита. Прочность при сжатии высушенных образцов снижается в 3 и более раза, что связано с низкими значениями предела прочности при сжатии самого фельзита.

Оценка роли фельзитовой породы, как снижающего температуру спекания компонента проводилась по изменению керамических свойств. Они оценивались показателями огневой усадки, водопоглощения и предела прочности при сжатии образцов, обожженных при температурах 1000, 1050 и 1100 ºС. Обжиговые свойства составов представлены в таблице 5.

Таблица 5

Обжиговые свойства составов на основе композиций глина – фельзит

Количество фельзита, % мас.	Свойство при температуре обжига, ºС								
	Общая усадка, %			Водопоглощение, %			Прочность при сжатии, МПа		
	1000	1050	1100	1000	1050	1100	1000	1050	1100
0	10,9	–	15,3	18,0	–	4,5	22,2	–	24,6
10	9,1	12,6	12,4	17,8	8,7	1,2	23,9	24,5	26,3
20	9,5	12,5	14,9	16,4	7,1	2,6	23,5	29,9	42,9
30	9,5	13,9	15,8	14,7	6,4	3,6	23,9	32,3	35,3
100	5,0	7,6	11,1	16,7	13,8	6,3	26,6	41,5	46,8

По мере увеличения доли фельзита в смеси процесс спекания происходит более интенсивно, что сопровождается снижением значений водопоглощения, с закономерным увеличением механической прочности и огневой усадки масс. С ростом температуры обжига от 1000 до 1100 ºС процесс спекания также интенсифицируется.

Оптимальными значениями прочности при сжатии и водопоглощения обладает состав ФЗ, обожженный при температуре 1100 ºС, который отвечает требованиям ГОСТ 474– 90 Кирпич кислотоупорный. Технические условия показатели для кирпича класса В.

Работа выполнена в рамках госзадания НАУКА Минобрнауки РФ 3.3055.2011.

Литература

1. Солодкий Н.Ф., Шамриков А.С., Погребенков В.М. Минерально-сырьевая база Урала для керамической, огнеупорной и стекольной промышленности: Справочное пособие / Под ред. проф. Г.Н. Масленниковой.– Томск: Изд-во ТПУ, 2009. – 332 с.

ПОЛУЧЕНИЕ СФЕНОВЫХ КЕРАМИЧЕСКИХ ПИГМЕНТОВ ИЗ ПРИРОДНОГО МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ

В.Е. Ветрова

Научный руководитель доцент М. Б. Седельникова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Перспективным направлением исследований в настоящее время является изучение возможности получения керамических пигментов с использованием природного минерального сырья. Известно о синтезе керамических пигментов с использованием природных минералов диопсида, тремолита [1], волластонита [2], цеолита [3], каолинита [4].

Используя структуры природных минералов, как базовые, можно синтезировать керамические пигменты с производными кристаллическими структурами. Так, на основе структуры волластонита получены керамические пигменты со структурами диопсида, анортита [5], с использованием природного талька получены пигменты со структурами форстерита, диопсида [6, 7].

Целью представленных исследований было получение керамических пигментов со структурами титанита (титанового сфена) и оловянного сфена при использовании природного волластонита.

Кристаллическая структура сфена относится к островным силикатам, кристаллическая решетка состоит из изолированных тетраэдров (рисунок).

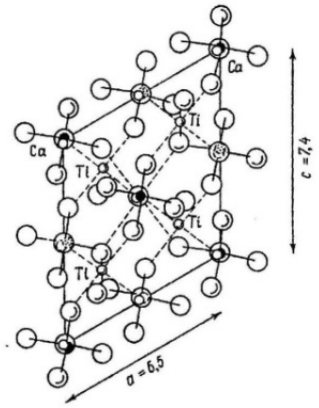


Рис. Структура сфена

В структуре островных силикатов возможны широкие изоморфные замещения отдельных ионов на ионы переходных металлов и образование окрашенных твёрдых растворов Керамические пигменты со структурой сфена отличаются яркой окраской [8], их получают методом высокотемпературного синтеза из химически-чистых материалов. Данная технология требует больших затрат. Использование природного волластонита позволяет значительно снизить температуру синтеза пигментов, уменьшить расходы на их производство.

Для получения пигментов использовали волластонит Слюдянского месторождения. Волластонит содержит (в мас.%): SiO_2 51.90, CaO 46.60, Fe_2O_3 0.06, Al_2O_3 0.11, MgO 1.33. По химическому составу волластонит этого месторождения является уникальным, не имеющим аналогов в мире. Природный волластонит подвергали тонкому измельчению до остатка на сите №0063 не более 2%. Синтез сфена осуществляли по реакциям:

$$CaO{\cdot}SiO_2 + TiO_2 \rightarrow CaO{\cdot}TiO_2{\cdot}SiO_2 \quad (1)$$

$$CaO{\cdot}SiO_2 + SnO_2 \rightarrow CaO{\cdot}TiO_2{\cdot}SiO_2 \quad (2)$$

Пигменты получали путем введения в шихту солей элементов-хромофоров в смесь по реакциям:

$$CaO{\cdot}SiO_2+(1\text{-}x)TiO_2+ xMeO \rightarrow CaTi_{2(1\text{-}x)}\ Me_xSiO_5 \quad (3)$$

$$CaO{\cdot}SiO_2+(1\text{-}x)SnO_2+ xMeO \rightarrow CaSn_{2(1\text{-}x)}\ Me_xSiO_5 \quad (4)$$

где x = 0.1, 0.5, 0.9 моль

В качестве хромофоров использовались соли переходных металлов железа, кобальта, никеля, хрома. Концентрация хромофоров в пересчете на оксид изменялась от 3.8 до 53.7 мас.%.

Высушенные смеси обжигали при температуре 1100 – 1200 ºС. В процессе обжига происходит

восстановление кристаллической структуры волластонита, синтез новой кристаллической структуры, образование цветонесущих фаз.

Никельсодержащие пигменты, имеют ярко-желтую и зеленовато-желтую окраску, кобальтсодержащие пигменты окрашены в голубовато-зеленые, темно-оливковые и темно-зеленые тона, пигменты, содержащие хром имеют коричневато-зелёный цвет, а железосодержащие пигменты имеют красно-коричневую окраску.

Пигменты исследовали с помощью дифрактометрического анализа, который показал, что в контрольной пробе (без хромофоров), синтезированной по реакции /1/ при температуре 1200ºС, доминирующей является структура сфена (d= 0.497, 0.326, 0.261 нм), также присутствуют несколько пиков, характерных для рутила (d= 0.326, 0.249, 0.230 нм). Рентгенограммы образцов с добавлением хромофоров показывают, что интенсивность дифракционных пиков понижается, доминирующим является волластонитовый пик, так же присутствуют кристаллические фазы сфена и рутила. При концентрации Cr_2O_3 7,48 мас.% оксид выделяется в свободном виде (d=0.203, 0.181, 0.167 нм).

Фазовый состав контрольной пробы, полученной по реакции /2/ обожженной при температуре 1200 ºС, представлен оловянным сфеном (d=0,514; 0,444; 0,264 нм), волластонитом (d=0,334; 0,322; 0,237 нм) и анортитом (d=0,281; 0,209; 0,198 нм). Доминирующей кристаллической фазой в полученных пигментах является Sn-сфен. При введении в контрольную пробу 10% оксида никеля интенсивность дифракционных рефлексов резко понижается. В других составах пигментов существенных изменений не обнаружено.

Можно сделать вывод, что реакции синтеза пигментов со структурой сфена целесообразно проводить при добавлении минерализатора для повышения выхода основного продукта.

Полученные пигменты опробовали в качестве надглазурных красок.

Исследования показали, что получение керамических пигментов с использованием волластонита перспективно и экономически целесообразно. Использование природного минерала снижает затраты на производство керамических пигментов. Благодаря наличию в составе волластонита оксидов кремния и кальция, при дополнительной подшихтовке можно получать керамические пигменты с различными производными кристаллическими структурами.

Таблица 1

Компонентный состав пигментов на основе титанового сфена

№ пигмента	Содержание основных компонентов, мас.%					
	$CaSiO_3$	TiO_2	CoO	NiO	Cr_2O_3	Fe_2O_3
ХП3	59.18	40.82	-	-	-	-
ВС1	59.34	36.83	3.83	-	-	-
ВС 2	59.95	20.67	19.38	-	-	-
ВС 3	60.57	4.18	35.25	-	-	-
ВС 4	59.34	36.83	-	3.84	-	-
ВС 5	59.95	20.67	-	19.38	-	-
ВС 6	60.57	4.18		35.25	-	-
ВС 7	57.09	35.43	-	-	7.48	-
ВС 8	50.00	17.24	-	-	32.76	-
ВС 9	44.48	3.07	-	-	52.45	-
ВС 10	56.86	35.29	-	-	-	7,84
ВС 11	49.15	16.95	-	-	-	33.9
ВС 12	43.28	2.98	-	-	-	53.74

Таблица 2

Компонентный состав пигментов на основе оловянного сфена

№ пигмента	Массовое содержание, %					
	$CaO \cdot SiO_2$	SnO_2	Cr_2O_3	NiO	MnO	CoO
ХП	60.0	40.0	-	-	-	-
П1	59.5	40.0	0.5	-	-	-
П2	55.0	35.0	-	10	-	-
П3	58.0	37.0	-	-	-	5
П2*	51.5	33.5	-	10	5	-
П3*	51.5	33.5	-	-	5	10
П4	48.0	32	-	10	10	-
П5	48.0	32	-	-	10	10
П6	71.7	13.3	-	5	10	-
П7	51.5	33.5	-	-	10	5
П8	48.0	32	5	-	5	10
П9	48.0	32	5	10	5	-

Использование минерализаторов при получении сфеновых керамических пигментов позволит повысить выход основных продуктов реакций и даст дополнительные возможности для расширения цветовой палитры пигментов.

Работа выполнена в рамках гос. задания НАУКА Минобрнауки РФ 3.3055.2011.

Литература

1. Седельникова М.Б., Погребенков В.М. Керамические пигменты на основе природных минералов // Стекло и керамика, 2002. – № 12. – С.10-13.
2. Сиражиддинов Н.А., Акрамова Н.Н., Великанова Ф.И. и др. Керамические пигменты на основе силикатов цепочечных структур.// Стекло и керамика, 1992. – №1. – С.26.
3. Погребенков В.М., Седельникова М.Б., Верещагин В.И. Цеолиты – сырьё для керамических пигментов // Стекло и керамика, 1998. – №2. – С.25-26.
4. Пищ И.В., Ротман Т.И., Романенко З.А. Керамические пигменты на основе каолина.// Стекло и керамика, 1986. – №7. – С.25-26.
5. Погребенков В.М., Седельникова М.Б., В.И.Верещагин. Керамические пигменты со структурой диопсида и анортита на основе волластонита.// Стекло и керамика, 1999. – №2. – С.18 - 20.
6. Седельникова М.Б., Погребенков В.М., Верещагин В.И. Керамические пигменты на основе талька // Стекло и керамика, 1997. – № 11. – С.17-20.
7. 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.
8. Масленникова Г.Н., Пищ И.В. Керамические пигменты. 2-е изд. Перераб. И доп. – М: ООО РИФ «Стройматериалы», 2009. – 224 с.

ИКСИНСКИЕ ГЛИНИСТЫЕ БОКСИТЫ – ПЕРСПЕКТИВНОЕ СЫРЬЕ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ВЫСОКОПРОЧНЫХ АЛЮМОСИЛИКАТНЫХ ПРОПАНТОВ

Л.П. Говорова, А.Ю. Токарева
Научный руководитель профессор Т.В. Вакалова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На современном этапе развития отечественной нефтегазодобывающей отрасли становится актуальной проблема сохранения достигнутого уровня добычи нефти и газа. Ранее данная задача успешно решалась за счет увеличения объемов бурения и ввода в эксплуатацию новых скважин. В настоящее время, ввиду снижения объемов финансирования буровых работ, стабилизировать уровень добычи нефти возможно лишь посредством интенсификации работ старых эксплуатационных скважин на месторождениях, вступивших в позднюю стадию разработки.

Мировая практика показывает, что существенно повысить уровень нефтеотдачи позволяет операция гидроразрыва пласта (ГРП), которая вовлекает в разработку дополнительные резервы углеводородного сырья, как на новых, так и на находящихся в поздней стадии разработки месторождениях. Технология осуществления ГРП включает в себя закачку в скважину жидкости разрыва при давлениях превышающих давление разрыва нефтеносного пласта. Проведение гидроразрыва с использованием пропанта делает данную операцию экономически эффективной и позволяет достигнуть требуемой проницаемости и проводимости в зоне трещины. Главной задачей пропанта является обеспечение проводимости и поддержание тока флюидов в течение жизни скважины. Качественное исполнение пропантом своей роли является залогом успешности операции в целом. Предъявляемым требованиям отвечает керамический пропант, который благодаря своим высоким эксплуатационным свойствам позволяет долгое время сохранять приемлемую проницаемость скважины.

Целью данной работы являлось комплексное исследование глинистых бокситов Иксинского месторождения (марки ГИО-2 и ГИО-5) Архангельской области на предмет возможности их использования в технологии производства алюмосиликатных керамических пропантов.

Отличительной особенностью бокситов и огнеупорных глин Иксинского месторождения является высокое содержание в них глинозема, при высоком, не характерном для других бокситовых месторождений мира, содержании кремнезема и относительно низком количестве оксидов железа. Высокая кремнеземистость бокситовых руд, существенно затрудняющая их использование в глиноземной промышленности, относит иксинские бокситы к технологически низкосортному сырью с позиций переработки на глинозем.

По гранулометрическому составу обе пробы глинистого иксинского боксита представляют собой пылеватое глиносодержащее сырье, поскольку содержание в них пылеватых частиц (размером от 0,05 до 0,005 мм) составляет 35 – 40 % (таблица).

По химическому составу исследуемые пробы иксинских бокситов представляют собой высокоглиноземистые породы (содержание Al_2O_3 в прокаленном состоянии составляет 60 – 77 мас.%) с невысоким содержанием щелочных (менее 1 мас. %) и щелочно-земельных (более 1,7 мас. %) оксидов и с высоким содержанием красящих оксидов Fe_2O_3 и TiO_2 (в сумме от 8 до 11 мас. %). Высокое содержание оксида алюминия указывает на присутствие в этих породах глиноземсодержащих минералов.

Таблица

Гранулометрический состав иксинских бокситов

Шифр пробы	Содержание, %, фракции размером, мм				
	1-0,06	0,06-0,01	0,01-0,005	0,005-0,001	< 0,001
бокситы иксинские					
ГИО-2	9,97	27,99	7,76	25,28	29,00
ГИО-5	14,79	37,65	7,52	19,08	20,96

Рентгенографическое исследование минералогического состава иксинских бокситов показало, что они представляют собой полиминеральные глиносодержащие породы, сложенные смесью таких глинистых минералов как каолинита $Al_2O_3 \cdot 2SiO_2 \cdot 2H_2O$, о чем свидетельствуют характеристические рефлексы с межплоскостными расстояниями при 0,717 - 0,72; 0,356 и 0,247 нм с незначительным содержанием гидрослюды типа иллита $0,2 \cdot K_2O \cdot Al_2O_3 \cdot 3SiO_2 \cdot 1,5H_2O$ (0,992; 0,444 нм) (рисунок 1). Особенностью иксинских бокситов является присутствие в их минералогическом составе глиноземистых минералов в форме гидратов оксида алюминия различной водности - гидраргиллита (гиббсита) $Al_2O_3 \cdot 3H_2O$ и бемита $Al_2O_3 \cdot H_2O$. Таким образом, обе исследуемые пробы иксинских бокситов представляют собой глинистые бокситы бемито-гидраргиллито-каолинитового типа, что хорошо согласуется с данными их химического состава, в частности с высоким содержанием оксида алюминия (50 - 60 мас. %) и повышенными потерями массы при прокаливании (более 15 мас.%).

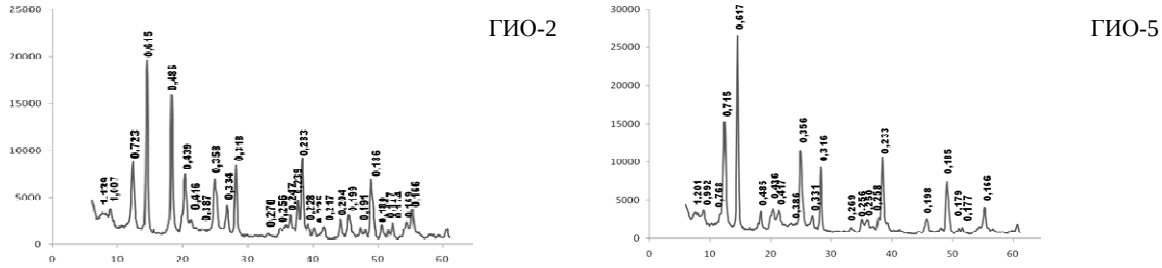


Рис. 1 Рентгеновские дифрактограммы исследуемых бокситов Иксинского месторождения

Оценка спекаемости иксинских бокситов показала, что спекание их обеих проб полностью завершается при температуре 1500°С, что характеризуется достижением образцами значений водопоглощения менее 2%. Что касается прочностных характеристик образцов в спеченном состоянии, то иксинский боксит марки ГИО-5 характеризуется после обжига при температуре 1500 - 1600°С образцов пластичного формования прочностью на сжатие 115-120 МПа, а проба ГИО-2 при аналогичных температурах - 53 -70 МПа.

Процессы фазообразования при нагреве иксинских бокситов от 1100 до 1400°С сводятся к образованию корунда как продукта терморазложения гидратов глинозема, присутствующих в исходных глинах в форме бемита и гидраргиллита, и синтеза муллита. Кроме того, характерно полное отсутствие в обеих обожженных пробах бокситов кремнеземистой составляющей.

Указанные особенности иксинских бокситов обуславливают возможность их применения в технологии алюмосиликатных керамических пропантов.

Для повышения прочностных характеристик пропантов и снижения температуры спекающего обжига гранулированного материала исследовались составы на основе бокситов с оксидными добавками. Все опробованные добавки показали удовлетворительные результаты. Однако, при давлении разрушения 70 МПа наименьшая доля разрушенных гранул фракцией 20/40 наблюдается у составов из иксинского боксита без добавок, прокаленного при 980°С и обожженного при температурах 1450 -1500°С.

Электронная микроскопия полученных пропантов на основе иксинского боксита (рисунок 2, 3) свидетельствует о плотной и однородной структуре гранул из боксита, что является одной из причин высокой прочности пропантов на его основе.

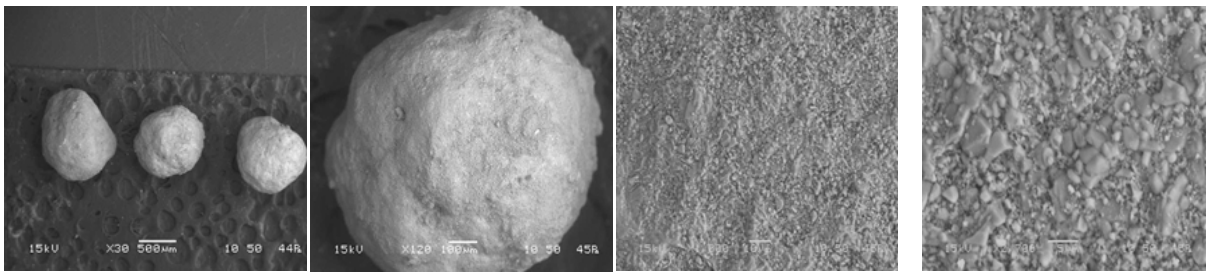


Рис. 2 Электронные микроснимки поверхности гранулы пропанта фракции 20/40, обожженной при 1450˚С, из иксинского боксита ГИО-2 с добавкой MnO_2 (2%), прокаленного при 850˚С

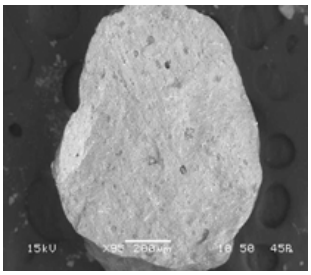
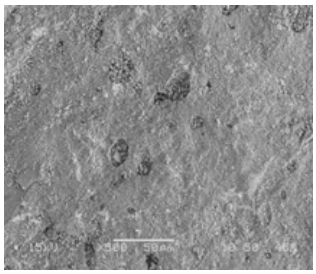
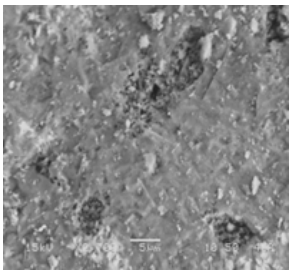




Рис. 3 Электронные микроснимки скола гранулы пропанта фракции 20/40, обожженной при 1450˚С, из иксинского боксита ГИО-2 с добавкой MnO_2(2%), прокаленного при 850˚С

В ходе исследований было установлено, что использование данных бокситов обеспечивает получение высокопрочных пропантов при температуре спекающего обжига 1450^{o}С с насыпной плотностью 1,78 - 1,88 г/см^3 и с прочностью до 70 МПа (доля разрушенных гранул фракции 20/40 – 9,5 %). Повышение температуры спекающего обжига до 1500^{o}С обеспечивает снижение доли разрушенных гранул фракции 20/40 до 6,5 % . Поэтому в случае использования иксинских бокситов в качестве основного сырья для получения высокопрочных пропантов, целесообразно ограничиться температурой спекающего обжига гранулированного материала 1450^{o}С, обеспечивающей получение пропантов с прочностью при 70 МПа, отвечающей требованиям ГОСТ.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ ГЗ "Наука" 3.3055.2011

ОСОБЕННОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СУХАРНОГО ОГНЕУПОРНОГО ГЛИНИСТОГО СЫРЬЯ В ТЕХНОЛОГИИ ВЫСОКОПРОЧНОЙ АЛЮМОСИЛИКАТНОЙ КЕРАМИКИ

Л.П. Говорова, А.Ю. Токарева
Научный руководитель профессор Т.В. Вакалова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В условиях экономического кризиса для развития отечественной промышленности керамических строительных материалов, базирующейся на использовании глин, с целью создания высококачественной, конкурентно способной продукции характерно внедрение импортных технологий, что не всегда себя оправдывает, поскольку приобретенные линии, хотя и оснащенные современным оборудованием, оказываются, в ряде случаев, малоэффективными, так как не учитывают особенностей свойств конкретных сырьевых материалов, особенно глинистых, и зачастую требуют реконструкции применительно к местным условиям. Поэтому детальное исследование всего комплекса физико-химических и технологических особенностей отечественного глинистого сырья приобретает особую важность.

Особое место среди глинистых пород занимают сухарные огнеупорные глины и каолины. Установлено, что (сухарность) непластичность этих глин в природном состоянии обусловлена агрегативным действием аморфизированного материала, цементирующего глинистые частицы в водопрочные агрегаты. Анализ вещественных составов коллоидов показал, что они на 70-80% состоят из коллоидных гидрооксидов алюминия $Al(OH)_3$ и гелей SiO_2, которые в природных условиях в результате коагуляции противоположно заряженных частиц существуют в виде алюмокремневых гелей [1]. Поэтому свойства этих коагелей, прочность связи их с кристаллическим ядром будут оказывать доминирующее влияние на свойства агрегатов глинистых частиц и, в конечном счете, определять физико-химические и технологические свойства глин.

Сухарности глинистого сырья обычно сопутствует целый комплекс специфических особенностей, таких как низкая пластичность и связующая способность, слабая размокаемость и набухаемость, агрегативная устойчивость, неполная дезагрегация в процессе измельчения сухим способом в дезинтеграторе, шаровой и трубной мельницах, что затрудняет практическое использование таких глин, особенно в технологиях по полусухой схеме [2]. Простой роспуск такой глины в воде сопровождается неполной дезагрегацией глинистых частиц вследствие чрезвычайной водопрочности глинистых агрегатов, что обусловливает необходимость для раскрытия истинных пластических свойств сухарных огнеупорных глин и каолинов изыскания путей и способов полной дезагрегации глинистых частиц, приводящих к созданию высокодисперсного материала.

Целью данной работы явилось комплексное исследование минералогии, структуры и свойств трех проб полусухарных каолинов Боровичско-Любытинского месторождения Новгородской области. За образец сравнения были выбраны 2 пробы рыхлого глинистого боксита Иксинского месторождения Северо-онежского бокситового рудника.

Таким образом, в зависимости от содержания Al_2O_3 в прокаленном состоянии согласно ГОСТ 9169 -75 исследуемая проба КБЛПС-1 боровичско-любытинского каолина по химическому составу представляет собой промежуточный тип между высокоглиноземистым и высокоосновным глинистым сырьем со средним содержанием красящих оксидов (более 4%) и невысоким содержанием шелочных (менее 1 мас. %) и щелочно-земельных (менее 1 мас. %) оксидов. Две другие пробы боровичско-любытинского каолина (КБЛПС-2 и КБЛПС-3) представляют собой высоосновное глинистое сырье с невысоким содержанием щелочных (менее 1 мас. %) и щелочно-земельных (менее 1 мас. %) оксидов. Что касается содержания красящих оксидов Fe_2O_3 и TiO_2,

несмотря на то, что обе пробы относятся к глинистому сырью со средним содержанием красящих оксидов **(**Fe_2O_3 +TiO_2), проба КБЛПС-3 содержит железистых примесей почти в 3 раза меньше, чем проба КБЛПС-2.

Таблица

Химический состав исследуемых сырьевых компонентов

Шифр пробы	Содержание оксидов, мас. %									
	SiO_2	Al_2O_3	TiO_2	Fe_2O_3	MnO	CaO	MgO	K_2O	Na_2O	$\Delta m_{прк}$
каолины боровичско-любытинские										
КБЛПС-1	42,61	38,80	2,26	0,75	-	0,17	0,70	0,22	0,13	14,36
КБЛПС-2	45,70	34,96	1,92	2,06	-	0,11	0,68	0,17	0,19	14,21
КБЛПС-3	48,93	33,40	1,76	0,63	-	0,15	0,68	0,21	0,19	14,05
бокситы иксинские										
ГИО-2	9,23	60,86	3,63	3,11	0,03	0,17	1,21	0,51	0,15	21,10
ГИО-5	21,86	50,56	3,65	6,19	0,03	0,44	1,00	0,48	0,17	15,62

Оба исследуемых иксинских боксита представляют собой высокоглиноземистые породы (содержание Al_2O_3 в прокаленном состоянии составляет 60 – 77 мас.%) с невысоким содержанием щелочных (менее 1 мас. %) и щелочноземельных (более 1,7 мас. %) оксидов и с высоким содержанием красящих оксидов Fe_2O_3 и TiO_2 (в сумме от 8 до 11 мас. %).

По минералогическому составу боровичские каолины представляют собой мономинеральное сырье каолинитового состава с содержанием каолинита от 80 до 90 мас.% с примесью в глинистой части гидрослюды типа иллита в количестве 2,5-4 мас.%, в непластичной части – кварца в количестве от 5 до 13 мас. %.

По поведению в обжиге боровичско-любытинский каолин относится к неспекающемуся до температуры 1400^{o}C глинистому сырью. Присутствие в фазовом составе всех проб каолина, обожженных при оптимальной температуре (1400^{o}C), высокого содержания кристобалита (32- 36 мас.%) обусловливает относительно невысокую прочность на сжатие образцов пластичного формования (не более 40 МПа).

Особенностью минералогического состава иксинских бокситов является сложный полиминеральный состав их тонкодисперсной части, который определяет их как тип каолинито-бемито-гидраргиллитовых глин с содержанием каолинита от 20 до 47%, гидратов глинозема 34 – 64 % при полном отсутствии примесного кварца, что в комплексе определяет такие их технологические свойства как малопластичность (число пластичности 4,6 – 5,2), низкую чувствительность к сушке (коэффициент чувствительности к сушке 0,3 – 0,4), неспекаемость до температуры 1400 ^{o}C, однако при этом способность образовывать прочные структуры с прочностью на сжатие 48 – 67 МПа (при температуре 1400^{o}C в зависимости от разновидности глины).

Оценка фазового состава образцов из боровичских каолинов боровичских каолинов после обжига вплоть до температуры полного спекания показала, что основной причиной низкой прочности боровичских каолинов после обжига является полиморфизм их кремнеземистой составляющей.

Другую причину низкой прочности пропантов на основе боровичских каолинов следует связывать с их природной сухарностью.

Для подтверждения сухарности боровичских каолинов, т.е. наличия агрегации глинистых частиц, определения геометрических размеров агрегатов и элементарных частиц, была проведена электронная микроскопия исходного боровичского каолина КБЛПС-1 в сопоставлении с иксинским бокситом. Результаты приведены на рисунке 1.

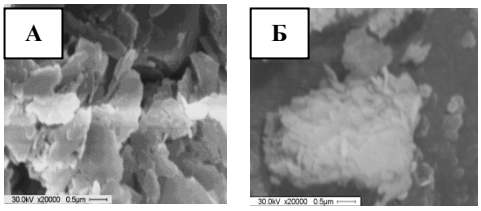


Рис. 1 Электронные микроснимки глинистого боксита (А) и сухарного каолина (Б)

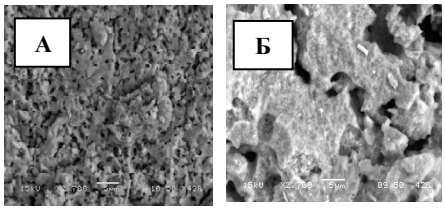


Рис. 2 Электронные микроснимки образцов из глинистого боксита (А) и сухарного каолина (Б), обожженных при 1450^{o}C

Сопоставительный анализ электронных микроснимков боровичского каолина и иксинского боксита при одинаковых увеличениях (рисунок 1) свидетельствуют о том, что иксинские бокситы сложены в основном достаточно крупными разобщенными пластинчатыми частицами, преимущественно изометрической формы с размером 1,5 – 3 мкм.

На электронных микроснимках боровичского каолина при больших увеличениях отчетливо прослеживается наличие агрегатов размером в среднем от 3 до 5 мкм из тонкодисперсных частиц, размером не более 0,5 мкм.

Основное отличие микроструктуры обожженных образцов из иксинских бокситов в отличие от

образцов из боровичского каолина, состоит в ее однородной мелкопористости за счет равномерного спекания в объеме керамического материала (рисунок 2).

Что касается боровичских каолинов, то фрагментарная микроструктура их прессованных образцов, представляющая отдельные припекшиеся фрагменты, разобщенные глубокими сквозными извилистыми порами, может быть объяснена (с учетом полученных сведений о сухарности боровичских каолинов) локальным спеканием частиц в объеме агрегата и частичным припеканием агрегатов между собой. Такая неоднородность и пористость микроструктуры образцов из боровичских каолинов является еще одной причиной их низкой прочности. Поэтому в случае использования боровичских каолинов для получения высокопрочной плотноспеченной керамики необходимо обеспечить полную диспергацию (разрушение) агрегатов из элементарных глинистых частиц с их высвобождением и переходом в свободное (несвязанное) состояние. Сухим способом это сделать не удается, потому что контролируемой дисперсностью в процессе подготовки исходного сырья при его тонком помоле является полный проход через контрольное сито 0063 (размер частиц 63 мкм), а размер агрегатов сравним с размерами 3 – 5 мкм.

Практический опыт по использованию сухарного глинистого сырья в керамических технологиях свидетельствует о достижении его полной диспергации путем мокрого помола в шаровых мельницах. Поэтому применительно к сухарным боровичским каолинам для решения проблемы повышения прочности пропантов на их основе целесообразно рассмотреть возможность изменения технологии подготовки боровичского каолина путем:

а) перехода на мокрый способ помола каолина с последующим обезвоживаем шликера в фильтрпрессах, или сушкой шликера в башенных распылительных сушилах, что позволит получить стабильный по составу, строению и свойствам сырьевой компонент для последующего его использования в технологии спеченной алюмосиликатной;

б) применения механохимической активации сухарных боровичских каолинов сухим способом путем их тонкого помола в энергонапряженных активаторах (вибромельницах, планетарных мельницах).

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ ГЗ "Наука" 3.3055.2011.

Литература

1. Вакалова Т.В. Природа сухарности и пластичности огнеупорных глин Трошковского месторождения //Стекло и керамика, 1997. – № 11. – С.23-26.
2. Вакалова Т.В., Погребенков В.М. Механохимическая активация как способ регулирования свойств глинистого сырья /Огнеупоры и техническая керамика, 2003. – № 12. – С.35-39.

ВЛИЯНИЕ ИЗМЕЛЬЧЕНИЯ БАКЧАРСКОЙ ЖЕЛЕЗНОЙ РУДЫ НА ПРОЧНОСТЬ ТОРФОРУДНЫХ МАТЕРИАЛОВ

Е. Д. Ергешбаев, Е. П. Трифонова
Научный руководитель доцент В.С. Архипов
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Уже сейчас по данным геологоразведочных работ можно утверждать, что прогнозные ресурсы Бакчарского месторождения в размере 28 млрд. т будут в значительной степени перекрыты [1]. Освоение Бакчарского железорудного месторождения Томской области позволит надолго обеспечить потребности металлургических заводов Южного Урала и Западной Сибири в железной руде. Из 6 известных типов руд Бакчарского месторождения наиболее распространены плотные и рыхлые гетито – гидрогетитовые разновидности со средним содержанием железа 38-42 %. По своему составу они близки к бурым железнякам Аятского и Лисаковского месторождения, на базе которого работает Лисаковский горно-обогатительный комбинат, выпускающий обогащенный концентрат для Каргандинскогометаллургического комбината (Казахстан). Таким образом, исходная Бакчарская железная руда должна быть обогащена до содержания общего железа 50-60%. Для выплавки металла в доменных печах используется кусковое сырье. В связи с этим необходимо предварительное окускование концентрата Бакчарской железной руды.

Одним из вариантов переработки Бакчарскойжелезной руды является полная или частичная металлизация концентрата в процессах прямого восстановления с последующим металлургическим переделом в доменных или сталеплавильных печах. При этом проблема окускования решается путём формования торфорудных материалов (ТРМ), в которых связующим компонентом в то же время восстановителем является торф. Ранее проведенные исследования в 1960-70гг. [2] показали принципиальную возможность получения ТРМ и их металлизации.

В качестве металлургического топлива при металлизации железных руд Бакчарского месторождения могут быть использованы торфа северо-восточных отрогов Васюганского торфяного месторождения. Наиболее перспективны для металлургического использования участки Васюганского месторождения, занимающие водоразделы рек Шегарка-Икса-Бакчар-Парбиг (Бакчарское, Иксинское болото).

Первоочередной сырьевой базой для обеспечения торфом потребностей потенциального металлургического производства может служить торфяной массив, занимающий водораздел р. Бакчар – Икса, протянувшийся на 150 км от истоков этих рек до их впадения в р. Чая (Бакчарское болото). О структуре запасов

этого торфяного массива можно судить по результатам детальной разведки 1985г. участка №5 км у с. Кр. Бакчар[3]. Верховой торф, составляющий 24 % от общих запасов участка № 5, представлен фускум, магелланикум и ангустифолиум видами. Преобладающий на участке переходный торф (52 % запасов) представлен осоково-сфагновым, осоковым, древесно-осоковым, сфагновым видами. Среди низинных торфов (18% запасов) доминируют осоковый, древесно-осоковый и древесные виды. Средняя степень разложения торфа R составляет 22 % при зольности 6,0 %. Преобладают на участке торфа средней и низкой степени разложения.Указанные торфа следует рассматривать как реальное сырье для получения торфорудных материалов из Бакчарской руды.

Связующая способность торфа обусловлена его растительным происхождением и условиями превращения в торфяной залежи.

В формировании прочной структуры торфа или торфосодержащих смесей существенную роль играют следующие факторы:

1. содержание в торфе основных компонентов – волокна и гумуса;
2. ориентировка этих компонентов в исходном торфе;
3. взаимное расположение фрагментов торфяного волокна, слагающих каркас вещества торфа;
4. связность частиц торфа друг с другом, в частности, характер связи торфяного волокна с массой гумуса;
5. размеры тканевых остатков, а также частиц и агрегатов гумуса;
6. пористость вещества торфа;
7. прочность волокна торфа.

Роль связующего играют гуминовые вещества. В верховых торфах они присутствуют в виде свободных гуминовых веществ желеобразной консистенции, которые формируют связность между грубыми растительными фрагментами при сушке торфа.

Целью данной работы является изучение влияния измельчения бакчарской железной руды на прочность торфорудных материалов в воздушно-сухом состоянии.

В качестве сырья использовали 2 вида торфа:

а) верховой пушицево-сфагновый торф со степенью разложения R=10%, содержанием золы A^d = 3,5 %;

б) переходный осоково-сфагновый торф со степенью разложения R=35%, содержанием золы A^d = 5,9 %.

Основным компонентом ТРМ являлась руда – сыпучка, отобранная с площадки гидронамыва вблизи с. ПолынянкаБакчарского района. Руда представляет собой сыпучую массу бурого цвета, состоящую, в основном, из округлых блестящих оолитов и бобовин гетита ($Fe_2O_3 \cdot H_2O$) и гидрогетита ($3Fe_2O_3 \cdot 4H_2O$). 86 % всей массы руды представлено частицами размером 0,25-1,0 мм. Содержание железа общего в отобранном для исследования образце руды составило 46,3%.

Для получения ТРМ руду измельчали до трёх значений крупности частиц – менее 0,5 мм, менее 0,25 мм и менее 0,1 мм. Такие размеры частиц близки к реальной дисперсности рудных концентратов. Сырой торф предварительно подсушивали до влажности 91%. С каждым образцом приготовлены 2 состава ТРМ, содержащие 10% и 30% торфа в расчете на сухие материалы.

Сырую торфомассу выстилали слоем 1-2 см и равномерно распределяли по нему измельченную руду. Для усреднения торфорудной массы ее дважды пропускали через шнековый механизм и затем формовали путем выдавливания в специальной матрице цилиндрические образцы диаметром 34-35 мм, которые затем сушили в условиях лабораторного помещения до постоянного веса (воздушно–сухое состояние). Во время сушки периодически замеряли размеры и массу формовок для расчета усадки.

Таблица 1

Прочность на раздавливание воздушно-сухих торфорудных материалов

Тип и вид торфа	Измельчение руды, мм	Показатели прочности (F, P) при составе торф/руда			
		10/90		30/70	
		F, кн	Ркг/см^2	F, кн	Ркг/см^2
Переходный осоково-сфагновый (397-М4)	менее 0,5	1,15	15,2	2,09	40,6
	менее 0,25	1,42	19,4	2,36	45,5
	менее 0,1	1,29	17,1	2,30	43,3
Верховой пушицево-сфагновый (397-М2)	менее 0,5	1,57	20,9	1,93	36,4
	менее 0,25	1,72	21,4	1,80	31,6
	менее 0,1	1,98	24,8	1,92	32,9

F – разрушающая нагрузка на образец, кн; P – прочность на раздавливание, кг/см^2

С воздушно-сухими торфорудными материалами проводились испытания на прочность двумя методами:

– на раздавливание – на лабораторном гидравлическом прессе ПГЛ-5 и на испытательной машине МИРИ – 500К. Машина может работать в разных режимах, включая режим сжатия. Механические испытания на описываемой машине осуществляются путем деформирования образца при контролируемой нагрузке. Испытание проводится по программе, заложенной в блоке управления. Результаты испытания выводятся на экран монитора в виде диаграммы и могут сохраняться в электронном виде для дальнейшего использования.
– на истирание – во вращающемся барабане со стальными шарами при скорости вращения 150 об/мин в течение 10 мин. Показатель истираемости определяли как выход мелочи менее 3 мм, в процентах от загрузки.

Результаты испытания представлены в таблицах 1,2.

Таблица 2

Истираемость воздушно-сухих торфорудных материалов

Тип и вид торфа	Измельчение руды, мм	Коэффициент истираемостик, % при составе торф/руда	
		10/90	30/70
Переходный осоково-сфагновый (397-М4)	менее 0,5	56,0	4,7
	менее 0,25	38,7	6,0
	менее 0,1	38,7	6,7
Верховой пушицево-сфагновый (397-М2)	менее 0,5	41	1,2
	менее 0,25	30	3,3
	менее 0,1	60	3,5

В результате проведенной работы установлено, что прочность воздушно-сухих ТРМ существенно зависит от их состава (вид торфа, содержание торфа и руды). Наиболее высокой прочностью характеризуются образцы ТРМ на основе верхового пушицево – сфагнового торфа. Особенно прочными являются ТРМ с высоким содержанием торфа – 30%. Измельчение руды несколько снижает прочность воздушно-сухих ТРМ.

Литература

1. Гринёв О.М. Освоение железорудных гигантов среднего Приобья – начало планомерного промышленного перерождения Томской области и Западной Сибири // Минерально-сырьевая база Сибири: история становления и перспективы: Материалы научно-практической конференции, т. 1 Полезные ископаемые – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – С.215-223.
2. Смольянинов С.И. Комплексное использование торфа в химико-металлургическом процессе на базе бакчарских руд // Итоги исследований по химии за 50 лет 1919-1967 гг: Труды межвузовской научной конференции – Томск: Изд-во ТГУ, 1968. – С.90-98.
3. Инишева Л.И., Архипов В.С., Маслов С.Г., Михантьева Л.С. Торфяные ресурсы Томской области и их использование. – Новосибирск, 1995 – 88с.

ЗОЛОГРАВИЙ НА ОСНОВЕ ЗОЛОШЛАКОВЫХ СМЕСЕЙ, УДАЛЯЕМЫХ ГИДРАВЛИЧЕСКИМ ПУТЕМ

К.А. Ибраев

Научный руководитель профессор В.И. Верещагин

Казахский агротехнический университет им. С. Сейфуллина, г. Астаны, Казахстан

Современные технологии возведения ограждающих конструкций зданий предусматривают композиционную систему, включающую несущий каркас, воспринимающий нагрузки, и ненесущее ограждение, осуществляющее теплотехнические функции. С этих позиций разработка легких и сверхлегких ограждающих материалов и конструкций на их основе является актуальной проблемой.

Особое значение при разработке легких материалов имеет использование вторичных ресурсов. Основной интерес представляет использование техногенных отходов теплоэнергетического производства, годовой выход которых только в Казахстане достигает 12 млн т, а с развитием Павлодаро- Экибастузского топливно-энергетического комплекса будет увеличиваться до 30 млн т в год [1].

Золошлаковые смеси после удаления из топок обладают гидратационной активностью. Это определено тем, что химический состав смеси включает 22-62% SiO_2, 14-43% Al_2O_3, 2-43% Fe_2O_3 и 0,8-25% CaO. Такое содержание силикатов, алюминатов и ферритов в сочетании с окисью кальция обеспечивает возможность развития гидратационных процессов и соответственно получение структурируемых материалов.

По специфике функционирования топочного хозяйства различают удаление техногенных отходов сухим и мокрым методом.

Удаление золошлаковых смесей сухим методом обеспечивает сохранение гидратационной активности, и такие золы находят широкое применение. Особое место занимают золы, удаляемые сухим методом, при изготовлении легкого заполнителя – обжигового гравия.

Эффективность этого заполнителя (средняя плотность в пределах 500 кг/м^3) определена тем, что зола содержит некоторое количество органических частиц. Они под воздействием высоких температур выгорают, развивая внутреннее пространство гранул искусственного гравия. Однако для изготовления 1 м^3 обжигового зольного гравия требуется до 100 кг условного топлива, что сдерживает его применение.

В Московском инженерно-строительном институте был разработан безобжиговый гравий, потребляющий для 1 м^3 не более 50 кг условного топлива [2]. Технология изготовления включает сушку золы сухого отбора до влажности 2%, измельчение золы и вяжущего в шаровой мельнице, обработку сырцовой смеси на тарельчатом грануляторе с доведением влажности смеси до 30% и тепловую обработку сырцовых гранул. Безобжиговый зольный гравий после 28 сут имеет насыпную плотность 950 - 1000 кг/м^3.

При удалении золошлаковых смесей в отвалы гидравлическим путем на расстояние 6-15 км гидратационная активность смесей теряется.

По нашему мнению, это определено тем, что алюминатные и ферритные составляющие смеси при контакте с водой вступают в химическую реакцию с образованием новых соединений. Эти продукты начальной гидратации располагаются на зернах золошлаковых смесей в виде плотных оболочек, препятствующих дальнейшим химическим реакциям. Транспортирование золошлаковых смесей водой в течение продолжительного времени приводит к дальнейшему увеличению толщины водных оболочек с физико-механической связью, которые расклинивают частички золошлаковой смеси и увеличивают их влагосодержание [2, 3].

Колебания золошлаковых смесей по химическому и минералогическому составу, а также специфика их гидроудаления являются важнейшими причинами отсутствия надежных механических и технологических решений применения их в качестве структуризующей основы строительных материалов. Исследования показывают, что проблематичным при утилизации вторичных ресурсов является ухудшение технологических показателей вследствие их неоднородности, когда в рамках даже одного источника имеется существенный разброс показателей [4]. Это сдерживает использование золошлаковых смесей, удаляемых гидравлическим путем. Так, их применение в Казахстане не превышает 1%. Одним из способов решения этой проблемы является усреднение сырья.

Анализ технической литературы по функционированию изделий на основе искусственного гравия показывает, что обеспечение теплотехнических свойств в основном определяется пористостью внутреннего объема гранул и его защищенности от массопотока, а несущая способность определяется жесткостью оболочек. С этих позиций в Казахском аграрном университете им. С. Сейфуллина проведены исследования и разработан принципиально новый безобжиговый зольный гравий (БЗГ) [4].

По структуре и составу он отличается от разработанного ранее [2]. По структуре (взаиморасположению составных частей) предлагаемый БЗГ отличается тем, что структурируемые компоненты сконцентрированы в скорлупе, а в известном БЗГ они перемешаны и размещены по всему объему.

В БЗГ содержится золошлаковая смесь, удаляемая гидравлическим путем, и гидратированный материал, а в [2] – зола сухого отбора и гидратированный материал.

При исследовании БЗГ была принята концепция разделения функций. Так, оболочка БЗГ воспринимает силовые воздействия и выполнена из структурируемого материала, обладающего определенными прочностными и деформативными характеристиками, а начинка искусственного гравия выполняет теплотехнические функции и содержит золошлаковую смесь, удаляемую гидравлическим путем, обладающую хорошей теплоизолирующей способностью.

Для выявления эффективности разработанного гравия нами проведена серия экспериментов, где взято три партии безобжигового зольного гравия (БЗГ) с различным соотношением золошлаковой смеси (ЗШС) и вяжущего. Для экспериментов использовали вяжущее: Усть-Каменогорский портландцемент с активностью 52,5 МПа, золы сухого отбора Павлодарской ТЭС-1 и отвальные ЗШС Астанинской ТЭС-1.

В качестве аналогов принят БЗГ [2] на золах сухого отбора Павлодарской ТЭС-1. Предлагаемый БЗГ содержал силовую оболочку из цементного камня и начинку из ЗШС, удаляемую гидравлическим путем. Аналоги БЗГ изготовлялись по технологии, разработанной в [2].

Изготовление предлагаемого БЗГ включало: доведение влажности ЗШС до 50-55% в смесителях периодического действия; формование сырцовых гранул из ЗШС с доведением влажности до 20%. Это возможно, если использовать разработанный нами гранулятор прессующего действия; покрытие сырцовых гранул вяжущим. С целью создания качественного слоя вяжущего нами разработан специальный механизм, обеспечивающий равномерное нанесение вяжущего на гранулу толщиной 2-2,5 мм. Далее следует тепловая обработка вяжущего на поверхности сырцовых гранул с доведением их влажности до 8-10%.

Нами разработаны параметры и режимы тепловой обработки предлагаемого БЗГ. В таблице представлены результаты исследований полученного заполнителя.

Результаты экспериментов показывают, что предлагаемый БЗГ при одинаковых прочностных характеристиках значительно легче аналога [2].

Нами выявлено, что определяющим для технологии изготовления искусственного гравия на основе золошлаковых смесей, удаляемых гидравлическим путем, является содержание жидкой фазы. Именно влажность ЗШС определяет технологические и экономические стороны производства и силовые аспекты функционирования БЗГ.

ЗШС должна иметь подвижную и непрерывную массу, из которой могут образовываться шарообразные гранулы.

Влажность ЗШС является определяющим условием адгезии вяжущего с сырцовой гранулой; определяет особенности тепло- и массопереноса в процессе тепловой обработки, обусловливая тем самым прочностные и деформативные характеристики БЗГ; определяет и прочностные показатели, так как напрямую связана с толщиной и качеством гидратированной скорлупы.

Таблица

Результаты исследований заполнителя

№ партии	Состав БГЗ, ЗШС:ПЦ	Плотность, кг/м^3		Прочность, МПа				Коэффициент оптимальности структуры	Водопоглощение	Коэффициент размягчения
		средняя	насыпная	растяжение при расколе	Cv, %	при сжатии в куске	Cv, %			
1	70:30	1500-1600	880-940	2,8-39	6,2	15-19,6	4,3	0,19-0,2	12-18	0,9
2	60:40	1580-1700	960-1100	4,5-6,2	5,8	22,5-28,2	5	0,2-0,22	10-15	0,9
3	75:25	1280-1320	700-810	2,8-4	6,3	14,7-18,6	5,1	0,19-0,22	11-12,5	0,9

*1,2 – аналоги; 3 – предлагаемый

Концепция разделения восприятия силовых и теплотехнических функций находит место при разработке сверхлегких гравийных материалов.

Так как оболочка воспринимает силовые воздействия, то она в наших дальнейших исследованиях оставлена без изменения, а теплотехнические функции улучшаются за счет вовлечения воздуха. В поризованном сверхлегком гравийном материале в качестве начинки используются поризованные гранулы из золошлаковой смеси, удаляемой гидравлическим путем, смешанной до однородного состояния с жесткой технической пеной.

Технология изготовления сверхлегкого искусственного гравия включает:

- приготовление в пенообразователе при энергичном перемешивании водного раствора технической пены;
- приготовление поризованной сырьевой золошлаковой смеси в смесителях периодического действия;
- образование сырцовых гранул из поризованной смеси в формооб- разователях;
- покрытие поризованных сырцовых гранул вяжущим;
- тепловую обработку оболочки поризованных сырцовых гранул. Нами в лабораторных условиях получены поризованные гранулы с физико-механическими характеристиками: средняя плотность 700-850 кг/м^3, насыпная плотность 430-480 кг/м^3, растяжение при расколе 2-2,5 МПа.

Дальнейшие эксперименты позволили получить пустотелый искусственный гравий, состоящий только из жесткой скорлупы со следующими характеристиками: средняя плотность 450-480 кг/м3, насыпная плотность 280-320 кг/м^3, растяжение при расколе в пределах 2 МПа.

Основные результаты исследований доложены в Комитете по делам строительства Министерства экономики и торговли Республики Казахстан, одобрены и рекомендованы к внедрению.

Литература

1. Ахметов Б.В., Бисенов К А. Современное состояние и перспективы производства ячеистого бетона в Казахстане – Алматы, 1998. – С.24-28.
2. Хазанов И А., Юдина А.М. Производство безобжигового зольного гравия // Строительные материалы, 1989. – №3. – С.21-22.
3. Ганжара В.И., Степахин А. С. Специфика использования техногенных отходов теплоэнергетического производства. Астана: Вестник науки Акмолинского аграрного университета им. С. Сейфуллина, 2001. – С.194-196.
4. Гусев Б.В., Малинына Л. А. и др. Экологические проблемы бетонов с техногенными отходами // Бетон и железобетон, 1997. – № 5. – С.5-7

ОСОБЕННОСТИ ГИДРАТАЦИИ МАГНЕЗИАЛЬНЫХ ВЯЖУЩИХ

В.В. Кабанова, А.В. Сухушина

Научный руководитель доцент Н.А. Митина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Традиционно магнезиальный цемент получают смешиванием предварительно прокаленного до 800 °С оксида магния с водными растворами солей хлоридов и сульфатов магния. Вследствие образования полимерной структуры из атомов магния, связанных друг с другом посредством гидроксильных групп, молекул воды и ионов хлора либо сульфо-ионов, смесь через несколько часов отвердевает, образуя плотный, прочный и легко полирующийся цементный камень.

Магнезиальное вяжущее из каустического магнезита, затворяемого растворами солей магния, является воздушным вяжущим веществом с низким коэффициентом водостойкости вследствие образования водорастворимых продуктов гидратации и твердения - тригидроксихлоридов ($3Mg(OH)_2 \cdot MgCl_2 \cdot 7H_2O$) или тригидроксисульфатов ($3Mg(OH)_2 \cdot MgSO_4 \cdot 8H_2O$) магния. В воде или влажной атмосфере прочность

затвердевшего материала резко падает. Поэтому сфера применения изделий из традиционного магнезиального вяжущего ограничена, вследствие их низкой водостойкости.

С целью повышения водостойкости материалов на основе магнезиального цемента нами предложен принципиально новый состав жидкости затворения, в основе которого лежит раствор бикарбоната магния. Раствор бикарбоната магния (БКМ) получают путем растворения в воде магнезита при повышенном давлении. Концентрация раствора составляет 10-13 г/л.

При взаимодействии каустического магнезита с водным раствором $Mg(HCO_3)_2$ сначала протекает реакция гидратации:

$$MgO + H_2O \rightarrow Mg(OH)_2. \quad (1)$$

Образовавшийся гидроксид магния далее взаимодействует с БКМ по реакции:

$$Mg(OH)_2 + Mg(HCO_3)_2 + 2H_2O \rightarrow MgCO_3 \cdot Mg(OH)_2 \cdot 3H_2O + CO_2\,, \quad (2)$$

с образованием гидрата гидроксокарбоната магния и диоксида углерода, который вступая во взаимодействие с избытком гидроксида магния, образует вторичный БКМ:

$$Mg(OH)_2 + 2CO_2 \rightarrow Mg(HCO_3)_2. \quad (3)$$

Вторичный бикарбонат магния вновь взаимодействует с гидроксидом магния по реакции (2) с образованием новой порции гидрата гидроксокарбоната магния, который вместе с гидроксидом магния образует первичные продукты гидратации магнезиального цемента, обеспечивающих его твердение в процессе перекристаллизации первичных коллоидных продуктов в кристаллическое состояние.

Таким образом, в результате последовательного и циклического протекания реакций (1, 2, 3) в цементном камне образуются две основные кристаллические фазы – гидроксид магния и гидрат гидроксокарбоната магния, количественное соотношение между которыми предопределяется содержанием бикарбоната магния в жидкости затворения. Отсутствие растворимых соединений в цементном камне из такого вяжущего предопределяет его повышенную водостойкость с коэффициентом водостойкости более 1, и такой цементный камень твердеет с увеличением прочности не только в воздушной среде с относительной влажностью более 75 %, но и в воде после предварительного твердения на воздухе в течение 3-7 суток [1].

Для исследования процесса гидратации магнезиального вяжущего с различными жидкостями затворения и установления максимальной гидравлической активности магнезиального сырья термообработанного при разных температурах (от 200 до 1200 °С) использовали калориметрический метод измерения тепловыделения при гидратации. Данный метод позволяет зафиксировать энергетические изменения в системе цемент-затворитель по изменению ее температуры.

Для этой цели использовали дифференциальный микрокалориметр, содержащий две калориметрические ячейки, между которыми исключается возможность теплообмена за счет размещения их в индивидуальных теплоизолирующих сосудах; обе ячейки снабжены единичными датчиками температуры, которые подключенны через аналоговый цифровой преобразователь к компьютеру [2].

Интенсивное выделение тепла при контакте цемента с жидкостью затворения объясняется уменьшением свободной поверхностной твердой фазы, избыток этой энергии повышает температуру системы. Тепловыделение при смачивании стимулирует процессы гидратации – взаимодействия MgO с веществом жидкости затворения. Движущей силой взаимодействия магнезиального цемента с затворителем является разность (ΔQ) теплоты гидратации и диспергирования магнезиального вяжущего:

$$\Delta Q = Q_г + (-Q_д) \quad (1).$$

В экстремальной точке кривой тепловыделения значения этих теплот становятся равными, после чего начинают преобладать процессы диспергирования, и все тепло, запасенное системой, а также тепло, выделяемое бруситом при продолжающейся гидратации, расходуются на диспергирование исходных частиц.

Образование высокодисперсных продуктов гидратации в этот период и особенно в индукционном периоде сопровождается увеличением полной свободной поверхностной энергии UF:

$$\Delta\, UF = \Delta H - P\Delta V - T\Delta S = \Delta\sigma + qF \quad (2),$$

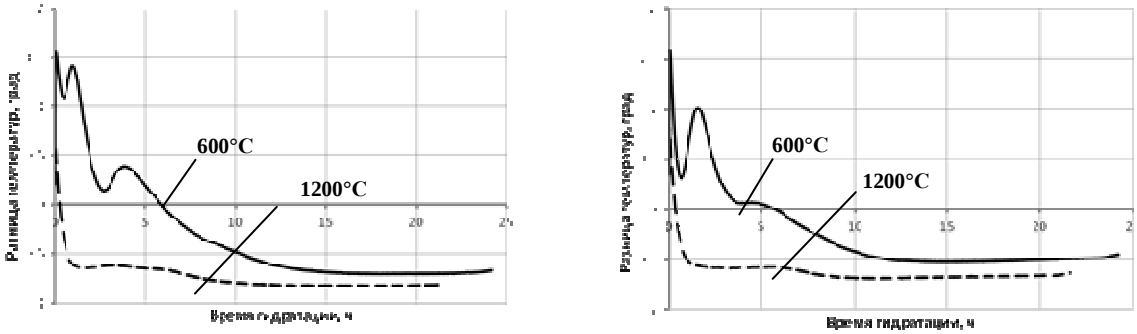
где Δσ – прирост свободной поверхностной энергии при образовании единицы новой поверхности; qF – тепло, поглощенное при образовании новой поверхности, или скрытая теплота образования поверхности.

Постоянство температуры системы в индукционном периоде объясняется достижением подвижного состояния равновесия между гидратацией и диспергированием каустического магнезита (ΔG = 0) и равенством между энтальпийным (теплота гидратации) и энтропийным (теплота диспергирования) факторами системы (ΔH = TΔS).

После заполнения исходного порового пространства системы магнезиальный цемент-затворитель нанодисперсными продуктами гидратации возникает стесненное состоянии и внутрипоровое избыточное давление, которое стимулирует вследствие ограниченности свободного пространства развитие перекристаллизации первичных продуктов гидратации в более компактное, закристаллизованное состояние. Кристаллизация сопровождается выделением тепла, уменьшением объема твердой фазы, образованием нового свободного объема и выделением свободной воды, которая вновь вступает в топохимическое взаимодействие с негидратированной частью зерен цемента и диспергирует их поверхность, поглощая при этом часть накопленной энергии системы [3].

На рисунке 1 и 2 представлены результаты исследований вяжущих систем MgO-вода и MgO-раствор бикарбонат магния. При этом MgO – это измельченная и обожженная при разных температурах бруситовая порода. Температура термообработки бруситовой породы составляла 200, 400, 600, 800, 1200 °С. Установлено, что при обжиге молотой породы изменяется удельная поверхность, проходя через максимум при температуре 600°С, что говорит о повышенной активности высокодисперсного материала. Это подтверждают и данные

калориметрического анализа, представленные на рисунке 1. При обжиге брусита при 1200 °С отмечается низкая гидравлическая активность периклаза, что хорошо видно на графиках не зависимо от вида жидкости затворения.



а) *б)*

Рис. 1 Зависимость кинетики тепловыделения при гидратации магнезиального порошка на основе брусита от температуры термообработки: а) жидкость затворения – вода; б) жидкость затворения – раствор бикарбоната магния

Рис. 2 Зависимость кинетики тепловыделения при гидратации магнезиального порошка на основе брусита обожженного при 600 °С от вида жидкости затворения

При анализе графических зависимостей графиков на рисунке 2 установлено, что при гидратации обожженного при 600 °С, брусита изменение тепловыделение носит волнообразный характер. Второй пик максимума, соответствующий выделению тепла кристаллизации первичных продуктов гидратации располагается в области ранних сроков твердения до 5 часов, что является показателем быстрого схватывания и твердения магнезиального вяжущего. При этом при затворении водой в течение 5 часового срока твердения отмечается два коротких пика кристаллизации. Использование раствора бикарбоната магния дает также пик кристаллизации в ранний период, но более мощный и протяженный, что свидетельствует о протекании этого процесса более равномерно и эффективнее и не дает напряжений в твердеющей структуре.

Работа выполнена в рамках госзадания НАУКА Минобрнауки РФ 3.3055.2011.

Литература

1. Лотов В.А., Митина Н.А. Получение водостойкого магнезиального вяжущего. // Техника и технология силикатов, 2010 – Т.17, – № 3. – С.19-22.
2. Патент РФ № 2475714 Дифференциальный микрокалориметр и способ измерения тепловыделения. МПК С01 К 17/08. Опубл. 20.02.2013, Бюл. № 5.
3. Лотов В.А., Сударев Е.А., Иванов Ю.А. Тепловыделение в системе цемент-вода при гидратации и твердении. //Строительные материалы., 2010. – № 11. – С. 35-37.

РАЗРАБОТКА СОСТАВА СВЯЗКИ МАГНЕЗИАЛЬНЫХ ОГНЕУПОРНЫХ БЕТОНОВ

О.В. Карабелеева
Научный руководитель доцент Н. А. Митина
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящий период существующие связки для магнезиальных огнеупоров не полностью удовлетворяют требованиям потребителей, предъявляемым к повышению качества магнезиальных огнеупоров. Поэтому существует необходимость создания связок нового поколения, обусловленная конечным результатом – обеспечить повышение износоустойчивости огнеупоров в службе футеровок различных тепловых агрегатов.

Таким образом, целью данной работы является получение нового вида связки для магнезиальных огнеупоров, которая удовлетворяла бы требованиям потребителей.

Огнеупорные цементы и бетоны – виды огнеупорных материалов, широко применяемые в промышленности. Это обусловлено технико–экономическими преимуществами их по сравнению с мелкоштучными огнеупорами: укрупнением размеров и усложнением форм огнеупорных бетонных блоков, отсутствием обжига, ускорением и индустриализацией ремонтов, а также повышением износоустойчивости отдельных элементов футеровок металлургических агрегатов.

Как и традиционные строительные бетоны, магнезиальные огнеупорные бетоны состоят из активного вяжущего, которое, после твердения, обеспечивает прочность, в том числе и после разогрева агрегата; и заполнителя, воспринимающего огнеупорную нагрузку. В качестве вяжущего в магнезиальных огнеупорных материалах могут использоваться этилсиликатные связки [1], связки на основе жидкого стекла, алюмината натрия, растворов хлоридов или сульфатов магния, фосфатные связки [2]. Существующие в данное время связки для магнезиальных огнеупоров - это сернокислый и хлористый магний, полифосфат натрия, лигносульфонат, пек, каменноугольная смола. Такие связки широко применяют в промышленности.

Если для обычных строительных цементов и бетонов достаточно изучены только процессы твердения, для огнеупорных бетонов необходимо изучение всех процессов, происходящих в бетонах до высоких температур их эксплуатации.

К огнеупорным цементам и бетонам относятся материалы с огнеупорностью не менее 1580 ℃. К ним предъявляются требования обеспечивать твердение при низких температурах, при средних температурах не давать разупрочнения и при высоких температурах обеспечивать спекание с максимальных объемопостоянством во всем интервале температур. Поэтому можно считать, что процесс формирования огнеупорных цементов и бетонов состоит из трех последовательных взаимозависимых процессов: 1) твердения, происходящего при низких температурах (примерно до 300 ℃); 2) разупрочнения, происходящего при средних температурах (примерно 300 – 1000 ℃); 3) спекания, происходящего при высоких температурах (более 1000 ℃).

Совместное изучение этих процессов позволяет подобрать наиболее оптимальные составы связок и технологию, обеспечивающие высокие свойства огнеупорных бетонов при различных температурных условиях их эксплуатации [3].

Основные требования, предъявляемые к связкам нового поколения, следующие:

- быть экологически чистыми и не выделять при смешении шихт, сушке и обжиге изделий каких-либо вредных химических соединений;
- обеспечивать при формовании, сушке и обжиге необходимую прочность и плотность изделий;
- обуславливать формирование наиболее высокоизносоустойчивой структуры изделий или монолитных футеровок в процессе их обжига и службы.

Нами разработаны составы магнезиальных огнеупорных бетонов, отличительной особенностью которых является то, что в качестве вяжущего использовали магнезитовый порошок в совокупности с затворителем – раствором бикарбоната магния с концентрацией 19 г/л, а в качестве модифицирующей добавки использовали жидкое стекло с модулем 2,86.

Выбор вяжущего и затворителя обусловлен следующим:

- выбранные вещества обеспечивают необходимую прочность огнеупорного материала до термической обработки в результате смешанного механизма твердения – гидратационного и химического, обеспечивая оптимальную скорость твердения бетона;
- при высоких температурах (1400 ℃) образующиеся в результате твердения вяжущего химические соединения сохраняют огнеупорность и объемопостоянство бетона, несмотря на повышение общей пористости.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- подбор плотности жидкого стекла;
- установление оптимального соотношения раствора бикарбоната магния и жидкого стекла.

Раствор бикарбонат магния получали в автоклаве при давлении 0,9 МПа. Модифицированную жидкость затворения получали смешением в разном соотношении раствора бикарбоната магния и жидкого стекла различной плотности. При этом взаимодействие этих веществ происходит по реакции:

$$Mg(HCO_3) + Na_2O{\cdot}2{,}68SiO_2 + H_2O = 2NaHCO_3 + MgO{\cdot}SiO_2{\cdot}H_2O + 1{,}68SiO_2 \quad (1)$$

В результате смешения двух жидкостей практически моментально образуется гелеобразный осадок, состоящий из коллоидного кремнезема и коллоидных частиц гидросиликата магния. При затворении полученной жидкостью каустического магнезита смесь приобретает ярко выраженные тиксотропные свойства, что является положительным эффектом для использования разрабатываемых бетонов в качестве ремонтных составов, для залечивания трещин огнеупорных футеровок тепловых агрегатов.

Для исследования раствор бикарбоната магния и жидкого стекла смешивались в различных процентных соотношениях. При этом варьировалась плотность жидкого стекла (таблица, рисунок). После смешения компонентов и образования гелеобразного осадка смесь подвергалась сушке при температуре не выше 60 ℃.

Из данного графика видно, что наибольшее количество геля образуется при плотности жидкого стекла 1400 кг/м^3 и содержании жидкого стекла 10% (соответствует составу 10:90).

Таблица 1

Состав жидкости затворения модифицированной связки

№ п/п	Плотность жидкого стекла, кг/м^3	Состав смеси, %		Выход гелеобразного продукта, %
		Жидкое стекло	Раствор бикарбоната магния	
1	1420	3	97	3,02
		5	95	4,97
		10	90	8,79
2	1400	3	97	2,61
		5	95	4,66
		10	90	10,55
3	1300	3	97	2,4
		5	95	3,48
		10	90	6,02
4	1200	3	97	2,0
		5	95	2,5
		10	90	4,47
5	1100	3	97	1,6
		5	95	1,87
		10	90	3,15

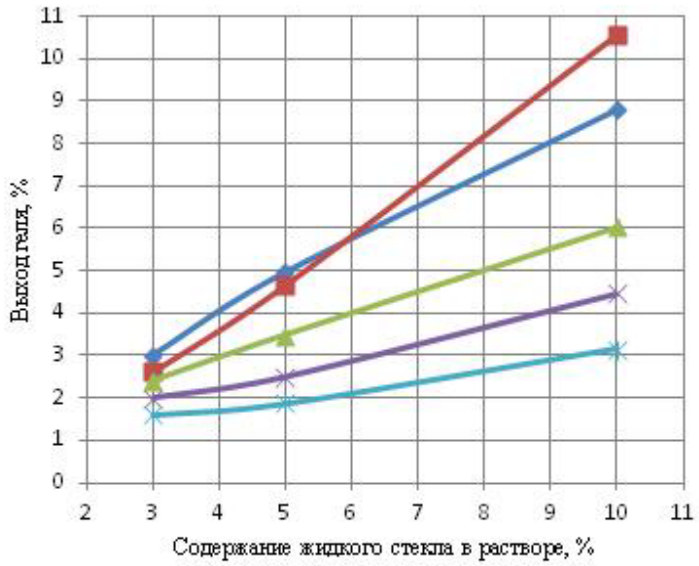


Рис. 1 Зависимость выхода геля от содержания жидкого стекла

В состав геля, согласно реакции и проведенному рентгенофазовому анализу входят коллоидный кремнезем и гелеобразный гидросиликат магния. С точки зрения создания высокоэффективных огнеупорных материалов данные вещества являются весьма важными, так как в сочетании с активным оксидом магния каустического магнизита при низких температурах образуют камнеподобное тело, которое прочно связывает зерна огнеупорного заполнителя. При повышении температуры до температуры эксплуатации в тепловых агрегатах происходит спекание с образованием силикат магниевых соединений высокой огнеупорности: энстатит, форстерит.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ ГЗ "Наука" 3.3055.2011

Литература

1. Семченко Г.Д. Конструкционная керамика и огнеупоры. – Харьков: Штрих, 2000. – 304 с.
2. Бельзман Н.С., Дороганов В.А., Евтушенко Е.А. Перетокина Н.А. Композиционное вяжущее для огнеупорных бетонов на основе магнезиальных тиксотропных масс.//Новые огнеупоры, 2012. – № 12.– С.39-41.
3. Будников П.П., Химия и технология окисных и силикатных материалов. – К: «Наукова думка», 1970. – С.200-201.

ОСОБЕННОСТИ ТВЕРДОФАЗОВОГО СИНТЕЗА ВОЛЛАСТОНИТА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МАРШАЛИТА

Н.П. Карионова, Н.К. Абильбаева
Научный руководитель профессор Т.В. Вакалова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

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.

Маршалит (мучнистый или пылевидный кварц) – тонкозернистая рыхлая или слабоуплотненная осадочная порода, состоящая в основном из кварца, иногда с примесью халцедона.

В работе проведен сравнительный анализ состава и свойств маршалитов месторождений «Александровское» Челябинской области и «Елбашевское» Новосибирской области, а также их поведения в синтезе волластонита твердофазным способом (по керамической технологии).

Оценка химического состава проб исследуемых маршалитов свидетельствует о том, что наиболее чистым (по содержанию примесей) является маршалит Александровского месторождения с общим содержанием кремнезема более 97 %.

Таблица 1

Химический состав маршалита

Маршалит	SiO_2	Al_2O_3	MgO	TiO_2	CaO	K_2O	Na_2O	Fe_2O_3	$\Delta m_{прк}$
Александровский	97,11	1,51	0,01	0,02	0,13	0,22	0,02	0.32	0,66
Елбашевский	95,70	2,10	0,60	-	0,80	-	-	0,27	0,53

Оценка минералогического состава исследуемых маршалитов рентгеновским методом показывает, что для обоих сырьевых материалов характерно явно кристаллическое состояние, представленное основным кремнеземистым породообразующим минералом в виде кварца (рис. 1).

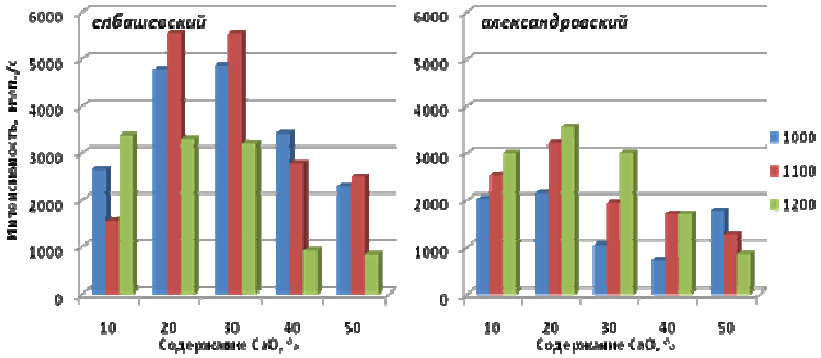


Рис. 1 Влияние содержания в смеси оксида кальция на синтез волластонита (d=0,297 нм) в температурном интервале 1000-1200 °С с использованием исследуемых маршалитов

Проведенный термический анализ александровского маршалита также указывает на его кварцсодержащий состав, о чем свидетельствует наличие на кривой ДТА эндотермического эффекта с минимумом при 579°С обусловлено полиморфным превращением β-кварца в α-кварц.

Таким образом, по минералогическому составу оба маршалита можно отнести к кристаллическому сырью, сложенному преимущественно кварцем.

Таблица 2

Минералогический состав исследуемых маршалитов

Маршалит	Содержание фаз, %		
	кварц	аморфная фаза	другие
Елбашевский	96	-	4
Александровский	89	-	11

Для осуществления процесса синтеза волластонита был выбран метод твердофазного взаимодействия как наименее энергоемкий и протекающий при относительно низких температурах.

В качестве известкового сырья использовался мел Инзенского месторождения.

При расчете компонентного состава исследуемых керамических масс для синтеза волластонита

(таблица 3) ориентировались на стехиометрический состав волластонита (составы V и 5), а также составы с различным содержанием известкового компонента (от 10 до 50 % в пересчете на CaO).

Таблица 3

Компонентный состав масс для синтеза волластонита

Шифр пробы с использованием маршалита		Содержание сырьевого компонента в шихте, % мас.	
Елбашевского	Александровского	маршалит	мел
IX	9	85,7	14,3
VIII	8	70,6	29,4
VII	7	58,3	41,7
VI	6	47,3	52,7
V	5	37,5	62,5

Процесс синтеза волластонита осуществлялся из составленных и тщательно усредненных смесей исходных компонентов (усреднение проводилось путем тонкого растирания в фарфоровой ступке). Предварительно кремнеземистое сырье высушивалось до постоянной массы и измельчалось до прохода через сито с размером ячейки 0,5 мм.

Образцы формовались методом полусухого прессования из пресспорошков в виде таблеток диаметром 15,5 мм и в виде цилиндров диаметром 15,5 мм при удельном давлении 20 МПа при использовании в качестве связующего раствора метилцеллюлозы.

Сушку образцов производили в течение двух суток в естественных условиях при температуре 20-22°С.

Обжиг высушенных образцов проводили при температуре 1000, 1100, 1200°С с выдержкой при максимальной температуре в течении 1 часа, скорость нагрева составляла 1,5°С/мин.

Фазовый состав продуктов термообработки исследуемых смесей оценивался рентгеновским методом на дифрактометре ДРОН-3М. Съемка дифрактограмм смесей на основе различных видов кремнеземистого сырья с мелом производилась в интервале угла падения рентгеновского луча от 20 до 40 градусов (рисунок 2).

Все полученные рентгеновские дифрактограммы свидетельствуют о том, что независимо от состава смеси и температуры обжига во всех исследуемых образцах образуется волластонит. Кроме того наблюдается присутствие рефлексов ларнита (промежуточной фазы) и остаточного кварца (не вступившего в реакцию синтеза волластонита).

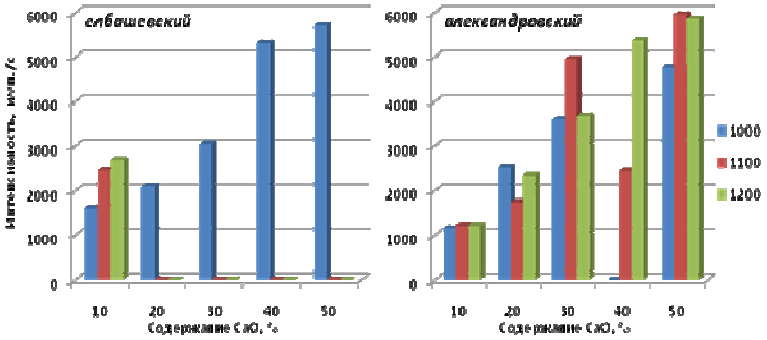


Рис. 2 Влияние содержания в смеси оксида кальция на изменение интенсивности рефлекса ларнита (d=0,274 нм) в температурном интервале 1000-1200 °С с использованием исследуемых маршалитов

Таким образом установлено, что наиболее полно процесс синтеза волластонита протекает в смесях с елбашевским маршалитом, возможно это связано с большим количеством примесей (Al_2O_3, MgO, CaO) в составе данного маршалита, что положительно сказывается на синтезе волластонита.

Оптимальными составами с точки зрения механических свойств являются смеси с избыточным содержанием SiO_2 (свыше 70 %) при обжиге 1100 – 1200 °С, прочность данных смесей составляет порядка 5 – 27,5 МПа, несмотря на присутствие в продуктах синтеза остаточного кварца.

Работа выполнена в рамках госзадания НАУКА Минобрнауки РФ 3.3055.2011.

ОПТИМАЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС МЕТОДОВ ОЦЕНКИ КВАРЦЕВОГО СЫРЬЯ

А.В. Кириллов А.В., И.Н. Нигматов, М.А. Королёв
Научный руководитель ведущий научный сотрудник Н.Г. Быдтаева
Центральный научно-исследовательский институт нерудных полезных ископаемых, г. Казань, Россия

Минерально-сырьевая база кварцевого сырья России объединяет месторождения пьезооптического кварца, горного хрусталя, гранулированного, прозрачного, молочно-белого жильного кварца. Основными геолого-промышленными типами кварца для получения особо чистых кварцевых концентратов являются жильный гранулированный и фрагментарно-стекловидный (прозрачный) кварц.

Используемые в настоящее время в практике ГРР критерии оценки кварцевого сырья (ТУ-97) характеризуют, по существу, не качественные параметры природного кварца, а качество преобразованного в процессе обогащения продукта (концентрата). В то же время, необходимые на ранних этапах проведения ГРР методы оценки кварцевого сырья слабо разработаны.

Для разработки комплекса методов оценки кварцевого сырья и кварцевых концентратов был проанализирован, полученный с участием авторов, обширный материал по геолого-минералогическому, аналитическому и технологическому изучению основных месторождений гранулированного кварца: Уфалейского кварценосного района (месторождений Кыштымское, Кузнечихинское, Беркутинское, Пугачевское) и Сысертско-Ильменогорского района (месторождение Вязовское) Южно-Уральской кварценосной провинции, прозрачного жильного кварца Неройского района Приполярного Урала (месторождение Додо, НестерШор, Хусь Ойка), перекристаллизованных кварцитов. Прибайкальской провинции (месторождение Бурал-Сардык).

Разработанный комплекс включает три блока: I - геологическое изучение кварцевых объектов и кварцевого сырья (рис. 1), II III -изучение глубоко обогащенных кварцевых концентратов (ОЧК) и продуктов из них (рис. 2).

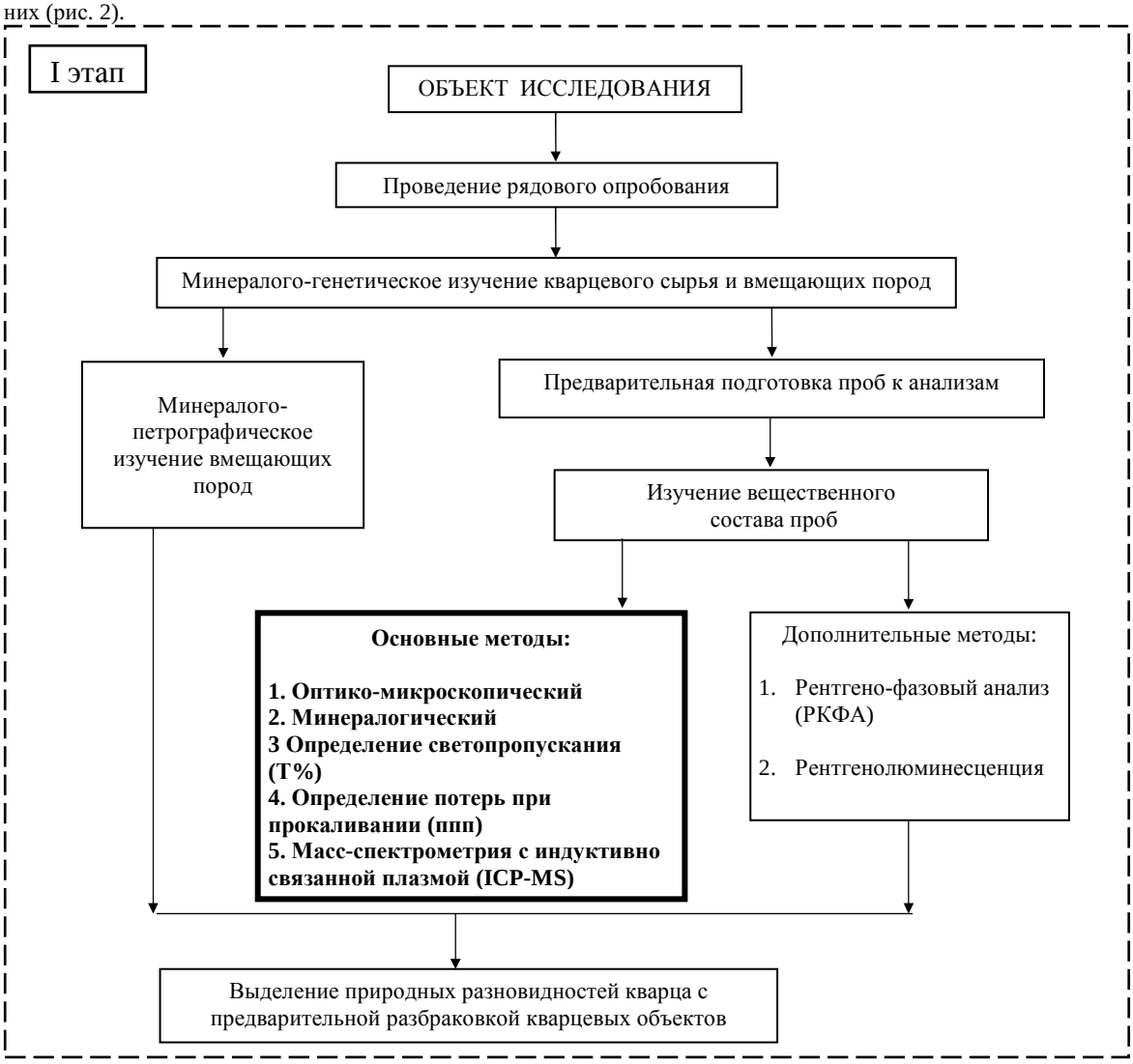


Рис. 1 Алгоритм изучения кварцевых объектов и кварцевого сырья

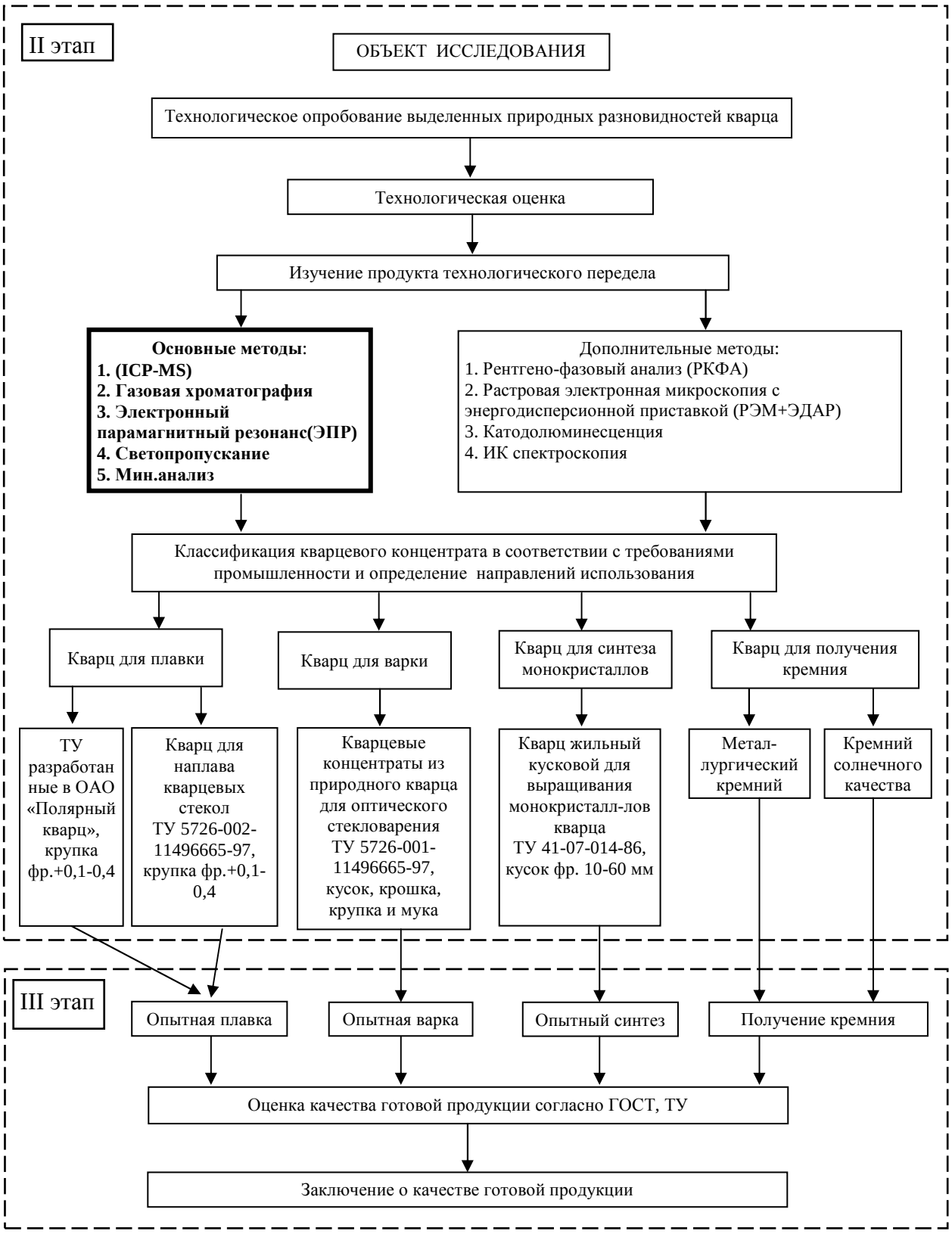


Рис. 2 Алгоритм изучения кварцевых концентратов

Разработанный алгоритм оценки кварцевого сырья и концентратов позволит более надежно и достоверно проводить оценку месторождений кварцевого сырья и предлагать недропользователям к освоению

инвестиционно привлекательные объекты нераспределённого фонда недр, ранее не разрабатываемые из-за слабой изученности сырья.

ВЛИЯНИЕ КОМПЛЕКСНЫХ МЕТАКАОЛИНОВЫХ ДОБАВОК НА СВОЙСТВА ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ

А. И. Клёсова, О. А. Голубева
Научный руководитель профессор Е.Н. Потапова
Российский химико-технологический университет им. Д.И. Менделеева, г. Москва, Россия

В последние годы внимание ученых всего мира привлекают добавки на основе метакаолина. Метакаолин представляет собой продукт термической обработки мономинеральных каолинитовых глин ($Al_2(OH)_4[Si_2O_5]$ или $Al_2O_3 \cdot 2SiO_2 \cdot 2H_2O$) в диапазоне температур 650…850 ^oC [3]. При термообработки из структуры каолинита удаляется основная часть конституционной воды (около 14 %). В результате дегидратации разрушается первоначальная кристаллическая структура каолинита и образуется аморфная фаза (метакаолинит), объём которой уменьшается примерно на 21% от первоначального, прежде всего за счет сокращения расстояния между слоями. Свойства метакаолина зависят от чистоты исходного сырья и размера частиц метакаолина.

Метакаолин обладает пуццоланической активностью, т.е. способностью взаимодействовать с $Ca(OH)_2$ в водной среде с образованием гидросиликатов кальция. Реакционная способность метакаолина зависит от содержания в нем ионов алюминия в неустойчивой координации V по кислороду: чем больше содержание ионов алюминия в такой координации, тем выше реакционная способность метакаолина [2]. Участие метакаолина в пуццоланических реакциях приводит к образованию гидратированных фаз, богатых алюминием. В общем виде схема взаимодействия может иметь следующий вид: $Al_2O_3 \cdot 2SiO_2 + Ca(OH)_2 + H_2O \rightarrow C - S - H$, C_4AH_{13}, C_2ASH_8. Конкретный состав продуктов, степень их закристаллизованности и последовательность образования зависят от состава системы, температуры и возраста.

Метакаолин применяют в качестве активной минеральной добавки для повышения активности цемента, в сухих строительных смесях, в бетонах [3]. Благодаря пластинчатой морфологии частиц метакаолин положительно влияет на удобоукладываемость растворной и бетонной смеси, повышает устойчивость их к водоотделению. Метакаолин способствует увеличению прочности бетона, уменьшанию усадочных деформаций, повышению долговечности и коррозионной устойчивости (циклическое замораживание и оттаивание, стойкость к сульфатной, хлоридной, кислотной и щелочной коррозии). Это объясняется высокими пуццоланической активностью метакаолина и дисперсностью его частиц [1]. Оба эти фактора играют важную роль не столько в увеличении когезионной прочности цементного геля, сколько в уплотнении переходной зоны в бетоне, которая представляет собой тонкий слой между цементным гелем и частицей заполнителя. В обычном бетоне эта зона отличается пониженными плотностью, когезионной и адгезионной прочностью. Метакаолин и продукты его взаимодействия с $Ca(OH)_2$ размещаются в пространстве вокруг зерен заполнителя более плотно, по сравнению частицами; в результате переходная зона имеет более плотную и однородную структуру. Таким образом, процессы гидратации и твердения довольно хорошо изучены в цементных композициях, содержащий чистый метакаолин.

Однако современные сухих строительные смеси содержат много различных функциональных модифицирующих добавок, основными из которых являются редиспергируемые полимерные порошки и водоудерживающие добавки. Влияние данных добавок на свойства цементного камня до сих пор не изучено. Поэтому целью данного исследования было изучение влияния полимерных добавок на свойства цементного камня.

Для исследований был взят бездобавочный цемент ЦЕМ I, в который вводили 3…6 масс. % минеральной добавки на основе метакаолина и состав модифицировали редиспергируемым полимерным порошком Vinnapas 4023 N и водоудерживающую добавку Mecellose FMC 24502 (табл. 1).

Таблица 1

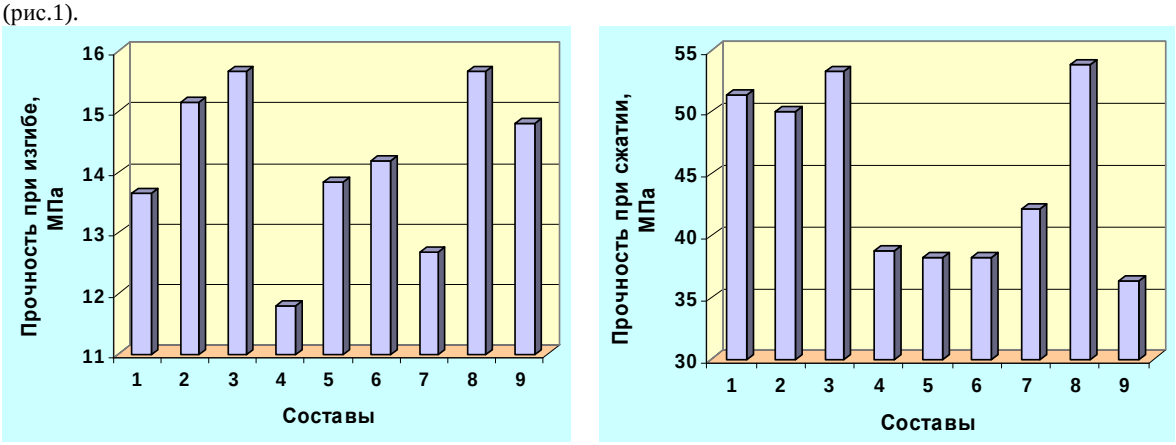
Модифицирующие добавки к цементу

Наименование	Содержание, масс. % для составов								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Добавка на основе метакаолина	-	3,0	6,0	-	3,0	6,0	-	3,0	6,0
РПП Vinnapas 4023 N	-	-	-	-	-	-	2,5	2,5	2,5
Метилцеллюлоза Mecellose 24502	-	-	-	0,4	0,4	0,4	-	-	-

Количество воды затворения подбирали таким образом, чтобы растекаемость цементного теста составляла 165…170 мм. Введение в цемент минеральной добавки на основе метакаолина (далее по тексте – метакаолина) приводит к повышению водопотребности цементного теста с 0,32 до 0,47. Количество воды затворения увеличивается на 35 %. Однако при введении редиспергируемого полимерного порошка и водоудерживающей добавки количество воды затворения цемента, содержащего метакаолин, существенно снижается. И для состава № 8, содержащего 3,0 масс. % метакаолина и 2,5 масс. % редиспергируемого

полимерного порошка, нормальная густота цементного теста составляет 0,33, что близко к нормальной густоте бездобавочного состава.

Разная водопотребность цементных составов обусловила и различную прочность цементного камня (рис.1).



а) *б)*

Рис. 1 Прочность цементного камня при изгибе (а) и при сжатии в возрасте 28 сут (составы по табл.1)

Наибольшей прочностью, как при изгибе (15,7 МПа), так и при сжатии (53,9 МПа) характеризуется состав № 8, содержащий 3,0 масс. % метакаолина и 2,5 масс. %.

Изучены свойства (пористость, водопоглощение, коэффициент капиллярного водопоглощения) цементного камня различного состава (рис. 2, табл. 2). Полученные результаты подтверждают данные по прочности цементного камня. Менее пористые, более плотные составы характеризуются меньшими значениями водопоглощения и ККВП (коэффициента капиллярного водопоглощения) и большей прочностью.

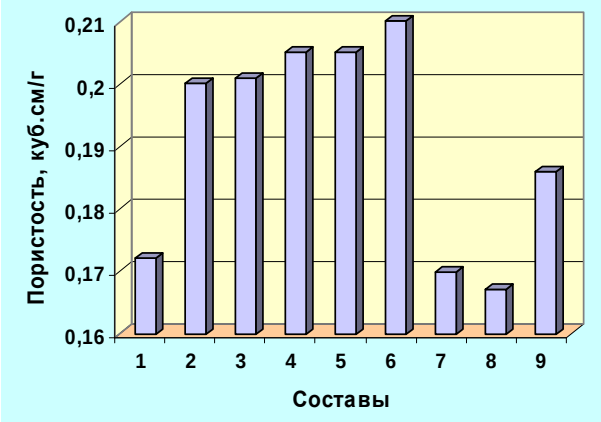


Рис. 2 Изменение пористости цементного камня для различных составов

Таблица 2

Свойства цементного камня

Свойства	Составы								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
ККВП, кг/м^{3}·ч$^{-0,5}$ (керосин)	1,85	2,05	2,42	2,88	3,04	3,60	1,66	1,42	2,01
W, % (вода)	33,4	31,8	22,4	17,8	16,9	16,2	14,8	13,5	14,9

Таким образом, для получения плотного и прочного цементного камня при введении метакаолина необходимо обязательно вводить полимерную добавку – редиспергируемый полимерный порошок.

Литература

1. Брыков А. С. Метакаолин/ Цемент и его применение, 2012. – № 4. – С.36-40.
2. Rocha J., Klinowski J. Solid-state NMR studies of the structure and reactivity of metakaoline/ Angewandte Chemie, 1990. – Vol. 29. – № 5. – p.553-554.

3. Siddque R., Klaus J. Influense of metakaolin on the properties of mortar and concrete/ Applied Clay Science, 2009. – vol. 43. – № 3-4. – p.392-400.

КОНСТРУКЦИОННЫЕ МАТЕРИАЛЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВЕРМИКУЛИТА

С.В. Лим
Научный руководитель старший преподаватель В.А. Кутугин
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Целью данного исследования является установление закономерности влияния добавки вспученного вермикулита определенных фракций на изменение морозостойкости бетона, а также воздухововлекающих химических добавок на изменения характеристик бетона. Вопрос о морозостойкости, как важнейшего качественного показателя многих строительных материалов, стоит ребром на сегодняшний день. Основным материалом, который применяется во многих строительных конструкциях является бетон - искусственный каменный материал, получаемый в результате формования и затвердевания рационально подобранной и уплотненной смеси, состоящей из вяжущего вещества (в частности, цемента), крупных и мелких заполнителей, воды. Морозостойкость любого материала зависит главным образом от структуры: чем выше относительный объём пор, доступных для проникновения воды, тем ниже морозостойкость. Однако прочность и деформативность затвердевшего бетона зависит в основном от его водонасыщения, разницы температур и количества циклов замораживания и оттаивания. С увеличением водонасыщения сверх предельной величины замерзающая в порах вода кристаллизуется. Из-за аномального расширения воды при переходе в лед и особенно из-за невозможности ее отжатия в свободные объемы пор в бетоне появляется избыточное внутреннее давление. Такое давление может создавать предельные растягивающие напряжения в стенках пор и приводить к существенным изменениям структуры бетона, снижающим его прочностные свойства. Поэтому вопрос о способах повышения морозостойкости бетона актуален на сегодняшний день. Существует два различных способа повышения морозостойкости бетона: 1) повышение плотности бетона, уменьшение объема макропор и их проницаемости для воды, например за счет снижения В/Ц, применения добавок, гидрофобизирующих стенки пор, или кольматации пор пропиткой специальными составами;2) создание в бетоне с помощью специальных воздухововлекающих добавок резервного объема воздушных пор (более 20% от объема замерзающей воды), не заполняемых при обычном водонасыщении бетона, но доступных для проникания воды под давлением, возникающим при ее замерзании. Обычно для получения достаточно морозостойкого бетона В/Ц должно быть менее 0,5.Весьма эффективным и сравнительно простым повышением морозостойкости является применение воздухововлекающих добавок. Для получения морозостойкого бетона необходимо, чтобы расстояние между пузырьками воздуха, т. е. толщина прослоек между соседними воздушными порами, не превышало 0,025 см. Обычно в бетоне с воздухововлекающими добавками удельная поверхность пор, характеризующая их размеры, составляет 1000... 2000 $см^2/см^3$ размер пор —0,005... 0,1 см, а расстояние между ними не превышает 0,025 см. Оптимальный объем вовлеченного воздуха составляет 46 % и определяется расходом цемента, воды и крупного заполнителя. Объем увеличивается при понижении крупности заполнителя и повышении расхода цемента и воды. Однако в последнее время и в европейских странах и в России все чаще говориться о появление третьего способа повышения морозостойкости, которым является замена части бетонной композиции на добавку вспученного вермикулита. Вермикулит – минерал из группы гидрослюд, имеющих слоистую структуру. Продукт вторичного изменения (гидролиза и последующего выветривания) «тёмных» слюд биотита и флогопита. Вермикулит используется в составе огнезащитных композиций, в соответствии со строительными материалами. Температура применения — от −260 °C до +1200 °C; В данной работе опробованы семь составов, полученных на основе цементно-песчанной смеси и вспученного вермикулита с добавлением воздухововлекающих химических добавок. Компонентный состав исследуемых образцов приведен в таблице 1.

Для исследования морозостойкости , капиллярного подсоса и водопоглащения бетона, был использован портландцемент М400Д20 Топкинского цементного завода, вспученный вермикулит Тебинбулакского месторождения с фракцией 1 и 0,035 мм, песок и воздухововлекающие химические добавки HOSTAPUROSB и Белоран LPW-1

Методика эксперимента следующая. Для определения морозостойкости бетона было изготовлено 9 образцов 7х7х7 см (контрольных образцов и 6 образцов сравнения 7х7х7 см),для определения водопоглащения и капиллярного подсоса было изготовлено по 3 образца (балки 4х4х16 см) каждого состава .

После формования образцы находились в камере с гидравлическим затвором 28 суток и на 28 сутки испытывали на морозостойкость, капиллярный подсос и водопоглащение. Для испытания на морозостойкость, образцы подвергались циклической заморозке в течение 4 часов в морозильной камере при температуре -15-20^{0}С и оттаиванию в воде в течение 3 часов при температуре +15-20 С в течение 15 циклов. По окончанию циклов морозостойкости, образцы были испытаны на сжатие при помоща пресса, полученные данные были занесены в таблицу и сравнены с контрольными образцами, которые были испытаны на сжатие одновременно с образцами на морозостойкость. Водопоглащение бетона определялось путем создания 3 образцов-балочек 4х4х16 см. Образцы помещали в емкость, наполненную водой с таким расчетом, чтобы уровень воды в емкости был выше верхнего уровня уложенных образцов-балок на 30- 50 см.

Образцы укладывали на прокладки так, чтобы высота образца была минимальной. Температура воды в емкости (20±2)° С и для определения водопоглащения при капиллярном подсосе торцевые грани образцов-балок обрабатывали штукатурной теркой для придания шероховатости, а боковые грани покрывались

парафином. Образцы помещали торцевой гранью в ванну на сетчатую подставку. Ванну заполняли водой температурой (20±5) °С так, чтобы торец был погружен в воду на 5-10 мм. В таблице 1 приведен количественный состав используемых рецептур.

Таблица 1

Химический состав образцов

№ состава	ПЦ 400Д20	Песок	Добавки			В/Т	В/Ц
			вермикулит	Белоран	HOSTAPUR		
1	25	75	-	-	-	0,005	0,5
2	23,8	71,43	4,8 (фракц. 1)	-	-	0,14	0,57
3	24,75	74,26	1 (фракц. 1)	-	-	0,15	0,59
4	23,8	71,4	4,8 (фрак 0,035)	-	-	0,14	0,57
5	24,8	74,3	1 (фрак 0,035)	-	-	0,17	0,66
6	24,9	74,97	-	-	0,028	0,079	0,32
7	24,9	74,98	-	0,014	-	0,074	0,30

В таблице 2 приведены качественные показатели испытанных образцов. Установлено, что из опробованных трех составов на основе вермикулитов можно применять в строительстве.

Таблица 2

Качественные показатели прочностных характеристик образцов

Показатели / Образцы	Rсж ,ср МПа	Rсж,ср мороз МПа	ВодопоглощениеWм ,ср%	Каппилярный подсос Wкп ср кг/(м2.ч0,5),
1	25,47	20,52	38	0,11
2	20	16	53	0,44
3	16,25	20	32	0,31
4	19,18	23	32	0,52
5	22	22	16	0,22
6	4,22	-	23	0,1
7	4,76	-	52	0,27

Из таблицы видно, что данные составы имеют хорошие качественные показатели прочностных характеристик удовлетворяющие стандартам.

На данном этапе работы установлено, что из опробованных семи составов бетонных смесей на основе вспученного вермикулита и воздухововлекающих добавок лучшие показатели на сжатие после морозостойкости по сравнению со стандартным 1 имеют составы под номерами 3, 4 и 5, на водопоглащение 5 и 6, а водопогащение при капиллярном подсосе 5,6 и 7. Наиболее удовлетворяет качественным характеристикам состав под номером 5, который содержит 1% вермикулита фракции 0,035, что показывает положительное влияние добавки вермикулита в бетонную смесь и обосновывает его применение в качестве дополнительного компонента с небольшой стоимостью. В дальнейшем планируется продолжение изучения влияния вермикулита на свойства бетонных смесей.

Работа выполнена в рамках госзадания НАУКА Минобрнауки РФ 3.3055.2011

ПРОБЛЕМЫ УТИЛИЗАЦИИ ШЛАМОВ ЧЕРНОЙ МЕТАЛЛУРГИИ НА ПРИМЕРЕ ПРЕДПРИЯТИЯ ОАО «СЕВЕРСТАЛЬ»

Т.А. Лытаева

Научный руководитель профессор М.А. Пашкевич

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», г. Санкт-Петербург, Россия

В настоящее время в России скопились миллиарды тонн промышленных отходов предприятий черной металлургии. Только 15 – 30% металлургических отходов подвергаются переработке, направленной на извлечение ценных компонентов, примерно 20 – 30% применяются в строительной сфере, основная же часть отработанных материалов хранится в отвалах, хвосто- и шламохранилищах. При этом создаются огромные запасы отходов, так называемые "техногенные месторождения". [3]

Сегодня по объему и содержанию полезных компонентов техногенные месторождения можно приравнять к месторождениям природных полезных ископаемых.

На предприятиях черной металлургии образуются такие виды промышленных отходов, как шлаки,

керамический лом, сухая и замасленная окалины, шламы и пыли. Большая часть этих металлургических отходов поддается переработке. Так, например, металлические составляющие, извлекаемые из шлаков, керамического лома отправляются на переплав, остальные компоненты применяются в строительной сфере и используются для ремонта огнеупорного оборудования. [3]

Череповецкий металлургический комбинат ОАО «Северсталь» - крупнейшее предприятие металлургического комплекса с объемом производства более 1 млн т/год, при этом оно оказывает значительное влияние на загрязнение атмосферы, гидросферы и почв не только г. Череповца, но и Вологодской области в целом.

В результате хозяйственной деятельности на ОАО «Северсталь» с учетом вторичных отходов от обезвреживания, образуется 122 вида отходов (таблица 1).

Таблица 1

Количество образованных отходов на ОАО «Северсталь» за 2012 год

Класс опасности отхода	Количество видов отходов	Масса отходов, т
I	4	45,0
II	4	7837,9т
III	22	59460,9
IV	60	7492840,3
V	32	2670068,8

Доля этих металлургических отходов благополучно утилизируется, а остальная, внушительная, часть складируется в золошламонакопителе (ЗШН) и площадках временного хранения отходов.

К наименее утилизируемой группе отходов минерального состава относятся дисперсные отходы, уловленные в системах очистки аспирационных и технологических выбросов в виде пыли или шлама, удаляемые гидротранспортом в ЗШН. По своему составу эти отходы представляют собой мелкофракционные остатки минерального сырья и продуктов его переработки. Последствия складирования отходов данного вида в накопителях определяются потерей ценных компонентов и загрязнением окружающей природной среды [2].

Состав шлама намытого на пляже ЗШН (таблица 2) формируется, в основном, компонентами шламовых стоков коксохимического, доменного, сталеплавильного производств, обслуживания технологического оборудования цехов, очистки ливневых и производственных стоков, систем пылегазоочистки.

Таблица 2

Количество отходов, подлежащих размещению на ЗШН в 2012 году

Наименование отхода	Класс опасности	Масса, т
Шлам бассейна ливневых стоков	4	428,056
Шлам железосодержащий от газоочистки	4	22288,438
Шлам нейтрализации кислых стоков	4	451,260
Шлам минеральный от газоочистки доменных печей	4	32316,250
Шлам химводоочистки	4	591,901
Солевой шлам водоподготовки	4	12,322
Шлам золошлаковый	5	14258,130
ИТОГО		70345,357

В намытом шламе основным компонентом металлургического сырья является железо общее, которое представлено преимущественно фазами магнетита Fe_3O_4, гематита a-Fe_2O_3 и моносиликата железа $FeSiO_3$.

При этом по своему составу шламы, накапливаемые на картах намыва ЗШН шламовых вод предприятия по своим полезным составляющим близки к железным рудам, имеющим промышленное значение [2].

Необходимым условием успешной утилизации шламов является правильная их подготовка. Основные процессы, предшествующие использованию шламов – сгущение, фильтрование, термическая сушка [1].

Для утилизации шлама из карты намыва ЗШН возможно использование фракционного разделения его компонентов с получением фракции обогащенной железом более 50 мас.%, пригодной для использования в качестве металлургического сырья, и нерудной части шлама, представленной кварцполевошпатовым продуктом, являющимся качественным сырьем для производства бетона. Достигаемый технологический результат обеспечивается путем классификационного разделения компонентов шлама по классам крупности и использованием сухой магнитной сепарации [2].

Особенностью техногенного массива производства является его полиэлементный состав с высоким содержанием тяжелых металлов: Cu (0,0006÷0,085%), Zn (0,0008÷2,57%), Pb (0,0018÷0,14%), Cr (0,00008÷1,81%), Ni (0,006÷0,064%), что также является основной проблемой утилизации шлама с территории ЗШН.

Вследствие поступления металлов техногенным путем в миграционный поток происходит формирование лито- и гидрогеохимических аномалий различной контрастности. Это приводит к изменению

качественных характеристик средообразующих компонентов промышленных и сопредельных с ними ландшафтов.[2]

Учитывая негативное влияние компонентов отходов данного вида на окружающую природную среду, ограниченные возможности по расширению объемов накопителей, а также истощение источников минерального сырья, актуальными являются задачи разработки новых решений по определению возможности и обоснованию целесообразности вовлечения таких отходов в ресурсный цикл и совершенствования методов оценки потенциальной опасности их складирования.

Литература

1. Алехин А.А., Тарабрина Л. А., Сукинова Н.В. Опыт утилизации металлургических шламов//Сталь, 2000. – №12. – С.84-85
2. Фоменко А.И. Научное обоснование технологий утилизации дисперсных твердых отходов производств промышленного комплекса: Автореферат дис. … докт. техн. наук. – Спб. 2006. – 41 с.
3. Ярошенко Ю.Г Использование вторичных ресурсов черной металлургии: проблемы и решения.// Металлургическая теплотехника, 2011. – Выпуск 3 (18). – С.167-176.

ПОЛУЧЕНИЕ СТРОИТЕЛЬНЫХ МАТЕРИАЛОВ НЕАВТОКЛАВНОГО ТВЕРДЕНИЯ

Е.С. Мухортов, А.О. Абрамов, Е.А. Резвая
Научный руководитель доцент С.А. Антипина
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Современные требования к энергоэффективности, рациональному природопользованию и улучшению экологической обстановки стимулируют поиск путей создания новых перспективных материалов разнообразного функционального назначения.

Кремнеземсодержащий материал является широко применяемым материалом в строительной индустрии в качестве реакционно-активного и структурирующего компонента цементных, известково-кремнеземистых [1] и наноструктурированных вяжущих на основе силикатного и алюмосиликатного сырья [3]. В настоящее время активно развивается химическое знание, направленное на изучение химических реакций в твердых телах и изменения их реакционной способности под воздействием механических сил [2].

Механоактивация - это активирование твердых веществ их механической обработкой для образования химически активных сырьевых материалов, за счет увеличения поверхностной энергии, существенно снижающих энергию активации реакции химического взаимодействия. В технологии силикатных материалов во многих процессах синтеза основным лимитирующим фактором является низкая химическая активность кварцевого компонента, что предполагает дополнительную термо/тепловлажностную обработку.

Цель работы получить строительные материалы неавтоклавного твердения с высокими эксплуатационными свойствами на основе механоактивированных известково-кремнеземистых смесей.

Известно, что основные эксплуатационные свойства изделий зависят от синтеза определенных гидросиликатов кальция (ГСК), преимущественно низкоосновных (CSH (I), ксонотлит, тоберморит). Традиционно в основе синтеза ГСК лежат физико-химические процессы, протекающие на молекулярном уровне при тепловлажностной обработке известково-кремнеземистых композиций в автоклаве. Предполагается, что создание микродисперсного и наноструктурированного известково-кремнеземистого сырья, позволит исключить стадию тепловлажностной обработки и обеспечить прямой синтез низкоосновных ГСК (при соотношении концентраций CaO/SiO_2 от 0,8 до 1,2).

В качестве исходных сырьевых материалов использовали: известь Искитимского горно-добывающего предприятия (Новосибирская обл.), кварцевый песок Кудровского месторождения (Томская обл.) и диатомит Инзенского месторождения (Ульяновская обл.). Химический состав кремнеземсодержащих сырьевых материалов приведен в таблице 1.

Таблица 1

Химический состав кремнеземсодержащих сырьевых материалов

Материал	Содержание оксидов, % (мас)							
	SiO_2	Al_2O_3	Fe_2O_3	CaO	MgO	SO_3	$\Delta m_{пр}$	Сумма
Диатомит	70,87	13,45	2,85	3,1	2,58	0,65	6,50	100
Кварцевый песок	87,89	5,52	1,71	1,71	1,24	-	1,93	100

Первая стадия заключалась в подготовке сырьевых материалов к совместному их измельчению. Для этого негашеная известь измельчалась в шаровой мельнице в течение 1 часа и просеивалась через сито №063 для исключения более крупных частиц. Диатомит измельчался в течение 120 сек в центробежном смесители роторного типа (дезинтегратор). Расчетное значение удельной поверхности составило 22 655 $см^2/г$.

Вторая стадия измельчения заключалась в совместном помоле извести и диатомита в соотношении 1:1. Кварцевый песок в количестве 30 % от общей массы, использовался с естественной гранулометрией в качестве вспомогательного, абразивного материала.

При контакте влажного песка, диатомита и извести, вода начинает интенсивно взаимодействовать с CaO, затем $Ca(OH)_2$ взаимодействует с SiO_2 диатомита. Диатомит обладает повышенной реакционной способностью, вследствие аморфизированной структуры и развитой удельной поверхности, способен вступать в химическую реакцию с $Ca(OH)_2$. При этом, в основном образуются низкоосновные гидросиликаты кальция типа CSH (I), по следующей химической реакции:

$$SiO_2 + Ca(OH)_2 + n(H_2O) \rightarrow (1\text{-}1{,}5)CaO \cdot SiO_2 \cdot (0{,}5\text{-}2{,}5)H_2O \quad (1)$$

Образовавшийся гидратированнный поверхностный слой легко сдирается частицами песка и образует в известково-кремнеземестой смеси фракцию высокоактивных частиц нанодисперсного размера состоящих из ГСК типа CSH(I).

Механоактивация известково-кремнеземистой смеси осуществлялась в течение 60 и 120 сек. После механоактивации в смесь добавлялась вода при В/Т=0,25. Смесь тщательно перемешивалась и формовались образцы кубики с размером 2,5х2,5 см при давлении 3 МПа. Образцы твердели в воздушно-сухой, влажной и водной среде, в течение 7, 14 и 28 суток. После заданного времени твердения образцы измерялись, взвешивались, рассчитывалась объемная плотность. Значения предела прочности при сжатии определялись на гидравлическом прессе.

Объемная плотность образцов на основе механоактивированных известково-кремнеземистых смесей с течением времени твердения снижается по сравнению с объемной плотностью свежесформованных образцов.

Результаты определения значений предела прочности при сжатии образцов показали увеличение, с течением времени твердения от 5,1 до 18,1 МПа. Результаты приведены в таблице 2.

Таблица 2

Строительно-технические характеристики образцов на основе известково-кремнеземистого состава после 28 суток твердения

Условия твердения/время активации	Объемная плотность образцов, кг/м^3	Предел прочности при сжатии образцов, МПа
Воздушно-сухая среда/60 сек	1363	5,1
Влажная среда/60 сек	1504	10,2
Водная среда/60 сек	1525	9,4
Воздушно-сухая среда/120 сек	1316	6,8
Влажная среда/120 сек	1480	18,1
Водная среда/120 сек	1558	10,0

Время механоактивации существенно не влияет на свойства образцов полученных на основе известково-кремнеземистых смесей. Влияние среды твердения, более существенно, наибольшие нарастания значений предела прочности при сжатии происходит у образцов, твердеющих во влажных условия.

При расшифровке рентгенограмм образцов на основе механоактивированных известково-кремнеземистых смесей установлено, что кристаллические фазы представлены β-кварцем (d, 10^{-9} м = 0.424, 0.334, 0.228, 0.181, 0.167, 0.154, 0.145, 0.137), $Ca(OH)_2$ (d, 10^{-9} м = 0.490, 0.262, 0.192, 0.181, 0.167, 0.154) и низкоосновными гидросиликатами кальция CSH (I) (d, 10^{-9} м = 0.212, 0.181, 0.167, 0.154, 0.137). Расшифровка рентгенограмм показала увеличение интенсивностей дифракционных отражений низкоосновных гидросиликатов кальция у образцов твердеющих с повышенной влажностью.

На термограмме образца, на основе механоактивированной известково-кремнеземистой смеси твердеющего во влажных условиях (рис. 1) в температурном интервале 20-400 ^oC отмечается постепенное снижение массы, соответствующее удалению адсорбционно-связанной воды, на дифференциально-термической кривой наблюдается два эндотермических эффекта: первый в интервале температур 412.3-468.4 ^oC с максимумом при температуре 448.3 ^oC соответствует дегидратации $Ca(OH)_2$ с переходом в CaO, второй эндоэффект - в интервале температур 712.9-752.9 ^oC отвечает дегидратации низкоосновных гидросиликатов кальция (CSH (I), C_6S_6H). Термограммы образцов твердеющих в воздушно-сухой и водной среде показывают аналогичную картину, но экзоэффект образца твердеющего во влажных условиях более интенсивный, что говорит о более интенсивном синтезе низкоосновных гидросиликатов кальция. Общие потери массы образцов на основе механоактивированных известково-кремнеземистых смесей составили от 16,54 до 18,06 %.

Таким образом, исследование свойств и состава образцов на основе механоактивированных известково-кремнеземистых смесей показало возможность получения материалов с улучшенными прочностными свойствами.

После твердения в нормальных условиях, материал имеет прочностные характеристики выше по сравнению с материалами того же состава полученных в процессе тепловлажностной обработки (до 6МПа) при высоких температурах (174,4-205,5 С) и давлениях (0,8-1,2 МПа), что доказывает эффективность механоактивации известково-кремнеземистых смесей.

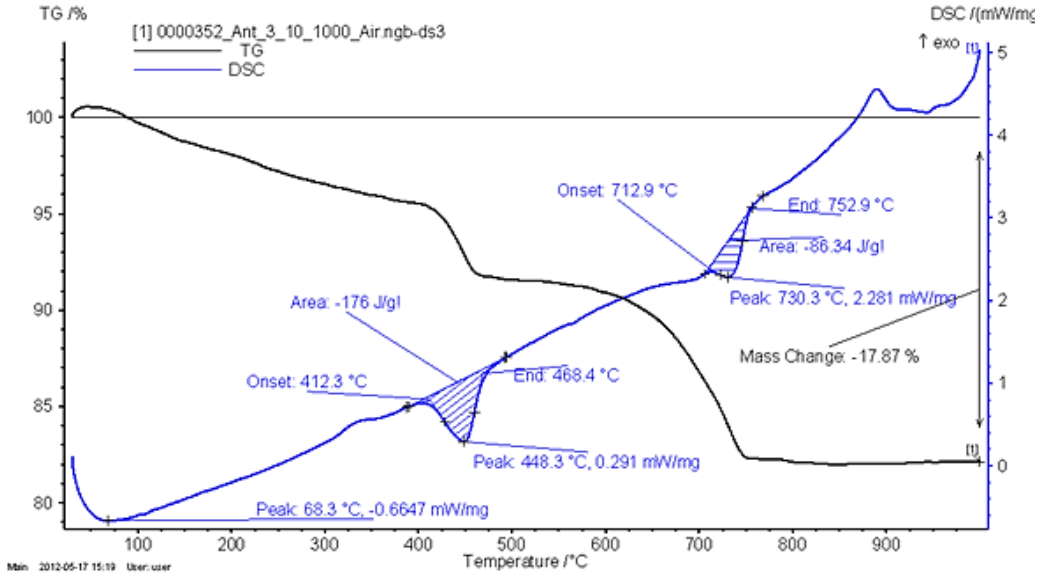


Рис. Кривая дифференциально-термического анализа и потерь массы образца на основе механоактивированной известково-кремнеземистой смеси (влажная среда/активация 60 сек/твердение 28 суток)

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ ГЗ "Наука" 3.3055.2011.

Литература

1. Лесовик В.С. Повышение эффективности производства строительных материалов с учетом генезиса горных пород. М.:Изд. АСВ, 2006. – 526 с.
2. Тихомирова И.Н., Механоактивация известково-кварцевых вяжущих // Силикатные материалы, 2012. – С.4-7.
3. Череватова А.В. и др. Минеральные наноструктурированные вяжущие. Природа, технология и перспективы применения. Saarbrucken: LAM LAMBERT Academic Publishing GmbH Co. KG, 2011. – 170 с.

БЫСТРОТВЕРДЕЮЩИЕ РАСТВОРЫ НА ОСНОВЕ ДОМЕННОГО ГРАНУЛИРОВАННОГО ШЛАКА

Н.С. Сенников
Научный руководитель профессор В.А. Лотов
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Быстротвердеющие растворы находят свое применение при проведении аварийно-строительных работ, такие как ликвидация протечек через отверстия, трещин и швов в конструкциях из кирпича и бетона, устранение капиллярных течей, применяется при возведении конструкций требующих быстрого восприятия нагрузки благодаря интенсивному набору прочности в ранние сроки твердения. Благодаря использованию быстротвердеющих растворов, отремонтированные объекты, сооружения и конструкции построенные с использованием быстротвердеющих бетонов на их основе, позволяется вводить в эксплуатацию в кратчайшие сроки.

Быстротвердеющие растворы обладают относительно высокой прочностью в ранние сроки твердения при нормальных условиях. Для их приготовления используют быстросхватывающиеся цементы и различные способы ускорения набора прочности. В данной работе была исследована возможность получения быстротвердеющих растворов на основе доменных гранулированных шлаков.

Для получения быстротвердеющих растворов использовался доменный гранулированный шлак Новокузнецкого металлургического комбината с удельной поверхностью 4500 см²/г, песок строительный с модулем крупности с $М_{кр}$ =2,5 по ГОСТ 8736-93. В качестве добавки использовался портландцемент М 500 Д0 в количестве до 15%. В качестве щелочного компонента использовалось натриевое жидкое стекло с модулем 3 по ГОСТ 13087-81. Понижение модуля жидкого стекла для получения необходимых модулей в пределах от 1,5 до 2,5 производилось путем введения щелочи NaOH.

Таблица 1

Активность шлакощелочного раствора в зависимости от способа введения добавки портландцемента, затворенного жидким стеклом с модулем 1,5

Способ введения добавки	Прочность при сжатии, МПа				
	1	3	7	14	28
Совместный помол	30	50	67	85	93
При приготовлении смеси	24	38	590	720	840

Таблица 2

Активность шлакощелочного раствора с добавкой портландцемента М500 Д0, затворенного жидким стеклом с модулем 1,5

Добавка, %	Прочность при сжатии, МПа							
	Время твердения, мин			Время твердения, сут				
	15	30	60	1	3	7	14	28
0	-	-	-	30	50	67	85	93
1	-	-	1,5	33	51	68	93	96
3	-	-	2,5	33	55	77	95	96
5	1,0	2,0	3,0	34	56	84	95	95
10	1,5	3,0	4,5	35	58	87	95	96
15	2,0	3,5	5,0	41	57	86	96	97

Таблица 3

Активность шлакощелочного раствора с добавкой портландцемента М500 Д0, затворенного жидким стеклом с модулем 2,0

Добавка, %	Прочность при сжатии, МПа							
	Время твердения, мин			Время твердения, сут				
	15	30	60	1	3	7	14	28
0	-	-	-	15	30	51	62	90
1	-	-	1	17	29	52	63	93
3	-	1	2	19	31	50	68	95
5	1,5	3	5	20	30	53	70	94
10	4	5	7	22	30	52	71	95
15	4	5,5	7,5	26	45	55	76	96

В процессе эксперимента проводились исследования составов шлакощелочных растворов с содержанием песка до 50% от массы шлака. Добавка портландцемента вносилась в количестве от 1 до 15% непосредственно при помоле гранулированного шлака, что обеспечивало более интенсивный набор прочности вяжущего, чем внесение ее непосредственно на стадии приготовления шлакощелочного раствора. Кинетика набора прочности исследовалась на образцах шлакощелочного раствора размером 3×3×3 см. Твердение образцов, осуществлялось в ванной с гидравлическим затвором.

Таблица 4

Активность шлакощелочного раствора с добавкой портландцемента М500 Д0, затворенного жидким стеклом с модулем 2,5

Добавка, %	Прочность при сжатии, МПа							
	Время твердения, мин			Время твердения, сут				
	15	30	60	1	3	7	14	28
0	-	-	-	-	-	-	-	-
1	-	-	-	1	2,5	21	46	55
3	-	-	10	40	18	43	46	56
5	1	2	2	11	25	45	48	52
10	2	3	5,5	11	30	47	49	50
15	2	3	5	13	28	48	50	50

В результате проведенных экспериментов, определили влияние модуля жидкого стекла и количество добавки портландцемента на прочность шлакощелочного раствора. Оптимальное количество добавки портландцемента, зависит от требуемых характеристик шлакощелочного раствора. Для раствора, для которого более интенсивный набор прочности осуществляется на ранних сроках твердения, введение добавки должно

быть более 5 %, а оптимальный модуль жидкого стекла в данном случае равен 2. Такой раствор подходит для конструкций требующих быстрого восприятия нагрузки. Для изделий и конструкций, не требующих скорейшего восприятия нагрузок, более рационально использовать жидкое стекло с меньшим модулем и добавкой цемента менее 5% или без добавок. Из полученных результатов видно, что есть возможность управлять процессом гидратации шлакощелочных растворов в широких пределах, а следовательно это позволяет расширить области их применения.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ ГЗ "Наука" 3.3055.2011.

Литература

1. Глуховский В.Д. Шлакощелочные цементы и бетоны. – Киев: Будивельник, 1978. – 178 с.

ВЛИЯНИЕ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ НА СВОЙСТВА АЛЮМОСИЛИКАТНЫХ ПРОПАНТОВ

О.С. Федорова

Научный руководитель заведующий лабораторией В.В. Скурихин

ОАО «Боровичский комбинат огнеупоров», г. Боровичи, Россия

При бурении и эксплуатации нефтяных скважин проницаемость призабойной зоны пласта (ПЗП), в том числе закрепленных пропантом трещин после гидроразрыва пласта, снижается вследствие загрязнения её буровым раствором в процессе бурения, наплыва мелких частиц породы и механических примесей, выпадения солей из пластовой жидкости, присутствия остатков неразрушенного брейком геля и т.д. В этом случае, для повышения проводимости ПЗП часто применяются кислотные обработки, растворяющие загрязнения. В связи с этим, особое значение приобретает кислотоустойчивость пропантов. Ниже приведены результаты исследования о влиянии кислотной обработки на важнейшие эксплуатационные свойства пропантов.

Для исследования были взяты три образца пропантов фракции 16/30 различных производителей. Основные свойства пропантов сравнимы и приведены в таблице. При этом образец 2 показал лучшее сопротивление раздавливанию, у образцов 1 и 3 она сравнима, образец 3 – минимальную насыпную плотность и худшую растворимость в кислотах, у образцов 1 и 2 – они сравнимы.

Таблица

Результаты испытаний пропантов фракции 16/30

Параметры		Образец 1	Образец 2	Образец 3
Сопротивление раздавливанию, при давлении МПа (psi), %	51,7 (7500)	5,1	2,6	5,7
	68,9 (10000)	10,4	6,9	10,6
	86,2 (12500)	15,2	11,7	18,1
	103,4 (15000)	22,9	16,5	26,8
Содержание основной фракции, мас.%		99,7	98,5	99,1
Насыпная плотность, г/см^3		1,82	1,87	1,54
Сферичность (по Крумбейну и Слоссу)		0,88	0,88	0,90
Округлость (по Крумбейну и Слоссу)		0,85	0,89	0,87
Растворимость в смеси кислот HCl/HF, мас.%		4,7	4,9	10,2

Оценка влияния кислотной обработки на эксплуатационные свойства пропантов покала следующие результаты:

а) Сопротивление пропантов к раздавливанию. Это характеристика прочности пропантов. Воздействие кислот заметно снижает прочность всех тестируемых составов пропантов (таблица 2). Наименьшей абсолютной величиной снижения характеризуется образец 1, наибольшей – образец 2. Проводя корреляцию между абсолютным снижением прочности пропантов после растворимости в кислотах и показателями самой растворимости (таблица 1) можно сделать вывод, что тест пропантов на растворимость не дает объективную оценку для прогнозирования их прочности после кислотной обработки.

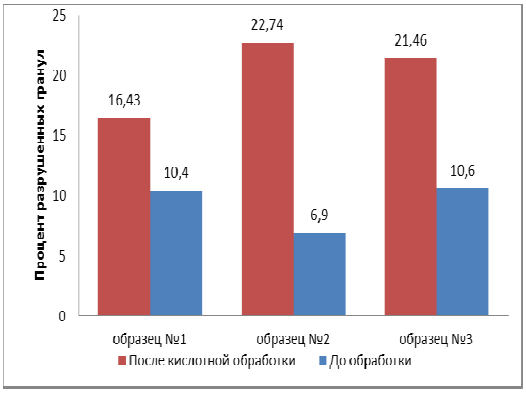


Рис. 1 Влияние кислотной обработки пропантов на их сопротивление раздавливанию

б) Проводимость и проницаемость пропантов. Долговременную проводимость пропантов до кислотной обработки и после определяли согласно ISO 13503-5:2006. Условия испытания: песчаник из штата Огайо; Испытательная жидкость 2% раствор KCL; Давление 2000 – 10 000 фунтов на кв.дюйм с шагом в 2000 фунтов; Концентрация пропанта – 2 lbf/in^2; Температура 250 градусов по Фаренгейту; Время выдержки 50 час на каждом давлении.

Проводимость проппантов после кислотной обработки заметно изменилась. Если до кислотной обработки, в порядке убывания проводимости, выстраивался ряд: Образец 2 – Образец 1 – Образец 3, то после обработки образец 2 в этом ряду занял последнее место, а ряд стал выглядеть следующим образом: Образец 1 – Образец 3 – Образец 2. При этом образец пропанта 2 испытывает значительное разрушение ещё на низких давлениях 2000 – 4000 psi. Его проводимость составляет всего 1272 md-ft в сравнении с 15110 md-ft до в кислотной обработки.

На уровне наиболее высоких значений проводимости и проницаемости после кислотной обработки остались пропанты образцов 1 и 3. Изменение их ширины слоя на этапе 4000 psi составляет 5% и 9%, соответственно, а при давлении 10000 psi - 17% и 22% соответственно. При этом проводимость и проницаемость пропантов образца 1 несколько выше, чем у образца 3. Наибольшее расхождение величиной от 438 до 1072 md-ft наблюдается в области высоких значений.

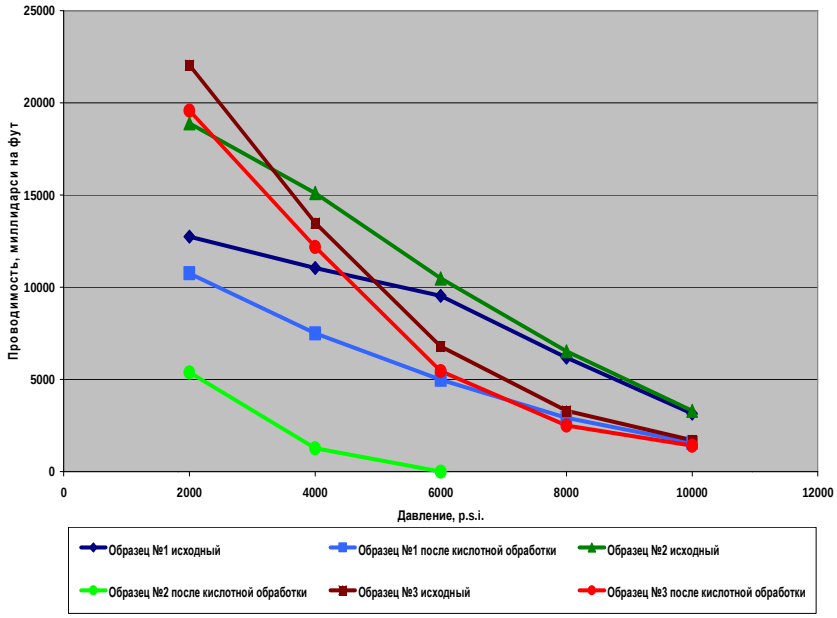


Рис. 2 Долговременная проводимость тестируемых пропантов до и после кислотной обработки

в) Устойчивость пропантов к длительному воздействию кислот. Определение растворимости пропантов в кислотах проводилось в соответствии с ГОСТ Р 51761 с использованием смеси соляной и фтористоводородной кислот в соотношении 12:3 при температуре 65°С с разной выдержкой – от 0,5 – 24 час. Результаты растворимости пропантов представлены на рисунке 3. Результаты испытания свидетельствуют о том, что разрушающему воздействию смеси кислот HF и HCl наибольшим образом подвержены пропанты образца 3 – показатель их растворимости самый высокий. Наименее растворимы пропанты образца 2. Зависимость значений растворимости пропантов образца 1 на приведенном графике занимает среднее положение.

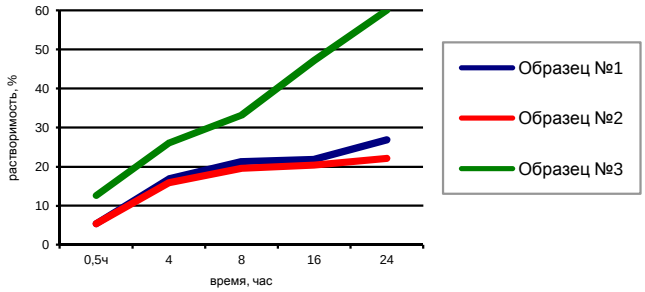


Рис. 3 Влияние кислотной обработки на растворимость пропантов

Таким образом, проведенные исследования показали, что воздействие кислот на алюмосиликатные пропанты приводит к изменению их основных свойств и, соответственно, служебных характеристик. При этом качественные пропанты, занимающие основные лидирующие позиции по ряду начальных характеристик пропанты (образец 2), при использовании их в условиях службы, отличающихся применением кислотных реагентов, могут оказаться малоэффективными из-за явного снижения их механической прочности и проводимости. В то же время пропанты (образец 1), обладающие средними физико-механическими показателями, оказываются более устойчивы к воздействию кислотного фактора и способны сохранять свои коллекторские свойства в условиях средних давлений нефтяного пласта на протяжении длительного времени.

ИЗМЕНЕНИЕ СТРУКТУРЫ МУСКОВИТА В ПРОЦЕССЕ ФТОРИДНОЙ ОБРАБОТКИ

Ш.А. Хабибулин
Научный руководитель профессор В.М. Погребенков
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Слюды являются одними из наиболее распространенных породообразующих минералов интрузивных, метаморфических и осадочных горных пород.

Слюды широко применяют в качестве электро- и теплоизоляционных материалов в электро-, радио- и авиатехнике. При разработке природной слюды и изготовлении из нее электроизоляционных материалов образуется около 90% различных отходов. Среди них большой процент составляют мелкие отходы – скрап[1].

Проблема утилизации скрапа, в значительных количествах образующегося на слюдяных производствах, на данный момент решена не в полной мере, поэтому целью нашей работы являлось исследование изменения состава и свойств мусковита с помощью химической модификации.

Объектом исследования служила слюда мусковит, являющаяся одним из наиболее широко используемых представителей своего класса.

В качестве модифицирующего агента выбран гидродифторид аммония (ГДФА) вследствие высокой химической активности и низкой токсичности[2].

Исследовано шесть составов, содержащих помимо мусковита от 0 до 50 мол.% ГДФА с шагом 10%.

Фторидную обработку проводили по следующей методике. Навески мусковита и ГДФА смешивали и в корундовых тиглях подвергали нагреву в безградиентной печи. Нагрев осуществляли в две стадии: первая – до температуры 130°С с выдержкой в течение двух часов, и вторая – до температуры 350°С с часовой выдержкой. После охлаждения содержимое тиглей анализировали методами электронной микроскопии и рентгенографии.

Данные электронной микроскопии позволяют сделать вывод о том, что степень дисперсности мусковита (рис.1а) после фторидной обработки практически не изменилась (рис.1б).

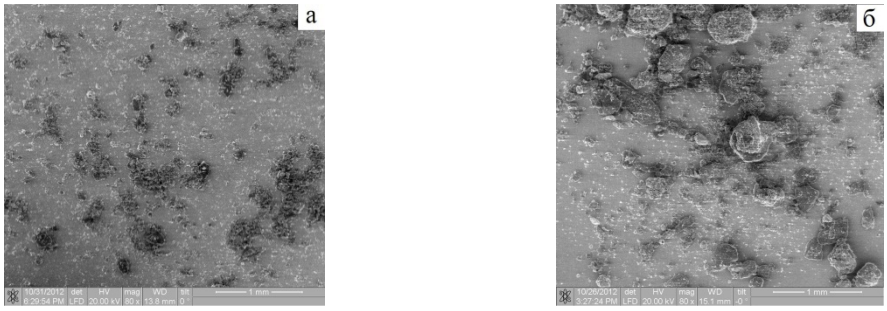


Рис. 1 Микрофотографии мусковита до (а) и после (б) фторидной обработки

Тонкодисперсные частицы слюды в результате фторирования полностью трансформировались в микрокристаллические агломераты, легко отличимые от исходных пластинчатых кристаллов. Более крупные пластинки мусковита прореагировали лишь частично (рис.2а).

По-видимому, процесс фторирования с наибольшей интенсивностью протекает в местах с нарушениями кристаллической структуры – на краях пластинчатых пакетов и в трещинах. Хорошо заметно (рис. 2б), что плоские поверхности слюдяных чешуек свободны от наростов продуктов фторирования.

Рис. 2 Микрофотографии частиц слюды (а) и поверхности слюдяных чешуек (б) после фторидной обработки

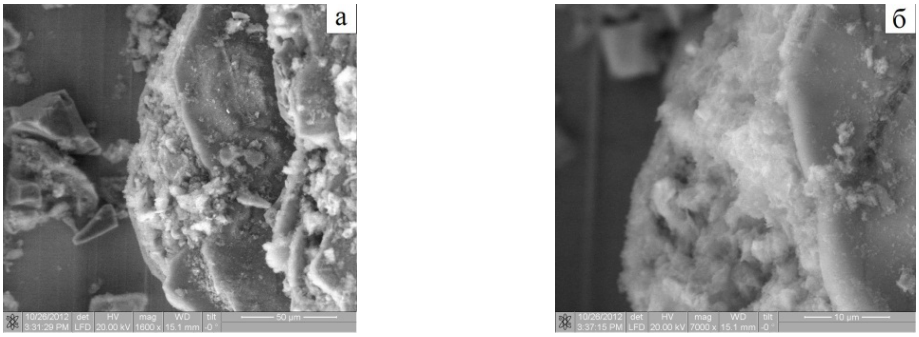


Рис. 3 Микрофотографии краевого участка пластинчатого пакета после фторидной обработки при увеличении 1600х (а) и 14000х (б)

Краевые участки пластинчатых пакетов, наоборот, сплошь покрыты слоем микрокристаллического продукта фторирования (рис. 3а,б).

Анализ рентгеновских спектров (рис.4) позволяет заключить, что по мере увеличения количества фторирующего агента наблюдается закономерное снижение интенсивности основных пиков мусковита.

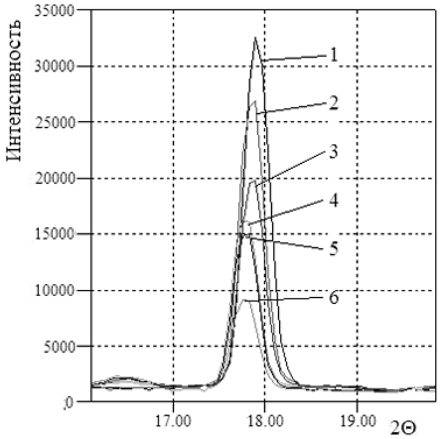


Рис. 4 Зависимость изменения интенсивности рефлексов образцов от количества ГДФА
1. Чистый мусковит;
2. +10% мол. ГДФА;
3. +20% мол. ГДФА;
4. +30% мол. ГДФА;
5. +40% мол. ГДФА;
6. +50% мол. ГДФА;

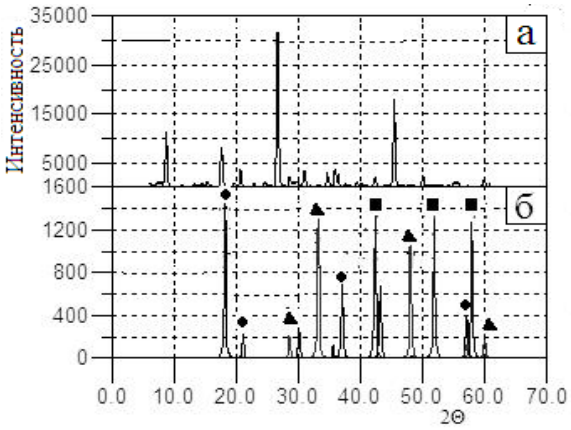


Рис. 5 Дифрактограммы модифицированного мусковита (а) и эталонные рентгенограммы вероятных продуктов его фторирования (б)
● ***- гексафторсиликат аммония;***
▲ ***- фторид калия;***
■ ***- фторид алюминия***

Это, по-видимому, связано как с общей аморфизацией структуры поверхности чешуек слюды в процессе фторирования, так и с аморфностью новообразований, что подтверждается отсутствием на дифрактограмме фторированного мусковита (рис.5а) пиков, соответствующих гексафторсиликату аммония, фторидам калия и алюминия – наиболее вероятным продуктам фторирования (рис. 5б).

Основываясь на экспериментальных данных, можно заключить, что в ходе фторидной обработки мелкие кристаллы мусковита вступают во взаимодействие практически целиком, а более крупные – лишь частично, причем реакция затрагивает преимущественно краевые области слоистых пакетов.

Сравнительно невысокая температура фторирования, по-видимому, недостаточна для формирования хорошо окристаллизованной структуры, что подтверждается отсутствием рефлексов продуктов фторирования на фоне ослабления сигналов мусковита. Фторидная обработка приводит к накоплению продуктов реакции в аморфном поверхностном слое.

Работа выполнена в рамках госзадания НАУКА Минобрнауки РФ 3.3055.2011.

Литература

1. Горлов П.В. Технология конструкционных электротехнических материалов. Кн. 2.- Новосибирск: Новосиб. гос. акад. вод. транспорта, 2005. – 239с.
2. Андреев В.А. Дисс. … канд. тех. наук. Томск: Томский политехн. унив., 2007. – 143 с.

КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ ИЗУЧЕНИИ РУДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УЗБЕКИСТАНА

К.К. Хошжанова, С. Холиеров
Научный руководитель профессор Х.А. Акбаров
Ташкентский государственный технический университет им. Абу Райхона Бируни, г.Ташкент, Узбекистан

Узбекистан является одной из сложной и разнообразной в геологическом строении и богатой полезными ископаемыми страной в Центральной Азии. На территории Республики широко представлены золото, медь, уран, вольфрам, олово, свинец и цинк, нефть, газ и гидроминеральное сырьё и другие виды полезных ископаемых. Одной из важнейших задач геологической науки и службы является в нынешной рыночной экономике познание условий формирования и закономерностей пространственного размещения различных видов полезных ископаемых и на этой основе проводить широкомасштабные прогнозно-поисковые и оценочные работы на перспективных площадях с целью выявления новых крупных месторождений и промышленных залежей в экономически благоприятных для освоения или уже освоенных горнорудных районах. Поэтому усиливается роль и необходимость проведения как фундаментальных так и прикладных исследований, решающих кардинальные вопросы геологического строения регионов, условий формирования и закономерностей размещения промышленных руд. Высокая стоимость глубинных поисков требует разработки рациональных методов, при помощи которых можно будет с наибольшей эффективностью и наименьшими затратами находить новые месторождения и промышленные рудные залежи скрытые на глубине.

В современный период усложнились требования к геологам-производственникам и геологам-ученым. Современные задачи поисков скрытого оруденения и разведки глубоких горизонтов эндогенных месторождений не могут быть решены без глубоких познаний геолого-структурных условий их формирования. Структура любого участка земной коры определяется залеганием в пространстве тел горных пород и их контактов. Основным методом изучения структуры является геологическое картирование. Если на данном участке земной поверхности обнаружено месторождение, то основной задачей картирования является установление размеров, формы и условий залегания рудных тел с глубиной. Эти структурно-геологические результаты вместе с данными о качестве руд служат основой для оценки промышленной значимости месторождения и для проектирования его разведки. При этом роль прогноза о поведении рудных тел на глубину является определяющей. Правильность такого прогноза зависит от того, насколько было понята история формирования структуры участка месторождения. Геолого-структурные исследования выясняют условия формирования и закономерности размещения оруденения в пределах рудных полей и месторождений и распространение его на глубину. Структуры рудных полей и месторождений рассматриваются в связи с другими факторами рудоотложения. Анализируется роль плутоногенных, вулканогенных, метаморфогенных структур в локализации оруденения. Большое значение придается выяснению фактора глубинности, а также установлению зависимости генетических особенностей оруденения от геолого-структурной обстановки[1,2,5].

Моделирование как средство познания закономерностей широко используется в самых различных областях науки и техники. Оно представляет собой метод исследования строения сложных природных объектов, динамики процессов или основных особенностей систем. Понятие модели в настоящее время весьма многозначно. Это могут быть подобия предметов в измененном или натуральном масштабе (физическое или объемно – макетное моделирование), чертежи (графическое моделирование), воспроизводящие свойства интересующих нас объектов. Методика составления моделей рудных месторождений определяется их целью: они могут быть генетическими, структурными, экономическими и другими. Выбор формы представления модели зависит от ряда факторов: генетический тип моделируемого объекта (в соответствии с общепринятыми); уровень моделирования (определяется размерами объектов и масштабом их изучения); назначение (зависит от стадии геологоразведочных работ, на которой осуществляется моделирование). В.П. Федорчуком (1964) впервые предпринята попытка увязать требования к моделированию воедино, на примере изучения ртутьно–сурьмяных месторождений, что облегчило использование моделей при прогнозировании оруденения на всех стадиях геологоразведочного процесса[7,8].

Характерной особенностью настоящего времени является широкое и активное внедрение информационных компьютерных технологий во все отрасли народного хозяйства в том числе и в геологию. Под компьютерными технологиями обычно подразумевают совокупность вычислительных технических средств, логически организованные массивы информации (базы и банки данных) и компьютерные программы их обработки и анализа. Разновидностью компьютерных технологий наиболее адекватных для геологических приложений является ГИС–технология при прогнозе месторождений полезных ископаемых, позволяющая повысить эффективность работ [8].

Практика показывает, что повышение эффективности прогнозно-поисковых и оценочных работ во многом зависит от комплексирования традиционных геологических, геофизических, геохимических методов с результатами космогеологических исследований и применения современных дистанционных материалов**.** В последние годы эти исследования в нашей Республике проводится в большом объеме, создана школа, при Госкомгеологии организованы специальные производственные подразделения. Будем надеятся, что такие работы и исследования в дальнейшем будут проводиться системно, планомерно и в необходимом объеме во всех горнорудных регионах Узбекистана.

Прогнозно–поисковые, и оценочные, особенно, геологоразведочные работы наиболее эффективны на тех месторождениях, где детально изучена их структура и геолого-структурные позиции. Структурные условия формирования и размещения оруденения устанавливаются при изучении комплекса минеральных образований, возникших в определенный момент развития тектонических деформаций, геолого-структурной обстановки в приделах всей площади месторождения или рудного поля. В геологическом строении территории Узбекистана участвуют разнообразные формации пород в различных сочетаниях, характеризующиеся определенным составом и физико–механическими свойствами, которые вместе со структурными особенностями региона предопределили многообразие структурно-геологических типов рудных полей и месторождений и их геолого-структурных позиций [3,4,6].

Сложность геологического строения, разнообразие пород геологических формаций, их состава и физико-механических свойств, особенности магматизма тектоники и рудогенеза Тянь-Шаня (и территории Узбекистана) обусловили формирование различных по типу, генезису, масштабам месторождений полезных ископаемых, которые явились эталоном и полигоном для разработки теоретических вопросов условий формирования и закономерностей их размещения, а также выбора эффективных методов поисково-разведочных и эксплуатационных работ.

Особое значение при решении этих задач приобретают геолого-структурные исследования и составляемые по их результатам локальные и детальные геолого-прогнозные карты, обеспечивающие эффективное направление глубинных поисков и разведки.

Литература

1. Акбаров Х.А. Задачи изучения рудных месторождений // Основные проблемы геологии и развития минерально-сырьевой базы Республики Узбекистан. – Ташкент: РИСО ИМР, 1997. – С. 10-14.
2. Акбаров Х.А. Проблемы изучения рудных месторождений Узбекистана // Современные проблемы развития минерально-сырьевой базы Республике Узбекистан. – Ташкент: РИСО ИМР, 2001. – С. 34-37.
3. Акбаров Х.А. Геолого-структурные позиции рудных полей и месторождений Тянь-Шаня. Задачи изучения и систематика // Геология и минеральные ресурсы., 2004. – № 2. – С. 3-10.
4. Акбаров Х.А. Геолого-структурные позиции рудных полей и месторождений Тянь-Шаня. Позиции как поисковые критерии // Геология и минеральные ресурсы. – Ташкент, 2004. – № 5. – С. 18-28.
5. Акбаров Х.А. Геолого-структурные условия размещения и прогнозирование оруденения на полиметаллических рудных полях и месторождениях Тянь-Шаня. –Ташкент : РИСО ТашГТУ, 2006. – 364 с.
6. Акбаров Х.А., Умарходжаев М.У., Турапов М.К., Дулабова Н.Ю. Теоретико-методологические аспекты локального прогнозирования оруденения. – Ташкент : РИСО ТашГТУ, 2011. – 508 с.
7. Марипова С.Т., Сулейманов М.О. Абдурахманов А.А. Юлдашев О.А., Мирзаева Г.А. Шарипов К.А. В кн: «Проблемы рудных месторождений и повышение эффективности геолоразведочных работ». – Ташкент: Изд-во ИМР, 2003. – С.223-225.
8. Федорчук В.П. Методика поисков и разведки скрытого ртутно-сурьмяного оруденения. – М., Недра, 1964. – 286с.

ЗОЛОСИЛИКАТНЫЕ КОНСТРУКЦИОННЫЕ МАТЕРИАЛЫ

И.В. Шевяков

Научный руководитель старший преподаватель В.А. Кутугин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Существующая проблема утилизации зол ТЭЦ обостряется с каждым годом, поскольку конструктивного решения данного вопроса до сих пор не найдено.

На предприятиях по производству ацетилена образуются отходы карбидного ила, представляющего собой суспензию, состоящую из тонкодисперсной гашеной извести ($Ca(OH)_2$).

Перечисленные отходы могут быть использованы при производстве автоклавных строительных теплоэффективных материалов конструкционного назначения.

Цель работы: Исследовать возможность получения строительных материалов на основе золы ГРЭС-2 и карбидного ила.

Задачи: Исследовать влияние рецептурного состава материалов и режима автоклавной обработки на свойства золосиликатных материалов.

В работе использовалась зола Томской ГРЭС-2 и карбидный ил в виде суспензии с иловых ям ацетиленового завода. Золу отбирали с золоотвала в разных местах по глубине и расстоянию от сливной трубы. Такой метод отбора пробы позволят рассчитывать в перспективе на переработку всего золоотвала, а не только отдельных фракций. Зола представляет собой черно-серый тонкодисперсный порошок, состоящий, как правило, из частичек размером от долей микрона до 0,14 мм. Химический состав золы приведен в таблице 1. Суммарная удельная активность естественных радионуклидов в материале, определяемая с учетом их биологического воздействия на человека для золы Томской ГРЭС-2 составляет 600 Бк/кг, а для Северской ТЭЦ 400 Бк/кг. Для проведения исследований золу высушивали до 17% остаточной влажности.

Карбидный ил представляет собой суспензию светло-серого цвета с характерным запахом. Для исследований ил процеживали через сито 0,2 мм для удаления крупных примесей. Хранили ил в виде суспензии или сухого порошка без доступа воздуха для предотвращения карбонизации.

Таблица 1

Химический состав золы Томской ТЭЦ

Содержание оксидов, мас.%						
SiO_2	Al_2O_3	CaO	MgO	Na_2O	Fe_2O_3	ППП
56,12	13,77	3,5	1,5	2,5	11,11	1,3

Химическое взаимодействие карбидного ила и компонентов золы не протекает при обычных условиях, что подтверждено нашими исследованиями. Такие материалы не набирают существенной прочности с течением времени. Формирование кристаллических новообразований, придающих механическую прочность, возможно в условиях автоклавной обработки при повышенном давлении и температуре. Основная реакция формирования гидросиликатов кальция при взаимодействии карбидного ила и кремнезёмистого компонента золы представлена на схеме.

$$Ca(OH)_2 + SiO_2 + H_2O \rightarrow CaO*nSiO_2*mH_2O \quad (1)$$

В зависимости от компонентного состава, состояния поверхности и метода формования прочность конечных изделий может изменяться. Условия гидротермальной обработки – давление насыщенного пара и время выдержки, могут приводить к синтезу гидросиликатов разной основности (соотношение молей CaO и SiO_2 в веществе), что так же отражается на характеристиках изделий.

Исследования проводились в несколько этапов. На первом этапе проводили выбор оптимального состава. Готовилось 5 составов – 5, 10, 15, 20, 25% карбидного ила от общей массы. Смесь золы и влажного карбидного ила гомогенизировалась и формовалась в кубики размером 3*3*3 см. Влажность смеси от 10 до 15% Давление формования составляло 15 МПа. Автоклавирование проводили по режиму 2 часа набора давления до 12 атмосфер, 5 часов выдержки при 12 атм., остывание и сброс давления вместе с автоклавом. После этого образцы высушиваются в сушильном шкафу и определяется их плотность и прочность. Наилучшие характеристики показал состав, содержащий 15% карбидного ила и 75% золы. Результаты испытаний по прочности приведены в таблице 2.

На втором этапе проводили выбор способа подготовки и смешения компонентов. Выбранный на предыдущем этапе состав с 15% содержания карбидного ила смешивали 2 способами:

1) Сухая зола + влажный ил.
2) Сухая зола + сухой ил с постепенным добавлением воды в процессе гомогенизации до необходимой влажности.

Таблица 2

Результаты определения прочности образцов

Этап	Состав						Плотность, г/см^3	Прочность, МПа
	Сухая зола, г	Карбидный ил		Вода, г	SiO_2, г	$Na_2O*nSiO_2$, г		
		Сух.,г	Влаж., г					
1	142,5	-	11,7	5	-	-	1,2	6,9
	135	-	23,4	2	-	-	1,2	46,8
	127,5	-	35,2	-	-	-	1,25	130,9
	120	-	46,9	-	-	-	1,23	94,3
	112,5	-	58,6	-	-	-	1,24	120,3
2	85	-	29,4	-	-	-	1,19	86,3
	85	15	-	15	-	-	1,15	84,6
	85	15	-	15	-	-	1,19	121,1
	85	-	29,4	-	-	-	-	-
3	85	15	-	15	-	-	1,19	112,3
	85	15	-	15	-	-	1,18	104,6
	85	15	-	15	-	-	1,18	92,2
4	85	15	-	14	-	-	1,24	100,2
	85	15	-	18	-	-	1,24	100,1
	85	15	-	22	-	-	1,24	120,1
5	87,5	12,5	-	22	-	-	1,24	73,5
	85	15	-	22	-	-	1,27	90,4
	82,5	17,5	-	22	-	-	1,26	97
6	80,5	17,5	-	22	-	2	1,19	177,3
	72,5	17,5	-	22	10	-	1,16	199,3

Формовочную смесь разделили на две части: первая вылеживалась в закрытой таре в течение недели, из второй части сразу формовались образцы и автоклавировались в режиме 2 часа набора до 12 атм., 6 часов выдержки при 12 атм. По полученным данным лучшим составом является смесь золы с сухим илом, увлажнённая во время гомогенизирования, которая сразу подверженная процессу автоклавирования.

На третьем этапе выбирался режим автоклавирования. Состав 15% проходил три режима автоклавирования: 12 атм.+6 часов, 10атм. + 7часов, 8атм. + 8часов.

Оптимальным режимом является режим выдержки 6 часов при 12 атм.

На четвёртом этапе определялась оптимальная влажность образцов: 12, 15 и 18%. Наибольшая прочность достигается при влажности 18%.

На пятом этапе варьировалось соотношение золы и карбидного ила в трёх соотношениях:

1) 87.5 % золы к 12.5 % карб.ила;
2) 85 % золы к 15 % карб.ила;
3) 82.5 % золы к 17.5 % карб.ила.

Наибольшую прочность набрали образцы 3-го типа.

На шестом этапе для исследования влияния на прочность в состав образцов в процессе гомогенизирования отдельно вводились:

1) 10 % молотого песка (взамен 10 % золы);
2) 2 % молотой силикат-глыбы $Na_2O*nSiO_2$ (взамен 2 % золы).

Введение молотой силикат-глыбы и молотого песка привело к увеличению прочности образцов в 2 раза.

Для предположения о механизме формирования структуры золосиликатных материалов необходимо провести углубленные исследования и анализы образующихся новых кристаллических соединений, провести ДТГ и РФА образцов, расширить сырьевую базу, включив в нее золу Северской ТЭЦ.

Вывод: нами исследована возможность получения конструкционных золосиликатных материалов. Исследовано влияние рецептурного состава материалов и режимов автоклавной обработки на свойства золосиликатных материалов. Получены материалы с прочностными характеристиками, приемлемыми для использования материалов в строительстве.

Работа выполнена в рамках госзадания НАУКА Минобрнауки РФ 3.3055.2011.

Литература:

1. ГОСТ 31359-2007 Бетоны ячеистые автоклавного твердения. Технические условия.
2. Горлов Ю. П. «Технология теплоизоляционных и акустических материалов и изделий: Учеб. для вузов по спец. «Производство строительных изделий и конструкций»». – М.: Высш. шк., 1989. – 384 с.

С е к ц и я 20

ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. ГОРНОЕ ПРАВО

СЛАНЦЕВАЯ ГАЗОВАЯ ИНДУСТРИЯ: ТЕНДЕНЦИИ И ПОСЛЕДСТВИЯ

И.В. Шарф, доцент

Национально исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Современная динамика мировых цен на нефть и газ, особенно в докризисный период, и ухудшающиеся производственно-геологические условия добычи активизировали действия нефтегазовых компаний в добыче углеводородного сырья из сланцевых пород. Наблюдаемая «сланцевая революция» напрямую затрагивает интересы России не только как одного из основных поставщиков черного и голубого золота на мировой рынок, но и как нефте- и газозависимой в бюджетном плане страны. Целью нашего исследования является оценка перспектив развития сланцевой газовой индустрии, ее влияния на пространственную структуру мирового энергетического рынка, а также стратегию развития российского газового монополиста.

Ключевые слова: сланцевый газ, запасы, добыча, экспорт, импорт.

Отличиями добычи сланцевого газа от природного являются особенности его коллекторов и залегания в недрах. Газ хранится в недрах в виде небольших газовых образований в сланцевых породах. Сланцевый газ обладает высоким коэффициентом полезного действия при незначительных выбросах углекислого газа в атмосферу при сжигании. Сравнимая с запасами природного газа величина геологических запасов нетрадиционного источника слагается из распространенных на огромных территориях практически всех континентов сланцевых пород. Как следствие усиливается стремление многих государств к самостоятельной и независимой от внешних поставок энергетической системе.

В настоящее время оценка запасов сланцевого газа различна. Наибольшая часть доказанных запасов сосредоточена в США и Канаде[2]. В 1980 г. в США под влиянием энергетического кризиса середины 70-х годов была принята налоговая льгота в размере от 14 до 35 долларов на тыс. куб. м газа для компаний, осуществляющих добычу газа из нетрадиционных источников. Для получения льготы скважину необходимо было пробурить с 01.01.1980 г. по 31.12.1992 г., причем срок действия данной льготы дважды продлевался, что активизировало действия мелких и средних компаний. Крупные нефтегазовые компании не проявили интереса к горючим сланцам. Льгота стимулировала приток инвестиционных ресурсов, а также научных, геологических и инженерно-технических кадров, вследствие чего в США было открыто более двадцати месторождений, самыми крупными из которых являются разрабатываемые месторождения Marcellus (доказанные запасы составляют около 140 трлн. куб. ф) на востоке и Barnett (доказанные запасы составляют порядка 15 трлн. куб. ф) на юге. К 2010 г. объемы инвестиций в производство сланцевого газа превысили 21 млрд. долларов в год.

Департаментом энергетики США 5 апреля 2011 года был опубликован отчет «Мировые запасы сланцевого газа. Первоначальная оценка 14 регионов, находящихся за пределами Соединенных Штатов». Отчет содержит оценку 48 бассейнов в 32 странах.

В соответствии с качеством исследований были выделены 4 зоны:

Области оцененных бассейнов, для которых технически извлекаемые запасы были выделены.

Области, которые были рассмотрены, но для которых не было достаточно информации для проведения оценки.

Области (страны), в которых был рассмотрен один бассейн для составления этого отчета.

Области (страны), в которых не рассматривались бассейны сланцевых пород.

Величина мировых технически извлекаемых ресурсов сланцевого газа по результатам исследования (таблица) составляет приблизительно 6,622 трлн. куб. ф. Исследования подтверждают обширность имеющихся ресурсов углеводородного сырья сланцевых пород.

Технически извлекаемые ресурсы сланцевого газа США, т.е. то количество газа, которое можно извлечь современными технологиями, оцениваются в 862 трлн. куб.ф. Из таблицы также видно, что доказанные запасы природного газа составляют 272,5 трлн. куб.ф. Таким образом, с геологической точки зрения сланцевая индустрия является важным стратегическим направлением развития нефтегазовой промышленности США.

---

[2] В соответствии с классификацией Международного общества инженеров-нефтяников (SPE), широко применяемой в мировой практике, запасы углеводородного сырья подразделяются на доказанные, возможные и вероятные. Классификация учитывает вероятность присутствия нефти в месторождении (геологический аспект) и экономическую эффективность извлечения этих запасов с учетом затрат на разведку и бурение, транспортировку, налоги, существующие цены на нефть и другие факторы. К доказанным относят запасы, 90% которых можно извлечь с экономической эффективностью. К возможным и вероятным – с долей 50% и 10% соответственно.

Величина технически извлекаемых ресурсов во многих странах очень высока. Например, в Мексике они оцениваются в 681 трлн. куб. ф, Польше – 187 трлн. куб. ф, Франции – 180 трлн. куб. ф. Однако в настоящее время в этих ресурсах не представляется возможным выделение доли доказанных запасов по причине отсутствия ведения поисково-разведочных работ на конкретных участках недр.

Таблица

Доказанные запасы природного газа и технически извлекаемые ресурсы сланцевого газа стран мира

	Доказанные запасы природного газа (трлн. куб.ф.)	Технически извлекаемые ресурсы газа (трлн. куб.ф.)
Франция	0,2	180
Германия	6,2	8
Нидерланды	49,0	17
Норвегия	72,0	83
Дания	2,1	23
Швеция	н.д.	41
Польша	5,8	187
Турция	0,2	15
Украина	39,0	42
Англия	9,0	20
Литва	н.д.	4
Другие европейские страны	2,71	19
США	272,5	862
Канада	62,0	388
Мексика	12,0	681
Китай	107,0	1275
Индия	37,9	63
Пакистан	29,7	51
Австралия	110,0	396
Южная Африка	н.д.	485
Ливия	54,7	290
Тунис	2,3	18
Алжир	159,0	231
Марокко	0,1	11
Западная Сахара	н.д.	7
Мавритания	1,0	0
Венесуэла	178,9	11
Колумбия	4,0	19
Аргентина	13,4	774
Бразилия	12,9	226
Чили	3,5	64
Уругвай	н.д.	21
Парагвай	н.д.	62
Боливия	26,5	48
Итого:	1273,6	6622

Источник: World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States. Отчет Департамента энергетики США. Апрель. 2011. С.4 [1]

Самый большой разрыв мнений существует относительно запасов Китая. Департамент энергетики США оценивает технически извлекаемые ресурсы Китая в 1275 трлн куб. ф. Министерством земли и природных ресурсов КНР в начале 2012 г. утверждалось, что страна располагает 25,08 трлн. куб.м извлекаемых запасов газового топлива. При этом доказанные запасы сланцевого газа, по мнению большинства аналитиков, равны нулю, и добыча не ведется. Зачастую китайские нефтегазовые компании в целях привлечения государственных субсидий завышают величину запасов, как по природному газу, так и по сланцевому. С другой стороны важно учитывать финансовые возможности Поднебесной, которые позволяют вести масштабные геологоразведочные работы. Судя по тому, что за 5 лет с 2004 по 2009 г. было пробурено порядка 16 тыс. скважин [2], можно предположить, что обозначенные в пятилетних планах задачи по добыче сланцевого газа вполне реализуемы. В КНР наблюдается также рост спроса со стороны нефтегазовых компаний на участки недр с целью поиска и разведки сланцевых месторождений углеводородов. В частности на второй тендер по лицензионным участкам поступило 152 заявки от 83 компаний [3].

В России не проводилась оценка запасов сланцевого газа по причине наличия огромных запасов природного газа.

По результатам исследования Департаментом энергетики США были выделены также 2 группы стран. Первую группу образуют страны (например, Франция, Польша, Турция, Украина, ЮАР, Марокко и Чили) с уже имеющейся некоторой инфраструктурой для начала его добычи, но которые зависимы от импорта природного газа. Их предполагаемые ресурсы могут в будущем изменить структуру газового баланса страны. Вторую группу образуют государства с имеющейся инфраструктурой для добычи углеводородного сырья. Их значительные геологические запасы позволяют в будущем полностью обеспечить газом внутренние потребности национальной промышленности и населения, а часть газа экспортировать. Помимо США в эту группу входят Австралия, Бразилия, Канада, Мексика, Китай, Ливия, Алжир и Аргентина. Эти страны могут серьезно повлиять на структуру мирового рынка газовых поставщиков.

США первыми освоили технологию добычи сланцевого газа (фрекинг), которая основана на гидроразрыве пласта. Первоначально бурится вертикальная скважина, на определенной глубине она меняет свое направление на горизонтальное при достижении пласта сланца, который как правило располагается на глубине до 3 км. Смесь, состоящая из воды, песка и специальных реагентов под высоким давлением закачивается в скважину, что вызывает разрывы в сланцевой породе, причем частички песка поддерживают эти разрывы открытыми, позволяя газу попадать в скважину. Уже на поверхности газ разделяется на «сухой» газ для выработки электроэнергии и использования в промышленности и «газовые жидкости» для нефтехимии. А гидроразрывная смесь после очистки может использоваться повторно. Применение данной технологии возможно в случае, если толщина сланцевых пород составляет не менее 30 м. Отметим также, что аналогичная технология добычи применяется и для получения угольного метана.

Технология фрекинга критикуется экологами вследствие очень высокой вероятности загрязнения окружающей среды. Гидроразрывная смесь может попасть в грунтовые воды и верхние слои земли, что может привести к снижению качества питьевой воды и атмосферного воздуха. Технология требует большого количества воды, что осложняет ее применение на безводных территориях. Примером является штат Техас, в котором, по мнению экологов, не осталось воды для фермерских хозяйств. Гидроразрывы могут вызывать подвижки горных пород и как следствие стать причиной землетрясений. В результате использование технологии гидроразрыва пласта запрещены в ЮАР, Франции, Болгарии, а в ряде других европейских государств рассматривается введение запрета, поэтому маловероятна возможность добычи углеводородов из сланцевых пород в Европе в среднесрочной перспективе.

В США в конце 2014 г. должен быть опубликован окончательный доклад Агентства по охране окружающей среды США о степени вреда сланцевой добычи, что повлечет ужесточение требований к нефтегазовым компаниям. Активный прессинг экологических организаций заставляет нефтегазовые компании направлять свою деятельность на решение экологических проблем, в частности путем разработки новых технологий. Так, например, в новом проекте бурения в штате Нью-Йорк будет применяться метод безводного разрыва пласта, в котором пропан заменяет химикаты и воду. Суть метода состоит в том, что в пласт закачивается густой гель из сжиженного пропана, а не смесь воды и химикатов. По словам канадских разработчиков GASFRAC Energy Services, он обладает такой же эффективностью по разрыву пласта, но не несет никакого вреда для экологии, так как во время добычи гель превращается в пар и полностью выводится из пород. Если эффективность новой технологии будет доказана, то в штате Нью-Йорк может быть отменен мораторий на добычу газа из сланцев, введенный в 2010 г. Нью-Йоркским Департаментом по охране окружающей среды под давлением экологов. Этот метод позволяет добывать больше нефти и газа за счет увеличения дебита скважин, который в два-три раза больше дебита газа, добываемого традиционными методами, что подтверждается результатами его использования в штате Колорадо. Однако данный метод не устраняет рисков землетрясений.

В настоящее время США являются лидером по добыче сланцевого газа. Причем резкий рост добычи наблюдается после 2005 г. В 2010 г. доля сланцевого газа во всем объеме добытого газа в США составляла 23%, что позволило Соединенным Штатам отказаться от импорта сжиженного природного газа из Катара и практически полностью обеспечить внутренне потребление по низкой рыночной цене, сформировавшейся под влиянием роста предложения. В соответствии с энергетической стратегией США производство газа сланца должно увеличиться с 5,0 трлн. куб. ф. в 2010 г. до 13,6 трлн. куб. ф. в 2035 г., что составит 49% всего объема добычи газа [4, С.93]. Согласно стратегии падение дебитов газа, добываемых их традиционных источников, должно компенсироваться добычей из сланцев.

Одним из факторов увеличения добычи сланцевого газа является отказ энергопроизводящих компаний от угля и переориентация в пользу природного газа. Выбор бизнеса был обусловлен не только низкой ценой, но и введением налоговых льгот для производителей, сокращающих выбросы углекислого газа. Так, четвертая по масштабам деятельности американская компания Southern Company сократила долю угля от общей выработки энергии с 70% в 2007 до 35% в 2012 г. В результате использование природного газа для производства электроэнергии в целом повысилось на 7%, или приблизительно на 515 млрд. куб. ф. в 2010 г. по отношению к 2009 г. [5]. Большая часть прибыли в энергетическом секторе была в восточной половине страны, что естественно, так как там располагается уникальное месторождение Marcellus.

Поставки природного газа потребителям в Соединенных Штатах выросли приблизительно на 4% (примерно на 22 трлн. куб. ф.), а промышленному сектору на 6% в 2010 г. Низкие цены на газ являются хорошим стимулом для развития экономики особенно в посткризисный период.

Другой фактор – это наличие газотранспортной системы, которая позволила расширить рынки сбыта газа. Так продажа газа с месторождения Marcellus практически удвоилась с 2005 г. вследствие возможности осуществления прямых поставок в восточные штаты США.

В планах США сократить импорт газа и увеличить его экспорт, и прежде всего в Азиатско-Тихоокеанский регион, что потребует многомиллиардных инвестиций по строительству терминалов по сжижению газа. В частности, Южнокорейская энергетическая группа подписала договор о поставках в 2014 г. 180 тыс.т сжиженного газа, добытого из горючих сланцев, с целью уменьшения зависимости от экспорта из стран Ближнего Востока в условиях политической нестабильности в этом регионе и санкций Евросоюза в отношении Ирана [6]. Другой заинтересованный потребитель сжиженного газа из сланцев – Япония, которая вынужденно после трагедии на атомной электростанции Фукусима обратила свое внимание на этот источник энергии. Япония планирует покупать 3,2 млрд куб.м в год. Перспективы транспортировки газа из США в Европу в среднесрочной перспективе малореальны, что связано в первую очередь с конечной себестоимостью продукта, так как российский газ будет обходиться дешевле европейскому потребителю. В настоящее время себестоимость 1000 куб.м газа в ОАО «Газпром» менее 20 долларов без учета затрат на транспортировку и налога на добычу полезных ископаемых, поэтому у монополиста есть определенный запас финансовой прочности, позволяющий конкурировать с другими поставщиками [7, С.5].

Министерство земли и природных ресурсов КНР в 2011 г. дало такие прогнозы в соответствии с планами 12 пятилетки: добыча сланцевого газа к 2015 году составит 3,5 млрд. куб. м, к 2020 году – 15-30 млрд. куб.м. В КНР принято решение Министерством финансов о финансовой поддержке производителей. Государство будет платить компаниям 0,4 юаня (6,4 цента) за каждый добытый кубометр сланцевого газа с 2012 по 2015 год [3]. Также дополнительные средства могут быть предоставлены на уровне органов местного самоуправления. Необходимо отметить, что очень сильным сдерживающим фактором для начала добычи газа из сланцевых пород является высокая технологическая потребность в воде.

В Австралии компания Santos начала в конце 2012 г. добычу сланцевого газа на месторождении Cooper Basin, расположенном в центральной Австралии, а в дальнейшем планирует экспортировать сжиженный газ в страны Азиатско-Тихоокеанского региона.

В последние годы наблюдается постоянное снижение цен на природный газ на внутреннем рынке США вследствие возросшего предложения. В апреле 2012 г. цены достигли минимума за десятилетие и составили порядка 70,3 доллара за тысячу кубометров на Нью-Йоркской товарной бирже. Однако, по мнению большинства экспертов газ продавался по цене, которая гораздо ниже себестоимости. Реальная себестоимость колеблется в диапазоне, по разным данным, 150-280 долларов США за 1 тысячу кубометров. В условиях ажиотажа вокруг сланцевого газа компании с целью привлечения дополнительных инвестиций занижают его реальную себестоимость. В частности, убыток Chesapeake Energy в 2009 г. составил 5,8 млрд. долларов, Devon Energy – 2,5 млрд. долларов, Anadarko Petroleum – $103 млн. долларов. С другой стороны, продажа по демпинговым ценам не влечет за собой банкротства, так как существует хорошо работающая система страхования бизнеса. Кроме того, компании наряду со сланцевым газом могут добывать нефть или конденсат с помощью тех же технологий. Газ получают попутно, и его доля может составлять 30-50% от нефтяной добычи. В тоже время низкая цена заставляет компании сокращать свою добычу.

Для ОАО «Газпром» данная ценовая динамика только уменьшает его запас финансовой прочности. С учетом планируемого увеличения налоговой нагрузки (ставка налога на добычу полезных ископаемых в части газа составит в 2013 г. – 582 руб./1000 куб. м, в 2014 г. – 622 руб./1000 куб. м) неизбежно ухудшение финансовых показателей. Так в первое полугодие 2012 г. по сравнению с первым полугодием прошлого года более чем на треть – на 34% сократилась чистая прибыль концерна. Упали объемы продаж газа ОАО «Газпром» не только на европейском рынке (на 10 %), но и в странах СНГ (на 29%).

Резюмируя вышесказанное, можно сделать следующие выводы относительно перспектив сланцевой индустрии и ее влияния на деятельность крупнейшего российского производителя ОАО «Газпром».

1. В настоящее время наблюдается изменение структуры энергетического рынка, вызванного, прежде всего энергетическим кризисом, который выразился в росте стоимости нефти и газа в начале второго тысячелетия и последующем финансово-экономическим кризисе. Как правило, кризис сопровождает смену технологических укладов, а набирающая обороты «сланцевая революция» является своеобразным проявлением этой смены. Последствием «сланцевой революции» в среднесрочной перспективе является появление новых крупных поставщиков регионального значения (США, Китай, Австралия), что может значительно повлиять на спрос отечественной продукции в зарубежных странах. Стремление Китая выйти в лидеры в добыче сланцевого газа, стимулируемое налоговыми льготами, негативно влияет на сбытовую политику российских компаний, а следовательно на результаты их деятельности. С выходом Китая и Австралии на Азиатско-Тихоокеанский рынок сужаются российские экспортные возможности в страны этого региона. А переориентация ближневосточных стран на европейский рынок вследствие насыщения внутреннего рынка США собственными энергоресурсам ведет к уменьшению спроса на продукцию российских производителей в Европе.

2. Одним из факторов формирования положительных финансово-экономических результатов нефтегазовых компаний, а следовательно реализации Энергетической стратегии России на период до 2030 г. и бюджетной эффективности в долгосрочной перспективе является внедрение инновационных решений. Движение научно-технической мысли не останавливается, что в будущем будет способствовать повышению экономической эффективности добычи сланцевого газа параллельно с решением экологических проблем, а следовательно снижению цены на мировом рынке голубого топлива. При этом себестоимость природного газа имеет возрастающую динамику вследствие ухудшения производственно-геологических условий его добычи, особенно в условиях роста налоговой нагрузки. Реализация принятой ОАО «Газпром» инновационной стратегии может значительно уменьшить затраты на поиск, разведку и добычу природного газа. Кроме того, возрастающая добыча сланцевого газа на американском континенте и желание других стран начать добычу заставляет

задуматься о востребованности в будущем природного газа, и в частности газа, добытого на арктическом шельфе. Одним из путей сохранения спроса на природный газ является, по нашему мнению, создание новейших видов продукции, производимых с использованием углеводородного сырья, в том числе и газа.

3. Осознание своей стратегической ошибки крупными мировыми нефтегазовыми компаниями, в том числе и ОАО «Газпром», которые оказались не готовы к столь быстрому во временном аспекте росту значения сланцевого газа, заставило в корне пересмотреть отношение к углеводородному сырью из сланцевых пород и обратить внимание на сланцевую нефть. ОАО «Газпром» в сентябре 2012 г. было принято решение о добыче сланцевой нефти, в частности из баженовской свиты в Западной Сибири. ExxonMobil в сентябре 2012 г. приобрело полный контроль над добычей нефти из сланцев на месторождении Bakken, расположенного на севере США.

4. Сланцевый газ – это еще один энергоресурс, использование которого стало возможным вследствие научно-технического прогресса. Но нельзя исключать и появления в ближайшее время других источников энергоресурсов, например, гидрата метана, что не только разнообразит источники энергоресурсов, но и усилит конкуренцию на мировом энергетическом рынке среди нефтегазовых компаний.

Литература

1. World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States. April 2011 // U.S. Energy Information Administration. URL: http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/fullreport.pdf (дата обращения 2.11.2012).
2. Кукушкина К. Окно в Китай. О возможностях дальнейшего наращивания импортных поставок газа в КНР // Oil and Gas Journal Russia. 2012. № 9 (64). Сентябрь. URL: http://www.ogj.ru/articles/2012/09/319 (дата обращения 1.11.2012).
3. China Announces 2012-2015 Shale-Gas Subsidies to Boost Output // BloombergBusinessweek. 2012. 5 November. URL: http://www.businessweek.com/news/2012-11-05/china-announces-2012-2015-shale-gas-subsidies-to-boost-output (дата обращения 7.11.2012).
4. Annual Energy Outlook 2012. With Projections to 2035 // U.S. Energy Information Administration. Yune 2012. URL: http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383%282012%29.pdf (дата обращения 2.11.2012).
5. Gas use for power generation leads increase in natural gas use in 2010 // U.S. Energy Information Administration. 2011. 16 December. URL: http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=4350 (дата обращения 2.11.2012).
6. South Korea's E1 Corp will import 180,000 tonnes of liquefied petroleum gas (LPG) made from U.S. shale gas in 2014 to lower its dependence on suppliers from the Middle East, a company spokesman said. // Reuters. 2012. 7 November. URL: http://www.reuters.com/article/2012/11/08/lpg-korea-us-idUSL3E8M813Q20121108 (дата обращения 11.11.2012).
7. Круглов А.В. Финансово-экономическая политика ОАО «Газпром» // ОАО «Газпром». Июнь. 2012. URL: http://www.gazprom.ru/f/posts/46/431442/2012-06-28-presentation-ru.pdf (дата обращения 5.11.2012).

ЭКОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ В ЮЖНОМ ФЕДЕРАЛЬНОМ ОКРУГЕ

Р.К. Абдулаев

Научный руководитель ассистент Т.С. Глызина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Принцип экологически устойчивого развития РФ включает в себя конкретные мероприятия и виды работ, снижающих риск нанесения непоправимого ущерба окружающей природной среде. Предлагаемая организация системы качества объектов транспорта газа является одним из вариантов управления экологической устойчивостью и надежностью региональной системы газоснабжения. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года предусматривает существенное развитие транспортной инфраструктуры нефтегазового комплекса. Для экологически устойчивого ее функционирования потребуется оптимизация структуры и загрузки сети газопроводов с учетом изменяющейся конфигурации газовых потоков.

Целью данного исследования была оценка текущего состояния газопроводов и эколого-экономические мероприятия для повышения надежности системы в Южном Федеральном округе.

Для анализа выбран Южно-Российский экономический регион или административный Южный Федеральный округ (ЮФО), в частности, Ростовская область. Кроме Ростовской области в состав региона входят: Астраханская область, Волгоградский область, Краснодарский край, Ставропольский край, республика Калмыкия и национальные республики Северного Кавказа. В данном регионе среди множества проблем хозяйственной деятельности выходит экологическая безопасность, которая обеспечивает комплексный подход при транспортировке газа, строительстве и эксплуатации систем газоснабжения при оценивании процессов деградации природных ресурсов (земли, воды, воздуха, флоры и фауны). В связи с этим одним из главных факторов экологической устойчивости региональных систем газоснабжения является организация рационального природопользования, которая в полной мере должна обеспечить охрану окружающей среды.

Топливно-энергетические ресурсы региона представлены каменным углем, нефтью, природным газом и атомной энергией АЭС, расположенной в г. Волгодонске Ростовской области. В последние годы удельный вес природного газа стал приобретать в топливно-энергетическом комплексе региона и, в частности, Ростовской области все большую роль (таблица).

Таблица

Динамика потребления углеводородного топлива в Ростовской области

Показатель	Годы				
	2008	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**
Газ, тыс. м^3	4631279	4982613	5301267	5721964	6133562
Уголь, т	2986314	2561873	2687314	2461892	2493850
Топочный мазут, т	198624	145321	97622	73461	61938

Согласно данным, уже существующие магистральные газопроводы вырабатывают нормативный срок амортизации, что ведет к снижению технически возможной производительности системы газоснабжения по их экологической разбалансированности. В структуре системы 85% газопроводов находятся в эксплуатации от 10 до 30 лет, остальные 15% эксплуатируются более 30 лет. В настоящее время, пятая часть – 21% газопроводов – выработала нормативный срок амортизации (33 года), в 80% случаев это произошло на категории газопроводов старше 33 лет. Возраст действующих магистральных газопроводов, расположенных в Ростовской области, составляет от 18 лет (Северный Кавказ – Центр) до 46 лет (Краснодарский край – Серпухов). В структуре 32% газопроводов находятся в эксплуатации от 21 до 30 лет, 17% эксплуатируются более 30 лет (рис. 1).

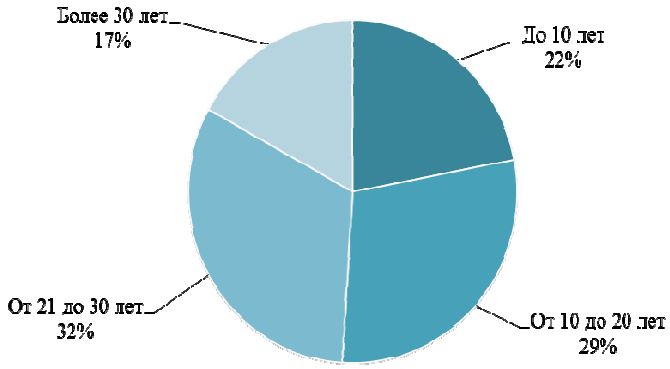


Рис. 1 Возрастная структура газопроводов Ростовской области

Проведенный анализ причин отказов за последние пять лет показывает преобладающую роль коррозионного фактора. При этом, низкое качество используемого при капитальном строительстве материала и некачественное выполнение строительно-монтажных работ является причиной 30% случившихся отказов на магистральных газопроводах (рис.2). Дело в том, что Ростовская область относится к зоне высокой коррозионной активности грунтов, где существуют так называемые зоны высокой и повышенной коррозионной опасности в местах пересечений газопроводов с естественным и искусственными преградами. К ним относятся реки, водохранилища, глубокие балки, автомобильные и железные дороги, другие подземные коммуникации.

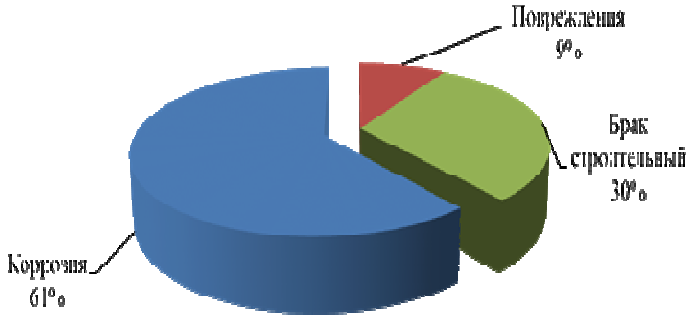


Рис.2 Причины отказов на газопроводах Ростовской области

Для замены газопроводов, отработавших нормативный срок, и надежного обеспечения заданного объема транспорта газа требуется ввод новых мощностей. Повышение эффективности работы газотранспортных систем в рассматриваемой перспективе приобретает исключительное значение. За последние десять лет

среднегодовые инвестиции в реконструкцию и техническое перевооружение системы трубопроводного транспорта не превышали 29% от требуемых объемов. Строительство магистральных газопроводов, как наиболее дорогостоящих объектов, составляет в среднем 1000 км в год. Ежегодно продолжается развитие сети распределительных газопроводов. Только за 2010 год построено более 3,5 тыс. км распределительных газопроводов, с объемом инвестиций в 3,3 млрд. р.

Таким образом, системный подход к обеспечению экологической устойчивости системы объектов транспортировки газа, должен обязательно учитывать диверсификацию источников газоснабжения, внедрение газосберегающих технологий, для чего в условиях Ростовской области возможны **следующие мероприятия**:

1) строительство объектов с применением инновационных технологий для сжижения и хранения природного газа,

2) строительство объектов добычи нефтегазовых ресурсов с целью использования местных полезных ископаемых,

3) строительство новых и реконструкция действующих предприятий по переработке угля с целью получения природного газа,

4) реконструкция компрессорных станций для снижения проектной степени сжатия с целью внедрения низконапорных технологий транспорта газа,

5) реконструкция недействующих угольных шахт для хранилищ газа,

6) применение высокоэкономичных газоперекачивающих агрегатов (ГПА) новых поколений,

7) применение инновационных технологий строительства на объектах транспортировки газа, с применением полиэтиленовых труб высокого давления,

8) постепенный переход на низконапорную технологию транспортировки газа в результате реконструкции региональной газотранспортной системы,

9) строительство и совершенствования действующих объектов управления газотранспортными потоками с учетом кольцевания источников диверсификации в единую систему,

10) строительство объектов «малой энергетики» на базе использования газотурбинных и газоблочных электростанций, строительство объектов переработки природного газа,

11) строительство объектов инфраструктуры для использования природного газа в качестве моторного топлива для автотракторной техники, при этом особое внимание может быть обращено на перевод сельскохозяйственной техники, выпускаемой ОАО «Ростсельмаш», на газовое топливо.

Литература

1. Аграфенин С.И., Перов С.Н. Методология обеспечения надежности трубопроводных систем при их проектировании // Нефтяное хозяйство, 2006. – №11. – С. 102-106.
2. Будзуляк Б.В. Методология повышения эффективности эксплуатации системы трубопроводного транспорта газа на стадии развития и реконструкции, – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 171 с.
3. ВРД 39-1.10-006-2000*. Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов, – М. 2002.
4. Годовой отчет ОАО «Газпром» за 2011г. – М.:ОАО «Газпром», 2011 – 56 с.

ФОРМИРОВАНИЕ ПРОГРАММЫ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТИ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

А.В. Антошкина

Национально исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одной из главных задач управления мероприятиями по рациональному использованию ресурсов является формирование программы ресурсоэффективности. Следует заметить, что не существует единственно правильного способа повышения эффективности использования ресурсов, но есть общие элементы в любом успешном подходе.

Проблему повышения эффективности использования ресурсов лучше всего решать путем сосредоточения внимания на конкретных областях. Например, если энергия является крупнейшим ресурсом, который используется в производстве, то лучше разработать программу энергоэффективности, прежде чем переходить к другим областям. Необходимо также рассмотреть эффекты, которые различные типы ресурсов могут оказать друг на друга, например, как использование материалов влияет на количество и тип отходов производства.

Чтобы решить, где сосредоточить свое внимание, необходимо знать масштабы текущего потребления и связанные с этим расходы (как например, показано в таблице 1). Это покажет, какие ресурсные потоки являются самыми большими. Для этого существуют различные способы измерения. Необходимо определить тенденции в потреблении ресурсов и определить причины этих изменений. Эта информация будет также полезна при планировании бюджетных и управленческих целей, целевых показателей (например, нагрузка на единицу продукции) и т.д. Следует сосредоточить внимание на крупных статьях расходов ресурсов, используя их стоимость или объем в качестве ориентира. Полезно будет различать опасные и неопасные отходы, имея в виду, что опасные отходы пропорционально дороже в управлении.

Таблица 1

Годовые расходы ресурсов

Материальные ресурсы	Расход	% от оборота	Изменение (увеличение / уменьшение)	Эффективность сбережения
сырье				
энергия				
вода				
отходы				
топливо				
…				

После оценки достигнутых за предыдущие периоды показателей необходимо установить будущие цели бизнеса в отношении эффективности использования ресурсов и механизмы их реализации.

Ключевые моменты программы ресурсоэффективности:

- установление целей по внедрению ресурсоэффективных технологий, новые технологии развиваются с течением времени, поэтому необходимо исследовать их регулярно;
- установление целей по улучшению системы управления эффективным использованием ресурсов;
- цели должны быть конкретными, измеримыми, достижимыми, актуальными в кратко-, средне- и долгосрочной перспективе;
- необходимо регулярно осуществлять мониторинг оценки использования основных ресурсов (например, ежеквартально, ежемесячно, еженедельно, ежедневно), использование системы экологического менеджмента является хорошим способом управления процессом.

Целевые индикаторы по внедрению ресурсоэффективных технологий можно представить в виде таблицы 2.

Таблица 2

Будущие цели по внедрению ресурсоэффективных технологий

	Цели			Комментарии, например средства для контроля за осуществлением
	Следующие 12 месяцев	Следующие 5 лет	Следующие 10 лет	
сырье				
энергия				
вода				
отходы				
топливо				
…				

Какими бы ни были временные требования к отчетности, в целом по результатам реализации программы ресурсоэффективности ожидается организовать ежегодный количественный учет следующих показателей:

- ежегодная экономия затрат;
- ежегодная экономия ресурсов;
- источники финансирования мероприятий по ресурсоэффективности;
- возврат на инвестиции в мероприятия по ресурсоэффективности;
- чистая приведенная стоимость экономии жизненного цикла инвестиционного проекта (Net Cash Flow)[1].

Кроме того, необходимо проследить связь этих показателей с ключевыми показателями, достижение которых является основной задачей компании.

Например, в нефтегазовых отраслях долгосрочное планирование включает:

- период – 5-10 лет;
- сценарные условия, цели и стратегии по их реализации;
- главную цель – максимизацию прибыли, повышение эффективности;
- основные условия достижения главной цели: оптимизация добычи – уменьшение «дорогой» добычи, сокращающей доходность компании; повышение эффективности и рост доходности реализации тонны продукции;
- критерий оптимизации – объем добычи, при котором Net Cash Flow будет максимальным;
- портфель из предварительно ранжированных проектов для последующей оптимизации, т.е. определения лучших проектов при принятых сценарных условиях и возможных схемах финансирования.

Достижение этих целей требует системного подхода к планированию программы ресурсоэффективности. Системный подход на уровне ВИНК предусматривает:

- охват мирового и российского опыта нефтегазового бизнеса;

- сочетание экспертных знаний специалистов (экспертных систем) с использованием систем поддержки принятия решений, охватывающих как внешние, так и корпоративные факторы;

- использование программно-целевого подхода, задающего направления экспертных оценок;

миспользование ресурсного подхода для распределения инвестиций в соответствии с их эффективностью и учетом инвестиционных ограничений;

- учет факторов риска и неопределенности;

- использование качественных и количественных характеристик приоритетов (направлений, объемов, оценок эффективности деятельности);

- реализацию динамического подхода, учитывающего этапы и временные характеристики приоритетов развития.

Таким образом, исходя из системного подхода, в задачах планирования программы ресурсоэффективности следует учитывать стратегические приоритеты по направлениям деятельности компании, среди которых могут быть: ресурсная база; добыча; финансы и инвестиции; инновации и социально-экологический аспект деятельности.

Литература

1. Contracting for a Resource Efficiency Manager / A Federal Energy Management Program, Operations & Maintenance Center of Excellence. – Guidebook, July 2004.

СОВРЕМЕННЫЕ СТРАТЕГИИ РАЗВИТИЯ БИЗНЕСА В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ

К.Н. Ахмадеев

Научный руководитель доцент В.Б. Романюк

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Быстро изменяющаяся ситуация на современном рынке нефти и нефтепродуктов зачастую вынуждает компании прибегать к различным стратегиям. По сути своей, процедура разработки стратегии предприятия – это процесс разработки желаемого состояния организации: видения, миссии, целей и конкретных мероприятий по использованию сильных и слабых сторон для достижения максимальных возможностей. Одной из наиболее актуальных для сегодняшних российских нефтяных корпорации стратегий является стратегия усиления позиций на рынке. Она имеет как плюсы, так и минусы. Преимуществ намного больше, чем недостатков. Во-первых, при её использовании растет капитализация компании. Во-вторых, при расширении производства неуклонно растут такие показатели, как добыча, переработка, сбыт, и, как следствие, прибыль. К ее недостаткам можно отнести обязательность крупных инвестиций. Пример применения данной стратегии компанией ОАО « НК «Роснефть» приведен ниже.

Еще одна стратегия, которая является весьма популярной среди нефтяных компаний РФ – это стратегия развития рынка. Её суть заключается в том, что фирма делает все, чтобы с данным продуктом на данном рынке завоевать лучшие позиции. Для реализации этой стратегии требуются большие маркетинговые усилия. Реализация этой стратегии допускает также осуществление так называемой "горизонтальной интеграции", при которой фирма пытается установить контроль над своими конкурентами. На примере ОАО «ЛУКОЙЛ», описанном ниже, можно очень точно определить положительные и отрицательные моменты стратегии развития рынка. После принятия данной стратегии можно наблюдать усиление позиции компании на мировом рынке, а также повышение эффективности производства. Но при укреплении на мировой арене, вынужденно пришлось сократить долю продаж на внутреннем рынке. К сожалению, возможности даже такого гиганта как ОАО «ЛУКОЙЛ» не безграничны, и развивая одно направление, пришлось пожертвовать объёмами другого.

Нынешнее положение дел в нефтегазовом секторе РФ таково, что подавляющим большинством месторождений, как действующих, так и разрабатываемых, владеют несколько крупных предприятий. К примеру, ОАО « НК «Роснефть» по последним итогам заняла первое место в РФ по добыче нефти и газового конденсата. Всего за один только 2010 год компанией было добыто 122,7 млн.тонн нефти [1]. А если учесть тот факт, что в конце 2012 года было принято соглашение о слиянии ОАО « НК «Роснефть» и ОАО «ТНК-ВР Холдинг», то, по оценкам экспертов, добыча новой корпорации составит около 40% от всей добычи РФ. Из этого следует вывод, что руководство ОАО « НК «Роснефть» использует стратегию усиления позиций на рынке [2].

Очень часто к изменению стратегии компанию подталкивает отсутствие высокой эффективности Однако, причиной принятой в 2002 году руководством ОАО «ЛУКОЙЛ» программы реструктуризации. послужила смена приоритетов. Её суть заключалась в том, что для роста прибыльности деятельности компании и увеличения её стоимости на рынке в целом, была увеличена доля продукции, идущей на экспорт, а так же был произведен ускоренный ввод в эксплуатацию новых месторождений при закрытии низкопродуктивных скважин в истощенных районах [4]. Маркетинговая концепция реструктуризации, которой придерживались в компании ОАО «ЛУКОЙЛ», принесла свои плоды. А если конкретнее, то по итогам того же года себестоимость одного барреля нефти упала с 2,74 долл. до 2,6 долл. И это в течение одного года. Кроме того, в целях увеличения рентабельности операций, в ОАО «ЛУКОЙЛ» были провозглашены ряд принципов, которыми намерена руководствоваться компания при планировании своей деятельности. Нефтяная компания будет воздерживаться от вхождения в проекты с рентабельностью менее 15%. Данные меры, естественно, также отразились на

финансовых показателях компании, увеличение объёмов добычи и рост доли экспорта незамедлительно вызвали рост прибыли.

Российские нефтяные корпорации используют также такой тип стратегии, как стратегия сокращения. Стратегия сокращения, заключается в том, что фирма закрывает или продает одно из своих подразделений или бизнесов для того, чтобы осуществить изменение границ ведения бизнеса. Часто эта стратегия реализуется фирмами тогда, когда одно из производств, плохо сочетается с другими, либо, ввиду новых обстоятельств, просто не может осуществляться одной компанией. Ситуация с ОАО «Газпром», приведенная ниже, показывает пример, когда внешние факторы помешали дальнейшему производству и поставкам одной компании. В рассматриваемом случае наблюдается лишь одно, но очень важное преимущество. Это удовлетворение нововведенным требованиям Евросоюза. К недостатком опять же можно причислить затраты, понесенные вследствие реструктуризации.

Одна из крупнейших сырьевых корпораций РФ вынужденно прибегла к реструктуризации. Речь идет об ОАО «Газпром». Это произошло в 2012 году вследствие принятия Евросоюзом 3 марта того же года, так называемого «Третьего энергопакета». Данный правовой акт обязывает предоставить третьим лицам доступ к газотранспортным мощностям. Основной целью «Третьего энергопакета» является разъединение производства и поставок энергоресурсов от управления сетью транспортировки энергии. Все это делается для демонополизации рынка и, как следствие, предоставления конечному потребителю большей свободы выбора поставщика. Содиректор аналитического отдела «Инвесткафе» пояснил эту ситуацию так: "Европейские потребители недовольны условиями контрактов, по которым получают российский газ. Их не устраивает цена на газ в привязке к корзине нефтепродуктов и жесткие условия "бери или плати". Принятие "третьего энергопакета" призвано усилить конкуренцию на рынке газа и, соответственно, снизить цену. Вдобавок к этому Еврокомиссия начала антимонопольное расследование в отношении "Газпрома"[5], – заявил эксперт. Руководством ОАО «Газпром» в ходе реструктуризации зарубежных активов решено сформировать две головные холдинговые компании: GMT Holding, которая будет заниматься продажей топлива, и Gazprom Storages & Transport, которая будет включать в себя инфраструктурные объекты и хранилища (в нее также войдет немецкая «дочка» Gazprom Germania). По подсчетам аналитиков, данная мера обойдется, как минимум, в 600 млн. евро в виде дополнительных налоговых сборов. Но, впрочем, кроме них компания не понесет значительных трат.

Далее в таблице приведены примеры стратегий развития компаний

Таблица

Эталонные стратегии развития компании

Тип стратегий	
Стратегии концентрированного роста	Стратегия усиления позиций на рынке
	Стратегия развития рынка
	Стратегия развития продукта
Стратегии интегрированного роста	Стратегия обратной вертикальной интеграции (экспансия на рынке поставщиков)
	Стратегия вперед идущей интеграции (экспансия на рынке систем распространения и торговых структур)
Стратегии диверсифицированного роста	Стратегия центрированной диверсификации
	Стратегия горизонтальной диверсификации
	Стратегия конгломератной диверсификации
Стратегии сокращения	Стратегия ликвидации
	Стратегия "сбора урожая"
	Стратегия сокращения
	Стратегия сокращения расходов

Месторождения, принадлежавшие компании ОАО « НК «Роснефть» до применения стратегии усиления позиций на рынке были истощенными, а технологии производства устаревшими. После объединения, усиленная корпорация ОАО « НК «Роснефть» получила доступ к передовым технологиям, а так же возможность по разработке месторождений в Восточной Сибири, которые принадлежали компании ОАО «ТНК-ВР Холдинг».

Руководство ОАО «ЛУКОЙЛ» приняло решение о применении стратегии развития рынка, дабы увеличить прибыльность деятельности компании и увеличить ее стоимость в целом. Рост объемов добычи и увеличение доли экспорта положительно сказались на выручке компании. Примеры ОАО «НК «Роснефть» и ОАО «ЛУКОЙЛ» иллюстрируют то, как и без того успешные корпорации прибегают к различным стратегиям для получения большей прибыли и для развития в целом. Для ОАО «Газпром», в свое время, процедура смены стратегии являлась вынужденной мерой. Так как без нее гигант лишился бы своих позиций на рынках Европы, и, как следствие, прибыли.

Таким образом, современная ситуация на сырьевом рынке показывает, что для каждой компании в различных ситуациях можно найти подходящий вид стратегии, но для нефтяных гигантов РФ наиболее удачными являются стратегии, примеры применения которых описаны в статье.

Литература
1. Официальный сайт делового журнала TOPNEFTEGAZ. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www topnaftegaz.ru, свободный – Загл. с экрана.
2. Официальный сайт международной консалтинговой компании «Евроконсалтинг». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.ek-ua.com/index.htm, свободный – Загл. с экрана.
3. Официальный сайт библиотеки научных работ «Экономическая библиотека». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://economy-lib.com/, свободный – Загл. с экрана.
4. Официальный сайт инвестиционного холдинга ЗАО "Инвестиционная компания "ФИНАМ" [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.finam.ru/, свободный – Загл. с экрана.
5. Официальный сайт независимого аналитического агентства «Инвесткафе» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://investcafe.ru/, свободный – Загл. с экрана.

АНАЛИЗ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ И ДИНАМИКИ РАЗВИТИЯ КОМПАНИИ ОАО “ТОМСКНЕФТЬ”

Б.В. Аюшеев
Научный руководитель доцент А.А.Вазим
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефтяной комплекс играет большую роль в экономике России, создавая прочную финансовую базу для модернизации и дальнейшего осуществления коренных социально- экономических преобразований. В 2011 году в России было добыто 670,5 миллиардов кубометров газа и 511,4 миллионов тонн нефти и газового конденсата (10,27 миллиона баррелей в сутки). [1]

Площадь перспективной нефтегазоносной территории Томской области составляет 72% от общей площади. Добыча нефти ведется с конца 60-х годов XX столетия, газа – с середины 90-х годов. Разведанные извлекаемые запасы нефти на территории Томской области составляют 514,4 млн. т., из которых 500,4 млн. т. принадлежит к распределенному фонду недр. [2]

Объем добычи нефти в Томской области в 2011 году составил 11,6 млн. тонн. Увеличение объема добычи газа относительно прошлого года находится на уровне 1,5% (порядка 4,3 млрд. куб. м). По нефтегазодобывающему комплексу региона в целом (с учетом конденсата) рост объемов добычи составил 107 %, объем капиталовложений в отрасли в 2011 году – 29,5 млрд. рублей (на 1,2 млрд. больше, чем в 2010 году). [3]

Таблица

Крупнейшие регионы России по добыче нефти в 2011 году [4]

Место	Регион	Добыча нефти 2011, млн.т	Доля в добыче в стране, %	Изменение за год, %
1	Ханты-Мансийский АО	261,0	51,3%	-1,9%
2	Ямало-Ненецкий АО	35,9	7,1%	-0,2%
3	Республика Татарстан	32,5	6,4%	0,4%
4	Оренбургская обл.	22,8	4,5%	2,1%
5	Сахалинская обл.	15,2	3,0%	3,2%
6	Красноярский край	15,1	3,0%	17,5%
7	Республика Башкортостан	14,4	2,8%	7,9%
8	Самарская обл.	14,2	2,8%	3,3%
9	Ненецкий АО	13,8	2,7%	-23,0%
10	Республика Коми	13,4	2,6%	2,6%
11	Пермский край	13,2	2,6%	3,9%
12	Томская обл.	11,6	2,4%	7,4%
13	Удмуртская Республика	10,7	2,1%	2,1%
14	Тюменская область (без учета ХМАО и ЯНАО)	7,1	1,4%	34,0%
15	Иркутская область	6.6	1,3%	В 2.0 р.
16	Республика Якутия (Саха)	5,6	1,1%	59,3%
17	Астраханская обл.	4,6	0,9%	9,0%
18	Волгоградская обл.	3,4	0,7%	0,3%

Добыча нефти в Томской области по итогам 2012 года составила 11,861 млн. тонн с превышением прошлогоднего уровня на 3,4%. Во втором полугодии наблюдалось среднесуточное снижение объемов добычи у ОАО «Томскнефть» ВНК. По мнению Николая Ильина, это связано с началом освоения основным недропользователем региона новых месторождений, добычные возможности которых оказались ниже расчетных из-за низких фильтрационных характеристик объектов добычи.

ОАО «Томскнефть» на территории Томской области в 2012 году добыло 7013,9 тыс. тонн нефти (план – 7198,2), что составило более 59% от общего объема добычи нефти в регионе. Суммарная добыча углеводородного сырья на территории Томской области, включая газ и конденсат, в 2012 году составила 16,89 млн. тонн условных углеводородов. За последние 5-6 лет добыча углеводородного сырья в Томской области вышла на стабильную «полку» порядка 15 млн. тонн условных углеводородов. В 2011 году объем суммарной добычи составил 16,3 млн. тонн. [5]

Власти Томской области прогнозируют, что добыча газа в 2013 году сохранится на уровне предыдущего года – около 4,6 миллиарда кубометров, добыча нефти снизится примерно на 7% – до 11 миллионов тонн.

В свою очередь ОАО "Томскнефть" рассчитывает в 2013 г. сохранить объемы добычи на уровне 2012 года. В тех же размерах останутся вложения в геологоразведочные работы. Один из ключевых показателей – ввод в эксплуатацию новых нефтяных скважин – также сохранится на значительном уровне, достигнутом в 2012 году. [6]

С целью реализации стратегии развития и достижения запланированного уровня добычи нефти и газа ОАО «Томскнефть» ВНК реализует обширную программу геолого-технических мероприятий, стремится к максимальному повышению эффективности своей деятельности, применяет в производстве новейшие технологии и технику.

Объём добычи нефти ОАО «Томскнефть» ВНК за 2011 год составил 10,349 млн. тонн (в 2010 году – 10,300 млн. тонн), газа – 1778,5 млн. кубометров (в 2010 году – 1592,3 млн.). Освоено свыше 14,04 млрд. рублей инвестиций (в 2010 году – 13,28 млрд.). Основная их часть направлена традиционно на бурение эксплуатационных скважин и капитальное строительство.

В 2011 г. начато освоение Карасёвского месторождения, запущена новая газотурбинная электростанция на Игольско-Таловом месторождении (24 Мвт), возведены новые подстанции на Советском и Крапивинском месторождениях, построена блочная кустовая насосная станция на Крапивинском месторождении, введен в эксплуатацию газопровод «Мохтиковское нефтяное месторождение – ГТЭС Западно-Полуденного месторождения».

Подрядчиками томских нефтяников велось строительство и реконструкция на 197 объектах. На строительных объектах ОАО «Томскнефть» ВНК работало 142 организации (из них 42 зарегистрированы на территории Томской области).

Таблица 2

Динамика добычи нефти и газа с 2000 по 2011 гг. по ОАО «Томскнефть» ВНК [7]

Показатели	Ед.изм.	2000г.	2001г.	2002г.	2003г.	2004г.	2005г.
Добыча нефти	Тыс. тонн	1101,1	11657	14360	17292	18856	13551
Добыча газа	Млн. куб.м	931,1	1091,5	1718,7	2321,5	2160,8	2137,3
Показатели	Ед.изм.	2006г.	2007г.	2008г.	2009г.	2010г.	2011г.
Добыча нефти	Тыс. тонн	11578	11630	11385	10869	10300	10349
Добыча газа	Млн. куб.м	1977,6	2132,2	2117,8	2067,2	1592,3	1778,5

Предприятие имеет надежную ресурсную базу, благодаря чему обеспечивается устойчивое положение в объеме добычи. Владеет лицензиями на разработку более двух десятков месторождений с остаточными извлекаемыми запасами нефти более 300 млн. тонн. В целях восполнения сырьевой базы и выполнения требований лицензионных соглашений Обществом реализуется программа геологоразведочных работ, включающая в себя поисково-оценочное бурение, сейсморазведочные, научно-исследовательские и прочие работы. [8]

Бюджет Томской области процентов на 70 мультипликативно формирует нефтяная отрасль. Нефтегазовые компании являются на сегодняшний день структурообразующими для томской экономики. Продукция нефтегазового сектора формирует основу налоговых поступлений. В то же время отрасль обеспечивает заказами многие предприятия в смежных и несмежных секторах промышленности и сферы услуг, создавая положительный мультипликационный эффект для экономики области в целом.

За последние 4 года в ОАО “Томскнефть” наблюдается стабильная динамика: добыча нефти в среднем 10725 тыс.т., добыча газа 1888 млн. куб.м. Реально увеличить добычу на сегодняшний день невозможно, так как идут работы по освоению новых месторождений, что очень важно для будущего компании и региона. Так же отмечается, что некоторые месторождения не оправдывают свои добычные возможности, которые оказались ниже расчетных. Большим плюсом для недропользователей было бы снижение ставок налога на добычу полезных ископаемых, однако пока изменений в законодательстве, стимулирующих разработку трудноизвлекаемых запасов не происходит.

Литература

1. Бриф новости “Сколько Россия добыла нефти и газа в 2011 году?” [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.brief-obozrenie.ru, свободный. (Дата обращения: 13.01.13).
2. Сайт Томского Политехнического университета. [Электронный ресурс] Режим доступа: http://portal.tpu.ru, свободный. (Дата обращения: 12.01.13).

3. Сайт администрации Томской области “В 2011 году объем добычи нефти в Томской области составил 11,6 млн тонн ”. [электронный ресурс] режим доступа: http://tomsk.gov.ru/ru , свободный. (Дата обращения: 13.01.13).
4. Риа Новости “Где в России добывают нефть – рейтинг регионов”. [Электронный ресурс] Режим доступа: http://ria.ru , свободный. (Дата обращения: 14.01.13).
5. “Добыча нефти в Томской области в 2012 году составит 11,861 млн. тонн”. [Электронный ресурс] режим доступа: http://www.70rus.org, свободный. (Дата обращения: 08.01.13).
6. РИА Новости “Томские власти ожидают сохранения объемов добычи газа и спад по нефти”. [Электронный ресурс] режим доступа: http://ria.ru/ru , свободный. (Дата обращения: 09.01.13).
7. Сайт ОАО Томскнефть “добыча нефти и газа” [электронный ресурс] режим доступа: http://www.tomskneft.ru/, свободный. (Дата обращения: 10.01.13).
8. Сайт ОАО Томскнефть “геологоразведка” [электронный ресурс] режим доступа: http://www.tomskneft.ru/, свободный. (Дата обращения: 11.01.13)

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ АУДИТ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ КАК ОСНОВА РАЗРАБОТКИ ИННОВАЦИОННОЙ СТРАТЕГИИ ОАО "ГАЗПРОМ"

А.Е. Ведерников
Научный руководитель доцент И.В. Шарф
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Для успешной конкуренции на современном рынке, компаниям уже не достаточно наращивать масштаб производства. Физический труд и капитал давно уступили свои позиции интеллектуальной деятельности. Современный мир, в котором нет места понятию «зрелый рынок», требует от компаний постоянного движения, изменения, осуществления инновационной деятельности. Инновационная деятельность осуществляется с целью достижения следующих результатов: снижение себестоимости продукции; экономия энергетических ресурсов; улучшение потребительских качеств производимой продукции; повышение производительности труда; повышение экологичности производства.

Ввиду того, что инновационное развитие – долгосрочный и дорогостоящий процесс, прежде чем тратить немалые временные и финансовые ресурсы, необходимо провести комплексный анализ деятельности по многим параметрам, т.е. технологический аудит. Рассмотрим такой анализ на примере технологического аудита, проведенного при составлении «Программы инновационного развития ОАО «Газпром» до 2020 года» в 2010 году. Технологический аудит проводится в соответствии с Методическими материалами Минэкономразвития Российской Федерации по следующим критериям:

- Независимость (участие независимых организаций в сотрудничестве с научными организациями ОАО «Газпром» и привлечением экспертов)
- Комплексность (проведено сравнение с 12 зарубежными компаниями, близкими к ОАО «Газпром» по роду деятельности)
- Документированность (использованы официальные отчетные материалы компаний и экспертные оценки ИЭС, ГУУ)
- Доступность (использованы только открытые источники информации)
- Адекватность (используемые для сравнения показатели охватывают основные категории технологического уровня)

Методика технологического аудита выбирается в соответствии с главными вопросами, ответы на которые он призван дать:

- Какие зарубежные компании пригодны для сопоставления с ОАО «Газпром» и почему?
- Как эти компании ведут инновационную деятельность в каждом из направлений бизнеса?
- Какие ключевые показатели эффективности используют зарубежные компании для оценки своей инновационной деятельности?
- Какие из ключевых показателей эффективности зарубежных компаний могут быть использованы для оценки инновационной деятельности ОАО «Газпром»?
- Как выглядит текущая инновационная деятельность ОАО «Газпром»?
- Как выглядит инновационная деятельность ОАО «Газпром» в сравнении с зарубежными компаниями?

Отвечая на поставленные вопросы, технологический аудит представляет собой последовательность операций:

1) Выбор зарубежных компаний для сопоставления.
2) Анализ открытых источников информации (открытые международные базы данных; годовые отчеты, отчеты об охране окружающей среды, отчеты об устойчивом развитии).
3) Анализ показателей зарубежных компаний, пригодных для оценки технологического уровня.
4) Расчет показателей по ОАО «Газпром» и зарубежным компаниям.
5) Сопоставление технологического уровня ОАО «Газпром» с зарубежными компаниями. Выводы технологического аудита.
6) Разработка перечня ключевых показателей эффективности технологического уровня ОАО «Газпром».

Для сопоставления с ОАО «Газпром» в рамках технологического аудита при составлении в 2011-м году «Программы инновационного развития ОАО «Газпром» до 2020 года» рассмотрены 19 зарубежных компаний топливно-энергетического комплекса с целью отбора наиболее соответствующих ОАО «Газпром» по

направлениям деятельности, целевым рынкам, финансово-экономическим показателям, расходам на исследования и разработки.

Для отбора зарубежных компаний применены критерии:

– рыночная капитализация – не менее 30 млрд. долл. США на 31.12.2009 г. (по методике Financial Times);

– выручка – не менее 14 млрд. долл. США на 2009 г.;

– затраты на исследования и разработки (R&D) – не менее 10 млн. долл. США в год в среднем за период 2007–2009 гг.;

– высокий уровень интегрального финансово-экономического показателя за 2009 г. (по методике ЗАО «Глобализация и Устойчивое развитие. Институт энергетической стратегии»);

– международный характер деятельности, соответствие целевых рынков и основных направлений деятельности ОАО «Газпром».

Из числа 19-ти компаний, лидирующих по уровню рыночной капитализации на 31.12.2009 г.: PetroChina, Exxon Mobil, Petrobras, Royal Dutch Shell, BP, Sinopec, Chevron, Total, Eni, Statoil, ConocoPhillips, CNOOC, Occidental Petroleum, BG Group, Oil and Natural Gas Corporation, Canadian Natural Resources, Apache Corporation, Repsol YPF, Devon Energy, при комплексном применении вышеперечисленных критериев были отобраны 12 компаний: Exxon Mobil, BP, Shell, Total, ENI, Statoil, Chevron, ConocoPhillips, PetroChina, BG Group, Petrobras, Repsol YPF.

Анализ состава показателей, используемых для оценки технологического уровня, проведен по открытой отчетности зарубежных компаний, выбранных для сопоставления с ОАО «Газпром». Для сравнительного анализа были отобраны показатели:

1. Финансирование исследований и разработок (среднегодовой объем затрат на исследования и разработки за период 2007–2009 гг.)

2. Надежность и безопасность технологических систем (частота аварийности, возникновения нештатных ситуаций на производстве, частота несчастных случаев с временной потерей трудоспособности, несчастные случаи со смертельным исходом на объем добычи и объем разливов нефти на объем добычи нефти)

3. Экологичность (объем выбросов парниковых газов на единицу реализованной продукции)

4. Энергоэффективность (потребление энергии на единицу реализованной продукции)

5. Использование перспективных технологий (степень восприимчивости компании к новым технологиям (экспертно)

Расчет последнего показателя «Степень восприимчивости компании к новым технологиям» был выполнен экспертами:

– ЗАО «Глобализация и Устойчивое развитие. Институт энергетической стратегии»;

– ООО «НИИгазэкономика»;

– ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

Показатель определяется на основе имеющихся у экспертов данных об используемых компаниями прогрессивных технологиях, при этом по каждой компании в отношении каждой технологии экспертами присваиваются баллы по следующей шкале:

«0» – технология не разрабатывается и не используется;

«0,5» – технология находится в разработке;

«1» – технология разработана и используется;

« – » – нет информации в открытых источниках.

Средний по компании балл характеризует восприимчивость компании к новым технологиям и определяет значение показателя «перспективные технологии». Использование перспективных технологий оценивалось в области газового бизнеса; нефтяного бизнеса и электроэнергетического бизнеса, был получен сводный показатель «перспективности».

Сопоставление показателей технологического уровня ОАО «Газпром» с зарубежными компаниями, определило место компании по всем выбранным показателям: 2-е место по надежности и безопасности, 5-е по энергоэффективности, 5-е по перспективным технологиям, 7-е по экологичности, 10-е по инвестициям в исследования и разработки.

Далее было произведено сравнение профилей по тем же показателям, что позволило наглядно проиллюстрировать положение компании (Рис.):

Из проведенного технологического аудита были получены следующие выводы:

– Технологическое развитие ОАО «Газпром» находится на достаточно высоком уровне.

– Деятельность Общества характеризуется высокими показателями надежности, энергоэффективности и степени использования прогрессивных технологий.

– По показателю экологичности ОАО «Газпром» находится на среднем уровне и отстает по показателю объема финансирования исследований и разработок.

– Исходя из полученного профиля технологического уровня основными приоритетами инновационного развития Газпрома должны стать внедрение новых экологичных технологий и увеличение инвестиций в НИОКР.

– Стремление ОАО «Газпром» к лидерству по показателям эффективности основной деятельности требует совершенствования по всем пяти выделенным направлениям технологического развития.

– На основе проведенного анализа разработан перечень ключевых показателей эффективности, соответствующих выделенным направлениям технологического развития и отвечающих целям управления и контроля за реализацией Программы инновационного развития ОАО «Газпром».

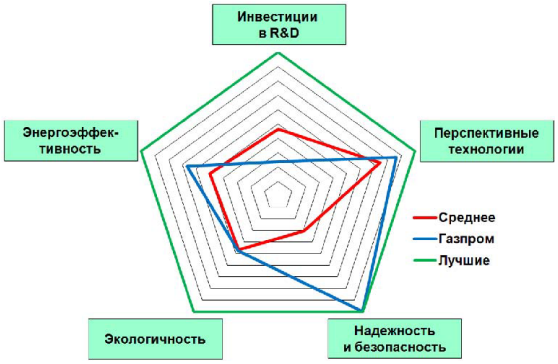


Рис. Сравнение профилей технологического уровня ОАО «Газпром» и зарубежных компаний

ОСОБЕННОСТИ КОМПЕТЕНТНОСТНО-ОРИЕНТИРОВАННОГО УПРАВЛЕНИЯ ПЕРСОНАЛОМ

Е.М. Вершкова
Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В современной теории и практике управления человеческими ресурсами компетентностный подход занимает все более и более высокие позиции. Многие крупные предприятия уже осознали важность персонала и принимают его как один из важнейших ресурсов для достижения стратегических целей. Однако, несмотря на возросшую популярность компетентностного подхода, не существует единой концепции и стратегии целостного, системного компетентностно-ориентированного управления персоналом. Анализ работ современных исследователей показал, что большая часть работ посвящена разработке модели компетенций для различных профессий и должностей, системам оценки компетенций, способам развития и другим аспектам. Но универсальной системы управления персоналом на основании компетенций нами не было обнаружено. Между тем, компетенции персонала – это не сама цель, а средство для достижения целей организации. Компетентностно-ориентированный подход к управлению персоналом включает в себя все аспекты работы с человеческими ресурсами на предприятии с учетом компетенций персонала.

Компетентностно-ориентированный подход является основой всех действий по управлению персоналом в качестве связующего звена между индивидуальными особенностями сотрудника и результатами деятельности предприятия. В этой связи под компетентностью мы будем понимать совокупность знаний, умений и навыков, выражающихся в определенном поведении в соответствии с выполняемой работой, которое можно наблюдать, измерять и оценивать. Компетентность является определяющим фактором успешного выполнения работы, поскольку выражается в определенном поведении, сочетающим в себе навыки, умения и знания. В отличии от должностных инструкций, квалификационных требований и других нормативных документов, используемых в управлении персоналом, описывающих что следует выполнять сотруднику, компетенции отвечают на вопрос «как?». Обычно должностные инструкции описывают элементы рабочего процесса и задачи, выполнение которых необходимо для достижения поставленных целей. Компетенции же акцентируют внимание на сотрудниках – людях, выполняющих работу, и описывают работу качествами и поведением людей.

Можно выделить два типа компетентности:

- управленческая – характеризующая способность субъекта управлять и организовывать сотрудников для выполнения работы, например, лидерство, коммуникабельность, принятие решений и др.;
- функциональная – связанная с техническими (деятельными) аспектами работы, например, анализ рынка, бухгалтерский учет, ремонт автомобиля и др.

Процесс управления персоналом на основании компетентностного подхода состоит из следующих последовательных стадий:

1. определение стратегических целей предприятия и выделение бизнес-процессов;
2. выявление необходимых компетенций сотрудников для каждого вида работ;
3. формирование модели компетенций;
4. проверка, тестирование, исправление и внедрение модели компетенций.

Компетентнстно-ориентированое управление персоналом использует модели компетенций на всех этапах работы с персоналом:

1. Подбор персонала;
2. Планирование карьеры;
3. Обучение и развитие;

Рассмотрим указанные аспекты подробнее в рамках компетентностно-ориентированного управления персоналом, то есть на основании разработанной для конкретной организации модели компетенций работников.

1. Подбор персонала. В процессе подбора персонала в настоящее время используются два основных метода – интервьюирование и тестирование. Вопрос о применении тестирования для подбора сотрудников вызывает неослабевающие дискуссии, поскольку имеет ряд ограничений в применении и высокую вероятность возникновения ошибок. Интервьюирование так же не лишено недостатков, например, субъективность, хотя в целом исследователями принимается более благосклонно. Особенность интервью по компетенциям заключается в том, что используются вопросы открытого типа, структурированные таким образом, чтобы соискатель продемонстрировал примеры своих действий из прошлого опыта. Интервью базируется на принципе «прошлый опыт определяет будущие действия», поскольку человек склонен повторять свои действия в сходной ситуации в настоящем или будущем. На основании интервью можно увидеть степень развития необходимых компетенций соискателя.

2. Планирование карьеры осуществляется в три стадии: определение карьерного роста, анализ шагов карьерного роста и разработка программы развития. Планирование карьеры начинается с установления профиля компетенций, которому должен соответствовать сотрудник на конкретной должности, а так же сопоставления возможностей организации и карьерных запросов сотрудника. После этого сотрудник может ясно видеть ступени карьерной лестницы, которые ему надлежит преодолеть для достижения желаемой должности, а так же набор компетенций, которыми он должен обладать на каждом этапе карьерного роста.

3. Обучение и развитие является частью плана карьерного роста сотрудника и активируется при несоответствии текущего уровня компетентности сотрудника требуемому для данной должности. Программы обучения и развития составляются индивидуально для каждого сотрудника при необходимости развития тех или иных компетенций, а так же для повышения их уровня.

Использование компетентностно-ориентированного подхода в управлении персоналом имеет ряд преимуществ как для управленцев, так и для сотрудников:

- для руководства – упрощение процедуры поиска, найма и работы с персоналом, поскольку все требования описаны в модели и стандартизированы;

- для сотрудников – возможность карьерного роста, личностного развития, благодаря прозрачной процедуре и ясным требованиям к конкретной должности.

Таким образом, компетентностно-ориентированное управление персоналом затрагивает все аспекты работы с человеческими ресурсами организации и основано на модели компетенций. В настоящее время не существует полной и универсальной системы управления персоналом на основе компетентностного подхода, разработка которой является задачей дальнейших исследований.

Литература

1. Полунин В.Ю. Вчера студенты – сегодня нефтяники // Транспортное дело России., 2010 – №12. – С.90.
2. Сидоренко Е.В. Тренинг коммуникативной компетентности в деловом взаимодействии. – Спб.: Речь, 2007. – 208 с.
3. Субботин В.Е. Компетенции руководителя. Словарь – справочник. Антропос-консалтинг, 2007 – 66 с.
4. Уидет С., Холлифорд С. Руководство по компетенциям. Пер. с англ. М.: HIPPO, 2003. – 224 с.
5. Фарнэм А. Некомпетентный менеджер. Некомпетентность как массовое безумие. Пер. с англ. М.: ГИППО, 2008. – 352 с.

УТИЛИЗАЦИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

К.А. Гадзиковская, М.С. Иванова
Научный руководитель доцент И.В. Шарф
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одной из самых насущных экономических и экологических проблем России является вопрос ресурсоэффективности. Особую важность этот вопрос представляет для нефтедобывающих предприятий, так как именно от нефтедобычи наша страна получает основную часть доходов. Добыча нефти сопровождается добычей больших объемов попутного нефтяного газа (далее – ПНГ), который является дополнительным ресурсом в нефтеносных пластах. Попутный нефтяной газ – это газ, растворенный в нефти, который, по сути, является сопутствующим продуктом. Но и сам по себе ПНГ – это ценное сырье для дальнейшей переработки.

Согласно официальной статистике ЦДУ ТЭК, в России в 2010 году было добыто 65,4 млрд. м^3 попутного нефтяного газа (ПНГ), из которых на факельных установках было сожжено 15,7 млрд. м^3 (т.е. 24% от объема добычи).

По данным Мирового Банка, полученным на основании спутниковых исследований NOAA, объем сжигания ПНГ в России сильно занижен, в 2010 году он составил 35,2 млрд. м^3 (более 26% мирового объема сжигания ПНГ). Такое большое расхождение оценок объемов сжигания ПНГ связано, с одной стороны, с низкой точностью спутниковых исследований, а с другой стороны, с недостатками системы измерения и учета ПНГ в России.

Несмотря на указанные проблемы измерения ПНГ, в расчетах надо опираться на официальную статистику, которая подтверждается данными нефтяных компаний и данными государственного баланса запасов. Есть основания полагать, что оценки Мирового Банка завышены примерно в 2 раза, а реальный объем сжигания ПНГ превышает данные официальной статистики не более чем на 20-25%.

В 2011 году уровень сжигания ПНГ составил 16.7 млрд.м³ при добыче 68.4млрд.м³. «Лидером» по абсолютному объему сжигания ПНГ в 2011 году среди российских нефтяных компаний является Роснефть – 6,9 млрд. м³, большая часть которых приходится на Ванкорское месторождение (4,0 млрд. м.). Без учета объемов сжигания ПНГ на Ванкорском месторождении в России наблюдалась позитивная динамика уровня сжигания ПНГ – сокращение с 22% от объема добычи в 2009 году до 17% в 2011 году.

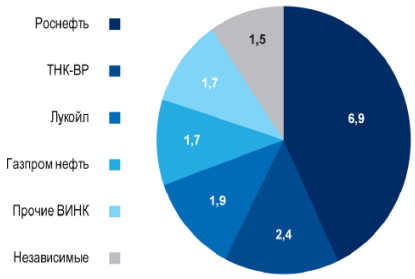


Рис. 1 Объем сжигания ПНГ в компаниях в 2011 году, млрд.м³

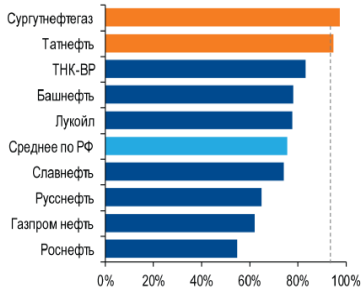


Рис. 2 Уровень утилизации ПНГ в компаниях в 2011 году, %

Источник – Минэнерго России

С целью повышения эффективности использования природных ресурсов с 1 января 2012 года в соответствии с Постановлением Правительства РФ №7 от 8 января 2009 года «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках» были введены новые принципы расчета платы за выбросы вредных веществ, образующихся при сжигании ПНГ:

- вводится целевой показатель сжигания ПНГ на факельных установках на уровне 5% от добытого ПНГ;
- плата за выбросы для объемов ПНГ, превышающих целевой показатель, рассчитывается как за сверхлимитное загрязнение;
- вводится повышающий коэффициент 4,5 к ставкам платы за выбросы для объемов, превышающих целевой показатель;
- вводится повышающий коэффициент 6,0 к ставкам платы за выбросы при отсутствии средств измерения и учета, подтверждающий фактический объем образования, использования и сжигания на факельных установках.

По данным Генеральной схемы развития нефтяной отрасли на период до 2020 года, нефтяная отрасль должна выйти на уровень утилизации ПНГ 95% в 2030 году.

Установление такого единого требования по утилизации 95% ПНГ на всех лицензионных создает риски принятия неэффективных решений как для компаний (риски, связанные со снижением рентабельности), так и для государства (риск падения добычи нефти), а также общества (риски, связанные с качеством жизни).

Кроме того, существуют проблемные группы месторождений, которые требуют особого подхода в отношении уровня утилизации ПНГ:

1) Месторождения, находящиеся на ранней стадии разработки (гринфилды). Данные месторождения сейчас получают отсрочку от Росснедр по входу на 95% утилизацию на 3 года. Однако такой срок отсрочки никак не зависит от степени изученности месторождения, что создает неравные условия для компаний.

2) Месторождения с малым объемом добычи ПНГ (до 5 млн. куб.м.) без возможности их объединения с другими месторождениями. Утилизация ПНГ на таких месторождениях в большинстве случаев нерентабельна. Решением в таких случаях могло бы стать введение дополнительных налоговых стимулов или установление экономически оправданного уровня утилизации в лицензионных соглашениях и проектных документов, на базе которых будет корректироваться повышающий коэффициент при расчете платы за выбросы.

3) Месторождения, имеющие большое содержание неуглеводородных компонентов в составе ПГН. Для многих месторождений Урало-Поволжья полезное использование ПГН с низким газовым фактором и высоким содержанием неуглеводородных компонентов (азота, сероводорода и т.п.) не имеет экономического смысла. Возможные решения здесь такие же, как и по малым месторождениям.

4) «Удаленные» месторождения. Это месторождения, находящиеся на значительном расстоянии от транспортной инфраструктуры и рынков сбыта. Для таких месторождений увеличение уровня полезного использования ПГН сопряжено со значительными инвестициями в строительство компрессорных станций и газопроводов. Для поддержания рентабельности данной группы месторождений целесообразным было бы предоставление налоговых льгот (например, по НДПИ – на нефть), а также установление в лицензионном соглашении экономически обоснованных требований по утилизации ПГН ниже 95% при соответствующей корректировке целевого уровня сжигания для расчета платы за выбросы.

Все эти проблемы сводятся к тому, что необходимо кардинально улучшить нормативно-правовую базу в сфере утилизации попутного газа. Введение новых мер стимулирования сокращения сжигания ПНГ, однозначно позволит сократить проблему, связанную с нерациональным использованием данного природного ресурса, являющегося национальным достоянием страны. Несомненен и экономический эффект от полезного использования газа. Сокращение объемов сжигания газа, сопровождающееся выбросами в атмосферу загрязняющих веществ, напрямую повлияет на улучшение экологической обстановки в нефтепромысловых регионах страны, что качественно повысит уровень социальной сферы жизни населения.

Таким образом, эффективное использование ПНГ, в частности доведение до установленного правительством 95%-ного уровня утилизации ПНГ, может быть достигнуто путем комплексного подхода, взаимовыгодного и эффективного сотрудничества всех заинтересованных сторон: правительства, бизнеса и общественности.

Литература

1. Выгон Г., Рубцов А., Ежов С. Утилизация попутного нефтяного газа: проблема 2012. [Электронный ресурс] – Электрон. дан. – Режим доступа: http://cs6258.userapi.com/u165056351/docs/e837a17e14ee/SEneC_APG_Utilization.pdf, свободный.
2. Игитханян И.А., Боярко Г.Ю. Утилизация попутного нефтяного газа на месторождениях Томской области. // Вестник ТГПУ, 2011. – № 12. – С. 19-22.
3. Коржубаев А.Г., Ламерт Д.А., Эдер Л.В. Проблемы и перспективы эффективного использования попутного нефтяного газа в России. // Бурение и нефть, 2012. – № 4. – С. 4-7.
4. Салиева Р.Н. Правовое регулирование в сфере использования попутного нефтяного газа. // Бизнес, менеджмент и право, 2010. – № 1 (21). – С. 59-63.
5. Тарасюк В.М. Сжигать нельзя утилизировать. Запятая пока не поставлена. // Бурение и нефть, 2012. – № 5. – С. 14-16.

ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ БИОГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ КАК АЛЬТЕРНАТИВНОГО ТОПЛИВА БУДУЩЕГО В РОССИИ И МИРЕ

Л.А. Гаман

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Современное общество с каждым днем испытывает все большую потребность в неисчерпаемых энергетических источниках, ведь использование нефти, угля и газа не безгранично. Ученые давно открыли другие ресурсы, которые являются более экологичными, экономичными и, можно сказать, вечными или же просто возобновляемыми. Одним из новых источников энергии являются биогазовые технологии.

Биогаз получают путем анаэробного брожения биомассы. В качестве биомассы могут выступать свалочные отходы, отходы животноводства (навоз) и сельского хозяйства, отходы скотобоен, некоторые культуры, например, рапс. В результате брожения биомасса разлагается под воздействием гидролизных, кислотообразующих и метанобразующих бактерий. В состав газа входят 55-65% метана, 35-45% углекислого газа и около 1% водорода и сероводорода.

Выход биогаза из основного сырья:

- одна голова КРС дает в год 300-500 м3 биогаза в год;
- один га луговой травы – 6000-8000 м3 биогаза в год;
- один га кормовой свеклы – 8000-12000 м3 биогаза в год;
- 10 000 голов птицы – 12000 м3 биогаза в год.

Конечной продукцией биогазовой станции является тепло, электроэнергия, сжиженный газ, удобрения, чистая вода и углекислый газ.

В большинстве развитых стран переработка органических отходов в биогазовых установках чаще используется для производства тепловой энергии и электричества. Производимая таким образом энергия составляет около 3-4% всей потребляемой энергии в европейских странах. В Финляндии, Швеции и Австрии, которые поощряют использование энергии биомассы на государственном уровне, доля энергии биомассы достигает 15-20% от всей потребляемой энергии.

В настоящее время европейский рынок биогазовых установок оценивается в 2 млрд долларов, по прогнозам он должен вырасти до 25 млрд к 2020 году. Использование электроэнергии и тепла, производимого с

помощью анаэробной переработки биомассы, в Европе сосредоточено, в основном в Австрии, Финляндии, Германии, Дании и Великобритании.

В Германии на настоящий момент насчитывается более 9000 установок анаэробного сбраживания, из них около 2000 больших и 6000 средних. В перспективе 10-20% используемого в стране природного газа может быть заменено биогазом. К 2020 г. прогнозируется увеличение числа установок до 20000.

В Австрии в настоящее время работает более 120 установок с объемами реакторов более 2000 м3 каждая, около 25 установок находятся в стадии планирования и постройки.

С точки зрения интенсивности применения биогаза лидирует Дания: данный вид топлива обеспечивает почти 20% энергопотребления страны.

Рынок биогаза в США развивается значительно медленнее, чем в Европе. Например, несмотря на наличие большого числа ферм, на территории страны действует всего около 200 биогазовых заводов, работающих на сельскохозяйственных отходах.

В Китае действует «Национальная программа развития сельской биогазовой энергетики» – масштабный проект, призванный увеличить число семей использующих биогаз до 40 млн. Кроме этого к 2010 г. построено 4000 крупных биогазовых станций. В целом в Китае работает более 30 миллионов хозяйств, В Индии – 3,7 миллиона хозяйств и 200 тысяч хозяйств в Непале, использующих биогаз. В сельских районах Китая в настоящее время производится около 16 млрд м³ биогаза, который используют в качестве топлива более 50 миллионов человек.

С 2002 года правительство Китая выделяет ежегодно около 200 миллионов долларов на поддержку строительства биогазовых установок. Дотация на каждую установку равняется примерно 50% средней стоимости. Таким образом, правительство добилось годового роста количества биогазовых установок до 1 миллиона в год. Китайские власти всерьез рассчитывают на биогаз как на существенный источник электроэнергии для сельских районов. Так, если к окончанию семилетнего плана суммарная мощность установок когенерации составит 5,5 ГВт, то к 2030 г. она должна увеличиться до 30 ГВт, то есть в 6 раз, что позволит полностью обеспечить деревенских жителей электроэнергией и теплом собственного производства. Ожидания китайских властей подкрепляются постоянно растущими инвестициями в отрасль.

В нашей стране во многих населенных пунктах нет полного обеспечения природным газом. Биогазовые установки будут необходимой частью хозяйственного процесса. К тому же сырьем для них станет то, чего всегда в избытке: навоз, пищевые отходы, опавшая листва, сгнившее зерно, ботва и т.п. Такая культура, как топинамбур, является отличным сырьем для биотоплива, а в нашей стране можно засевать им до 160 тыс. га площади. При производстве спирта как побочный продукт получают послеспиртовую барду, из которой можно производить и биогаз и добавки с витамином В12 для применения в животноводческой отрасли, повышающие ее продуктивность. Поэтому производство биогаза особенно эффективно в агропромышленных комплексах, где обеспечивается практически замкнутый технологический цикл. Биогаз можно накапливать, перекачивать, излишки продавать.

Для заправки автомобилей устанавливается дополнительная система очистки биогаза, после чего его можно использовать как топливо. Очищенным биогазом можно заправлять технику, что очень актуально в настоящее время, в условиях постоянного роста цен на солярку. Побочный продукт очистки – углекислый газ, от которого тоже можно получить некоторую прибыль – использовать как сухой лед или в технических целях.

До последнего времени рынок возобновляемой энергетики в России находился в зачаточном состоянии. Его развитие сдерживалось такими барьерами как низкие цены на традиционные энергоносители, отсутствие государственных федеральных и региональных программ, малой осведомленностью бизнеса, госорганов и общественности.

Сейчас предпосылок развития биогазовой энергетики в России достаточно. Ускоренное развитие российского сельского хозяйства, пищевой промышленности и увеличение отходов АПК, энергетический потенциал которых совместно с энергетическим потенциалом ТБО (твердых бытовых отходов) составляет свыше 80 млрд куб м биогаза, что достаточно для ввода свыше 20 ГВт электрической и тепловой мощности в год. Наступает продолжительный кризис в российской газодобыче и рост тарифов на газ, тепло- и электроэнергию, уровень которых в ближайшие годы станет сравним с европейским. А также с каждым годом происходит ужесточение экологического законодательства, предусмотренное Экологической доктриной России.

До 2015 года на территории Белгородской области планируется построить 56 биогазовых станций. Проектом занимается компания ОАО «Региональный центр биотехнологий», которая уже занималась в регионе строительством похожего проекта – станции мощностью 0,5 МВт, которая работает на отходах свиноводческих хозяйств.

Белгородская область, в которой активно развивается свиноводство (в области построено более 20 свиноводческих комплексов), может стать одной из первых областей РФ, перешедших на биоэнергетику. О намерении построить 56 биогазовых станций компания «Региональный центр биотехнологий» сообщила в Министерство энергетики, которое в данный момент готовит предложение по компенсации расходов собственников предприятий на их переоборудование, с целью выработки электроэнергии из биоотходов.

Компенсация таких расходов играет огромную роль для проекта, например для постройки одной станции мощностью 0,5 МВт необходимо более 170 миллионов рублей, 20 из которых предоставляется государством. Исходным сырьем для строящихся станций будут органические отходы ферм, на которых занимаются разведением крупного рогатого скота, а также свиноферм, птицеферм, рыбного цеха, отходы с переработки зерна, картофеля, отходы молочных заводов и заводов по производству соков.

В сравнении с другими источниками электроэнергии, биостанции имеют следующие преимущества: они не только вырабатывают тепло и электроэнергию, но и позволяют разрешить проблему по утилизации отходов животноводства. Кроме того, биостанции позволяют получать биологически чистые удобрения, которые являются побочным продуктом при выработке электричества из навоза. Экологичность и достаточно низкая себестоимость позволяют устанавливать такие станции на многих производствах без ущерба для его финансового состояния. Биогаз, получаемый из установок, может быть использован в качестве топлива для двигателей внутреннего сгорания. Установка позволяет уменьшить санитарную зону предприятия в несколько раз. Сократить выбросы углекислого газа в атмосферу.

Следует отметить, что емкость рынка биоэнергетики в России оценивается приблизительно в сто миллиардов евро, и потенциал этого рынка – огромен. Однако эксперты подчеркивают, что догнать Европу в ближайшее время у России получится едва ли – только в Германии за последние 10 лет было построено более 8 тысяч подобных станций, в Чехии – порядка 500, в то время как на территории России в ближайшее время будет вводиться не более 2–3 биогазовых станций в год.

Литература

1. Альтернативные источники энергии современности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.bioges.ru/index.php?option=com_content&view=article&id=89&lang=ru, свободный – Загл. с экрана.
2. Биогаз – альтернативное топливо будущего. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://pronedra.ru/alternative/2012/07/10/biogaz, свободный – Загл. с экрана.
3. Биотопливо - проблемы и перспективы (биоэтанол и производство). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://autorelease.ru/articles/automobile/345-biotoplivo-problemy-i-perspektivy.html, свободный – Загл. с экрана.
4. Альтернативная энергетика. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.alterenergy.info/, свободный – Загл. с экрана.
5. Биогаз – перспективный источник тепловой и электрической энергии. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.bioges.ru/images/stories/file/preseent.pdf, свободный – Загл. с экрана.
6. Государство инвестирует строительство биогазовых станций. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://pronedra.ru/alternative/2012/07/13/stancii-biogaz/, свободный – Загл. с экрана.
7. Биогаз – «зеленое» топливо будущего. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://farmerportal.ru/blogs/tehnologiya-uspeha/biogaz-—-zelenoe»-toplivo-buduschego, свободный – Загл. с экрана.

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ВВОДА НАЛОГОВОГО РЕЖИМА «60-66»

Г.К. Герасимович
Научный руководитель доцент А.А. Вазим
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

1 октября 2011 года был введен налоговый режим «60-66», повлекший за собой изменения, как в сферах добычи и переработки нефти, так и непосредственно в экспорте нефти и нефтепродуктов. В связи с этим исследование этих изменений для дальнейшего прогнозирования нефтяного комплекса является актуальной задачей. С целью анализа результатов ввода налогового режима «60-66» решались следующие задачи:

1. Анализ литературы по введению исследуемого налогового режима.
2. Влияние режима на экономику и бюджет РФ.
3. Влияние режима на нефтедобывающие и нефтеперерабатывающие компании.

В России экспортные пошлины на нефть выше, чем на нефтепродукты. В настоящее время Минэнерго и Минфин разрабатывают модель налогообложения, снижающую нагрузку на сферу добычи для стимулирования разработки новых месторождений и вторичной переработки.

При системе «60-66» ставка пошлины на нефть снижена за счет сокращения коэффициента с 0,65 до 0,6. Ставка экспортных пошлин на темные нефтепродукты была, наоборот, повышена с 47% до 66% от пошлины на нефть. Ставка экспортных пошлин на бензин составила 90% от пошлин на нефть [1]. До принятия реформы большая часть компаний предпочитала производить темные нефтепродукты и продавать их по заниженным ценам за рубеж, где их уже очищали и производили светлые нефтепродукты, авиа керосин и бензины. Данная система «60-66» направлена на стимулирование добычи нефти на действующих месторождениях Западной Сибири, а также развитие более глубокой переработки нефти.

Согласно проведенным расчетам режим «60-66» будет способствовать инвестициям вертикально интегрированными нефтяными компаниями в развитие вторичных процессов переработки нефти. В то же время рентабельность бюджетно-неэффективных мини-НПЗ значительно уменьшится, а недостаточная капиталоемкость бизнеса последних в среднесрочной перспективе будет способствовать их закрытию. Таким образом, введение режима налогообложения «60-66» будет стимулировать модернизационные процессы в нефтеперерабатывающей отрасли, создавая экономически выгодные условия для развития производства светлых нефтепродуктов [2].

Реализация программы модернизации нефтеперерабатывающих мощностей, начатой в 2011 г., предполагает качественный скачок в развитии отрасли, включая увеличение инвестиций нефтяных компаний в модернизацию отрасли, совокупный объем которых в период 2011-2015 гг. ожидается в размере 1 трлн рублей [2].

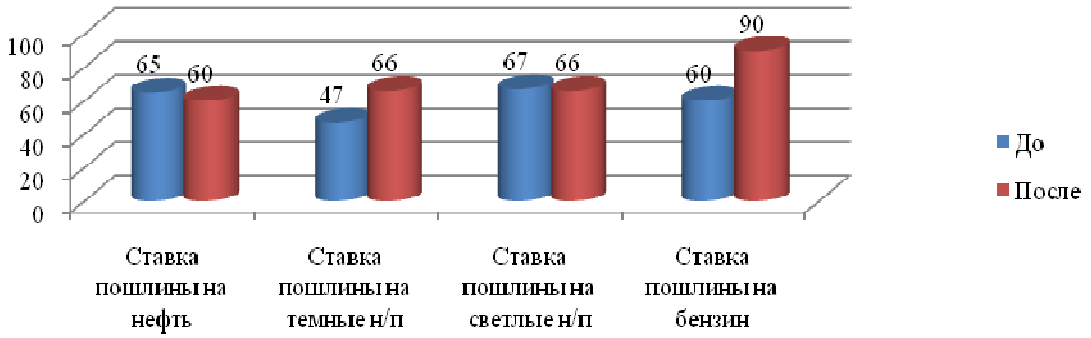


Рис. Гистограмма пошлины на нефть и нефтепродукты до и после введения режима «60-66»

По мнению Минэнерго система налогообложения «60-66», на которую перешла нефтяная отрасль с 1 октября минувшего года, начинает приносить свои плоды. Это видно по инвестициям, которые вкладываются в добычу и переработку углеводородного сырья. Если вложения в добычу выросли в нынешнем году на 13,6%, то в переработку они увеличились на четверть [3].

При разработке налогового режима «60-66» министерство энергетики, совместно с министерством финансов, планировало компенсировать снижение ставки пошлины на нефть с 0,65 до 0,6 повышением пошлин на темные нефтепродукты (мазут) с 0,467 до 0,66, тем самым, исключая потери в бюджете РФ. Однако только за 11 месяцев работы режима российский бюджет недосчитался примерно 1,6 миллиарда долларов. Это связано с тем, что несколько нефтяных компаний планировали свои инвестиции и преступили к реализации затратных проектов при предыдущей системе налогообложения. В связи с внесенными с 1 октября 2011 года изменениями, эти проекты могут получить убытки. Правительство приняло решение компенсировать их, предоставив компаниям ряд льгот.

От введения нового налогового режима пострадают «Башнефть» и «Татнефть». Их потери от выравнивания пошлин на темные и светлые нефтепродукты суммарно составляют 8-9 млрд руб./г. ($255-287 млн) [4].

Минфин РФ для компенсации этих потерь предлагает предоставить компаниям с 1 января 2012 г. налоговые вычеты по НДПИ: для «Татнефти» вычеты могут составить 38-56 млрд руб./г. ($1,2-1,8 млрд), для «Башнефти» – 3-4 млрд руб./г. ($95,6-127,5 млн). Окончательно размер компенсации будет определяться по формуле исходя из объема добытой нефти и суммы НДПИ на эту нефть [4].

Газпром нефть опубликовала отчетность за 3-й квартал и девять месяцев 2012 года. Рублевая выручка компании увеличилась на 20%, до 912 млрд руб. EBITDA стала выше на 10%, достигнув 244,89 млрд руб., а чистая прибыль поднялась на 9%, до 134,68 млрд руб. Ее рост произошел благодаря удвоению прибыли зависимых компаний после введения режима налогообложения 60-66, из-за которого увеличилась цена реализации нефти на внутреннем рынке [5].

Таблица

Дополнительная прибыль компаний от режима «60-66» [6]

Компания	Дополнительная прибыль (убыток), млн. долл. в год
«Роснефть»	1200-1300
ЛУКОЙЛ	450-500
ТНК-ВР	200-300
«Газпромнефть»	100-150
«Башнефть»	(150-200)

Наибольшую выгоду, как ожидается, от введения нового налогового режима получит «Роснефть». По предварительным расчетам, новый режим увеличивает удельную EBITDA по сектору на 3,8 долл./барр. при цене нефти 100 долл./барр. В целом годовой эффект на 2012г. оценивается в 1,2-1,3 млрд долларов [6].

Новый налоговый режим позитивно скажется и на ЛУКОЙЛе, добыча которого в традиционных регионах в настоящее время падает. При цене 95 долл./барр. дополнительная прибыль компании может составить 450-500 млн долларов. В ТНК-ВР отказались сообщить, сколько компания дополнительно заработает от режима «60-66». Однако ранее финансовый директор компании Джонатан Мьюир отмечал, что реформа может повысить выручку компании на 500-600 млн долларов в год при средней цене нефти 75 долл./барр. После уплаты всех налогов это увеличит чистую прибыль на 200-300 млн долларов в год [6].

Выводы:

1. В результате анализа литературы была выделена схема распределения доходов и убытков среди компаний, специализирующихся на добыче и переработке нефти соответственно. Данная система направлена на стимулирование добычи нефти на действующих месторождениях Западной Сибири, а также развитие более глубокой переработки нефти. Однако полностью вывести нефтяную отрасль из тенденции снижения добычи нефти данной реформой не получится, и государству в дальнейшем следует вводить льготы на разработку новых месторождений, а так же льготы для повышения рентабельности работы на шельфе.

2. После введения режима «60-66» из бюджета РФ были выплачены компенсации компаниям, потерпевшим убытки в размере 1,6 миллиардов долларов, также реформа сказалась положительно на повышении инвестиций в нефтедобывающую и нефтеперерабатывающую область. Однако точную оценку реформы делать еще рано, так как режим продлится до 1 января 2015 года, а введение корректировок отложено до результатов мониторинга нефтяной отрасли в 2013 году.

3. В результате введения режима «60-66» в выигрыше останутся компании с высокой долей экспорта нефти, одной из основных, безусловно, является государственная «Роснефть», а также ЛУКОЙЛ, «Сургутнефтегаз», «Газпромнефть» и ТНК-ВР. Компании же, доля переработки которых превышает добычу, понесут дополнительные издержки. В числе аутсайдеров могут оказаться «Башнефть» и «Татнефть».

Литература

1. Постановление Правительства Российской Федерации от 26 августа 2011 г. N 716 г. Москва «О внесении изменений в постановление Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. N 1155 // «РГ» – Федеральный выпуск №5568 – 31 августа 2011 г.
2. Минэнерго России. Модернизация нефтеперерабатывающих мощностей в 2012 году осуществляется в соответствии с установленными сроками // Министерство энергетики Российской федерации [электронный ресурс] – 20.04.12 – Режим доступа: http://minenergo.gov.ru/press/min_news/11815.html?sphrase_id=269288.
3. Тихонов Е. Нефтяная реформа заработала // «Российская газета» – www.rg.ru [электронный ресурс] – 04.09.2012 – Режим доступа: http://www.rg.ru/2012/09/04/neftj-site.html.
4. oilgasfield.ru. Минфин РФ опасается потерь бюджета в $2 млрд от системы «60/66» // OilGasField.ru Нефтегазовые новости [электронный ресурс] – 21.10.2011 – Режим доступа: http://oilgasfield.ru/news/30995.html.
5. Шенк А. Российские индексы упали более чем на один процент // «Российская газета» – www.rg.ru [электронный ресурс] – 08.11.2012 – Режим доступа: http://www.rg.ru/2012/11/08/indeksi-site-anons.html.
6. Сафонова Е. Нефтяники дали оценку «60–66» // РБК daily [электронный ресурс] – 28.11.2011 – Режим доступа: http://www.rbcdaily.ru/2011/11/28/tek/562949982152208.

ПРОБЛЕМА ДЕЙСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ В НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ

Г.К. Герасимович

Научный руководитель доцент А.А. Вазим

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефтяная отрасль России характеризуется одной из самых высоких налоговых нагрузок в мире. Ключевой проблемой действующей системы налогообложения является то, что налогами облагаются абсолютные показатели выручки компании, а не финансовый результат. Данный подход хоть и упрощает администрирование и сбор налогов, но не учитывает состояние экономики нефтяной отрасли, а так же препятствует притоку инвестиций и её развитию. Решение этой проблемы является актуальной задачей, которая выражается в рассмотрении вариантов повышения компаниями добычи нефти и увеличения качества её переработки через изменение действующей налоговой системы. Задачи исследования:

1. Стратификация проблемы.
2. Оценка действий Правительства РФ по решению проблемы.
3. Формулировка предложений по решению проблемы.

В настоящее время преодолен тренд на падение добычи нефти и газа, появившийся в связи с мировым кризисом 2008 года. Стимулирующие меры, предпринятые Правительством, способствовали выходу добычи на максимальный уровень за весь постсоветский период – это порядка 516 млн. т по результатам на 2012 г [1]. В течение ближайших 20-30 лет сократится количество легкодоступной нефти и при действующем налогообложении, добыча нефти упадет в 2 раза в связи с нерентабельностью [2] (рис.1).

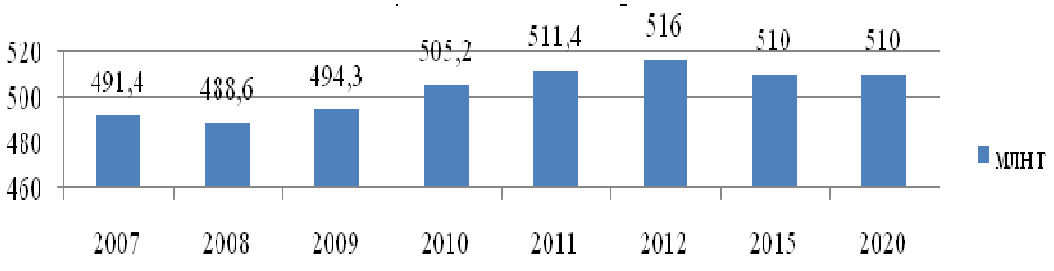


Рис. 1 Динамика добычи нефти, млн т [1,2]

В сфере нефтепереработки до 1-го октября 2011 года большая часть компаний предпочитала производить темные нефтепродукты и продавать их по заниженным ценам за рубеж (пошлины на продажу темных нефтепродуктов были самыми низкими, а именно 46,7% от пошлин на нефть), где их уже очищали и производили светлые нефтепродукты, авиа керосин и бензины. В связи с этим отечественная нефтепереработка остановилась на темных нефтепродуктах и не развивалась дальше.

В результате анализа литературы по теме были выявлены следующие основные проблемы нефтяной отрасли связанные с текущей системой налогообложения:

- Нерентабельность разработки морских месторождений на шельфе;
- Нерентабельность разработки новых малых месторождений;
- Нерентабельность разработки выработанных месторождений;
- Нерентабельность разработки месторождений, находящихся на новых территориях;
- Проблема нехватки НПЗ вторичной переработки.

По нашему мнению, данные проблемы можно считать основными направлениями для работы по улучшению налогообложения нефтяной отрасли.

Меры налогового стимулирования добычи нефти, предпринятые Правительством РФ [4]:

- введены налоговые каникулы по НДПИ для месторождений, расположенных в новых регионах нефтедобычи;
- введен понижающий коэффициент для выработанных месторождений;
- введен понижающий коэффициент для новых малых месторождений.
- введен понижающий коэффициент по экспортной пошлине для новых месторождений в новых регионах нефтедобычи.

Предполагается, что соответствующие поправки в Налоговый Кодекс будут разработаны до 1 октября 2012 г. Конечной целью налоговых новаций является вовлечение в активную разработку дополнительно 2,5 млрд тонн запасов [5]:

- Освобождение организаций, добывающих углеводороды на морских месторождениях, от вывозной таможенной пошлины, ввозной таможенной пошлины и НДС при ввозе технологического оборудования, освобождение от налога на имущество;
- Введение адвалорных ставок НДПИ на морских месторождениях и периодов неизменности налоговых условий;
- Освобождение предприятий, добывающих углеводороды на новых морских месторождениях, от вывозной таможенной пошлины, введение адвалорных ставок НДПИ в зависимости от категории сложности.

Так же следует отметить введенную 1 октября 2011 года систему налогообложения «60-66», при которой ставка пошлины на нефть снижена за счет сокращения коэффициента с 0,65 до 0,6. Ставка экспортных пошлин на темные нефтепродукты была, наоборот, повышена с 47% до 66% от пошлины на нефть. Ставка экспортных пошлин на бензин составила 90% от пошлин на нефть. До принятия реформы большая часть компаний предпочитала производить темные нефтепродукты и продавать их по заниженным ценам за рубеж, где их уже очищали и производили светлые нефтепродукты, авиа керосин и бензины. Данная система «60-66» направлена на стимулирование добычи нефти на действующих месторождениях Западной Сибири, а также развитие более глубокой переработки нефти.

Конечной целью налоговых новаций является начало активной геологоразведки в регионе с прогнозными ресурсами углеводородов 100 млрд тонн условного топлива (рис. 2).

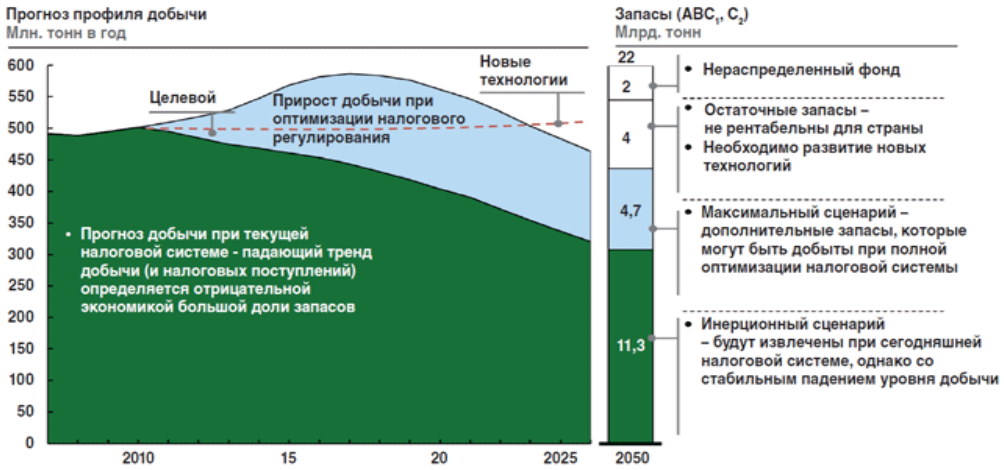


Рис. 2 Прогноз профиля добычи [3]

Выводы:

1. Были выделены основные проблемы добычи, связанные с текущей системой налогообложения: нерентабельность разработки новых и выработанных месторождений, а так же морских шельфовых и месторождений находящихся в новых регионах добычи. К проблемам переработки нефти можно отнести недостаточность заводов вторичной переработки, что выражается в нежелании компаний вкладывать большие инвестиции в НПЗ в виду нерентабельности/малой долей выгоды в соответствии с действующей системой налогообложения.

2. Основным действием Правительства РФ по решению проблемы можно выделить введение системы «60-66», снижающей пошлины на сырую нефть, тем самым повышая рентабельность её добычи, а также повышение пошлин на темные нефтепродукты, направленные на повышение качества вторичной переработки. Также к положительным действиям Правительства можно отнести отмену таможенных пошлин, НДС и налога на имущество организациям, добывающим нефть на шельфе. Пониженные ставки НДПИ для месторождений, находящихся в новых регионах добычи и т.д. Введенные правительством льготы положительно скажутся на увеличении добычи нефти, однако все равно не достаточны.

3. На наш взгляд, для повышения добычи нефти и улучшения качества нефтепереработки нужно целиком менять действующую систему налогообложения, а не вводить мелкие частные льготы каждым отдельным объектам. Направить налоги на финансовый результат компании, а не на абсолютную выручку. В то же время закрепить нормативно-правовыми актами процент инвестиций в нефтеперерабатывающую и нефтедобывающую область, что поведет за собой развитие науки в виде разработки новых технологий добычи, а так же усовершенствование старых и строительство новых НПЗ высокого качества переработки.

Литература

1. Минэнерго России. Статистическая информация // Министерство энергетики Российской федерации [электронный ресурс] – 20.04.12 – Режим доступа: http://minenergo.gov.ru/activity/statistic/?newssearch_posted=1&v2=Y&fday=1&fmonth=1&fyear=2012&sday=31&smonth=12&syear=2012.
2. Новак А.В. О ситуации в нефтяной отрасли // Доклад на совещании у Председателя Правительства РФ Д.А. Медведева по вопросу о налогообложении нефтегазового сектора – 14.06.2012.
3. Новак А.В. Зеленый свет – локомотиву экономики // Специализированный журнал Бурение & Нефть – Август 2012.
4. Стимулирование разработки трудно-извлекаемых запасов. Постановление Правительства Российской Федерации от 3 мая 2012 года № 700-р.
5. Стимулирование новых шельфовых проектов. Постановление Правительства Российской Федерации от 12 апреля 2012 года № 443-р.

АНАЛИЗ ПРОЦЕССА ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ НА НЕФТЬ

А.Е. Давыдова

Научный руководитель ассистент Т.С. Глызина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время необеспеченность энергетическими ресурсами большого количества государств, приводит к значительным движениям капитала и сырья на мировом рынке. Вследствие неравномерности распределения месторождений по всей территории нашей планеты, лидирующие позиции по запасам нефти принадлежат странам ОПЕК, поэтому процентное количество потребления нефти всё больше смещается в сторону развивающихся государств, таких как Китай и Индия. Таким образом, особенно актуальным является рассмотрение вопроса о ценообразовании именно экспортируемой нефти, так необходимой для прогрессивного роста экономики развивающихся стран. [1]

На данный момент для оптимального анализа ценообразования на нефть необходимо учитывать и проблемы на биржевом рынке, одной из которых является заметная привязка сортов добываемой и экспортируемой нефти к эталонному сорту нефти Brent. Такая ситуация приводит к неустойчивому становлению рынка и подвергает его различным манипуляциям. Кроме этого одной из главных задач для развития биржевого рынка нефти является создание эффективных инструментов хеджирования. Однако, доминирующие среди биржевых игроков производители нефти заинтересованы в росте цен на углеводородные ресурсы. На долю крупных производителей приходится более трех четвертей всех операций с фьючерсами на сырую нефть на товарной бирже New York Mercantile Exchange (NYMEX). То есть, процесс ценообразования имеет достаточное количество проблем, ожидающих решения в ближайшем будущем и требующих тщательного анализа.

До 1986 года использовался так называемый картельный принцип ценообразования (определение цены ограниченной группой лиц по своему усмотрению). Сначала картель представлял собой семь вертикально интегрированных нефтяных международных компаний: Galf, Texaco, Exxon, Mobil, , Standard Oil of California, Royal-Dutch/Shell, British Petroleum. Затем главенствующая роль в определении цены на нефть перешла к картелю из стран ОПЕК.[5]

Начиная с 1986 г. картельный принцип уступил место биржевому принципу ценообразования, основанному на конкурентной борьбе, что дало возможность участия в данном процессе и субъектам предпринимательской деятельности. Таким образом, последний этап характеризуется заменой монопольного ценообразования на рыночное. Это не говорит об уменьшении роли ОПЕК, так как согласно данным на 2012 год, Венесуэла (представитель ОПЕК) стала мировым лидером по запасам нефти (табл.), оставив позади Саудовскую

Аравию, а дает возможность другим странам с хорошей ресурсной базой составлять конкуренцию важнейшим игрокам на мировом уровне. [1]

Таблица

Мировые лидеры по запасам нефти

Страна	Запасы нефти в 2012 г., млрд. барр.	Доля от общемировых запасов, %
Венесуэла	296,5	17,9%
Саудовская Аравия	265,4	16%
Канада	175,2	11%
Россия	88,2	5,3%

Проанализировав динамику последних цен на нефть за 2012 г. (рисунок) , можно сделать вывод об их нестабильности. Такая тенденция обуславливается наличием макро- и микроэкономических факторов, прямо пропорционально влияющих на процесс ценообразования.[6]

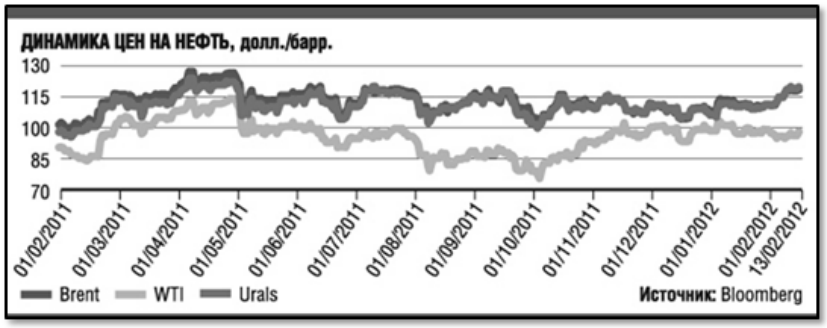


Рис. Динамика цен на нефть

В списке макроэкономических факторов, влияющих на ценообразование нефти, основную позицию занимает курс доллара США, снижение которого вызывает уменьшение доходов стран, экспортируемых нефть, когда большая часть импорта оплачивается в долларах США или другой конвертируемой валюте. Также необходимо подчеркнуть такой фактор, как разработка альтернативных источников топлива. Сланцевая революция, к которой относились скептически, доказала, что с помощью новых инновационных методов добычи углеводородов и их переработки, можно обеспечить достаточное количество сырья, тем самым уменьшив его покупку у стран-экспортеров. Доказательством этого является то, что именно в 2013 году, впервые, начиная с 70-х годов, главным импортером нефти перестали быть США, что говорит об их способности самостоятельно обеспечивать страну необходимыми ресурсами.

К микроэкономическим факторам можно отнести производственные факторы, к примеру, недостаточные объемы инвестиций в нефтедобывающей отрасли. Кроме того, за последнее время возросла интенсивность разработки шельфовых месторождений. Таким образом увеличились затраты на добычу и транспортировку нефти, а соответственно усилилось влияние фактора предельных издержек на ценообразование.

Проанализировав процесс ценообразования, необходимо подчеркнуть, что требуется учет не только текущей ситуации на биржевом рынке, но и широкого спектра различных факторов. Только с помощью этого возможно обеспечить актуальный и экономически правильный прогноз на изменение цен на нефть. Углеводородное сырье представляет собой важнейший базис для производства горюче-смазочных материалов, поэтому необходимо ясно представлять себе его будущие перспективы. Цена на нефть, способная вызвать сильное движение на фондовых рынках, влияет на широкий спектр различных секторов экономики всех мировых государств, и в особенности сильно цены на нефть влияют на развивающиеся рынки, ориентированные на экспорт, поэтому важно не только изучать инструменты ценообразования, но и прогнозировать процесс и отслеживать последние биржевые изменения.

Литература

1. Азарова А.И. Влияние факторов развития нефтяной отрасли на ценообразование нефти// Журнал «Проблемы учета и финансов», 2012. – №1(5),
2. Аюпов А., Кешубаева З., Мусабекова А., Тлеппаев А. Анализ нефтедобывающей отрасли РК, – Алматы, 2010.
3. Кирсанов О. Экспорт нефти // Журнал Argus, 2010 – выпуск XI – №47.
4. Кирсанов О. Методика и спецификации//Журнал Argus, 2012.
5. Конопляник А.А. Эволюция механизма ценообразования на нефтяном рынке//Журнал "Нефть России", 2010 – №7.
6. Сафонова Е.А. Urals отыграла доллар у Brent//Деловая газета «Rbk daily», 2012.

ПРОБЛЕМЫ ГАЗИФИКАЦИИ БУРЯТИИ

М.С. Иванова, К.А. Гадзиковская
Научный руководитель доцент И.В. Шарф
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одной из ведущих проблем России является низкая газификация регионов страны. К таким регионам относится республика Бурятия, средний уровень газификации которой составляет 13,3% (в городах - 2,6%, в сельской местности - 28,5%) [5].

Проекты газификации Бурятии разрабатываются с 2005 года. Изначально рассматривалось 2 основных варианта строительства трубопровода: по северу Байкала и по югу Байкала [1]. Наиболее оптимальным признали «южный вариант», так как он более целесообразен с экономической и экологической точек зрения. Он также предусматривает возможность продолжения строительства газопровода в Читинскую область. При реализации южного варианта стоимость строительства газопровода в республике Бурятия составит около 24 млрд. рублей, срок окупаемости – 10 лет. Протяженность газопровода – 1400 км. Северный вариант будет стоить около двух миллиардов долларов и срок окупаемости проекта – больше тридцати лет. Южные области Бурятии более заселены и промышленно развиты, тогда как при прокладке газопровода с севера труба пройдет по малонаселенным районам, включая 600-километровый участок трассы полного бездорожья. При этом на севере гораздо больше сейсмически активных участков, расположены они в труднодоступных районах. Газ планировалось поставлять с Ковыктинского газоконденсатного месторождения (Иркутская область) [2].

Однако возник целый ряд проблем:

1. Прокладка магистрали южного варианта газопровода (Ковыкта – Саянск – Ангарск – Иркутск – Улан-Удэ) планировалась через территорию Тункинского Национального парка. Вопросы касаются как вторжения на территорию нацпарка, так и экономических последствий строительства. Так, в частности, районных властей интересовали размеры компенсации за выведенные из хозяйствования земли и экологический ущерб;

2. Как известно, одним из основных видов промышленности республики является угледобыча. Волновала потеря рабочих мест, которая произойдет с газификацией, ведь с уменьшением потребности в угле возникнет безработица на угольных разрезах;

3. Капиталоемкость строительства отводных газопроводов и значительные затраты на переоборудование котельных и электростанций, предусматривающий перевод с угля или мазута на газ – все это является заботой органов власти республики, а не газоснабжающей компании;

4. Большая площадь территории республики, отдаленность населенных пунктов;

5. Закупочные цены на газ для южного варианта (через нацпарк «Тункинский») примерно в четыре раза выше, чем для северного варианта (через Северобайкальский район в районе БАМ), что несомненно сказалось бы на стоимости отпуска газа населению для бытовых целей.

Учитывая все вышеназванные проблемы, в июне 2008 года «Газпром» и правительство Бурятии подписали договор о газификации республики. Был разработан Генеральный план по газификации Бурятии, в котором прорабатывалось два альтернативных варианта газоснабжения.

Первый - снабжение Бурятии сжиженным природным газом со строительством завода по сжижению газа в Саянске. Оттуда по железной дороге в спецконтейнерах газ будет доставляться в республику, а далее - автотранспортом до потребителей.

Второй вариант предполагает строительство завода по переработке газового конденсата в Бурятии. Конденсат также по железной дороге доставят с месторождений Восточной Сибири. Завод позволит получать на месте сжиженный пропан-бутан и высокооктановые бензины.

В соответствии с разработанной Генеральной схемой газоснабжения и газификации Республики Бурятия, предлагается следующая очередность газоснабжения [4]:

1. Газификация сжиженным углеводородным газом (СУГ):

Увеличение поставок СУГ в Республике Бурятия предполагается осуществить с Сургутского нефтеперерабатывающего завода. Сжиженный углеводородный газ будет использован для нужд населения, а также газификации котельных байкальской природной территории с дальнейшим распространением по всей республике. Перевод котельных на газ позволит частично решить проблемы с загрязнением окружающей среды в регионе и сократить эксплуатационные затраты на их обслуживание.

Для приема и хранения дополнительных объемов СУГ предполагается:

- Реконструкция существующих мощностей приема, хранения и распределения – ГНС пгт. Онохой до проектной производительности 20 тыс./год.

- Строительство 4-х новых ГНС в Республике Бурятия. Предполагаемая очередность и место строительства станций: пгт.Ильинка, г.Северобайкальск, г.Улан-Удэ, г.Гусиноозерск.

Для развития схемы газификации СУГ в целях обеспечения газом населения необходимо построить 18 пунктов обмена баллонов в районах республики.

Для удовлетворения потребности СУГа в Генеральной схеме также предусмотрено строительство завода по переработке газового конденсата с получением высокооктановых бензинов (Аи-92), дизельных топлив и СУГ в г Гусиноозёрск. Производительность завода 53 тыс.тонны газа в год.

2. Газификация сжиженным природным газом (СПГ):

Для решения вопроса газоснабжения и газификации населенных пунктов, промышленных и сельскохозяйственных объектов разработан вариант газоснабжения потребителей сжиженным природным газом (СПГ). Этот вариант предусматривает получение, доставку и хранение природного газа на объектах

газификации в сжиженном виде. При этом внутри населенного пункта реализуется традиционная схема газоснабжения сетевым природным газом, включая внутрипоселковые газопроводы низкого давления, дворовые и внутренние газопроводы. Внутрипоселковые газопроводы подключаются к системе хранения в сжиженном состоянии. Из системы хранения СПГ осуществляется регазификация и отпуск природного газа в газораспределительную сеть.

Газификация сжиженным природным газом предполагается с 2015 года после строительства завода по сжижению природного газа в Иркутской области (г.Саянск) за счет доставки СПГ в контейнерах – цистернах железнодорожным транспортом до терминалов (г.Улан-Удэ, ст. Джида) оборудованных системой разгрузки-загрузки железнодорожных составов и подъездными путями. Дальнейшая доставка СПГ до потребителя осуществляется автомобильным транспортом с использованием специальных средств доставки - контейнеровозов. Контейнеры доставляются до населенных пунктов республики.

3. Газификация сетевым природным газом:

Строительство магистрального газопровода регионального значения для поставок природного газа с Иркутского центра газодобычи по маршруту Ангарск - Улан-Удэ-Чита.

Для развития газификации сетевого газа необходимо построить транспортную инфраструктуру от магистрального трубопровода до потребителей, куда входят газораспределительные станции, понижающие давление газа, трубопроводы до населенных пунктов, газораспределительные станции, газопроводы низкого давления в населенных пунктах и внутридомовая разводка. Построенные в населенных пунктах сети для сжиженного природного газа (СПГ) будут использованы и при развитии сетевого газа. Учитывая, что разработка Чаяндинского месторождения предполагается с 2016 г., а Ковыктинского ГКМ с 2017 г., строительство магистрального газопровода может быть начато не ранее 2020 года.

Таким образом, переход на газовое топливо позволит Бурятии увеличить темпы экономического развития, обеспечить рост благосостояния населения, снизить количество вредных выбросов в атмосферу. Газификация благоприятно скажется на экологической ситуации озера Байкал. Сегодня республика отапливается на твердом топливе. Все котельные имеют достаточно серьезные выбросы в атмосферу, а республика является водосборной зоной Байкала. В результате реализации проекта газификации выбросы в атмосферу сократятся на 18,9 тысяч тонн.

Литература

1. Байкал Daily [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://baikal-daily.ru/news/45/25116/ - Загл. с экрана.
2. БМК Информационное агенство [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://baikal-media.ru/news/events/55432/ - Загл. с экрана.
3. Бурятское УФАС России [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://buryatia.fas.gov.ru/– Загл. с экрана.
4. О генеральной схеме газоснабжения и газификации Республики Бурятия [Электронный ресурс]. – Режим доступа: egov-buryatia.ru/fileadmin/minprom/.../sxema%20gazosnabgenia.doc - Загл. с экрана.
5. Официальный портал органов государственной власти Республики Бурятия [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://egov-buryatia.ru/– Загл. с экрана.

ПЛАТЕЖИ ЗА НЕГАТИВНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ (ЗА РАЗМЕЩЕНИЕ ОТХОДОВ)

М.П. Иванова

Научный руководитель профессор, Г.Ю. Боярко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Проблема платежей за негативное воздействие на окружающую среду а, особенно, внесение платы за размещение отходов, является, и по сей день, актуальной, как перед законодателями, правоприменительными органами, так и природопользователями [1].

Особое значение здесь отводится на решение двух вопросов: кто всё-таки должен платить за размещение отходов и за какой период. При этом большую роль в решении данной проблеме может сыграть Высший Арбитражный Суд РФ (ВАС РФ). [2]

Вопрос об оплате за размещение отходов отражается в Постановлении (ВАС РФ [3], согласно которому деятельность по размещению отходов носит специализированный характер и осуществляется в специально оборудованных местах, предназначенное для размещения отходов (полигон, шламохранилище, хвостохранилище, отвал горных пород и другое) [4]. При этом вносить плату за размещение отходов должны не организации, в деятельности которых такие отходы образуются и которые получают лимиты на их размещение, и не организации, обладающие правом собственности на отходы, а организации, непосредственно занимающиеся размещением отходов производства и потребления. [2]

Следовательно, природопользователей, которые непосредственно загрязняют окружающую среду (в области размещения отходов), нельзя привлечь к административной ответственности.

Что касается второго вопроса о необходимости регулярных платежей за хранимые отходы, то в настоящее время природопользователи вносят плату только за первичное размещение отходов для хранения. При этом в последующем за массы хранимых отходов плата за негативное воздействие не взимается.

Росприроднадзор полагает, что плата за хранимые на объектах размещения отходы должна быть регулярной, а не разовой. [2]

Таким образом, сложившаяся в законодательстве ситуация может привести к кардинальному уменьшению числа плательщиков платы за размещение отходов и поступления платежей в бюджеты всех уровней и что при таких обстоятельствах практически утрачивается возможность экономического регулирования и управления в области обращения с отходами. [4]

Литература

1. Пономарев М. В. Размещение отходов относится к платным видам негативного воздействия на окружающую среду [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.solidwaste.ru/magazine/archive/viewdoc/2013/7/1558.html.
2. Управление по промышленной и экологической безопасности [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://upeb-eco.ru/stati_i_dokladi/pravovoe_regulirovanie_obrashcheniya_s_othodami.
3. Кузнецов П.И. О плате за хранение и захоронение отходов // Журнал «Твёрдые бытовые отходы», 2012 – № 3 – С. 50-51.
4. Постановление Президиума Высшего Арбитражного Суда РФ от 12.07.2011 № 1752/11.

АКТУАЛЬНОСТЬ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ СЛАНЦЕВОЙ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕСЕРВИСНЫХ КОМПАНИЙ

Р.П. Ирхин

Научный руководитель доцент М.Р. Цибульникова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одной из наиболее важных тенденций, наблюдаемых в настоящее время в нефтедобывающей отрасли, является снижение добычи легкой нефти и нефти средней плотности. Сокращение запасов традиционной нефти вынуждает нефтяные компании обращать все большее внимание на альтернативные источники углеводородов. Одним из таких источников, наряду с тяжелой нефтью и природными битумами, являются горючие сланцы. Их имеющиеся объемы на порядок больше, чем открытые нефтяные запасы.

Горючие сланцы относятся к твердым каустобиолитам и представляют собой органоминеральные образования, сформированные в водных условиях. Геологи определяют горючие сланцы как осадочные породы, содержащие в основном аквагенное органическое вещество (вымерших морских и озерных животных, альгу и т.п.), что роднит их с нефтью. Горючие сланцы имеют чаще всего тонкослойное строение.

При нагреве сланцев без доступа воздуха образуются жидкие и газообразные углеводороды (20-70% от первоначальной массы). Жидкие углеводороды представляют собой сланцевое масло – смолу, которая близка по составу нефтяным углеводородам и, по сути, может считаться нетрадиционной (сланцевой) нефтью.

По оценкам специалистов общие запасы горючих сланцев в мире составляют порядка 650 трлн. т. Из них можно получить до 26 трлн. т сланцевой нефти. Таким образом, объема нефтеподобного сырья, содержащегося в сланцах, и условно называемого сланцевой нефтью, вероятно в 13 раз больше, чем запасов традиционной нефти. При нынешнем уровне потребления, этих энергоресурсов хватит на 300 лет непрерывной добычи.

Однако, необходимо отметить, что запасов сланцевой нефти, добыча которой экономически оправдана, гораздо меньше. По данным компании Shell, экономически целесообразна добыча лишь на наиболее богатых месторождениях, с содержанием нефти от 90 литров на тонну сланца. Кроме того, толщина продуктивного пласта должна составлять не менее 30 метров. Только треть запасов сланцевой нефти сосредоточена в месторождениях с содержанием нефти в 90 и более литров на тонну. И далеко не все эти месторождения могут похвастаться толщиной пласта в 30 и более метров.

Основные запасы горючих сланцев сосредоточены в США - порядка 450 трлн. т (24,7 трлн. т сланцевой нефти). Значительные запасы горючих сланцев сосредоточены в Бразилии и Китае. Россия занимает второе место, вслед за США и также располагает обширными запасами горючих сланцев (порядка 7% от мировых запасов).

На сегодняшний день перспективы рынка нефтесервисных услуг оцениваются довольно оптимистично. Это связано со следующими тенденциями. Во-первых, с ожиданием сохранения высоких цен на нефть. А во-вторых, с технологическими сложностями, с которыми сталкиваются нефтяные компании.

Одной из таких проблем является падение дебитов на месторождениях в Западной Сибири. В настоящее время почти 70% месторождений Западной Сибири находятся в условиях падения нефтедобычи – ежегодно добыча нефти снижается примерно на 2 миллиона тонн.

В связи с этим одной из приоритетных направлений инновационной деятельности НК «Роснефть» в период с 2011 по 2015 гг. является разработка Баженовской свиты, являющейся нетрадиционным и трудноразрабатываем источником углеводородов. Для выполнения этой задачи "Роснефть" нуждается в высокоразрешающих технологиях поиска и оценки запасов.

Необычность Баженовского резервуара Салымского месторождения заключается в том, что коллекторы приурочены к микрослоистым, листоватоватым аргиллитам с межслоевой пустотностью с высоким содержанием органического вещества. Пустотное пространство коллекторов сформировано в основном породами, возникшими под действием процессов преобразования органического вещества из твердого состояния в жидкое.

До недавнего момента мировая практика не имела ни опыта поиска залежей подобного типа ни, тем более, метода подсчета запасов нефти. Не были известны признаки, позволяющие оконтурить и оценить площадь залежи.

Для бурения первой горизонтальной скважины 2809 куста 103 Салымского месторождения в Баженовской свите ООО «РН-Юганскнефтегаз» (крупнейшее добывающее предприятие нефтяной компании «Роснефть») пригласила компанию «Шлюмберже», имеющую соответствующие технологии и опыт.

Отметим трудности , которые пришлось решить специалистам компании «Шлюмберже»:

- аномально высокие значения кажущегося сопротивления, превышающего 500 Ом-м (нередко достигающие 1000 Ом-м);
- высокие и аномально высокие значения естественной гамма-активности;
- аномально пониженная плотность пород;
- пониженная скорость прохождения упругих сейсмических волн через толщу баженовских аргиллитов;
- аномально высокие пластовые давления в залежах;
- приуроченность скважин с наиболее значительными дебитами нефти к зонам повышенных температур, достигающих 135°С;
- низкие пористость и проницаемость коллекторов баженовской свиты; наличие вертикальных и горизонтальных трещин.

Все эти проблемы были решены специалистами компании «Шлюмберже». Был пробурен горизонтальный участок 960 м. по баженовским глинам, что на сегодняшний день является уникальным результом для рынка буровых услуг на территории Российской Федерации. По результатам полученным после бурения данной скважины, компанией «Роснефть» было принято о бурении следущей скважины с горизонтальной секцией, превышающей 1000 метров.

Все это дает основание полагать, что при грамотном освоении и привлечении новых технологий дебиты у крупнейших компаний в Западной Сибири, таких как «Роснефть», «Сургутнефтегаз», «Газпром нефть» в перспективе не только не станут меньше, но и увеличятся. Именно эти компании обладают крупнейшими лицензионными участками, на которых в больших объемах присутствуют баженовские глины. Так в 2011 году «Роснефть» и «ExxonMobil» подписали соглашение об опытной разработке, в рамках которого компании будут вести совместную работу по оценке возможностей коммерческой добычи трудноизвлекаемых запасов нефти Баженовской и Ачимовской свит в Западной Сибири.

ОАО «Газпром нефть» и концерн «Шелл» успешно развивают проект по разработке Салымской группы нефтяных месторождений в Ханты-Мансийском Автонмоном Округе. Сочетание лучших российских и международных подходов, рещений и технологий позволяет добиваться впечатляющих результатов – например, темпы бурения на Салымских месторождениях значительно выше, чем в целом по Западной Сибири.

Тем не менее, на сегодняшний день технологии добычи сланцевой нефти все еще находятся в начальной стадии развития. Себестоимость получаемого сырья хотя и имеет тенденцию к снижению, но, тем не менее, значительно выше себестоимости добычи традиционной нефти. Поэтому сланцевая нефть остается пока скорее перспективным резервом на будущее и вряд ли значительно повлияет на существующий рынок нефти в краткосрочной перспективе.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ERP-СИСТЕМ В СФЕРЕ УПРАВЛЕНИЯ ПЕРСОНАЛОМ

А.Ю. Казанцева, Е.М. Вершкова
Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Работа с персоналом на современном предприятии в настоящее время переживает эпоху перемен. На смену представлению о сотрудниках как о затратной составляющей производства приходит понимание, что человеческий ресурс является чрезвычайно важным для эффективной работы организации. Изменения в подходе к управлению персоналом приводят к увеличению информации о сотрудниках и необходимости обработки этой информации. Так, помимо основных кадровых операций и документооборота, современной кадровой службе необходимо работать с программами развития сотрудников, производить анализ и управление мотивацией, проводить и обрабатывать результаты психологического тестирования, планировать затраты на персонал и др. В связи с этим вопрос автоматизации управления персоналом в настоящее время является актуальным, что подтверждается большим количеством программ и программных комплексов по автоматизации кадровой работы в последнее время появившихся на рынке.

Автоматизация управления персоналом осуществляется с использованием двух типов систем: автоматизированных систем управления персоналом (АСУП) и ERP-систем. Разница между указанными системами заключается в том, что АСУП – системы только для работы с персоналом, а ERP-системы – это комплексный программный продукт, охватывающий всю деятельность предприятия, включая персонал. Поскольку все бизнес-процессы предприятия связаны между собой, а персонал является важнейшим ресурсом организации, применение ERP-систем представляется более логичным. Такие системы не только осуществляют учет и анализ использования ресурсов и финансовых результатов предприятия, они могут прогнозировать и предлагать решения в автоматизированном режиме. В общем виде ERP-системы состоят из нескольких основных модулей, охватывающих основные бизнес-процессы предприятия – финансы, поставки, производство, проекты, человеческие ресурсы и пр. Почти все крупные разработчики ERP-систем представляют модули для управления персоналом (HRM), однако функциональный набор HRM-модулей разнится.

Таблица

Сравнительный анализ функционала ERP-систем

Показатель	Oracle	SAP	Галактика	1С
Базовые операции				
Контроль рабочего времени	+	+	+	+
Анализ рабочего времени	+	+	+	+
Контроль за сверхурочными	+	+		
Запись и хранение данных о сотрудниках	+	+	+	+
Управление выгодами	+	+		
Расчет заработной платы	+	+	+	+
Управление позициями		+		
Соблюдение законодательных и регулятивных требований		+		
Подбор персонала				
Планирование найма персонала	+	+		
Выставление вакансий		+		
Обработка заявок претендентов		+		
Адаптация новых сотрудников	+	+		
Развитие персонала				
Управление эффективность и талантами	+	+		
Управление эффективностью сотрудников	+	+		
Планирование успеха		+		
Управление компетенциями		+		
Управление обучением	+	+	+	+
Управление карьерным продвижением	+	+	+	+
Управление компенсациями				
Структурирование заработной платы	+	+		
Формирование не денежных компенсаций	+	+		
Выплаты бонусов	+	+		
Интерфейс и пользовательский уровень				
Средства пользовательского взаимодействия	+	+		
Взаимодействие сотрудников с системой	+	+		
Взаимодействие менеджеров с системой	+	+	+	+
Взаимодействие временных сотрудников в системой		+		
Средства коммуникации и контент		+		
Отчеты и анализ	+	+	+	+

Основными поставщиками ERP-систем являются Oracle и SAP на международном уровне, Галактика и 1С – на российском рынке. Сравнительный анализ основного функционала модулей по управлению персоналом указанных поставщиков представлен в таблице.

Сравнительный анализ ERP-систем в области управления персоналом показал, что наиболее полный спектр возможностей предоставляет продукт компании SAP. Однако данный модуль является компонентом всей ERP-системы и его использование вне других модулей представляется нецелесообразным.

Литература

1. www.sap.com (Электронный ресурс).
2. www.oracle.com (Электронный ресурс).
3. www.technologyevaluation.com (Электронный ресурс).
4. www.1c.ru (Электронный ресурс).
5. www.galaktika.ru (Электронный ресурс).

РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ

М.М. Кнор

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Актуальность темы исследования обусловлена тем, что ресурсный, энергетический и экологически потенциалы России, являющиеся важнейшими факторами экономического роста, используется чрезвычайно неэффективно. На протяжении длительного времени показатели использования ресурсов, которыми так богата Россия, остаются невысокими, что сокращает доходы государства и общества.

К настоящему времени в отрасли имеется ряд проблем, приводящих к росту объемов потребления ресурсов. Это состояние природно-ресурсного потенциала отрасли - в разработку вводятся месторождения, характеризующиеся сложным строением залежей, трудноизвлекаемыми запасами, многие месторождения находятся на поздних стадиях разработки, высока доля осложненного фонда скважин. Также можно отметить серьезное ухудшение качества сырьевой базы нефтяного сектора и условий эксплуатации месторождений, большая часть нефтепромысловых сооружений и оборудования, технических средств добычи и промыслового транспорта нефти фактически и морально устарели и находятся в критическом состоянии. Относительно стабильное положение нефтяной отрасли в последние годы из-за благоприятной конъюнктуры рынка нефти привело к тому, что руководство отраслевых предприятий придерживается ресурсодоминирующих стратегий. В практике управления нефтедобычей такие стратегии используются не всегда активно, хотя должны разрабатываться и внедряться комплексные проекты, обеспечивающие оптимизацию.

Так, под ресурсоэнергоэффективностью принято понимать систему хозяйствования, которая фактически определяется соотношением результатов экономической деятельности к количеству затраченных ресурсов и энергии. При этом следует иметь в виду, что ресурсы и энергия связаны между собой и взаимодействуют в соответствии с применяемыми технологиями[5].

На сегодняшний день проблемы ресурсоэнергоэффективности носят качественный характер, их значение возрастает по мере возрастания сложности применяемых технологий и требований к надежности хозяйственных систем. С другой стороны она влияет на структуру и размер себестоимости продукции и услуг конкретного производства, регионов, страны и глобального рынка. Все элементы производительных сил и производственных отношений влияют на итоговые показатели. Стоимость ресурсов со временем изменяется, поэтому даже их традиционная переработка и использование не остается без изменения. Это относится не только к редким ресурсам, но и к воде, кислороду атмосферы, промышленным выбросам и отходам всех форм жизнедеятельности. Поэтому ресурсоэнергоэффективность – важная экономическая, экологическая, а следовательно и социально-политическая характеристика развития общества, которая должна не только грамотно учитываться в итогах, но и в прогнозах и планах всех масштабов социально-экономического развития стран и регионов, от глобального до наноэкономики, т.е. экономической деятельности, совершаемой личностями.

В настоящее время основными добываемыми и потребляемыми ресурсами в нашей стране являются нефть и газ, поэтому проблема ресурсоэффективности в нефтегазовой отрасли очень важна и требует тщательного изучения. Нефтедобывающее производство характеризуется высокой ресурсоемкостью, которая, однако, до настоящего времени под влиянием внешних факторов не рассматривалась в качестве определяющего параметра эффективности функционирования предприятия. Современное состояние ресурсной базы Российской Федерации, степень разработанности месторождений углеводородного сырья обусловили необходимость комплексного подхода к формированию энергоэффективной стратегии развития территории. Ее разработка должна быть основана на обеспечении тесного взаимодействия регионального и корпоративного уровней управления в регионе с целью достижения экономической и экологической безопасности и устойчивости дальнейшего развития. Одним из главных условий достижения этой цели является создание климата наилучшего благоприятствования развитию ресурсосберегающих проектов и технологий.

В связи с эффективным ресурсопотреблением необходимо использовать в нефтяных корпорациях службы ресурсоменеджмента, в функции которых входит проведение комплекса мер, направленных на решение следующих задач[1]:

– дальнейшее совершенствование методической базы, разработка методик расчета норм расхода основных видов ресурсов (например, расхода топлива на производство и отпуск электроэнергии собственными газотурбинными и газопоршневыми электростанциями, электроэнергии и топлива на обеспечение внешнепромысловой перекачки нефти и др.);

– освоение добывающими предприятиями усовершенствованного программного расчета норм расхода ресурсов и сервисных программ;

– информационно-аналитическое обеспечение оперативной оценки эффективности использования топливно-энергетических ресурсов и прогнозирование энергозатрат;

– содействие организации и внедрению пооперационного приборного технического учета фактического расхода топлива, тепловой и электрической энергии;

– проведение экспертизы, защиты и утверждения плановых показателей по использованию энергоресурсов, необходимых для выполнения плановых заданий по добыче углеводородов;

– регулярное проведение обследований дочерних обществ с целью контроля рациональности расходования ресурсов, в т.ч. энергетических;

– ежеквартальный отчет обществ о результатах выполнения норм расхода топливно-энергетических ресурсов и плановых заданий по внедрению энергосберегающих мероприятий;

– систематический анализ хода выполнения программных мероприятий;

– контроль за эффективным и целевым использованием финансовых средств, выделяемых нефтяной компанией на реализацию мероприятий энергосбережения в нефтегазодобыче.

В то же время следует отметить, что создание служб ресурсоменеджмента в структурных подразделениях нефтяных корпорациях возможно в рамках общей системы управления ресурсоэффективностью на корпоративном уровне.

Данный подход можно реализовать по средствам создания такой службы ресурсоменеджмента, где установлен круг полномочий специалистов для контроля соответствия фактического состояния системы

управления ресурсосбережением тем требованиям, которые установлены стандартами; доведения до высшего уровня управления информации о состоянии и функционировании системы ресурсоменеджмента для проведения анализа и выполнении корректирующих действий.

При условии успешного функционирования системы ресурсоменеджмента в нефтяной корпорации могут быть существенно замедлены темпы роста ресурсоемкости в отрасли и удельные показатели расхода ресурсов на добычу нефти и газа.

Несмотря на разный характер последствий внедрения ресурсоэффективных стратегий по уровням управления все они без сомнения приводят к значительным экономическим эффектам. В качестве примера можно рассмотреть последствия внедрения Программы энергосбережения в крупной нефтяной компании ОАО "ЛУКОЙЛ" на 2006 – 2010г.г. Для данной нефтяной компании в последние годы характерен высокий уровень энергоемкости и удельных показателей потребления энергоресурсов.

Для проведения ресурсоэффективной политики нефтяной компанией ОАО "ЛУКОЙЛ" была разработана Программа энергосбережения, в которой декларировалось экономия топливно-энергетических ресурсов: электроэнергии – 1533,8 млн. кВт.ч; тепловой энергии – 149,2 тыс. Гкал; котельно-печного топлива – 70, 3 тыс. т.у.т., что эквивалентно 1,72 млрд. руб. (59,2 млн. долл.) при уровне инвестиций – 526 млн. руб.[2]. Так как энергосбережение является одним из самых быстроокупаемых направлений инвестиционных вложений и важнейшей затратной защитой о роста тарифов на фоне глобального подорожания энергоносителей, следует отнести его к одному из стратегических направлений деятельности и обеспечить целевое финансирование.

Современное состояние топливно-энергетического комплекса России и нефтегазодобывающего сектора характеризуется увеличением доли трудноизвлекаемых запасов в связи с истощением существующих месторождений и ростом доли осложненного фонда скважин [3]. Такая ситуация приводит к ухудшению условий экономического роста предприятий нефтегазодобычи, часто сопровождается снижением ресурсоэффективности и высоким уровнем зависимости их результатов от конъюнктуры мировых рынков нефти и уровня цен на нефть и нефтепродукты. Однако для эффективного функционировании системы ресурсоменеджмента необходима поддержка предприятий на государственном уровне. Безусловно стимулирующим фактором скорейшего распространения и внедрения эффективного ресурсоменеджмента в нефтегазовых компаниях является соответствующая нормативная база. Также возрастает необходимость в активизации политики по стимулированию мер, направленных на эффективное использование ресурсов, таких как:

– разработка и совершенствование нормативно-правового обеспечения ресурсосберегающей деятельности, механизмов ее стимулирования в деятельности нефтяных компаний, системы институциональных преобразований, введения новейших разработок по ресурсоэффективности в производство;

– в процессе активизации деятельности по ресурсосбережению необходимо участие органов государственного управления, ведущих предприятий – нефтяных корпораций, коммерческих структур, финансово-кредитных учреждений, а также общественных организаций на федеральном и региональном уровнях;

– выбор относительно небольшого числа важнейших базовых технологий, оказывающих решающее влияние на повышение ресурсоэффективности производства;

– стимулирование инвестиций в работы по внедрению энергосберегающего оборудования во всех сферах хозяйства области;

– осуществление структурной перестройки промышленного комплекса области на основе современных энергосберегающих технологий;

– в качестве мер государственной поддержки ресурсоэффективных проектов можно рассматривать следующие нормативно – правовое "поле" (Федеральный закон об энергосбережении от 03.04.1996 г. № 28 – ФЗ; Постановление Правительства РФ "О дополнительных мерах по стимулированию энергосбережения в России" от 15.06.1998 г.; Федеральная целевая программа "Энергоэффективная экономика" на 2002- 2005гг. [4] и на перспективу до 2010 г.; основные положения Энергетической стратегии России на период до 2020 года и т.п.)

Последствиями внедрения ресурсоэффективных проектов и программ, может стать сокращение удельных расходов ресурсов, связанных с добычей нефти и газа, экономия ресурсозависимых затрат на добычу нефти и газа, соблюдение экологических требований и требований Энергонадзора, утилизация отходов от всех видов деятельности, поиск альтернативных видов энергии, переход на ресурсосберегающий сценарий развития экономики. Достижение экономически оправданной эффективности использования ресурсов нефтяной корпорации при существующем уровне развития техники и технологий и соблюдения требований к охране окружающей среды позволит обеспечить структурную перестройку нефтегазовой отрасли.

Литература

1. Андрижиевский А.А., Володин В.И. Энергосбережение и энергетический менеджмент.– Минск: Вышейшая школа, 2008. – 25 с.
2. Андронова А.А., Стратегическое управление ресурсосбережением в нефтяной корпорации: автореферат. – Тюмень, 2008. – 10с.
3. Андронова И.В., Чижевская Е.Л. Ресурсоэффективная стратегия развития: Взаимодействие нефтяных корпораций и региона: автореферат. – Москва, 2006.– 9с.
4. Гордеев А.Г., Павлюченко Л.В. Энергосбережение в действии // Энергоэффективность: Ежемесячный научно-технический и производственный журнал, 2010. – №6. – С.12-15.
5. Лазарев Г.Г., Кузяев А.Р., Чалов В.И. Крупнейшие компании: институциональные тенденции развития, роль и значение для России. – М.: РАГС, 2005. – 45 с.

6. Лазарев Г.Г., Институциональные предпосылки совершенствования ресурсоэнергоэффективности в экономике России: автореферат. – Москва, 2007. – С.15.

ПРОБЛЕМА АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ В РОССИИ

Я.И. Ковалева
Научный руководитель доцент И.В. Шарф
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Растущие потребности мировой экономики расширяют потребление энергоресурсов, в первую очередь нефти и газа. На долю нефти в совокупном мировом энергопотреблении приходится около 40%, и эта цифра, по прогнозам экспертов, останется неизменной в течение ближайших 15-20 лет. С увеличением объемов добычи, переработки, транспортировки, хранения и потребления нефти усилилось загрязнение окружающей среды, в том числе и связанные с аварийными разливами нефти и нефтепродуктов,

Разлив нефти - это сброс сырой нефти, нефтепродуктов, смазочных материалов, смесей, содержащих нефть, и очищенных углеводородов в окружающую среду, произошедший в результате аварийной ситуации при добыче, транспортировке и хранении нефти. При аварийных разливах нефти и нефтепродуктов последствия могут быть очень разными: загрязнение рек и водотоков, утечки больших объемов нефти. Основными источниками загрязнений являются добывающие предприятия, элементы системы перекачки и транспортировки нефти и нефтепродуктов, нефтяные терминалы и нефтебазы, трубопроводный, железнодорожный, морской способы транспортировки, а также нефтеналивные танкеры, автозаправочные комплексы, и станции компаний и другие объекты. Огромное количество нефти попадает в окружающую среду и при «рутинной» работе отечественных нефтепроводов и нефтепромыслов. Объемы отходов нефтепродуктов и нефтезагрязнений, скопившиеся на отдельных объектах, составляют десятки и сотни тысяч кубометров.

Чаще всего разливы нефти происходят во время транспортировки. Существует три основных способа транспортировки: трубопроводный, железнодорожный и морской. Из перечисленных способов трубопроводный считается наиболее экономичным, так нефть постоянно находится в движении. Самым дорогим и опасным является перевозка нефти и нефтепродуктов по железной дороге. Однако наибольшие потери нефти связаны с третьим способом транспортировки - морским. Аварийные ситуации, слив за борт танкерами промывочных и балластных вод, – все это обуславливает присутствие постоянных полей загрязнения на трассах морских путей. Снимки поверхности Земли, сделанные со спутников, показывают, что уже почти 30% поверхности океана покрыто нефтяной пленкой. Особенно загрязнены воды Средиземного моря, Атлантического океана. Кроме того, в связи с активизацией разработки, добычи на континентальном шельфе и транспортировки морем углеводородов резко возросла опасность аварий, связанных с большими разливами нефти. Риски аварийных разливов, например, на Балтике, оцениваются сейчас до 2500 тонн, на Черном море - до 3700 т, а при катастрофах танкеров эта цифра возрастет до десятков тысяч тонн, что обусловливает необходимость повышения уровня технического оснащения и профессиональной подготовленности соответствующих аварийно-спасательных служб.

В целях минимизации разливов нефти при авариях предусматриваются следующие основные технические и организационные мероприятия: система автоматизированного обнаружения утечек, установка на всех промежуточных станциях систем сглаживания волн давления, строительство защитных сооружений по трассе нефтепровода для защиты населенных пунктов от возможных разливов нефти. Мероприятия по ликвидации аварийных разливов нефти считаются завершенными после обязательного выполнения следующих этапов: прекращение сброса нефти; сбор разлившейся нефти до максимально достижимого уровня; размещение собранной нефти для последующей утилизации.

Существующие технологии ликвидации нефтяных загрязнений не обеспечивают требуемых объемов, темпов и степени очистки природных, промышленных и хозяйственных объектов от нефтяных загрязнений, оказываются малоэффективными и высоко затратными, а также не соответствующим современным требованиям экологии. При этом по экспертным оценкам, от 3 до 7% добытого, перевезенного и сохраненного нефтепродукта в стране теряется безвозвратно в загрязнениях и отходах.

В связи с этим усиливаются требования к добывающим компаниям, в части к их готовности своими силами ликвидировать аварийные разливы нефти. Для объединения усилий спасательных служб Россия имеет двусторонние соглашения на международном и национальном уровнях. Странами ООН, участвующими в мероприятиях по улучшению и охране окружающей среды, согласован общий перечень наиболее опасных веществ, загрязняющих биосферу. К ним относятся такие вещества как соединения тяжелых металлов, например катионов меди, пестициды, полициклические ароматические углеводороды, хлорорганические соединения, а также фенолы, детергенты, нитраты и нефтепродукты.

Нормативами предусматриваются нормы естественной убыли нефти и нефтепродуктов при их перекачке по трубопроводам. Например, при перекачке бензина по трубопроводу норма естественной убыли составляет 0,19 кг на 1 тонну перекачиваемого топлива на 100 км трубопровода. Другими словами, при перекачке 1 млн тонн бензина по трубопроводу длиной 1000 км допускается потеря 1900 тонн. При этом, согласно «общим положениям», в нормы естественной убыли не включены потери, связанные с ремонтом, аварийные потери и потери, вызванные последствиями стихийных бедствий. Официально допустимые нормы потерь нефтепродуктов при отпуске в транспортные средства составляют 1,25 кг/тонн. Норма естественной убыли при перекачке с железной дороги на нефтебазу составляет 171 кг на 1000 тонн, при погрузке с нефтебазы на танкер - 1400 кг на 1000 тонн. По существующим в России нормативным документам, регламентирующих

«нормы естественной убыли», допустимые потери нефти, например, при железнодорожных перевозках, составляют 0,042% в цифрах это 420 кг на 1000 тонн, т. е. при перевозке 1 млн тонн нефти допускается потеря 420 тонн.

Достижению минимизации ущерба объектам защиты кроме применения современных технических средств способствует и правильно выбранная тактика реагирования на нефтеразливы, которая должна обеспечивать: оперативность, эффективность, а также возможность утилизации собранных нефти и нефтепродуктов. Возможность утилизации собранных нефти и нефтепродуктов предусматривает применение соответствующих способов и средств локализации и ликвидации нефтеразливов. Но тем не менее, не смотря на различные способы предупреждения ликвидации и меры предосторожности проблема аварийных разливов нефти будет существовать до тех пор, пока есть нефть. К большому сожалению, с увеличением добычи нефти растут и объемы ее разливов.

Литература

1. Мировая экономика – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.ereport.ru/articles/commod/ rusoil.htm, свободный.
2. Нормы естественной убыли нефтепродуктов при транспортировании, хранении и отпуске на объектах магистральных нефтепродуктопроводов (утв. Минтопэнерго РФ 4 сентября 1998 года).
3. Общие сведения о углеводородах – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.smdoctors.ru, свободный.
4. Перспективы развития нефтяной промышленности России до 2020 года.
5. Семенов Г.Н. Разливы нефти в море и обеспечение готовности к реагированию на них. // Транспортная безопасность и технологии, 2005 – № 2.

ЗОЛОТОЕ ПРАВИЛО ФИНАНСИРОВАНИЯ КАК ИНСТРУМЕНТ УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ ПОТОКАМИ КОМПАНИИ НА ПРИМЕРЕ ОАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»

С.М. Козырева, В.В. Колчерина
Научный руководитель доцент И.В. Шарф
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Планирование финансовых потоков (распределенных во времени поступлений и выплат финансовых средств предприятия, генерируемых его финансово - хозяйственной деятельностью) предприятия является важной составной частью общей системы управления его финансовой деятельностью. Оно позволяет решать разнообразные задачи финансовой деятельности предприятия. Основной целью планирования данных потоков является обеспечение финансового равновесия предприятия в процессе его развития путем балансирования объемов поступления и расходования средств, их синхронизации во времени.

Процесс управления финансовыми потоками предприятия последовательно охватывает основные этапы:

- анализ финансовых потоков предприятия в предшествующем периоде;
- оптимизация финансовых потоков предприятия;
- планирование финансовых потоков предприятия в разрезе различных их видов;
- обеспечение эффективного контроля финансовых потоков предприятия.

С целью контроля и оптимизации планирования и распределения средств применяют «золотое правило финансирования» (иначе «золотое банковское правило» или «правило согласования сроков»). Это правило заключается в соблюдении равенства между сроками, на которые мобилизуются финансовые ресурсы (совокупность всех денежных средств, которые имеются в распоряжении государства, предприятий) со сроками их вложения в те или иные активы (имущество предприятия). Иначе говоря, общепринятые правила «золотого финансирования» заключаются в следующем:

1. необходимые для инвестиций финансовые ресурсы должны находиться в распоряжении фирмы до тех пор, пока они остаются связанными в результате осуществления этих инвестиций. Под связанными ресурсами фирмы принято понимать объем финансовых ресурсов, которыми постоянно должна располагать компания для обеспечения бесперебойного функционирования своей основной деятельности;

2. «золотое правило» управления кредиторской задолженностью фирмы состоит в максимально возможном увеличении срока погашения без ущерба нарушения сложившихся деловых отношений.

Реализация данного правила на практике привела к возникновению определенных требований по обеспечению ряда финансовых пропорций в бухгалтерском балансе предприятия, строгой корреспонденции определенных элементов активов и пассивов организации.

С целью более наглядного представления, данная методика соответствия финансовой политики предприятия золотому правилу финансирования, была реализована на примере нефтегазовой компании ОАО «ТНК-ВР» за 2008-2009 гг. (таблица 2).

ТНК-ВР является одной из ведущих нефтяных компаний России и входит в десятку крупнейших частных нефтяных компаний в мире по объемам добычи нефти. Компания была образована в 2003 году в результате слияния нефтяных и газовых активов компании ВР в России и нефтегазовых активов консорциума Альфа, Аксесс/Ренова (ААР). ВР и ААР владеют компанией ТНК-ВР на паритетной основе. Акционерам ТНК-ВР также принадлежит около 50% акций нефтяной компании «Славнефть». 23 октября 2012 года государственная корпорация «Роснефть» договорилась о выкупе компании ТНК-ВР у ее акционеров.

Таблица 1

Корреспонденция элементов активов и пассивов

АКТИВЫ	ПАССИВЫ
1 НЕМОБИЛЬНЫЕ СРЕДСТВА	1 Уставный капитал; 2 Прибыль; 3 Долгосрочные кредиты и займы
1.1 Основные средства и НМА	-//-
1.2 Инвестиции: капитальные вложения; финансовые инвестиции	-//-
2 МОБИЛЬНЫЕ СРЕДСТВА	
2.1 Запасы и затраты	1 Уставный капитал; 2 Резервный капитал; 3 Прибыль; 4 Устойчивые пассивы; 5 Долгосрочные кредиты и займы; 6 Краткосрочные кредиты и займы; 7 Кредиторы
2.2 Дебиторы	1 Задолженность по коммерческому кредиту; 2 Краткосрочные кредиты и займы
2.3 Краткосрочные финансовые вложения	1 Резервный капитал; 2 Кредиторы; 3 Прибыль
2.4 Денежные средства	1 Резервный капитал; 2 Прибыль; 3 Кредиты и займы; 4 Кредиторы

ТНК-ВР – вертикально интегрированная нефтяная компания, в портфеле которой ряд добывающих, перерабатывающих и сбытовых предприятий в России и Украине. Добывающие активы компании расположены, в основном, в Западной Сибири (Ханты-Мансийский и Ямало-Ненецкий автономные округа, Тюменская область), Восточной Сибири (Иркутская область) и Волго-Уральском регионе (Оренбургская область). В 2010 году добыча компании (без учета доли в Славнефти) составила 1.74 млн. брл. нефти в сутки.

Первым этапом в анализе соответствия выполнения золотого правила финансирования компанией ОАО «ТНК-ВР» является формирование трансформационного баланса предприятия, в который вошли следующие статьи активов и пассивов. Активы: основные средства и нематериальные активы; незавершенные капитальные вложения, оборудование к установке; долгосрочные финансовые вложения, прочие немобильные активы; запасы и затраты; товары отгруженные, расчеты с дебиторами, выданные авансы, прочие оборотные активы; краткосрочные финансовые вложения; денежные средства. Пассивы: уставный и добавочный капитал; резервный капитал; чистый доход, фонд накопления; долгосрочные кредиты и займы; краткосрочные кредиты и займы; кредиторская задолженность; фонд потребления, резервы, прочие краткосрочные пассивы.

Затем была сформирована матрица на основе трансформационного баланса (таблица 2) и подобраны источники финансирования активов по «золотому правилу финансирования» (таблица 1).

Из таблицы 2 можно сделать вывод, что «золотое правило финансирования» на предприятии ОАО «ТНК-ВР» не соблюдается. Видно, что проблематичная область в исследуемой компании это статья «Краткосрочные финансовые вложения» (ячейки выделены в таблице 2). Исходя из таблицы 1 можно увидеть, что для правильного финансирования краткосрочных финансовых вложений необходимо привлекать такие источники финансирования как резервный капитал, средства, полученные у кредиторов (поставщики и подрядчики), а так же часть прибыли. За рассматриваемый период наблюдалась нехватка средств из вышеуказанных источников финансирования, и компании пришлось расходовать средства, полученные в виде краткосрочных и долгосрочных кредитов. Такая ситуация оказывает негативное влияние на правильность планирования и распределения финансовых потоков и должна находится под наблюдением руководства.

Таблица 2

Матричный баланс ОАО «ТНК-ВР»

тыс. руб.

Активы/ пассивы	Уставной капитал	Резервный капитал	Чистый доход, фонд потребления	Итого собственный капитал	Долгосроч-ные кредиты	Краткоср оч-ные кредиты	Кредиторская задолженность	Фонд потребл ени, резервы	Итого обязательств	баланс
ОС и НМА	8649939			8649939						8649939
	7545669			7545669						7545669
Капитальные вложения	1771842			1771842						1771842
	1157359			1157359						1157359
Долгоср. фин. вложения	6874567		34616858	41491425	56302729		50831191		107133920	148625345
	7683353		115389875	123073228	14873479				14873479	137946707
Итого немобильные активы	17296348		34616858	51913206	56302729		50831191		107133920	159047126
	16386381		115389875	131776256	14873479				14873479	146649735
Запасы и затраты		814840		814840		16592962	471467		17064429	17879269
		814840		814840	22403777				22403777	23218617
Дебиторы							258508730		258508730	258508730
						4073850	326371773		330445623	330445623
Краткоср. фин. вложения					639966	14236870	15293997	456381	15293997	15293997
									15333217	15333217
Денежные средства							24718735	222074	24940809	24940809
					6711701				6711701	6711701
Итого мобильные активы		814840		814840		16592962	298992929	222074	315807965	316622805
		814840		814840	29755444	18310720	326371773	456381	374894318	375709158
Баланс	17296348	814840	34616858	52728046	56302729	16592962	349824120	222074	422941885	475669931
	16386381	814840	115389875	132591096	44628923	18310720	326371773	456381	389767797	522358893

ПРОБЛЕМЫ ФИНАНСИРОВАНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ МАЛОГО БИЗНЕСА

А.Ю. Колмаков

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Золотодобывающая отрасль на протяжении многих столетий являлась одной из важнейших стратегических отраслей российской экономики. В этой отрасли присутствуют как крупные так средние и малые предприятия.

Крупные предприятия, такие как «Полюс Золото», «Полиметалл», Чукотская Горно-геологическая компания, Горная компания «Петропавловск» и ряд других способны развиваться очень эффективно и в существующих условиях. Например, компания «Полюс Золото» в 2010 году на геологоразведочные работы затратила 980,5 млн. рублей, а объем бурения составил 155,6 пог. км. В то же время активность малых золотодобывающих предприятий Сибири и Дальнего Востока снижается. Данное обстоятельство грозит утратой контроля над пока еще относительно стабильной социально-экономической ситуацией в районах их присутствия. Более того количество малых предприятий обычно из года в год сокращается на 10–15. В совокупности, это, кроме всего прочего, приведет к снижению добычи золота [1].

Причиной является слабое финансирование геологоразведочных работ. Оно производится в основном за счет самих предприятий. Однако полностью финансировать геологоразведочные работы в объеме, необходимом для воспроизводства сырьевой базы золота, малые предприятия не могут. И от государственных служб в этой ситуации нет достаточной поддержки [2].

Раньше недропользователи имели дифференцированную плату за право пользования недрами в размере от 2 до 4% и проводили геологоразведочные работы за счет оставляемых им отчислений на восстановление минерально-сырьевой базы (7,8%). С 2002 г. они уплачивают налог на добычу, вдвое превышающий прежнюю плату за пользование недрами, и за счет собственных средств ведут геологоразведочные работы. Получить лицензию на разведку они могут только после согласования в Москве, причем за немалые деньги. При таких условиях предприятиям невыгодно вкладывать свои средства в разведку[2].

Как показали исследования, основная проблема малого бизнеса в том, что рынок зачастую захватывают предприятия, имеющие капитал, а не те, кто имеет достаточно опыта и располагает необходимой информацией

[3]. Для примера возьмем «Конкурсную документацию для проведения открытого конкурса на размещение в 2012 году государственного заказа на выполнение работ по воспроизводству минерально-сырьевой базы твердых полезных ископаемых за счет средств федерального бюджета» [4].

Для участия в конкурсе будущий исполнитель работ должен предоставить денежные средства на обеспечение заявки, которая устанавливается в размере 2 % от начальной (максимальной) цены контракта а, в случае победы обеспечение исполнения контракта устанавливается в размере 10 % от начальной (максимальной) цены контракта.

Для победы в конкурсе необходимо набрать наибольшее количество баллов, которые складываются из рейтингов показателей цены контракта и квалификации участника конкурса. При этом коэффициент значимости критерия «цена контракта» равен 0,8, а квалификация участника конкурса – 0,2.

Рейтинг показателя «цена контракта» определяется по формуле: $R_{a_i} = \frac{A_{max} - A_{min}}{A_{max}} \cdot 100 \cdot K_{a_i}$где R_{a_i} - рейтинг, присуждаемый i-ой заявке по критерию цена контракта. A_{max} , A_i - начальная (максимальная), предложенная i-го участника конкурса цена контракта. Квалификация участника конкурса (R_{c_i}), определяется по формуле: $R_{c_i} = (C_1^i + C_2^i + C_3^i + C_4^i) \cdot 0{,}2$. C_1^i , C_2^i , C_3^i , C_4^i - соответствие предложенных решений целям и задачам технического (геологического) задания, опыт участника конкурса в сходных геологических условиях, наличие у участника конкурса производственных мощностей, квалификация конкретных исполнителей работ по объекту. Итоговый рейтинг (R_i) по каждой i – ой заявке рассчитывается путем сложения рейтингов по каждому критерию оценки заявки: $R_i = R_{a_i} + R_{c_i}$.

На основании вышеизложенного можно сделать следующие выводы:

1. Для того чтобы только участвовать в конкурсе предприятию необходимо заплатить достаточно крупную сумму на обеспечение заявки, а при условии победы в конкурсе - на обеспечение исполнения контракта. Для малых предприятий это достаточно проблематично.

2. Для победы в конкурсе не обязательно обладать высокой квалификацией и производственными мощностями для выполнения работ. Достаточно сбросить цену более чем на 25 % и конкурсант побеждает профессиональный коллектив при условии, что последний признает начальную цену контракта оптимальной.

Докажем последний вывод некоторыми расчетами. Ниже приведена таблица сметной стоимости контракта геологоразведочных работ, приведенной в процентах к начальной цене контракта для высокопрофессионального коллектива ($R_{a_i} = 0$, $R_{c_i} = 20$) и непрофессионального коллектива ($R_{a_i} = 20{,}8$, $R_{c_i} = 0$).

Из приведенных в таблице данных видно, что уменьшение сметной стоимости на 26 % ведет к уменьшению полевых работ на 32 %. Это влияет и на объемы выполняемых работ и на качество исполнения работ. А если коллектив непрофессионален, то это неизбежно приведет к невыполнению Технического (Геологического) задания. Уменьшение же стоимости работ возможно в основном за счет внедрения новых технологий, увеличивающих производительность труда.

Таблица

Расчет сметной стоимости геологоразведочных работ

№ п.п.	Виды работ и затрат	Сметная стоимость в % от стоимости контракта	
		профессиональный коллектив	непрофессиональный коллектив
I.	Основные расходы	54,6	37,1
А	Собственно геологоразведочные работы		
1	Полевые работы: геологические, геофизические, геохимические, топографо-геодезические, горно-буровые работы	40	27,2
2	Камеральные работы	10	6,8
Б	Сопутствующие работы и затраты	4,6	3,1
II	Накладные расходы - 20%	10,9	7,4
III	Плановые накопления - 5%	3,3	2,2
	ИТОГО I+II+III	68,8	46,7
IV	Компенсируемые затраты	8	8
V	Субподрядные работы	8	8
	ИТОГО по объекту	84,8	62,7
	НДС – 18 %	15,2	11,3
	ВСЕГО по расчету	100	74

Обобщая все предыдущие факты, можно сделать следующие выводы:

1. Необходима государственная поддержка в виде субсидии компаниям для проведения геологоразведочных работ.

2. В конкурсе по Государственным контрактам при оценке будущего исполнителя работ необходимо изменить коэффициенты значимости критериев «цены контракта» и квалификации исполнителя в сторону увеличения последнего. В этом случае, создается необходимая мотивация к труду, повышению квалификации и, соответственно, более грамотному выполнению работ.

Литература

1. Самсонов Н.Ю., Дудкин Н.В. Золотодобывающая отрасль Сибири и Дальнего Востока: факторы роста до 2020 года//Золото и технологии, 2011, – № 4, – С. 7-8.
2. Таракановский В.И. Проблемы добычи золота из россыпных месторождений России.// Золотодобыча, 2008, – №116, – с. 53-56.
3. Бутвиловский В.В., Аввакумов А.Е., Гутак О.Я. Россыпная золотоносность юга Западной Сибири. Историко-геологический обзор и оценка возможностей. – Новокузнецк: КузГПА, 2011. – 230 с.
4. Официальный сайт Российской Федерации в сети Интернет для размещения информации о размещении заказов на поставки товаров, выполнение работ, оказание услуг. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.zakupki.gov.ru.

ЗАВИСИМОСТЬ ПОРЫВОВ ТРУБОПРОВОДОВ НЕФТИ И ВЕЛИЧИНЫ СТРАХОВОГО ВЗНОСА

Р.Р. Кочу

Научный руководитель профессор, Г.Ю. Боярко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В данной статье рассмотрено страхование нефти как груза. Иные виды страхования, такие как имущественное и экологическое страхование не рассматриваются. Расчёт страхового тарифа по страхованию нефти как груза требует большого количества информации.

Данные официальной статистики, мягко говоря, не в полной мере отражают реальную ситуацию с порывами нефтепроводов [1,2]. Однако эти данные позволяют оценить динамику порывов. На графике приведены данные о порывах трубопроводов и о количестве добытой в соответствующем году нефти [3].

Таким образом, по официальным данным количество порывов, начиная с 2007 гг. по настоящий период увеличивается. Как показывает анализ актов расследования аварий, произошедших на месторождениях, наиболее частыми являются порывы нефтепроводов 95%.

Подавляющее большинство порывов происходит по причине внутренней коррозии – 56%. На порывы трубопроводов по механическим причинам приходится – 5,7%, на заводской брак – 20,6%, нарушение технологического режима – 5,7%. Вероятность возникновения аварии (разгерметизации) подземных трубопроводов в среднем за 6 лет по стране составляет 2,1×10-2.

В общедоступных источниках детальные данные о возрасте межпромысловых нефтепроводов в России отсутствуют. На основании косвенных и отрывочных данных (приводимых исследователями, государственными органами и нефтяными компаниями) можно получить некоторую информацию о существующем состоянии трубопроводов.

Так, по данным ФАС России [6] (ФАС, 2004) в 2002 году «…при нормативном сроке эксплуатации трубопроводов в 33 года, принятом в России, средний срок службы трубопроводов превысил отметку в 22 года,. более 16% действующих трубопроводов уже пересекли отметку нормативного срока эксплуатации». При этом, учитывая скорость замены нефтепроводов основными компаниями, эксплуатирующими межпромысловые нефтепроводы, можно считать, что в 2013 году средний срок службы нефтепроводов превысил 30 лет.

Для того чтобы рассчитать общий страховой взнос по нефти как груза в целом по всей стране, необходимо рассчитать нетто-ставку страхования и определить страховую сумму. Рассматриваем страховые риски с полной ответственностью за все риски, страховой компании. В связи с тем, что данных по ежегодным страховым взносам нет, берём его по максимальному значению в размере 5% страховой суммы. Страховая сумма равна 70% от добываемой нефти, транспортировка которой осуществляется по нефтепроводу.

Страховая сумма = 0,7 · 64 млн. барр · $95 = $4256 млн. (данные на 2010 год).

Величина страхового взноса рассчитывается как произведение ежегодного страхового взноса, вероятности наступления страхового случая и страховой суммы.

Величина страхового взноса (нетто-ставка) = 0,5 · 0,021 · $4256 млн. = $44,69 млн.

На основе рассчитанной нетто-ставки нельзя проанализировать полную величину страховых взнос в связи с тем, что страховщики вкладывают сюда также рисковую надбавку, которую можно рассчитать только на основании базы данных, которые есть только у страхователей. Рассчитанная нетто-ставка даёт возможность субъективного анализа целесообразности страхования нефти как груза, нефтяные компании обеспечивают себя защитой от порывов нефтепровода, минимизируют при этом свои убытки.

Большая часть утечек нефти связана со старостью трубопроводов, что усугубляется попытками нефтяных компаний сэкономить на замене нефтепроводов. При этом нефтяные компании часто или не имеют реальных данных об объемах вытекающей нефти или скрывают их. Вся эта статистика приводит к увеличению вероятности наступления страхового случая, в свою очередь это приводит к увеличению ставок страхования.

Рис. Количество порывов трубопроводов и объем добычи нефти в РФ

Литература

1. Рыбаков С.Н., Майер С.Д., Тарасов А.Г. Совершенствование нормативного правового регулирования предупреждения, локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов. [Электронный ресурс] http://cetek.ru/informaciya-i-analitika/sovershenstvovanie-regulirovaniya.
2. Субботина Е. Грязная цена черного золота. Журнал «Мировая энергетика». [Электронный ресурс] http://www.greensalvation.org/old/Russian/Cooperation/Bereginya/3-04/6-1.htm.
3. Федеральная служба государственной статистики [Электронный ресурс] Социально-экономические показатели Российской Федерации в 1991 - 2009гг. http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat/rosstatsite/main/publishing/catalog/statisticCollections/doc_1270707126016.
4. Эксперты: Правда о российских нефтепроводах. Публикация на сайте акционерной компании по транспорту нефти «Транснефть». 24 июня 2011 г. [Электронный ресурс] http://www.transneft.ru/press/pubs/10289.
5. Государственный доклад о состоянии окружающей природной среды Р. Коми. [Электронный ресурс] http://www.agiks.ru/data/gosdoklad/gd2009/h10_3.htm.
6. ФАС России. Анализ российского рынка труб 2000-2002 год. 2 декабря 2004 года. [Электронный ресурс] http://www.fas.gov.ru/analytical-materials/analytical-materials_340.html

ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ТРАНСПОРТНОЙ ЛОГИСТИКИ СЕВЕРНОГО МОРСКОГО ПУТИ

М.В. Кутыкова

Научный руководитель доцент А.В. Антошкина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Северный морской путь (СМП) или исторически Северо–восточный проход – главная судоходная магистраль России в Арктике, которая объединяет в единую транспортную сеть реки Обь и Енисей, сухопутные, воздушные и трубопроводные виды транспорта. Сегодня территория вдоль СМП (зона Арктики) рассматривается, в первую очередь, в контексте энергетики и углеводородных ресурсов, так как шельф Баренцева моря имеет 11 месторождений, в том числе 4 нефтяных (Приразломное, Долгинское, Варандейское, Медынское), 3 газовых (Мурманское, Лудловское, Северо-Кильдинское), 3 газоконденсатных (Штокмановское, Поморское, Ледовое) и 1 нефтегазоконденсатное (Северо-Гуляевское). Среди этих месторождений только Штокмановское месторождение содержит около 4 000 млрд. м3 газа и является уникальным. Также в акватории Карского моря открыты не менее колоссальные по объему газоконденсатные месторождения - Ленинградское и Русановское. Свыше 180 месторождений расположено в Тимано-Печорской провинции, включая фонтанные месторождения с дебитом до 1000 тонн нефти в сутки.

Активному освоению данной ресурсной базы будет способствовать расширение транспортно-логистической инфраструктуры Арктики, в частности возрождение Северного морского пути, который обладает рядом преимуществ. Во-первых, его протяженность вдвое короче традиционного морского пути через Суэцкий канал. Так, расстояние, проходимое судами из порта Мурманск в порт Иокогаму (Япония) через Суэцкий канал, составляет 12840 морских миль, а Северным морским путём – только 5770 морских миль. Во-вторых, вывоз минерального сырья из арктических регионов России Северным морским путем более выгоден, в сравнении со строительством газо- и нефтепроводов или транспортировкой через страны СНГ. Также СМП способен принять

на себя значительную часть транзитных грузов, транспортируемых через Суэцкий канал, по которому ежегодно пропускается не менее 80 млн. т грузов. В связи с данными преимуществами СМП существует два сценария развития перевозок до 2015 года по СМП пессимистический (1) и оптимистический (2), базирующиеся на вариантах социально-экономического развития районов Арктической зоны России. Так, объемы грузоперевозок к 2015 году могут составить 4.1 и 7.4 млн. т по 1 и 2 вариантам соответственно (табл.).

Таблица

Перспективные морские арктические грузопотоки на период до 2015 года (тыс. т)

Показатели	Вариант 1пессиместический			Вариант 2оптимистический		
	2005	2010	2015	2005	2010	2015
Завоз с запада в каботаже, всего	865	1070	1120	1045	1225	1350
В том числе уголь	50	65	35	70	90	110
Наливные	310	390	380	375	460	510
Завоз с востока в каботаже, всего	450	615	720	545	750	855
В том числе уголь	212	230	2250	235	270	275
наливные	160	250	320	200	320	490
Внутриарктический каботаж, всего	135	205	370	265	490	755
Вывоз из Арктики в каботаже	345	470	875	620	1325	2635
Транзит	-	-	-	100	100	150
Экспорт	705	855	1010	1085	1345	1625
Импорт	15	25	35	30	40	50
Всего по трассе СМП	2515	3240	4130	3690	5275	7420
В тои числе наливные	547	795	1000	950	1360	2130
Уголь	352	385	375	495	610	685

Анализируя вышеуказанные арктические грузопотоки, нужно отметить, что объемы перевозок уже в 2015 г. могут достичь 7-10 млн. т, за счет экспорта нефти, СПГ и газового конденсата из Тимано-Печерских и Обь-Енисейских месторождений; транзитные перевозки грузов до 2,5 млн. т; увеличатся также объемы каботажных перевозок и северного завоза. Однако для успешного осуществления оптимистического прогноза эксплуатации СМП необходимо решить ряд проблем, связанных с надежностью транспортно-логистической системы Арктики в целом.

1. Важно увеличить количество транспортных судов ледовых категорий для обеспечения перспективных перевозок преимущественно углеводородных грузов. На данный момент количество действующих транспортных судов ледовой категории не могут обеспечить перспективный объем перевозок грузов. Развитие арктического транспортного флота осуществляется в основном за счет средств судоходных и ресурсодобывающих компаний, таких как «Лукойл» и «Газпром». Так, Газпром планирует заказать строительство до 2020 года более 60 судов и плавтехсредств различного типа для освоения континентального шельфа на полуострове Ямал, а также 23 танкеров для перевозки СПГ. Компанией «Норильский никель» построены 5 контейнеровозов ледового класса Arc7 дедвейтом 15 тыс. тонн, способных осуществлять самостоятельное плавание во льдах толщиной до 1,5 м на линии Дудинка – Мурманск. Оживление СМП к 2030 г. потребует 50 ледоколов общей стоимость более 1,2 трлн руб. (почти $40 млрд.). Сейчас идет строительство только трех двухосадочных ледоколов мощностью около 60 Мвт. Стоимость строительства головного судна составляет 32 млрд. руб., в общей сложности выделено 90 млрд. руб. Три таких ледокола смогут заменить пять выводимых до 2023 года из эксплуатации по мере выработки ресурса атомных ледоколов.

2. Полярная Гидрография Северного морского пути долгое время финансировалась из бюджета по остаточному принципу только на 10-15%, поэтому гидрографические суда в отдельные годы вообще не выходили на трассу. В 2011 году финансирование кратно улучшилось с 25 млн. до 500 млн. рублей.

3. Большинство морских портов требуют реконструкции и дноуглубления, строительства сооружений по приему, утилизации судовых отходов. В таких арктических портах, как Провидения, Певек, Тикси, Хатанга, Салехард, Дудинка, Диксон, Нарьян-Мар необходимо установить системы навигационно-гидрографического и гидрометеологического обеспечения, а также аварийно-спасательные службы. Сегодня идет строительство нового арктического порта на полуострове Ямал Сабетта для обслуживания газовозов с СПГ. Для строительства морского порта предусмотрено выделение в 2012-2016гг. 47,2 млрд руб. федеральных средств, а также 25,9 млрд. руб. коммерческих компаний.

4. Актуальным является вопрос совершенствования законодательства в сфере регулирования отношений, связанных с установлением сборов за ледокольное обеспечение, тарифов за пограничное и таможенное оформление, ставки страховой премии, дополнительные риски при плавании судов в акватории СМП. Тариф Суэцкого канала составляет 5 долларов за тонну, он остается неизменным. В РФ тариф был 20 - 30

долларов за тонну. Например, тариф только на ледокольную проводку обычного груза в контейнере составляет 1048 рублей. Снижение тарифов или установление гибких тарифных ставок СМП в зависимости от расстояния, вида груза, транспортного средства позволит снизить долю транспортных издержек в стоимости конечного продукта Арктики (сегодня она составляет около 60% при средней по России 10%). Также в целях обеспечения конкурентоспособности СМП с южными морскими путями Суэцкого и Панамского каналов необходимо снижение тарифов на оплату услуг при перевозке транзитных и экспортно-импортных грузов.

Решение данных проблем позволит СМП стать самоокупаемой транспортно-логистической системой, которая будет осуществлять экономически эффективные перевозки возрастающих объемов грузов до 10-15 млн.т., с учетом социальных, природоохранных, оборонных и других национальных требований. Восстановление и усиление роли СМП способствует упрочнению единого экономического пространства в Арктической зоне и удовлетворению потребностей северных территорий в транспортном обеспечении.

Литература

1. Белый О.В., скороходов Д.А., Стариченков А.Л.. Северный морской путь и основные задачи его решения, – г. Санкт-Петербург, 2007.
2. Истомин А.В.. Северный морской путь: организационно-экономические основы возрождения и развития.
3. Полякова И.. Севморпуть: вектор развития // Транспорт России, 2012.
4. Войтоловский Г.К.. Нерешенные проблемы арктического морепользования // Вестник МГТУ, 2010 – т. 13 - №1.

АНАЛИЗ МЕТОДОВ ЭФФЕКТИВНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТРУДОВЫХ РЕСУРСОВ

Д.Ю. Лазарева
Научный руководитель доцент О.В. Пожарницкая
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В современных концепциях управления человеческими ресурсами возрастает роль оценки в системе управления трудовыми ресурсами предприятия, ее информационное, системообразующее, оптимизационное и мотивационное значение. Оценка трудовых ресурсов в организации представляет собой инструмент, способный привести как к перспективному положительному, так и умноженному отрицательному социально-экономическому эффекту, и поэтому ее реализация на практике предъявляет особые, очень высокие требования к квалификации и уровню самосознания пользователей.

Существующие в настоящее время теоретико-методологические подходы к развитию трудовых ресурсов основаны на определении потребности в разработке и обосновании программ обучения, мотивации, стимулирования и формирования кадрового резерва.

Основой построения эффективной системы управления трудовыми ресурсами является информация о совокупном трудовом потенциале организации, о потребностях в трудовых ресурсах, необходимой квалификации, об уровне профессиональных качеств и потенциала каждого работника, которая может быть получена лишь посредством грамотного внедрения комплексной системы оценки трудовых ресурсов и принятия обоснованных управленческих решений.

Сложность внедрения такой комплексной системы оценки на современных предприятиях обусловлена тем, что накопленный эмпирический материал, научное и практическое знание в области оценки персонала имеет во многом междисциплинарный характер. Проблема заключается в разрозненности наработок по различным вопросам оценки, их рассредоточенности в разных сферах - управлении персоналом, экономике труда, социологии труда, психологии труда, теории управления и др., в необходимости консолидации имеющихся концепций.

Рассмотрим методы и инструменты оценки трудовых ресурсов. В теории выделяют три укрупненные позиции оценки трудовых ресурсов, в рамках которых оценка рассматривается как:

- процесс, деятельность (процессуальный подход);
- результат процесса, деятельности (содержательный подход);
-функция управления персоналом или способ, направление использования процесса и результата оценки (функциональный подход).

В процессуальном подходе оценка персонала организации предстает в виде определенной этапной последовательности осуществления оценочных технологий и процедур. Основное внимание уделяется планированию, организации и осуществлению сравнения нормативных характеристик с фактическим уровнем показателей оценки.

Содержательный подход акцентирует внимание не на процессе осуществления оценки, а на его результате. То есть в содержательном аспекте оценка выступает конечным результатом оценочного процесса в виде характеристики оцениваемого объекта, описания его свойств и соответствия эталонному значению.

В рамках третьего подхода оценка представлена как функция управления персоналом. При этом оценка рассматривается в качестве ключевого направления менеджмента персонала, определяющего эффективность реализации других элементов управления персоналом и организацией в целом, и выступающего в качестве информационного и процессуального обеспечения.

Все три подхода связаны друг с другом, и их комплексное применение позволяет всесторонне представить многогранность оценки персонала.

Для оценки степени эффективности использования трудовых ресурсов могут еще быть использованы различные субъективные и объективные методы.

Например, метод шкальных оценок предполагает экспертную оценку использования трудовых ресурсов по шкале от 0 до 9 баллов. Значения коэффициентов следующие:

0-3 –система управления человеческими ресурсами не вписывается в рамки принятой стратегии, требуется ее реорганизация;

3-5 – состояние системы управления человеческими ресурсами неадекватно стоящим перед организацией целям;

5-7 – состояние системы управления человеческими ресурсами соответствует задачам управления, технологии приемлемы;

более 7 – организации по силам выполнить любые задачи.

В большинстве случаев рабочая шкала имеет границы от 1 до 8.[2]

Одним из субъектных методов оценки эффективности управления является балльный метод Феликса – Риггса, применяемый к любым сложным социально-экономическим системам. Определение степени близости текущего состояния системы к желаемому основано на получении суммарного итогового индекса путем взвешивания отдельных показателей при помощи экспертных оценок. Состав таких показателей определяется экспертно исходя из условий конкретной организации.[4]

Возможно также использование математического аппарата для оценки эффективности управления, однако разнонаправленность изменения показателей, отражающих достижение частных целей, затрудняет оценку степени близости фактического состояния системы к эталонному, определенному общей целью функционирования.[4]

Эффективность использования трудовых ресурсов характеризуется показателями производительности труда. Для того, чтобы оценить уровень интенсивности использования трудовых ресурсов можно использовать систему обобщающих, вспомогательных и частных показателей производительности труда.

Обобщающий показатель характеризуется уровнем действенности применения трудовых ресурсов. Таким показателем является выработка. Выработка может быть рассчитана на одного работающего и на одного работника.[3]

Присутствие данных показателей помогает анализировать сдвиги структуры персонала организации. Чем выше темп роста выработки одним работником, сравнивая с темпом роста выработки одним рабочим , тем больше удельный вес рабочих в общем количестве промышленно-производственного персонала и меньше удельный вес служащих.

Вторая группа показателей – вспомогательные показатели, т.е. затраты времени на выполнение единицы определенного вида работ за единицу времени.

Важное значение для оценки эффективности использования трудовых ресурсов на предприятии в условиях рыночной экономики имеет показатель рентабельности персонала. Этот показатель является обособленным от всех рассмотренных групп показателей.

Частным показателем, которым характеризуется уровень эффективности использования трудовых ресурсов, является трудоемкость продукции. [1] Трудоемкость продукции показывает сколько приходится затрат рабочего времени или численности персонала на производство единицы продукции, данного вида продукции или на весь выпуск изготовленной продукции.

На практике данный метод измерения производительности труда широко не используется, так как он требует объективного нормирования труда и затрат на единицу продукции всех категорий работающих. Нормативная база трудоемкости обычно имеется только по основным рабочим.

Механизм внедрения и осуществления существующих методик может быть реализован как в результате кадрового аудита, так и мониторинга кадрового потенциала. Вместе с тем, учитывая, что для обеспечения единой базы сравнения проводимые исследования должны носить панельный характер, процедура мониторинга управления трудовыми ресурсами в наибольшей степени отвечает принципам непрерывности и комплексности контроля.

Перед многими организациями стоят задачи разработки комплексных технологий и качественного инструментария, обеспечивающих проведение эффективной оценки трудовых ресурсов, выявление его профессионально-личностного потенциала и решения на этой основе самых сложных задач, связанных с эффективностью деятельности. При этом новые системы оценки должны успешно преодолевать имеющиеся проблемы оценки трудовых ресурсов организаций, в том числе: несоразмерность предъявляемых работникам требований, субъективизм руководителей в оценках деятельности сотрудников; формализм в проведении оценки персонала и неэффективное использование информации, получаемой в ходе оценки; недостаточный учет специфики конкретной организации, узкая направленность, чрезмерные усложненность и трудоемкость, а также недостаточная интегрированность оценочных процедур в систему управления организацией.

В конечном счете, мероприятия по оценке персонала являются формой интенсивного управленческого воздействия на общество и его отдельные сферы (экономическую, социальную, политическую и духовную) посредством формирования социальных механизмов и взаимодействий, обладающих устойчивыми и регулярными формами.

Литература

1. Гиляровская Л.Т., Лысенко Д.В., Ендовицкий Д.А., Комплексный экономический анализ хозяйственной деятельности: Учебник – М.: ТК Велби, Изд-во Проспект, 2008. – 365 с.
2. Гришина Л.Е., Гутковская Е.А., Совершенствование анализа трудовых показателей на основе модели Феликса – Риггса.
3. Петров В.И., Анализ использования трудовых ресурсов предприятия: Учебник – М.: Изд-во Современное управление, 2006.
4. Самойлова А.Н., Оценка эффективности управления человеческими ресурсами организации, 2009.

УСТОЙЧИВОЕ РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

А.Н. Лескова

Научный руководитель доцент М.Р. Цибульникова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Устойчивое развитие - это процесс изменений, где эксплуатация природных ресурсов, направление инвестиций, ориентация научно-технического развития, развитие личности и институциональные изменения согласованы друг с другом и укрепляют потенциал для удовлетворения человеческих потребностей и устремлений. [1]

Около 93% руководителей компаний считают, что устойчивое развитие – ключевой фактор будущих успехов бизнеса. Устойчивостью является увеличение краткосрочной и долгосрочной рентабельности с помощью целостного управления экономическими, социальными возможностями и экологическими рисками. Экономическим обоснованием концепции устойчивого развития является снижение рисков и издержек, требования клиентов и законодательства, снижение издержек с помощью увеличения эффективности процессов, контроль выбросов, аналитика в режиме реального времени, безопасность продукта, новые рынки, стоимость бренда, лояльность клиентов, устойчивая бизнес-модель, активное управление, видение рынка и лидерство.

Устойчивое развитие нефтяной комплекса считается важным условием обеспечения экономической безопасности страны и долгосрочного социально-экономического развития регионов России. Изменение производственной структуры нефтегазового комплекса, ускоренное внедрение комплекса технологических и организационных инноваций является важным фактором для обеспечения долгосрочного устойчивого развития нефтяного комплекса России, повышения экономической эффективности и технологической сбалансированности добычи, переработки и транспорта нефти, расширения выпуска конкурентоспособной продукции с высокой добавленной стоимостью. [2]

Устойчивое развитие нефтегазового комплекса должно сопровождаться ростом продукции с более высокой долей добавленной стоимости, а так же зависеть от способности руководства прогнозировать и умения правильно относиться к меняющимся условиям внешнего окружения – удерживать и приобретать новые конкурентные преимущества в борьбе на рынках. [3]

Для устойчивого развития отрасли существует проблема комплексного и сбалансированного освоения углеводородных ресурсов. Основой проектирования устойчивого развития нефтегазовой отрасли является систематический подход, учитывающий характер проблемы и долгосрочное развитие производственной базы топливно-энергетического комплекса. [1]

Финансовая устойчивость означает работоспособность предприятия, функционирование, развитие и сохранение равновесия активов и пассивов независимо от внутренней и внешней среды. Удовлетворительные показатели функционирования и устойчивости – это устойчивая платежеспособность. Факторами, влияющими на финансовую устойчивость, являются качество активов, величина собственного капитала, уровень рентабельности, где учитываются операционный и финансовый риски, уровень ликвидности, стабильность и величина доходов, возможность привлечения заемных средств. Для обобщения этих факторов используют абсолютные и относительные показатели финансовой устойчивости.

Данная статья посвящена финансовой устойчивости. Вопросы развития минерально-сырьевой базы и социальные аспекты широко не рассмотрены.

Абсолютные показатели – прирост собственных оборотных средств и долгосрочных заемных средств, для формирования запасов и затрат. Применяются они для качественной характеристики финансовой устойчивости. В зависимости от показателей выделяют четыре из основных типов устойчивости финансового состояния - абсолютный, нормальный, неустойчивый и кризисный [2].

Анализ финансовой устойчивости основан на рассмотрении баланса и отчета о прибылях и убытках двух предприятий ОАО «Газпром» [4] и ОАО «Роснефть» [5], а также их сравнение. Результаты расчетов приведены в таблице.

На предприятии ОАО "Газпром" прирост собственных оборотных средств равен 443515618 руб., прирост собственных оборотных средств и долгосрочных заемных средств равен 1447414387 руб., а прирост основных источников средств для формирования запасов и затрат равен 1577305513 руб. [6] Это означает, что компания имеет абсолютный тип финансовой устойчивости. Собственных оборотных средств достаточно для формирования запасов и затрат. Данный фактор устойчивости не является идеальным, потому что компания в этом случае не пользуется внешними источниками финансирования. ОАО «Роснефть», в отличии от предыдущего предприятия, имеет нормальный тип финансовой устойчивости, так как прирост собственных оборотных средств у этого предприятия равен 415537,4 руб., прирост собственных оборотных средств и

долгосрочных заемных средств - 332524,34 руб., а прирост основных источников средств для формирования запасов и затрат - 482113,55 руб. [6] Это означает, что на предприятии оптимально сочетаются текущие активы и кредиторская задолженность, а также собственные и кредитные ресурсы, платежеспособность предприятия стабильна.

Таблица

Показатели финансовой устойчивости предприятий

Показатели	ОАО «Газпром»	ОАО «Роснефть»
Прирост собственных оборотных средств	443515618	-415537,4
Прирост собственных оборотных средств и долгосрочных заемных средств	1447414387	332524,34
Прирост основных источников средств для формирования запасов и затрат	1577305513	482113,55
Обеспеченность собственными средствами	0,31	-0,35
Обеспеченность материальных запасов собственными средствами	2,60	-1,96
Маневренность собственного капитала	0,12	-0,25
Анализ индекса постоянного актива	0,88	1,25
Долгосрочное привлечение заемных средств	0,14	0,40
Имущество производственного назначения	0,73	0,70
Реальная стоимость имущества	0,00	0,27
Автономия	0,79	0,51
Соотношения заемных и собственных средств	0,18	0,80
Соотношение мобильных и иммобилизованных средств	0,43	0,57
Прогноз банкротства	0,22	0,21
Итоговая оценка показателей	0,80	0,96

Относительные показатели также делятся на группы. Первая группа - это показатели, которые определяют состояние оборотных средств. Коэффициент обеспеченности собственными средствами равен 0,31 у ОАО «Газпром», и (-0,35) у ОАО «Роснефть». [6] Это говорит о том, что у ОАО «Газпром» достаточно собственных оборотных средств в общей величине оборотных средств для проведения независимой финансовой политики, а у ОАО «Роснефть» наметилась отрицательная тенденция. Коэффициент обеспеченности материальных запасов собственными средствами равен 2,60 – это значит, что объема собственных средств в величине запасов и затрат хватает только ОАО «Газпром». [6] Значение коэффициента маневренности собственного капитала показывает, что этого не достаточно для поддержания нужного уровня оборотного капитала на обоих предприятиях.

Ко второй группе относятся показатели, которые определяют состояние основных средств. Показатели данной группы являются существенными для производственных предприятий. Анализ индекса постоянного актива равен 0,88 у ОАО «Газпром» и 1,25 у ОАО «Роснефть», для объема работ этого коэффициента долгосрочного привлечения заемных средств не достаточно на двух предприятиях. [6] Этот анализ зависит от отрасли, и для него нет нормативных значений. Рост коэффициента долгосрочного привлечения заемных средств в динамике - негативная тенденция, которая означает, что компания все больше зависит от внешних инвестиций.

Коэффициент реальной стоимости имущества говорит о том, что стоимость имущества (учитывается износ) меньше нормативных значений. [6] Значения коэффициентов имущества производственного назначения находятся в пределах нормативных значений.

Третьей группой являются показатели, которые определяют степень финансовой независимости предприятия. Автономия (коэффициент финансовой независимости) обоих предприятий показывает, что степени финансовой независимости достаточно, и говорит о широких возможностях привлечения средств со стороны. Значение соотношения заемных и собственных средств - 0,18 у ОАО «Газпром», это говорит о том, что компания не зависит от внешних источников средств, а у ОАО «Роснефть» - 0,80, и это означает, что компания может от них зависеть. [6]. Показатель соотношения мобильных и иммобилизованных средств специфичен для каждой отрасли, но при разных равных условиях рост коэффициента - положительная тенденция на предприятиях. Прогноз банкротства (снижение коэффициента означает финансовые затруднения и увеличение вероятности банкротства) на двух предприятиях рассматривается в динамике, то есть снижение коэффициента прогноза банкротства является показателем финансового затруднения и банкротства.

Финансовое состояние делится на устойчивое, неустойчивое, то есть предкризисное и кризисное. Если компания вовремя производит платежи, финансирует свою деятельность на расширенной основе, умеет переносить непредвиденные ситуации и поддерживает свою платежеспособность в любых обстоятельствах, то беспокоиться о своем финансовом состоянии не стоит. Финансовая устойчивость определяется эффективным формированием, распределением и использованием финансовых ресурсов.

Финансовая устойчивость определяется по ряду коэффициентов, которые были приведены ранее. В совокупности итоговая оценка показателей финансовой устойчивости ОАО «Газпром» равна 0,8, то есть 8 из 10. [6] Это достаточно хороший показатель финансовой устойчивости на предприятии. Что касается – ОАО «Роснефть», то финансовая устойчивость этой компании несколько лучше предыдущей, так как имеет значение 0,96. [6]

Таким образом, анализ финансовой устойчивости двух ведущих российских компаний позволяет сделать выводы об устойчивом развитии нефтегазового комплекса России. На это указывают: прирост собственных оборотных средств, прирост собственных оборотных средств и долгосрочных заемных средств, прирост основных источников средств для формирования запасов и затрат, имущество производственного назначения, автономия. Повышение доли заемных средств у ОАО «Роснефть» говорит о тревожных тенденциях в развитии и ставят под угрозу устойчивое развитие в долгосрочной перспективе.

Литература

1. Ильинский А.А., Волков Д.И., Череповицын А.Е. Проблемы устойчивого развития системы газоснабжения Российской Федерации. – СПб.: Недра, 2005. – 292 с.
2. Ильинский А.А., Мнацаканян О.С., Череповицын А.Е. Нефтегазовый комплекс Северо-Запада России: стратегический анализ и концепции развития. – СПб.: НАУКА, 2006. – 474 с.
3. Ильинский А.А., Волков Д.И., Череповицын А.Е. Проблемы устойчивого развития системы газоснабжения Российской Федерации. – СПб.: Недра, 2005. – 292 с.
4. Баланс ОАО «Газпром», 2011 год [Электронный ресурс] http://www.ppnf.ru/oao/p-dob-gazprom-2010-ppnfe.pdf.
5. Баланс ОАО «Роснефть», 2011 год [Электронный ресурс] http://www.ppnf.ru/oao/p-dob-rosneft-2010-ppnfe.pdf.
6. «Независимая финансовая экспертиза», 2012 год (НКО НФЭ). [Электронный ресурс] http://ppnf.ru/teor/afu.htm.

ПРОБЛЕМЫ ЭКСПОРТА ЭНЕРГОРЕСУРСОВ ИЗ РОССИИ

Д.Е. Махметов

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Актуальность темы исследования обусловлена тем, что несмотря на безусловную выгодность перехода на инновационную модель развития необходимо признать, что в силу имеющихся конкурентных факторов Россия не способна существенно увеличить долю готовых изделий и, прежде всего машинотехнических, в своем экспорте. Мировой финансовый кризис с большой убедительностью показал, что избыточная ориентация на развитие сферы услуг, на развитие обслуживающей, а не производящей экономики не в состоянии обеспечить устойчивый экономический рост. Поскольку главным источником экономического развития является энергия во всех её проявлениях и формах, то контроль за топливно-энергетическими ресурсами и средствами их транспортировки играет не последнюю роль в определении геополитической ситуации той или иной страны[2].

Наличие обширных нефтегазовых ресурсов на территории необходимо рассматривать в первую очередь как естественное преимущество, а не недостаток. Опыт ряда стран (например, Соединенные Штаты Америки , Великобритании или Норвегии) показывает, что нефтегазовая отрасль стимулирует экономическое развитие и способствует повышению благосостояния населения. Поэтому российский топливно-энергетический комплекс следует в большей мере рассматривать как "локомотив", а не как "иглу" для национальной экономики.

Вопрос заключается не в том: вывозить или не вывозить нефть и нефтепродукты, а в обеспечении максимально возможной эффективности экспорта жидких углеводородов. Сложность решения этой проблемы заключается в том, что вопросы торговли нефтью и газом были не только и не столько экономическими, сколько политическими. Стратегия развития отрасли и экспортной политики всё ещё определяется исходя из интересов сиюминутной внешней и внутренней политики страны и правящих групп. В настоящее время в стране отсутствует консенсус в отношении долгосрочного использования нефтяных и газовых ресурсов, защиты интересов своих нефтегазовых компаний за рубежом.

С учётом отмеченного, обеспечение максимально возможной эффективности реализации жидких углеводородов становится не только общегосударственной задачей, но и проблемой, которую, ради обеспечения собственных интересов, должна решать каждая из новых компаний нефтяной промышленности России.

Экспорт энергоресурсов – основная статья товарных поставок России на международные рынки. Во многом это объясняется тем, что Россия обладает одним из самых больших в мире потенциалов топливно-энергетических ресурсов: на 13% территории Земли, в стране, где проживает менее 3% населения мира, сосредоточено около 13% всех мировых разведанных запасов нефти и до 34% запасов природного газа.

Ежегодное производство первичных энергоресурсов в России составляет более 12% от общего мирового производства. Сегодня топливно-энергетический комплекс является одним из важнейших и динамично развивающихся производственных комплексов российской экономики. На его долю приходится около четверти производства валового внутреннего продукта, около трети объема промышленного производства, около половины доходов федерального бюджета, экспорта и валютных поступлений страны. Исключительное значение он имеет и для внешней торговли страны, доля энергоресурсов в экспорте России в последние годы постоянно возрастала. В 2009 году страна обошла по добыче нефти традиционного мирового лидера – Саудовскую Аравию, а в 2010 году закрепила мировое первенство в нефтедобыче, произведя рекордные 505,1 млн. т., из них 250,4 млн. т. было экспортировано. По итогам 2011г. Россия снова стала мировым лидером по экспорту углеводородного сырья, было экспортировано 242 млн. т нефти (47,3% добытой) и 204 млрд. куб. м газа (30,5% добытого), а также 125 млн. т нефтепродуктов. Доходы государства от этого вида экспорта составили почти 322 млрд. долл., увеличившись более, чем на треть по сравнению с 2010г. В перспективе Россия рассчитывает наращивать эти показатели [3].

Внешняя энергетическая политика России на современном этапе развития является предметом дискуссий в научной среде. По мнению многих экспертов, такая высокая доля топливно-энергетический

комплекс в российской экономике и постоянное увеличение экспорта энергоносителей являются реализацией Россией своих сравнительных преимуществ. Кроме того российская обрабатывающая промышленность не нуждается в настоящее время в таком количестве углеводородов. Однако рост сырьевого сектора не способствует модернизации экономики и проблема эффективного использования средств от экспорта энергоресурсов для диверсификации и развития российской обрабатывающей промышленности остается актуальной.

Именно благоприятная внешнеэкономическая конъюнктура на нефтяном рынке выступает одним из главных факторов обеспечения высокого положительного сальдо торгового баланса и роста международных резервов страны, по объему которых Россия в настоящее время занимает третье место в мире после Китая и Японии. Однако экспорт мог бы приносить стране значительно больше доходов, если бы доля сырой нефти была меньше, а нефтепродуктов больше. Нефтеперерабатывающая промышленность развивается медленно, необходимо создание новых нефтеперерабатывающих заводов.

Традиционно основными импортерами российских энергоресурсов были европейские страны. Поставки на этот рынок уже достигли уровня технологического насыщения и в последние годы не увеличиваются. Спрос на нефть в Европе, на долю которой приходится около 80% экспорта российской нефти, продолжает стагнировать, а в ряде стран – Германии, Великобритании, Италии, Франции, Нидерландов и Бельгии – снижается. Перспективы России на европейском рынке будут, в основном, связаны с дальнейшим снижением добычи в Северном море, что позволит увеличить поставки в Северную и Западную Европу, прежде всего, через Роттердам. Кроме того, необходимо поддерживать прямые нефтепроводные поставки на нефтеперерабатывающие заводы Польши, Германии, Белоруссии, Чехии, Словакии и Венгрии, а также комбинированные поставки на заводы, контролируемые российскими компаниями, в Украине, Румынии, Болгарии и Сербии. [4]. Экспорт российского газа в 2011 году вырос на 11 %, доходы от экспорта увеличились на 34,3%. Существенное влияние на этот процесс оказало некоторое восстановление экономики европейских стран после кризиса и холодная зима.

Однако долгосрочные перспективы развития российского топливно-энергетический комплекса связаны с диверсификацией направлений экспорта. Последние пятнадцать лет стали временем понимания насущной необходимости интеграции России в энергетическое пространство Северо-Восточной Азии, разработки стратегии «восточной энергетической политики». Это обусловлено не только проблемами повышения эффективности экспорта, но и обеспечением экономической безопасности России, снижением зависимости от международной политической конъюнктуры [1].

На рынке энергоресурсов Северо-Восточной Азии Россия безусловно имеет конкурентные преимущества, поскольку более 90% запасов природного газа и нефти сосредоточены в сибирском и дальневосточном регионах страны. Для основных конкурентов – стран Ближнего Востока расстояния поставок в два-пять раз превышают протяженность маршрутов из Западной и Восточной Сибири и связаны с дополнительными транспортными рисками (включая прохождение через Аденский и Оманский заливы, Баб-эль-Мандебский, Ормузский и Малаккский проливы).

Азиатско-Тихоокеанский регион (в том числе Северо-Восточная Азия) является наиболее динамично развивающимся регионом мира, мощные экономики и растущее население которого нуждается во все большем количестве энергии. По прогнозам Всемирного Банка к 2020 году потребление энергии в этих странах существенно возрастет, а доля собственного производство останется на том же уровне. Обеспечение импорта сырья является для стран региона важнейшей проблемой.

Следует отметить, что энергетическое сотрудничество не только способствует притоку в экономику Восточной Сибири и Дальнего Востока инвестиций, создает новые рабочие места, но и привлекает новые технологии. В 2011 году на Сахалине был установлен мировой рекорд наклонного бурения, протяженность скважины составила 12345 метров. Принимая во внимание, что в настоящее время в стране закачиваются запасы нефти на глубине до 3 км, а в будущем будет необходимо бурить глубже – на 5-7 км, освоение более совершенных технологий и оборудования, а также повышение уровня подготовки соответствующих специалистов представляется важным. Кроме того, опыт работы на шельфе Сахалина для российских специалистов актуален в связи с перспективой разработки месторождений на шельфах Баренцева, Балтийского Каспийского морей.

Говоря о развитии экспорта углеводородов из России, следует подчеркнуть, что, по мнению ведущих отечественных специалистов, серьезной проблемой внешней энергетической политики России является транспортировка добываемых энергетических ресурсов, которой определяется освоение новых перспективных рынков сбыта. В энергетической стратегии развития России до 2020 года в этой связи планировалось развитие системы магистральных нефтепроводов и морских терминалов для поставки нефти и природного газа.

За последние десять лет одной из особенностей экспортной политики Российской Федерации в области поставок нефти и нефтепродуктов в европейские страны стало сокращение транзита через сопредельные государства. Значительно снизились поставки через морские терминалы стран Балтии и Содружество Независимых Государств, а также по трубопроводу «Дружба». Были полностью прекращены поставки жидких углеводородов за рубеж через порты Вентспилс (Латвия), Бутинге (Литва), Одесса (Украина), порт Южный (Украина), а также на Мажейкский нефтеперерабатывающий завод (Литва).

В этот же период были увеличены морские перевозки через порты Приморск (Ленинградской области), Козьмино (Приморский край), Корсаков (Сахалинская область), а также по системе АК «Транснефть». В начале 2000-х годов происходило наращивание поставок нефти в КНР по железной дороге. С 2008 года поставки жидких углеводородов (в реверсном режиме) организованы по нефтепроводу Восточная Сибирь – Тихий океан и

железной дороге в порт Козьмино (в Приморском крае), в 2010 году был введен в эксплуатацию магистральный нефтепровод Сковородино – Мохэ мощностью 15 млн. т. в год (ответвление от Восточная Сибирь – Тихий океан) и с 2011 года начаты коммерческие трубопроводные поставки нефти в Китай (на Дацин). Продолжается строительство второй очереди Восточная Сибирь – Тихий океан до побережья Тихого океана для экспортных поставок в Японию, Республику Корея, Соединенные Штаты Америки.

В 2012 году завершено строительство нефтепровода «Балтийская трубопроводная система - 2» пропускной способностью 30 млн. т. в год с возможностью увеличения данного показателя до 50 млн. Нефтепровод начал работу в тестовом режиме, в порту Усть-Луга начата загрузка танкеров. В 2010 году началась укладка морского участка газопровода «Северный поток», газопровод введен в эксплуатацию в ноябре 2011 года. В настоящее время работает на треть проектной мощности, которая составляет 55 млрд.куб.м. в год. Планируется строительство дополнительных ниток газопровода для увеличения мощности до 110 млрд. куб.м. в год.

Таким образом, можно констатировать, что транспортная инфраструктура для экспорта энергоресурсов из России развивается, способствуя диверсификации экспортных потоков.

Поскольку в Российской Федерации права собственности на недра принадлежат государству, оно существенно влияет на развитие топливно-энергетический комплекс через систему распределения ресурсов и с помощью фискального режима. При этом на экспорт в большей степени влияют изменение ставок налога на добычу полезных ископаемых и экспортных таможенных пошлин. При повышении базовой ставки налога на добычу полезных ископаемых в 2012 и 2013 годах, будет сохраняться льготная ставка для месторождений Восточной Сибири, месторождений сверх вязкой нефти и истощенных (> 80%) месторождений. Также сохранятся льготные ставки таможенных пошлин для месторождений Восточной Сибири, произойдет выравнивание ставок таможенных пошлин на светлые и темные нефтепродукты, сохранение уплаты налога на добычу полезных ископаемых на старых лицензионных участках и переход на налог на финансовый результат при разработке новых месторождений. Мы считаем, что новая система налогообложения позволяет увеличить бюджетные поступления от нефтяной отрасли. При этом новая система создает экономические условия для инвестиций нефтяных компаний в новые проекты и применения современных и эффективных технологий для поддержания добычи на действующих месторождениях, а также стимулирует инвестиции в повышение качества нефтепродуктов. Кроме того, она безусловно способствует развитию экспорта энергоресурсов по новому для России направлению – в Азиатско-Тихоокеанский регион.

Литература

1. Пашина В.В. Сотрудничество стран Северо-Восточной Азии в энергетике: анализ и перспективы.- Культурно-экономическое сотрудничество стран Северо-Восточной Азии: материалы международного симпозиума. – Хабаровск: Изд-во ДВГУПС, 2005, – т. 1 – С.104-106.
2. Актуальные вопросы экономики топливно-энергетического комплекса / Сб. трудов: ред. Фаттахов А.М.- Уфа: УГНТИ, 2008.- Вып.1.- 385 с.
3. Россия топит мир: экспорт нефти и газа из РФ снова бьет рекорды: электронный код доступа http://top.rbc.ru/economics/07/02/2012/636603.shtml.
4. Экспорт нефти и нефтепродуктов из России: долгосрочные тенденции, приоритетные направления. //Oil & Gas Eurasia , 2011, № 9.

РАСЧЕТ РИСКА ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДАХ

Т.А. Петрова

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», г. Санкт-Петербург, Россия

Экологический риск - вероятность наступления события, имеющего неблагоприятные последствия для природной среды и вызванного негативным воздействием хозяйственной и иной деятельности, чрезвычайными ситуациями природного и техногенного характера;

Различные виды деятельности характеризуются в первую очередь вероятностью неблагоприятного воздействия.

Количественной характеристикой повторяемости неблагоприятных воздействий за тот или иной промежуток времени является частота событий λ, измеряемая как отношение числа этих событий N к соответствующим промежуткам времени T (1):

$$\lambda = \frac{\mathrm{N}}{\mathrm{T}} \qquad (1)$$

Вероятность того, что в течение времени T наступит хотя бы одно событие, определяется в соответствии со следующим соотношением (2):

$$P_p = \int_0^t \phi(t)dt = \lambda \int_0^t \exp(-\lambda t)dt = 1 - e^{-\lambda T} \qquad (2)$$

Если абсолютная величина показателя экспоненты $\lambda T << 1$, то экспоненту можно разложить в ряд, ограничившись линейным приближением (3):

$$P_p = 1 - (1 - \lambda T) = \lambda T \quad (3)$$

Риск при эксплуатации проектируемого газопровода связан со взрыво- и пожароопасными свойствами природного газа: температурой воспламенения и самовоспламенения, минимальной энергией воспламенения, температурой пламени и др.

В общем случае причинами возникновения аварийных ситуаций на объектах газотранспортной системы могут стать:

- неудовлетворительное техническое состояние оборудования, его конструктивные недостатки, физический и моральный износ;
- эксплуатация систем контроля, управления и противоаварийной защиты в неисправном состоянии или их отсутствие;
- недостаточная профессиональная подготовка производственного персонала и специалистов;
- несовершенство технологических процессов.

Авария на линейной части газопровода возможна в связи с дефектами используемых материалов, подземной коррозией металла, от механических повреждений и стихийных бедствий, или нарушениями режима эксплуатации. Наиболее тяжелая авария возможна при повреждении газопровода с последующим разрывом и неуправляемым выбросом природного газа в атмосферу и его возгоранием. При этом возможно поражение обслуживающего газопровод персонала и лиц, осуществляющих работы вблизи трассы и воздействие на окружающую среду.

На подводных переходах наиболее значительными факторами являются отклонения газопровода от его проектных отметок, которые возможны как в результате деформаций трубы (например, образование арок в результате больших осевых напряжений), так и по причине русловых изменений (размывы дна, наносы, подмывы и т.п.). Наиболее характерной причиной повреждений подводных переходов является размыв грунта, т.е. образование открытых участков на дюкере в результате переформирования дна и берегов реки.

Предложения по внедрению мер, направленных на уменьшение риска аварий:

1) своевременно проводить профилактическую и плановую работу по выявлению дефектов различных видов оборудования и отдельных узлов и деталей, их ремонт или замену, а также осуществлять контроль за общим комплексом мероприятий по повышению технологической дисциплины и увеличения ресурса работы оборудования, выполнения аварийно - ремонтных и восстановительных работ в соответствии с требованиями техники безопасности, охраны труда и правилами технической эксплуатации.

2) Проводить своевременный контроль подземных и надземных трубопроводов и запорной арматуры на территориях КС, их техническое обслуживание и текущий ремонт.

3) Поддерживать в исправности и постоянной готовности средств пожарной сигнализации и автоматического пожаротушения, средства автоматической сигнализации предельной загазованности и автоматического включения.

4) Учитывая, что трасса газопровода захватывает участки лесозаготовок и обрабатываемых сельхозугодий, обращать особое внимание на мероприятия, снижающие вероятность повреждения газопровода техникой и организацию защиты линейной части газопровода от нанесения повреждений и расхищения.

5) Для обеспечения квалифицированного и своевременного ремонта основного оборудования заключать договоры с его производителями на сервисное обслуживание.

6) Осуществлять постоянный контроль наличия и состояния опознавательных знаков на местности, знаков ограждения, предупреждающих и запрещающих знаков на переходах через автомобильные дороги и переездов. Имеющиеся замечания по отдельным дорожным знаком необходимо устранить по согласованию с дорожными службами ГИБДД.

7) Совершенствовать мероприятия по профессиональной и противоаварийной подготовке производственного персонала, их обучение способам защиты и действиям в аварийных ситуациях.

Уменьшение масштабов поражения тесно увязано с пониманием специфики поражающих факторов в конкретной аварийной ситуации, его подготовленности к действиям в аварийных ситуациях, наличия средств защиты и укрытия в зонах потенциальной опасности.

Аварии на газопроводах и технологических системах с природным горючим газом, содержащим, в основном, метан, имеют сравнительно локальный характер, а воздействие аварии ограничено во времени до нескольких часов. Основной ущерб определяется тепловым воздействием на ограниченной территории при возгорании истекающего газа.

При разрыве одного из трубопроводов или сосуда на компрессорных станциях будет иметь место истечение газа в сверхкритическом режиме, которое в случае воспламенения газа также может реализоваться в виде струи пламени, обладающей потенциалом термического воздействия на людей и оборудование. При полном разрыве опорожнение технологических трубопроводов и емкостей в системе высокого давления происходит достаточно быстро (десятки - сотни секунд). При этом высока вероятность зажигания струи газа за счет возникновения искр в момент разрыва или в течение нескольких первых секунд. Соседние сооружения и установки могут быть повреждены и выведены из строя, главным образом, за счет прямого огневого воздействия при разрыве технологического трубопровода или сосуда и возгорании истекающего газа, а также от разлета фрагментов трубопровода обвязки или иметь: технологические установки - слабые повреждения от ударной волны; сооружения - средние и слабые повреждения.

В тоже время вероятность механического поражения персонала осколками труб может быть оценена ниже вероятностей воздействия других поражающих факторов, и, в первую очередь, термического воздействия при воспламенении газа.

Радиусы поражающего воздействия от избыточного давления составляют до 20 м от места аварии.

Индивидуальный риск при разовом пересечении человеком одновременно 4 ниток газопроводов, располагающихся в едином технологическом коридоре, в зоне 100% поражения, составит - $K_{инд}=3.96x10^{-9}$(1/год).

Уровень индивидуального риска для наибольшей рабочей смены персонала компрессорной станции имеет величину $5,3x10^{-5}$ в год, что можно охарактеризовать как средний уровень индивидуального риска на опасных промышленных объектах России.

Время срабатывания систем аварийной автоматики оценивается на уровне 30....50 с; аварийное перекрытие кранов оператором с ПЦУ - 3....5 мин; ручное закрытие крановых узлов - 15....30 мин; ручное закрытие охранных крановых узлов - 20...40 мин.

Персонал на открытых площадках может в 90% случаев избежать опасности и эвакуироваться из опасной зоны.

Вопрос об уровне приемлемого риска является наиболее важным в принятии решений. Его определение дано в РД 08-120-96, утвержденного Госгортехнадзором России 12.07.96 постановлением №29. Приемлемый риск – риск, уровень которого допустим и обоснован исходя из экономических и социальных соображений. Риск эксплуатации промышленного объекта является приемлемым, если его величина настолько незначительна, что ради выгоды, получаемой от эксплуатации объекта, общество готово пойти на этот риск.

Расчет риска для персонала и населения выполняется исходя из следующих условий и допущений:

- зона поражения для сценария аварии «прямого действия» (пожар, струевое пламя) принимается симметричной, описываемой кругом с радиусом, зависящим от масштаба аварии и в центре места аварии.

- за основное поле потенциальной опасности принято поле термического воздействия от «струевого» пламени, как наиболее опасного по своим последствиям.

- принимаем, что зона 100% термического поражения при аварии на газопроводе представляет собой круг с радиусом $R_0 < r$- расчетного радиуса термического поражения на i-участке.

Предположим, объект пересекает трассу газопровода по оси У под прямым углом. Ширина опасной зоны равна 2r. За участок влияния принимается такой участок трассы газопровода, возникновение аварии с воспламенением газа в любой точке которого может привести к захвату зоной термического поражения анализируемой точки территории, расположенной на расстоянии у по перпендикуляру от оси газопровода. Максимальный размер участка влияния $L = 2\sqrt{r^2 - y^2}$ будет иметь место при прохождении непосредственно над трубопроводом при y=0. Для рассматриваемого случая вероятность поражения в пределах полосы шириной 2r равна (4):

$$P = \frac{\lambda}{2r}\int_{-r}^{+r} L(y)dy = \frac{\lambda}{2r}\left[y\sqrt{r^2 - y^2} + rArc\sin\frac{y}{r}\right]_{-r}^{+r} \qquad (4)$$

где λ - интенсивность (частота) аварии на одной нитке. При y>r P =0.

Реально время нахождения субъекта в зоне опасности определяется скоростью его движения и равно (5):

$$\frac{\Delta\tau}{\Delta T} = \frac{2r}{V_c}\frac{1}{\Delta T} \qquad (5)$$

где Vc – скорость движения объекта, ΔT - рассматриваемый временной интервал (в данном случае ΔT =1 год = 8760 часов).

ПРИРОДНЫЕ РЕСУРСЫ КАК ОБЪЕКТЫ ГРАЖДАНСКИХ ПРАВ

Д.В. Салата

Национально исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Определение объекта гражданского права означает придание гражданско-правового режима явлениям объективной действительности. Любой объект будет правовым только в том случае, когда ему законодателем придается определенный, специфический для него правовой режим. То есть когда право дает нам «видение» характерных признаков, раскрывающих его именно как объект права. Как отмечал В.И. Сенчищев, выделение определенного вида объектов гражданских прав имеет смысл, если данные объекты обладают специфическим правовым режимом[3]. Несомненно, что государство придает природным ресурсам такой режим и закрепляет его в действующем законодательстве. Существуют также правовые характеристики и особенности природных ресурсов, (особенности правового режима) которые позволяют им признаваться объектами гражданских правоотношений.

[3] Сенчищев В.И. Объект гражданского правоотношения. Общее понятие. / В.И. Сенчищев. М. 1999. С. 155.

Природоресурсное законодательство не дает легального определения «объекта прав». Среди множества существующих в литературе пониманий, не вдаваясь в полемику о преимуществах и недостатках каждого из них, остановимся на том, что более всеобъемлющим и правильным определением объекта гражданских прав и обязанностей (гражданских правоотношений) является следующее определение: объекты гражданских правоотношений – это различные материальные предметы реального мира, существующие в реальной жизни (в том числе вещественные) и нематериальные (идеальные) блага либо процесс их создания. Именно они составляют предмет деятельности субъектов гражданского права. Так, любая деятельность субъектов гражданских правоотношений не может быть беспредметна. Она всегда имеет направленность на существующие между субъектами правоотношений материальные и (или) идеальные блага, либо имеет своей целью создать такие блага.

Вопрос о том, что признается природными ресурсами, решен на законодательном уровне. Согласно ст. 1 Федерального закона от 10.01.2002 N 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»[4] природные ресурсы – это компоненты природной среды, природные объекты и природно-антропогенные объекты, которые используются или могут быть использованы при осуществлении хозяйственной и иной деятельности в качестве источников энергии, продуктов производства и предметов потребления и имеют потребительскую ценность. Из приведенного определения видно, что законодатель акцентирует внимание на «имущественной» составляющей предмета отрасли природоресурсного законодательства.

Как известно, гражданское право регулирует имущественные, а также личные неимущественные (частные) отношения лиц, являющихся собственниками своего имущества, которые формируются по инициативе этих лиц и преследуют цели удовлетворения их собственных (частных) интересов. Таким образом, отношения по использованию природных ресурсов входят в предмет отрасли гражданского права, а сами природные ресурсы будут являться объектами таких отношений.

Отнесение законом природных ресурсов к объектам гражданских прав, порождает необходимость выяснить правовую сущность данных объектов, охарактеризовать их в качестве вещей, включенных в имущественный оборот среди прочих объектов гражданских прав, т.е. определить их гражданско-правовой режим в действующем законодательстве.

Итак, чтобы быть включенным в гражданский оборот в качестве объекта гражданских прав, тот или иной природный ресурс должен обладать признаками индивидуально-определенной вещи. Поскольку природные ресурсы обладают экономической ценностью, они приобретают форму товара и включаются в гражданский оборот. Таким образом, первый признак индивидуализации природных ресурсов – это потребительская ценность и доступность обладанию.

Второй признак, характеризующий правовой режим природных ресурсов – приравнивание их законодателем к объектам недвижимости. Многие природные ресурсы отнесены законом к объектам вещных и обязательственных правоотношений, непосредственно связанных с оборотом недвижимого имущества. Так, ст. 130 ГК РФ

Третий признак – особая правовая охрана со стороны государства, заключающаяся в том, что действующее законодательство возлагает на собственников природных ресурсов обязанность поддерживать состояние земель, благоустраивать территории, проводить мелиорацию, что невозможно без финансовых вложений в них. Таким образом, изначальная стоимость земли увеличивается на сумму сделанных вложений.

Четвертый немаловажный признак – обособленность природного ресурса как объекта гражданских правоотношений. Природный ресурс, чтобы выступать в качестве объекта гражданских прав должен быть надлежащим образом обособлен и индивидуализирован посредством специального кадастрового учета (индивидуальная определенность). Следовательно, в качестве объектов гражданских прав могут выступать только обособленные, юридически идентифицированные природные ресурсы, а не те, которые находятся в своем естественно-природном состоянии.

При этом следует дополнить, что природные ресурсы в их многообразии (земельные участки, водные объекты, участки недр, лесные участки и др.) не могут существовать в гражданском обороте вне зависимости друг от друга, т.к. неразрывно связаны между собой, и не могут существовать вне этой связи. Такие ресурсы отдельно от земельного участка не могут стать объектами гражданских прав, их раздельный оборот невозможен. Т.е. подход к природным ресурсам как объектам гражданских правоотношений должен восприниматься как к главной вещи и принадлежности, применительно к земельному участку и иных природных ресурсов, находящихся на нем.

Этой же позиции придерживается и законодатель, закрепляя положение о том, что объектами гражданских прав (отдельных самостоятельных вещей) в настоящее время могут выступать лишь земельные участки, индивидуализированные посредством кадастрового учета, а также участки недр.

Остальные природные ресурсы (леса, водоемы, многолетние насаждения и др.), находящиеся в составе земельного участка, вещами в гражданско-правовом значении этого слова не являются; они могут включаться в оборот только вместе с земельным участком, в границах которого расположены.

[4] «Собрание законодательства РФ», 14.01.2002, N 2, ст. 133.

АУДИТОРСКИЕ РИСКИ НА ПРИМЕРЕ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ОАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»

А.Н. Свинарёв
Научный руководитель доцент В.Б. Романюк
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Отличительной особенностью современного этапа развития аудита является учёт рисков в аудиторской деятельности. Общий аудиторский риск (AR) – это риск предоставления несоответствующего аудиторского заключения при существенном искажении финансовой отчетности. Этот риск имеет три составляющие (значение показателей приводится в долях):

- неотъемлемый риск или предполагаемый присущий риск (IR);
- риск контроля или запланированный предполагаемый контрольный риск (CR);
- риск необнаружения (DR).

Общий аудиторский риск определяется по формуле:

$$AR = IR \times CR \times DR \quad (1)$$

Эта формула представляет собой модель аудиторского риска. Из данной формулы можно определить риск необнаружения ошибок (мошенничества) аудитором:

$$DR = AR/(IR \times CR) \quad (2)$$

Риск контроля – это риск того, что искажение, которое может иметь место в сальдо счетов или классах операций, не будет своевременно предотвращено или выявлено и исправлено системами бухгалтерского учета и внутреннего контроля.

Риск необнаружения состоит в том, что аудиторские процедуры по существу не обнаружат искажение, имеющееся в сальдо счета или классах операций, которое может быть существенным в отдельности или в совокупности с искажениями в других сальдо счетов или классах операций.

Чем ниже DR, тем больше процедур по существу должно быть выполнено аудитором и тем больше должен быть объем выборки; этот показатель никогда не должен быть исключен полностью, поскольку это результат ошибки человека. Рассмотрим расчёт данных показателей на примере деятельности ОАО «Сургутнефтегаз».

ОАО «Сургутнефтегаз» входит в число ведущих вертикально интегрированных компаний нефтегазового комплекса России. Компания осуществляет добычу 12% нефти, производство 20% газа, добываемого отечественными нефтяными предприятиями, 8% переработки нефти в стране. Консолидированная чистая прибыль ОАО «Сургутнефтегаза» в 2011 г. достигла 237,768 млрд. руб. (рост 81,3% к 2010 г.), консолидированная выручка компании составила 787,854 млрд. руб. (+28% к 2010г.). При этом компания отличается уникальной особенностью – в течение многих лет не имеет ни копейки долга, а наоборот располагает многомиллиардным долларовым «резервом» и не спешит тратить его на скупку активов и расширение своей деятельности. В организационной структуре компании есть ревизионная комиссия, комитет Совета директоров ОАО «Сургутнефтегаз» по аудиту, служба внутреннего аудита. Основными задачами служб внутреннего аудита компании являются: контроль за проведением хозяйственных и финансовых операций в соответствии с требованиями законодательства Российской Федерации; контроль за своевременностью, правильностью, полнотой и точностью отражения в бухгалтерском и налоговом учете проведенных хозяйственных и финансовых операций; контроль за сохранностью материальных ценностей и осуществление мониторинга расходов.

Рассмотрим порядок определения риска необнаружения ошибок аудитором на основе исходных данных, представленных в таблице. Ситуации: A, B, C, D, E, F и G характеризуют риски в области организации учёта и отчетности по соответствующим направлениям: товарно-материальные ценности (A), основные средства (B), учёт труда и заработной платы (C), налогообложение (D), учёт затрат (E), учёт финансового результата (F), учёт инвестиций (G). Данные характеристики определены исходя из изучения аудитором организации и ведения бухучёта на предприятии.

Таблица

Определение аудиторского риска необнаружения ошибки (мошенничества)

Наименование показателя	Ситуация (%)						
	A	B	C	D	E	F	G
Желаемый аудиторский риск AR	1	5	3	1	5	5	4
Предполагаемый присущий риск (неотъемлемый риск) IR	20	50	20	50	20	50	50
Запланированный предполагаемый уровень контрольного риска CR	50	50	50	40	20	25	30
Аудиторский риск не обнаружения ошибки аудитором DR	*0,1*	*0,2*	*0,3*	*0,05*	*0,125*	*0,143*	*0,26*
РАНЖИРОВАНИЕ организации учёта и отчётности по направлениям учётной политики	6	3	1	7	5	4	2

Таким образом, при условии, что чем меньше риск необнаружения ошибки, тем больше процедур по существу необходимо совершить аудитором в ходе аудита организации для минимизации общего аудиторского риска. В данном случае необходимо построить программы аудита, где наибольшая трудоёмкость аудиторских процедур будет связана со следующими направлениями учётной политики: учёт и отчётность по налогам и сборам, учёт товарно-материальных ценностей и т.д.

Имея возможность вникнуть в суть бизнес-процессов аудируемого субъекта, практически неограниченный доступ к внутренней информации и документации, аудитор, в силу своего профессионального долга, обязан приложить максимум усилий для выражения объективного мнения и сведения к минимуму вероятности собственной ошибки, т.е. аудиторского риска.

Литература

1. Аудит; Учебник лля вузов /В.И. Подольский, АА Савин, Л.В. Сотниковаи др.; / Под ред. проф. В.И. Подольского. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ЮНИТИ-ДАНА, Аудит, 2006. - 583 с.

НАЛОГОВЫЙ УЧЁТ И КОНСОЛИДАЦИЯ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ НЕФТЕГАЗОВОЙ КОМПАНИИ

А.Н. Свинарёв

Научный руководитель доцент В.Б. Романюк

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В 2010 г. вступил в силу Федеральный закон № 208-ФЗ «О консолидированной финансовой отчетности», который устанавливает обязательное применение крупными компаниями, в том числе нефтегазовыми, Международных стандартов финансовой отчетности (МСФО). Значительная часть нефтегазовых компаний РФ готовят консолидированную отчетность в соответствии с общепринятыми принципами бухгалтерского учета, применяемыми в США. Согласно законодательным актам РФ эти компании должны перейти на МСФО не позднее 2013 г. Тем не менее, в настоящее время в практику многих российских компаний нефтегазовой отрасли входит подготовка консолидированной финансовой отчетности по международным стандартам. В рамках МСФО существует множество правил учета, регламентирующих отражение операций по присоединению и слиянию, формированию холдинговых групп и составлению консолидированной отчетности. Цель консолидированной финансовой отчетности состоит в представлении информации о финансовом положении, результатах деятельности и изменениях в финансовом положении материнской компании и ее дочерних организаций. С точки зрения отношений с государством, эти компании являются крупными налогоплательщиками, поэтому информация об их деятельности, отраженная в консолидированной финансовой отчетности, позволяет государственным органам более точно прогнозировать бюджетные доходы и оценить их вклад в формирование бюджета страны. На практике применяется два варианта составления отчетности дочерними организациями с целью их последующей консолидации .При первом варианте (рисунок 1) дочерние компании составляют два вида отчетности: по российским и международным стандартам.

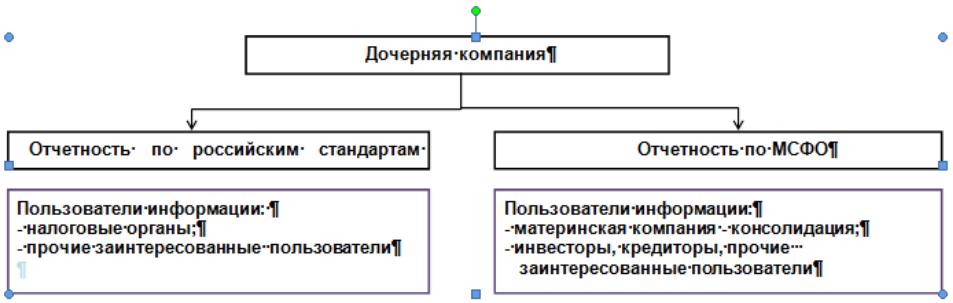


Рис. 1 Первый вариант подготовки отчетности по международным стандартам данный вариант является дорогостоящим и трудозатратным

Его применение целесообразно только в том случае, когда дочерней компании необходимо составление отчетности по международным стандартам с целью ее публикации на бирже, предоставления банкам или для совершения какой-либо сделки. Так, например, многие дочерние структуры ОАО «Газпром», среди которых энергетические компании ОАО «ОГК-2», «ОГК-6», ОАО «Газпромнефть», составляют отчетность по международным стандартам, которая затем консолидируется в отчетность Группы ОАО «Газпром». ОАО «ОГК-2» разместила свои акции на российской и лондонской биржах, и поэтому составление и публикация отчетности по МСФО является обязательным. ОАО «Газпромнефть», также являясь публичной компанией, составляет отчетность по стандартам ОПБУ США. При втором варианте (рисунок 2) дочерние компании составляют

отчетность по российским стандартам, а затем материнская компания, применяя ряд корректировок, формирует отчетность по международным стандартам для включения ее в консолидированную финансовую отчетность.

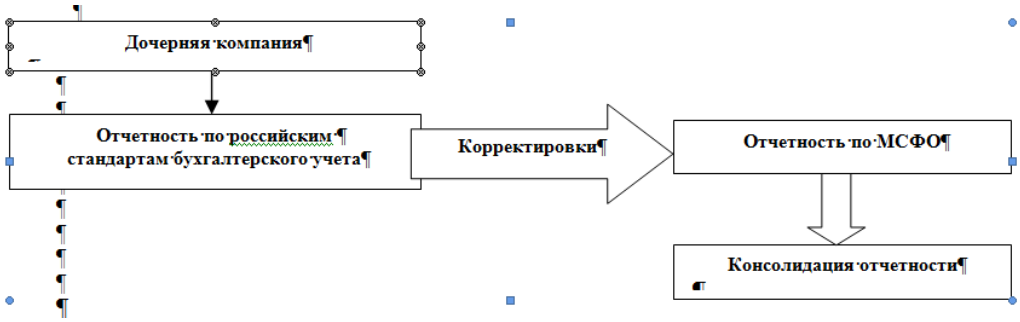


Рис. 2 Второй вариант подготовки отчетности по международным стандартам

Этот метод целесообразно использовать на первом этапе составления отчетности по МСФО, он полезен для прогноза финансовых показателей. Многие вопросы финансовой отчетности, связанные с деятельностью добывающих компаний, возникают из-за особых условий, в которых они работают . Значительная вовлеченность государства в осуществляемую такими компаниями деятельность является одной из характерных особенностей компаний добывающих отраслей. В результате компании должны осуществлять выплаты в пользу государства, выступающего в качестве налогового органа.

В связи с этим возникает необходимость выделения проблем налогообложения нефтегазовых компаний при консолидации отчетности. Акцизные сборы, налоги на эксплуатацию недр и налоги на добычу полезных ископаемых включают выплаты, которые осуществляются по факту добычи минеральных ресурсов из земных недр. В зависимости от налоговой юрисдикции и вида минеральных ресурсов они рассчитываются: как фиксированная сумма за единицу продукции; как часть в процентах от стоимости добытых минеральных ресурсов; на основании выручки за вычетом определенных допустимых затрат. Налогообложение на основании объемов производства. Если основой налога служит фиксированная сумма за единицу продукции или часть в процентах от стоимости произведенных минеральных ресурсов, он не будет отвечать определению налога на прибыль согласно МСФО (IAS) 12. В таких случаях при признании затрат по налогам применяются общие принципы признания обязательств согласно МСФО (IAS) 37.

Другой возникающий вопрос заключается в том, должен ли налог включаться в себестоимость добычи или вычитаться при расчете выручки. Принимая во внимание тот факт, что акцизные сборы, налоги на эксплуатацию недр, и налоги на добычу, имеют своей целью налогообложение добычи ресурсов, а не их продажи, они представляют собой налог на добычу, а не налог, взимаемый нефтяной, газовой или горнодобывающей компанией от имени государства. На основании данного довода этот налог должен быть представлен в составе затрат на добычу. Однако следует отметить, что выручка, полученная от добычи минеральных руд, находится вне сферы применения МСФО (IAS) 18. Впрочем, можно также возразить, особенно в отношении случаев уплаты акцизных сборов, налога на эксплуатацию недр и налога на добычу полезных ископаемых в натуральной форме, что нефтегазовая или горнодобывающая компания никогда не получает каких-либо выгод, связанных с добычей части минеральных ресурсов, переданной государству.

Следовательно, единственно возможным было бы представлять выручку за вычетом налога на эксплуатацию недр или на добычу полезных ископаемых, поскольку по своей сути он не отличается от уплаты роялти. По этой причине выручка обычно представляется за вычетом акцизных сборов. Налог на выручку от продажи нефти компания должна оценить, основывается ли налог на величине чистой прибыли за отчетный период (либо достаточно тесно связан с ней). Если он не соответствует определению налога на прибыль, компания должна разработать для его учета учетную политику, соответствующую иерархии, существующей в МСФО (IAS) 8. По данному вопросу не существует единого подхода. В то время как одни компании могут рассматривать определенный налог на эксплуатацию недр в качестве налога на прибыль согласно МСФО (IAS) 12, другие могут считать тот же налог не подпадающим под действие МСФО (IAS) 12.

Многие соглашения о разделе продукции содержат положение о том, что налог на прибыль, которым облагается подрядчик, включается в часть нефти, приносящей прибыль, которая подлежит передаче государству. В связи с этим возникает вопрос, должна ли компания представлять текущие и отложенные налоги, возникающие в результате начисления такого «условного» налога на прибыль, который лишь считается уплаченным, в развернутом или чистом виде. Недостатком представления налога развернуто является то, что часть общего объема добычи, принадлежащая компании, и часть, принадлежащая государству, превышают общий объем фактически добываемой нефти. С другой стороны, если в стране добычи имеется хорошо отлаженный механизм налогообложения, подпадающий под юрисдикцию министерства финансов, и если соглашение о разделе продукции требует предоставления декларации по налогу на прибыль, то у компании имелось бы юридическое обязательство по уплате налога до даты, на которую национальная нефтяная компания или министерство, ответственное за добывающую отрасль (например, министерство по минеральным ресурсам, промышленности и энергетике), осуществит выплату налога со своей стороны. В подобных случаях более уместным может быть представление выручки и налога на прибыль в развернутом виде.

Однако одним из наиболее значимых специфических объектов учета, влияющих на подготовку отчетности нефтегазовых компаний, остается налог на прибыль. Поэтому целесообразно рассмотреть сходства и различия принципов его учета. Сходства: МСФО (IAS) 12 «Налог на прибыль» и СФУ 109 «Учет налога на прибыль» содержат указания в отношении учета налога на прибыль согласно МСФО и ОПБУ США соответственно. Оба стандарта требуют, чтобы компании учитывали как текущий налоговый эффект, так и ожидаемые будущие налоговые последствия событий, которые были признаны (то есть отложенные налоги), с использованием метода активов и обязательств. Отложенные налоги по временным разницам, возникающим в отношении гудвилла, не подлежащего вычету для налоговых целей, не учитываются согласно обоим методам, а налоговый эффект от статей, учитываемых непосредственно в составе капитала в течение текущего года, также относится непосредственно на капитал. Ни один из стандартов не разрешает дисконтирование отложенных налогов. В РПБУ учет налога на прибыль организаций регулируется ПБУ 18/02 «Учет расчетов по налогу на прибыль организаций», положения которого существенно отличаются от требований соответствующих стандартов в МСФО и ОПБУ США. Далее в таблице отмечены существенные различия учета налога на прибыль в МСФО, ОПБУ США и РПБУ

Таблица

Сравнительный анализ учета налога на прибыль в системах стандартов финансовой отчетности

	МСФО	ОПБУ США (GAAP США)	РПБУ
Налоговая база	Представляет собой сумму, вычитаемую в целях налогообложения или облагаемую налогом. Определение налоговой базы зависит от того, каким образом руководство намеревается погашать или возмещать балансовую стоимость.	В отношении большинства активов и обязательств разногласий по вопросу о данной сумме не возникает; тем не менее, в случае наличия неопределенности, она рассчитывается в соответствии с FIN 48 «Учет неопределенности в налоге на прибыль».	Представляет собой сумму, облагаемую налогом или вычитаемую в целях налогообложения в соответствии с Налоговым кодексом.
Признание отложенных налоговых активов	Суммы признаются только в размере, в котором вероятно, что они будут реализованы.	Признаются в полном объеме (за исключением определенных разниц, не входящих в состав налоговой базы), однако оценочный резерв снижает актив до суммы, которая будет реализована.	Суммы признаются, если их реализация является вероятной (без указания уровня).
Неопределенные налоговые позиции	Особые указания отсутствуют; согласно МСФО (IAS) 12 налоговые активы и обязательства должны оцениваться в сумме ожидаемой выплаты. В действительности используются принципы МСФО (IAS) 37 в отношении признания резервов и раскрытия информации об условных обязательствах. отношении рассмотрения в ходе анализа риска необнаружения ошибки на практике наблюдается разнообразие подходов.	FIN 48 требует применения двухэтапного процесса, в котором разделяются признание и оценка. Налоговая выгода признается, когда она «скорее будет получена, чем нет», на основе технических характеристик соответствующей позиции. Сумма подлежащей признанию выгоды основывается на максимальной сумме налоговой выгоды, вероятность реализации которой при конечном погашении – более 50%. Риск необнаружения ошибки исключается из рассмотрения в ходе анализа.	Особые указания отсутствуют; налоговые активы должны оцениваться в сумме ожидаемой выплаты. В действительности должны применяться принципы ПБУ 8/01 «Условные факты хозяйственной деятельности» в отношении признания резервов и условных обязательств.
Исключение в отношении первоначального признания	Отложенный налог, возникающий при первоначальном признании актива или обязательства, не признается, если он возник не в результате объединения бизнеса, и в ходе сделки, оказывающей влияния ни на бухгалтерскую, ни на налогооблагаемую прибыль на момент ее осуществления.	Подобное исключение в отношении непризнания отложенного налога для определенных активов или обязательств отсутствует.	В РПБУ соответствующие указания по учету отсутствуют.
Признание	Требуется признание, за	Признание не требуется в	В РПБУ соответствующие

отложенных налоговых обязательств по инвестициям в дочерние компании или совместные предприятия	исключением случаев, когда компания, предоставляющая отчетность, контролирует сроки восстановления временной разницы и вероятно, что восстановление разницы не произойдет в обозримом будущем.	случае инвестиций в зарубежную дочернюю компанию или совместное предприятие, имеющее статус юридического лица, которые, по своей сути, являются постоянными. Исключением являются случаи, когда очевидно, что разница будет восстановлена в обозримом будущем.	указания отсутствуют. Практика показывает, что временные разницы такого рода в соответствии с РПБУ не признаются.
Классификация отложенных налоговых активов и обязательств в балансе	Все суммы классифицируются в балансе как внеоборотные / долгосрочные.	Необходима классификация на оборотные / краткосрочные и внеоборотные / долгосрочные на основе характера соответствующего актива или обязательства.	Все суммы классифицируются в балансе как внеоборотные / долгосрочные.
Налоги на перевод между компаниями активов, которые остаются в рамках консолидированной группы	Требуют признания уплаченного налога на прибыль по сделкам между компаниями группы как понесенного и позволяют признавать отложенный налог по разницам между налоговыми базами переданных между компаниями или налоговыми юрисдикциями активов, остающихся в рамках консолидированной группы.	Требуют, чтобы уплаченный налог на прибыль по сделкам между компаниями группы относился на будущий период, и запрещают признание отложенного налога по разницам между налоговыми базами переданных между компаниями или налоговыми юрисдикциями активов, остающихся в рамках консолидированной группы.	В РПБУ соответствующие указания по учету отсутствуют.

Среди прочих отличий между МСФО и ОПБУ США можно выделить следующие: отнесение последующих изменений отложенных налогов на компоненты дохода или капитала; расчет отложенных налогов по зарубежным немонетарным активам и обязательствам, если местная валюта предприятия отличается от его функциональной валюты; ставка налога на распределенную и нераспределенную прибыль; влияние сделок передачи активов внутри группы на отложенное налогообложение. Как видно из таблицы, между системами стандартов по-прежнему существуют значительные различия, хотя конвергенция ОПБУ США и МСФО остается первоочередной задачей на повестке дня как Совета по стандартам финансового учета США (ССФУ) так и Совета по Международным стандартам бухгалтерского учета (Совет по МСБУ).

В настоящий время Совет по МСФО работает над рядом проектов для обсуждения новых и стандартов и интерпретаций, а также поправок к действующим стандартам и интерпретациям. В том числе проект стандарта, заменяющего МСФО (IAS) 12, в котором будут устранены различия, существующие между ОПБУ США и МСФО. Эти новые стандарты и интерпретации будут введены с января 2013 г.

Таким образом, использование преимуществ единой стратегии управления и ориентированность на ключевые факторы успеха компании требуют введения принципов консолидированного налогообложения, несмотря на указанные проблемы.

Литература

1. Федеральный закон № 208-ФЗ «О консолидированной финансовой отчетности», 2011.
2. Медведева Н.В. Консолидированная отчетность в организациях нефтегазовой отрасли. – URL: http://www.fa.ru.
3. Особенности применения МСФО для компаний нефтегазового сектора. – URL: http://www.ey.com/ru.
4. ОПБУ США в сравнении с МСФО. Основные положения, касающиеся нефтегазовой отрасли. – URL: http://www.ey.com/ru

ОБЪЕМ ИНОСТРАННЫХ ИНВЕСТИЦИЙ В НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОМПЛЕКС РОССИИ

К.Д. Серчиди
Научный руководитель доцент В.Б. Романюк
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В 1994-1995 годах Правительством Российской Федерации были предприняты важные меры, направленные на улучшение инвестиционного климата для отечественных и иностранных инвесторов. Постановлением Правительства Российской Федерации от 13 октября 1995 г. N 1016 **«**О комплексной программе стимулирования отечественных и иностранных инвестиций в экономику российской федерации**»** законодательно закреплены основные положения улучшения инвестиционного климата**.**

Ввиду того, что в настоящее время нефтегазовый сектор оказывает огромное влияние на экономическое положение России, а капиталоемкость в данной отрасли очень высока и существует ряд иных условий

усложняющих проведение поисково-разведочных работ и добычу ресурсов, то дополнительным существенным источником финансирования для нашей страны являются иностранные инвестиции.

Современный этап развития нефтегазовой отрасли характеризуется значительным ростом добычи нефти за 2011-2012 гг. Ввиду этого привлечение иностранных инвестиций играет существенную роль в финансовом обеспечении и технологическом развитии нефтяной промышленности России. Российские компании при взаимодействии с иностранными партнерами заинтересованы в привлечении инвестиций и технологий, возможности выхода на зарубежные рынки.

Крупнейшие российские нефтегазовые компании привлекают финансовые ресурсы путем размещения своих ценных бумаг на зарубежных и международных фондовых рынках, а также активно участвуют в совместных проектах с иностранными компаниями, как на территории нашей страны, так и за ее пределами. В последние годы на долю иностранного капитала в России приходится 15-20% всей добываемой нефти и 3-4% природного и попутного газа. В 2009 г. около 18% добычи (89,9 млн. тонн) российской нефти контролировалось иностранными структурами за счет участия в капитале российских нефтегазовых компаний, создания совместных предприятий, контроля над малыми предприятиями и действия соглашений о разделе продукции (СРП). Около 70% иностранных инвестиций поступает из Люксембурга, Нидерландов, Кипра, Великобритании, Германии и Китая [1].

Интересы иностранных инвесторов при участии в российских нефтегазовых проектах – получение доступа к ресурсной базе и организация экспортных поставок. В ряде случаев происходит обмен нефтегазовыми активами, как правило, upstream в России обменивается на downstream в странах реципиентах энергоносителей, что позволяет оптимизировать структуру размещения производительных сил по добыче, транспортировке и переработке нефти, нефтепродуктов и газа.

Российское правительство стремится обеспечить национальную безопасность страны через контроль над стратегическими месторождениями и транспортной инфраструктурой, социально-экономическое развитие ресурсных и транзитных территорий, высокие налоговые и таможенные поступления в бюджет.

Трансформация российского законодательства в направлении ужесточения государственного контроля над деятельностью иностранного бизнеса в нефтегазовом комплексе, введение ряда дополнительных ограничений по работе иностранцев на шельфе и освоению крупных месторождений привела к ухудшению инвестиционного климата в отрасли и оттоку капитала. Это стало одной из причин спада активности в сфере лицензирования участков недр – свыше 70% аукционов, запланированных в 2009-2010 гг. признаны несостоявшимися ввиду отсутствия претендентов. Сумма разовых платежей за выданные лицензии сократилась в 2010 году почти в 10 раз по сравнению с 2007 годом. Так же одной из причин сокращения выдачи лицензий является изначально очень высокая стартовая стоимость участков недр, не включая расходы на проведение поисково-разведочных работ и работ, связанных с разработкой месторождений.

В 2009 году из 494 млн. тонн нефти (с конденсатом), добытой в России, 89,9 млн. тонн или 18% приходилось на иностранных инвесторов (без учета зарубежных кредитов) (табл. 1). Основная часть нефти (около 73%), относимой на иностранный капитал, была получена за счет участия иностранцев в акционерном капитале российских ВИНК.

Общий объем добычи нефти вертикально-интегрированными компаниями в России, включая Группу «Газпром», составил около 453 млн. т. В структуре добычи нефти ВИНК на долю иностранного капитала пришлось около 14% или 65 млн. т.

Таблица 1

Добыча нефти в России в 2009 году, приходящаяся на иностранный и российский капитал, млн. тонн

Показатель	Добыча всего, млн. тонн	Добыча с участием иностранного капитала		Добыча с участием российского капитала		Доля в добыче, приходящаяся на иностранный капитал, %
		млн. тонн	%	млн. тонн	%	
ВИНК и газовые компании	453,5	65,7	73,1	387,8	95,9	14,5
прямое участие в акционерном капитале ВИНК	441,9	59,8	66,6	382	94,4	13,5
опосредованное участие в акционерном капитале контролируемых ВИНК компаний	11,6	5,8	6,5	5,8	1,5	50,0
СРП	14,8	10,1	11,2	4,7	1,2	68,2
Малые компании	26	14,1	15,7	11,8	2,9	54,2
Всего	494,2	89,9	100	404,4	100	18,2

Малые компании добыли порядка 26 млн. т, из которых более половины (54% или 14 млн. т) приходится на иностранный капитал. В структуре добычи нефти иностранными инвесторами доля, приходящаяся на малые компании, составляет около 15% [2].

Операторами СРП было извлечено из недр около 14 млн. тонн нефти, из которых основная часть приходится на иностранных инвесторов (68% или 10 млн. т). Однако в структуре добычи нефти, приходящейся на иностранный капитал, доля проектов, разрабатываемых на условии соглашения о разделе продукции, занимает только 11%.

Основная часть добычи нефти за счет иностранных инвестиций приходится на долевое участие British Petroleum (США/Великобритания) в «ТНК-ВР» и «Славнефти» и ConocoPhillips (США) в «ЛУКОЙЛе», E.ON Rurhrgas GPD GmbH («Германия») в «Газпроме», а также на проекты «Сахалин-1» и «Сахалин-2», реализуемые в рамках соглашений о разделе продукции (СРП). Среди малых нефтяных компаний, частично либо полностью контролируемых иностранцами, наибольший объем добычи приходится на Салым Петролеум Девелопмент Н.В. с участием Royal Dutch Shell plc. (Нидерланды/Великобритания).

Всего в нефтедобывающем секторе России работают более трех десятков иностранных компаний. В 2009 году в добычу сырой нефти и природного газа поступило 6,1 млрд. долл. (табл. 2), что составляет около 61,9% суммарных инвестиций в добычу полезных ископаемых всего и около 7,4% всех иностранных инвестиций в РФ.

Таблица 2

Иностранные инвестиции в добычу полезных ископаемых в России в 2009 году, в т.ч. добычу нефти и газа, млн. долл.

Наименование показателей	2006	2007	2008	2009
Иностранные инвестиции, всего	55109	120941	103769	81927
Добыча полезных ископаемых	9152	17393	12396	9787
Добыча топливно-энергетических полезных ископаемых	7772	15860	9868	6303
Добыча сырой нефти и природного газа; предоставление услуг в этих областях	7633	15676	8512	6066
Добыча сырой нефти и нефтяного (попутного) газа; извлечение фракций из нефтяного (попутного) газа	7525	3421	7430	5554

Значительное сокращение иностранных инвестиций в нефтегазовый сектор в 2009 году во многом объясняется мировым финансово-экономическим кризисом, способствовавшим ухудшению условий кредитования, замедлению реализации ряда крупных проектов, отсутствию крупных сделок по продаже активов. Одна из причин снижения инвестиционной активности в части вхождения иностранцев в крупные нефтегазовые активы – принятие 29.04.2008 Федерального Закона «О стратегических инвестициях», который в значительной степени затруднил участие иностранных инвесторов в нефтегазовом бизнесе в России [3].

Тем не менее, интерес к инвестированию в добычу топливноэнергетические полезные ископаемые у иностранных инвесторов сохранился. В 2009-2010 гг. в Комиссию по контролю за осуществлением иностранных инвестиций свыше 50 зарубежных компаний подали заявки на приобретение предприятий нефтегазового профиля.

В 2009 году по географической структуре поступления иностранных инвестиций в российскую экономику, в том числе в добычу нефти и газа, сохранили свои позиции в качестве крупных экспортеров капитала Люксембург, Нидерланды, Кипр, Великобритания, Германия (табл. 3).

Новым крупным иностранным инвестором в Россию стал Китай - в течение 2009 года объем инвестиций из этой страны возрос с 0,4 до 9,7 млрд. долл. Это связано, прежде всего, с кредитованием проектов формирования транспортной и добывающей инфраструктуры углеводородов (УВ), участием в проектах проведения геологоразведочных работ (ГРР) в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке [2].

В первую десятку крупнейших инвесторов входят также Швейцария, Япония, Франция и Виргинские острова.

На долю десяти стран, крупнейших по объему инвестиций в Россию приходится 80% общего объема иностранных инвестиций, что отражает высокую концентрацию поступающих средств.

Вложения из Кипра, Люксембурга, Виргинских островов осуществляются по большей части структурами российского бизнеса, за счет ранее выведенных из России финансовых ресурсов. От 30 до 40% иностранных инвесторов представляют собой аффилированные компании российских предпринимателей.

Общее изменение добычи нефти, включая газовый конденсат в январе-августе 2012 г. составило 101,3% к соответствующему периоду 2011 года, в том числе в августе – 100,8 процента. Объем добычи нефти, включая газовый конденсат (далее нефть), в январе-августе 2012 г. составил 343 млн. т (в августе 2012 г. объем добычи сохранился на уровне августа 2011 года). Добыча газа в январе-августе 2012 г. составило 96,4% к соответствующему периоду 2011 года.

Добыча газа природного и попутного (далее – газа) в январе-августе 2012 г. снизилась и составила 426,8 млрд. куб. м, что связано со снижением потребления газа на внутреннем и внешнем рынках, начавшимся в апреле текущего года.

Таблица 3

Географическая структура иностранных инвестиций в экономику России, млн. дол.

Страна	2008	2009	Доля в 2009 г., %	Накопленная доля, %	Прирост 2009/2008 гг., %
Люксембург	7073	11723	14,3	14	66
Нидерланды	14542	11640	14,2	29	-20
Китай	402	9757	11,9	40	2327
Кипр	19857	8286	10,1	51	-58
Германия	10715	7366	9,0	60	-31
Великобритания	14940	6421	7,8	67	-57
Швейцария	3062	3586	4,4	72	17
Япония	864	3020	3,7	75	250
Франция	6157	2491	3,0	78	-60
Виргинские острова	3529	1792	2,2	81	-49
Прочие	22628	15845	19,3	100	-30,0
Всего	103769	81927	100		-19

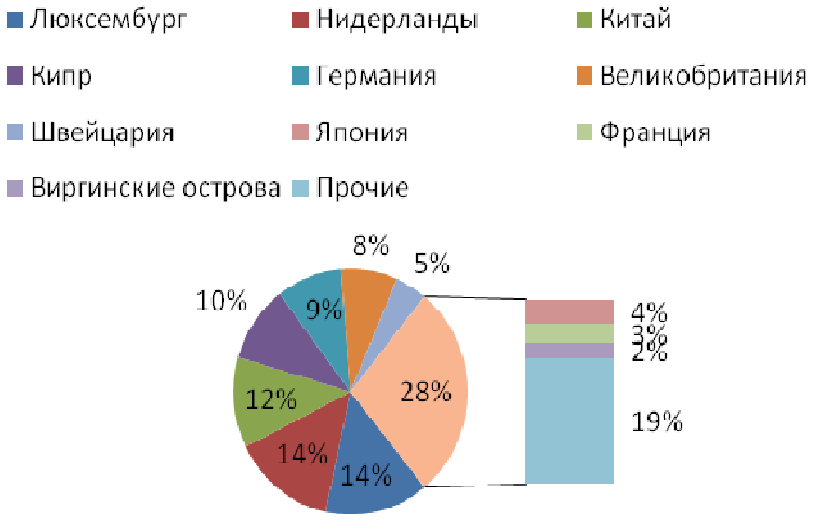


Рис. Структура иностранных инвестиций 2009 г.

Предприятия Группы «Газпром» добыли за январь-август 2012 г. 318,6 млрд. куб. м газа, при этом их доля в общем объеме добычи уменьшилась на 2,5% по сравнению с соответствующим периодом прошлого года. По данным ОАО «Газпром» в январе-июле 2012 г. общий объем бурения вырос к соответствующему уровню 2011 года на 19,7%, в том числе эксплуатационного бурения газовых скважин – на 20%. При этом в январе-июле 2012 г. инвестиции в добычу газа (без учета НДС) в текущих ценах выросли на 32,9%.

Добыча газа независимыми производителями и нефтяными компаниями составила 108,3 млрд. куб. метров.

Тенденция снижения добычи газа продолжилась в августе 2012 г. (на 2,8% ниже соответствующего периода 2011 года) за счет уменьшения добычи предприятиями Группы «Газпром» на 4,2%, при этом и у остальных производителей наблюдалась положительная динамика (прирост – на 1,3 процента).[3]

Подводя итог можно выделить, что объем иностранные инвестиции на сегодняшний день в нефтегазовую отрасль составляют порядка 15-20% всей добываемой нефти нашей страны. Также можно отметить, что за последнее время не произошло существенного снижения добываемого газа и нефти, но и

повышения, соответственно есть потребность в открытии и разработки новых месторождений, для чего нам и требуется достаточно существенный объем иностранных инвестиций.

На сегодняшний день одним из наиболее перспективных направлений для иностранных инвестиций – освоение месторождений УВ Восточной Сибири, Дальнего Востока и Арктики, участие в этих регионах формировании новых крупных центров нефтяной и газовой промышленности международного значения.

В качестве улучшения условий привлечения иностранных инвестиций в развитие нефтегазового комплекса России предлагается следующее: необходимость четкой политики государства по регулированию и обеспечению безопасности для иностранного капитала; снижение общего уровня и дифференциация налогообложения; пересмотреть систему расчета стартовой стоимости лицензий на участки недр выставляемых на аукцион; рассмотреть возможность не полного отчуждения инвестора от открытого им месторождения попадающего в рамки федерального значения, а предоставление возможности дальнейшего участия участника в роли соучредителя совместно с РФ.

Литература

1. Варакса А.М., Дудикова Е.А. Моделирование притока иностранных инвестиций в нефтегазовый сектор России // Модели, системы, сети в экономике, технике, природе и обществе, 2012. – №1(2). – С. 37-40.
2. Коржубаев А.Г., Эдер Л.В. Объем и направление иностранных инвестиций в нефтегазовый комплекс России // Современные исследования социальных проблем, 2010. – № 4.1(04). – С. 414-425.
3. Тенденции реального сектора в экономике [Электронный ресурс].– Режим доступа: http://www.budgetrf.ru/Publications/mert_new/2012/MERT_NEW201209281117/MERT_NEW201209281117_p_005.htm –, свободный.

ВЫДЕЛЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИ ОБОСНОВАННЫХ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ

А.Н. Соколов
Научный руководитель член-корр. РАН, директор А.Ф. Сафронов
Институт проблем нефти и газа СО РАН, г. Якутск, Россия

В настоящее время при подсчете и учете запасов нефти и газа выделяют (из геологических запасов) две группы запасов по степени экономической эффективности: промышленно значимые и непромышленные [1]. Промышленно-значимые запасы подразделяют на: нормально-рентабельные и условно-рентабельные. К нормально-рентабельным относят извлекаемые запасы месторождений (залежей), вовлечение которых в разработку на момент оценки согласно технико-экономическим расчетам экономически эффективно при текущих экономических условиях и действующей налоговой системе. К условно-рентабельным относят извлекаемые запасы месторождений (залежей), вовлечение которых в разработку на момент оценки согласно технико-экономическим расчетам не обеспечивает приемлемую эффективность при текущих экономических условиях и действующей налоговой системе из-за низких технико-экономических показателей (отрицательное значение ЧДД), но освоение которых становится экономически возможным при изменении цен на нефть.

С 2003 года на мировом рынке начался рост цен на нефть. В 2012 году цена на нефть марки Brent держалась на уровне 110 долларов за баррель. По прогнозу экспертов из МВФ цены на нефть через 10 лет могут достигнуть значения 180 долл. за баррель [2]. Важно отметить, что в условиях высоких цен не наблюдается увеличения объемов добычи: объем добычи традиционной нефти, начиная с 2005 года, находится на «плато добычи» с максимумом в 74 мбд в 2010 и 2011 году.

Высокие цены на нефть с одной стороны приведут к тому, что в разработку будут вовлекаться запасы как традиционной, так и нетрадиционной нефти до сих пор считавшимися непромышленными и условно-нерентабельными. А с другой стороны, так как величина запасов уточняется по мере изменения налоговых и экономических условий, то рост цен на нефть повлечет за собой пересчет величины нормально-рентабельных запасов в сторону увеличения. Другими словами, величина нормально-рентабельных запасов и коэффициент извлечения нефти (КИН) есть функция от налоговых условий и цены на нефть. Правомерен вопрос: до каких пределов следует увеличивать оценку нормально-рентабельных запасов?

Из классификации запасов следует, что существует разница между геологическими запасами $V_г$, технологически извлекаемыми $V_т$ и экономически обоснованными (нормально-рентабельными) $V_{эк}$, где $V_г > V_т > V_{эк}$. Соответственно существует технологически возможный $КИН_т$ и экономически обоснованный $КИН_{эк}$ с соотношением $КИН_т > КИН_{эк}$. Но так как добываемая нефть не является самоцелью, то технологически извлекаемый объем и $КИН_т$ не могут выступать в качестве ориентиров.

Большая часть добываемой нефти используется в качестве источника энергии, поэтому логично предположить, что осмысленным пределом увеличения извлекаемых запасов и КИН является тот предел, когда энергетические затраты на добычу нефти будут равны объему энергии, полученным из добытой нефти. Это можно выразить через формулу энергетической эффективности EROEI [3]:

$$EROEI = E_{\text{полученная энергия}}/E_{\text{энергозатраты на добычу}} = 1$$

В реальности, значение полученной энергии должно быть обязательно больше затраченной энергии. Вопрос во сколько раз больше – остается дискуссионным, например, ряд исследователей считают, что значение EROEI для добычи энергоресурсов должно быть не менее 3 [4].

Исходя из расчета энергетической эффективности, наряду с технологически и экономически обоснованными извлекаемыми запасами можно выделить энергетически обоснованные извлекаемые запасы $V_{эн}$, при этом $V_г > V_т > V_{эн} > V_{эк}$. И соответственно энергетически обоснованный $КИН_{эн}$, к которому, руководствуясь принципом рационального недропользования, следует стремиться в условиях растущих цен на нефть. Соотношение между тремя рассматриваемыми КИН следующее: $КИН_т > КИН_{эн} > КИН_{эк}$.

В связи с вышеизложенным можно предложить усовершенствовать схему классификации запасов, выделив энергетически обоснованные запасы (рис. 1). В предлагаемом варианте под непромышленными запасами следует понимать запасы, которые не могут быть извлечены в силу разных обстоятельств, не связанных с технологией или экономической конъюнктурой, т.е. это месторождения, расположенные в пределах водоохранных зон, населенных пунктов, сооружений, сельскохозяйственных объектов, заповедников, памятников природы, истории и культуры.

Данная мера необходима по следующим причинам:

1. Будет получен осмысленный предел увеличения извлекаемых запасов и КИН.

2. В условиях растущих цен (и как следствие постоянное изменение $V_{эк}$ и $КИН_{эк}$), будет получен устойчивые к ценовым изменениям $V_{эн}$ и $КИН_{эн}$, которые зависят от технологического совершенствования процесса добычи.

Величину энергетически рентабельных запасов и $КИН_{эн}$ можно рассматривать как ориентиры для формирования стратегии развития нефтедобывающей отрасли и для совершенствования налогообложения, с целью увеличения существующего КИН.

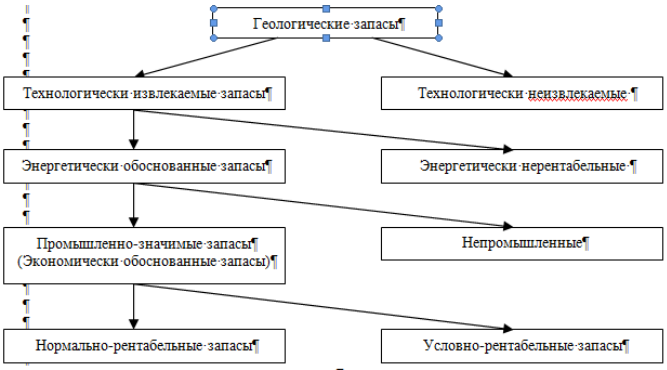


Рис. Классификация запасов нефти

Расчет $КИН_{эн}$ предлагается проводить аналогично расчету $КИН_{эк}$. Покажем это на примере экспресс-метода оценки экономически обоснованных запасов месторождений [5]. Для расчета величины энергетически обоснованных извлекаемых запасов можно применить следующие предельно допустимые критерии:

- Предельно допустимые извлекаемые запасы на одну добывающую скважину за нормативный срок ее работы (тыс. т);
- начальный предельно допустимый суточный дебит вновь вводимой добывающей скважины (т/сут).
- минимально-допустимая эффективная нефтенасыщенная толщина пласта (м).

В качестве основного критерия в методе предлагается принять величину предельно допустимых запасов извлекаемой нефти на новую добывающую скважину, при которой полученная энергия из добытой нефти должна быть больше суммы всех энергозатрат в заранее определенное количество раз. Для расчета критерия, выраженного в тоннах нефти, используются нормативные значение капитальных и эксплуатационных затрат, принятых по аналогичному месторождению с учетом глубины скважины и предполагаемой системы разработки. Равенство энергозатрат и полученной энергии определяет граничную энергобезубыточную работу скважины, оправдывая энергозатраты на добычу нефти за нормативное время. Далее, исходя из предельно допустимых запасов, рассчитывается начальный предельно допустимый дебит скважины и минимально допустимая эффективная толщина пласта. В конечном итоге на основе данных расчетов определяется энергетически целесообразная граница размещения добывающих скважин и $КИН_{эн}$.

Литература

1. Методические рекомендации по применению классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. МПР РФ 2007.
2. The Future of Oil: Geology versus Technology. IMF, 2012. – 33 p.
3. Сафронов А.Ф., Соколов А.Н. Черненко В.Б. Методика расчета EROEI на примере разработки Средневилюйского ГКМ»// Электронный журнал Нефтегазовое дело. – Уфа, 2011. - №6 - С.197 – 209.
4. Charles A. S. Hall, Stephen Balogh, David J. R. Murphy. What is the Minimum EROI that a Sustainable Society Must Have? // Energies, 2009. - №2 - P. 25 – 47.
5. Пономарева И.А. , Богаткина Ю.Г. Экспресс-метод комплексной оценки запасов неразведанных месторождений // Электронный научный журнал «Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика». – Москва, 2011. - вып. 1 (3).

НЕТРАДИЦИОННЫЕ ИСТОЧНИКИ ЖИДКОГО ТОПЛИВА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

А.Н. Соколов
Научный руководитель член-корр. РАН, директор А.Ф. Сафронов
Институт проблем нефти и газа СО РАН, г. Якутск, Россия

В связи с пиком добычи традиционной нефти всё большую роль будут играть запасы трудноизвлекаемой и нетрадиционной нефти, а также возобновляемые источники жидкого топлива, которые в целом можно обозначить как «нетрадиционные источники жидкого топлива». Классифицировать данные виды источников можно следующим образом:

1. Трудноизвлекаемая нефть (по Халимову Э.М., Лисовскому Н.Н., 2009) [1]:

a. Вязкая нефть (heavy oil). Вязкость в пластовых условиях >30 спз.

b. Нефть в малопористых и малопроницаемых коллекторах (сланцевая нефть, tight oil, shale oil). Проницаемость < 0.03 мкм3 и пористость <8%

c. Истощенность месторождения >0,7 от начальных извлекаемых запасов

d. Нефть в сложных географических условиях (арктическая, глубоководная нефть).

2. Нетрадиционная нефть:

a. Синтетическая нефть из горючих сланцев (oil shale)

b. Синтетическая нефть из битуминозных песков (oil sands)

3. Производство жидкого топлива из невозобновляемых ресурсов:

a. Сжижение газа (Gas-to-liquids)

b. Сжижение угля (Coal-to-liquids)

4. Производство жидкого топлива из возобновляемых ресурсов (биотопливо):

a. этанол кукурузный

b. этанол из сахарного тростника

c. биодизель

d. топливо из биомассы (Biomass-to-liquid)

Отличие трудноизвлекаемой от нетрадиционной нефти заключается в том, что в первом случае мы имеем дело с традиционной нефтью, заключенной в нетрадиционные коллекторы. Добыча нефти и газа из сланцев представляет собой добычу традиционных запасов углеводородов, заключенных в малопроницаемых и малопористых сланцах. В случае нетрадиционных запасов, таких как битуминозные пески и горючие сланцы, в продуктивных пластах месторождения содержится не нефть, а кероген, который предстоит довести до жидкой кондиции, чтобы получить так называемую «синтетическую нефть» (syncrude).И в первом и во втором случае может говориться о сланцах, но следует иметь в виду, что это принципиально разные виды ресурсов.

В прошлом веке, в условиях низких цен на нефть и наличия достаточного объема традиционных запасов, нетрадиционные источники не рассматривались в плане промышленного освоения, и являлись объектом только научного интереса. В настоящее время в условиях высоких цен и при недостатке традиционных запасов, к нетрадиционным источникам появился экономический интерес, и по мере дальнейшего роста цен на нефть, интерес будет только увеличиваться.

Наиболее перспективными в настоящее время считаются запасы сланцевой нефти (shale oil), битуминозные пески и биотопливо, что отражается в прогнозах (таб. 1). Перспектива добычи сланцевой нефти в первую очередь имеется в США и в России. В США, одновременно с так называемым сланцевым газом, уже активно развивается добыча сланцевой нефти. Причем, в некоторых месторождениях одновременно сосредоточены запасы нефти и газа (Eagle Ford shale). Для России актуален вопрос о добычи сланцевой нефти из баженовской свиты. О данных запасах известно с 70-х годов прошлого столетия, но эффективных решений по добыче пока нет. Среди главных проблем отмечаются [2]:

1. Неравномерное по площади распределение скважин с высоким начальным дебитом. Разница в дебитах может составлять два порядка: от первых тонн в сутки до нескольких сотен.

2. Достаточно резкий спад производительности скважины: в течение года дебит может снизиться на порядок.

Неопределенность касается в том числе и оценки извлекаемых запасов, которая различается в десятки раз: от 600 млн.т. до 30 млрд.т.[2] Соответственно, затруднительно говорить о потенциальных объемах добычи.

Таблица 1

Прогноз производства жидких энергоресурсов, мбд.

Название	2015	2020	2030
Вязкая нефть	0,8	1,1	1,4
Сланцевая нефть (в США)	2,7	2,8	2,1
Битуминозные пески	2,3	2,9	4,1
Биотопливо	2,4	3,0	4,4
GTL	0,3	0,3	0,3
CTL	0,3	0,5	1,3
Итого	8,8	10,6	13,6

Данные EIA (Energy Information Administration)

Естественным в нефтедобыче является то, что сначала разрабатываются легкие запасы, затем тяжелые. Отсюда следует вполне очевидный вывод, что нетрадиционные источники так или иначе менее эффективны в плане освоения, чем традиционная нефть. Исчерпание запасов легкой нефти (при растущем спросе) привело к повышению цен, а повышение цен привело к возможности рентабельного освоения нетрадиционных источников жидкого топлива. Поэтому, с одной стороны развитие данных источников жидкого топлива является новой возможностью ведения выгодного бизнеса, а с другой (более важной) стороны, это необходимость, вызванная нехваткой запасов легкой нефти.

Наиболее существенной проблемой нетрадиционных источников жидкого топлива в контексте пика добычи нефти является относительно небольшая масштабируемость их производства. Как видно, прогнозный объем производства оказывается существенно меньшим, чем производство традиционной нефти (около 74 мбд в 2012 году). В благоприятном случае, при высоких ценах на нефть, объемы производства вырастут, но, по всей вероятности, не до того уровня, чтобы можно было говорить о нетрадиционных источниках, как о полноценной в плане масштабируемости замене традиционной нефти.

Следует отметить, в прогноз производства жидкого топлива не включены ресурсы горючих сланцев (oil shale). Ресурсы горючих сланцев потенциально огромны, так Международное энергетическое агентство дает оценку в 5 трлн. баррелей [3], но об экономической эффективности освоения пока не говорится. Тем не менее, энергетическая эффективность (EROEI) добычи нефти из горючих сланцев в зависимости от условий составляет 2,4-15,8 для технологии Shell in situ (подземное обогащение) и 2,6-6,9 для технологии Alberta Taciuk Processor (наземное обогащение) [4], что позволяет уже сейчас говорить о наличии энергетически обоснованных извлекаемых запасов, которые при соответствующих ценах и налоговом режиме станут экономически выгодными. Масштабное привлечение инвестиций и промышленная разработка горючих сланцев, вероятно, начнется после того, как произойдет насыщение инвестициями направления по добыче сланцевой нефти.

Таким образом, наиболее перспективные нетрадиционные источники жидкого топлива характеризуются следующим:

1. Малой масштабируемостью производства.
2. Повышенной технологической сложностью процесса производства

Из второго обстоятельства вытекает низкая энергетическая эффективность и высокая экономическая себестоимость производства.

В настоящее время существуют (как минимум) две точки зрения на перспективу дальнейшего развития производства жидкого топлива из нетрадиционных источников:

1. Интенсивное наращивание производства с целью удовлетворения растущего спроса с выходом на новые рекорды производства жидкого топлива.
2. Умеренное производство с целью компенсации падения объемов добычи легкой нефти, и выход на устойчивую траекторию производства жидкого топлива.

У каждой точки зрения есть свои плюсы и минусы. В первом случае компании в кратко и среднесрочной перспективе получат дополнительные доходы, а экономика дополнительные объемы жидкого топлива. Но после пика добычи, теперь уже нетрадиционной нефти, компаниям и экономике придется перестраиваться, и данная перестройка приведет к разбалансировке экономики. Во втором случае компании (и бюджет) не получат дополнительных доходов, но в долгосрочной перспективе будет достигнута стабильность.

Учитывая, что все нетрадиционные источники менее эффективны, чем традиционная нефть, в перспективе правильнее будет рассматривать данные источники в качестве компенсационных падающему объему добычи традиционной нефти. При этом, растущий спрос следует удовлетворять за счет увеличения эффективности использования производимого объема жидкого топлива.

Литература

1. Лисовский Н.Н., Халимов Э.М. О классификации трудноизвлекаемых запасов // Вестник ЦКР Роснедра. - Москва, 2009. – №6 – С. 33 – 55.
2. Афанасьев И.С., Гаврилова Е.В., Бирун Е.М., Калмыков Г.А., Балушкина Н.С. Баженовская свита. Общий обзор, нерешенные проблемы // Научно-технический вестник ОАО «НК РОСНЕФТЬ». – Москва, 2010. – С. 20 – 26.
3. World Energy Outlook 2010
4. Cutler J. Cleveland, Peter O'Connor. An Assessment of the Energy Return on Investment (EROI) of Oil Shale // Report. Department of Geography and Environment. - Boston University, 2010. – 19 p.

АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ СИСТЕМЫ МОТИВАЦИИ И СТИМУЛИРОВАНИЯ ПЕРСОНАЛА НА ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

И.Е. Сорокоумова

Научный руководитель ассистент Т.С. Глызина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На данном этапе развития нефтегазового комплекса установлена задача достижения международного уровня конкурентоспособности на основе последних достижений науки и техники, использования и творческого применения достижений международной стандартизации. Среди основных компонентов рынка труда (спрос и

предложение рабочей силы, конкуренция между работниками и работодателями) особое место занимает стоимость рабочей силы, с которой органически связаны ее цена, и экономическая природа заработной плиты.

Цель данной работы изучить способы мотивации и стимулирования труда работников нефтегазового комплекса на примере отдельно взятого предприятия; оценить пути улучшения существующей системы.

Предметом изучения были выбраны данные путем анкетного опроса персонала предприятия ООО «Томскбурнефтегаз» за период 2010–2012гг по следующим критериям:

1. Степень удовлетворенности персонала предприятия той или иной стороной трудовой деятельности (жизни);

2. Определение ориентации работников (ценностная или прагматическая).

Согласно анализу степени удовлетворенности персонала, мотивационная структура предприятия незначительно ухудшилась. Адаптация персонала к внешним и внутренним условиям уменьшилась. На неизменном уровне осталась лишь удовлетворенность условиями труда. Среди причин неуверенности в завтрашнем дне большинство назвали причины, связанные с политической и экономической ситуацией в стране, – 50%. Остальные респонденты распределились следующим образом: «причины неуверенности связаны с неустойчивым положением фирмы» – 15%; «я не совсем готов к новым условиям жизни» – 10%; «причины неуверенности связаны с моими семейными и личными проблемами» – 10%; «основная причина во мне» – 5%; «причины неуверенности связаны с положением в коллективе» – 3%, назвали другие причины – 7%.

Согласно степени удовлетворенности персонала, мотивационная структура предприятия незначительно ухудшилась. Адаптация персонала к внешним и внутренним условиям уменьшилась. На неизменном уровне осталась лишь удовлетворенность условиями труда. В целом удовлетворенность своей нынешней работой у персонала предприятия ухудшилась. Так, 45% респондентов считают, что не вся их деятельность необходима, и лишь 15% работников считают, что выполняемая ими работа действительно необходима.

Из-за того, что неэффективно используется рабочее время, чаще стала возникать необходимость сверхурочных работ, причем эти работы не оплачиваются. Также большинство работников часто работают в режиме постоянной усталости (65%), что объясняется существующим в коллективе психологическим дискомфортом.

На неизменном уровне осталась удовлетворенность условиями труда. Это связано с тем, что затраты на охрану труда были увеличены. Но многие работники предпочли бы скорее плохие условия труда с хорошей заработной платой (65%), чем нормальные условия с более низкой заработной платой.

Согласно исследованиям, большинство считают свою заработную плату несправедливой, как показывает анализ, 20% работников предприятия имеют дополнительные заработки, 45% нуждаются, но не имеют их, остальные 35% в дополнительных заработках не нуждаются. 75% исполнителей не имеют представления о том, сколько стоит их труд, 20% знают это приблизительно, и лишь 5% знают наверняка. Среди руководства сложилась другая ситуация: 65% знают, сколько стоит их труд, 35% знают приблизительно.

Проведенный анализ мотивации и стимулирования персонала на предприятии показал:

- **Самыми сильными сторонами существующей системы являются**: высокий уровень оплаты труда; социальная направленность организации; заинтересованность руководства в совершенствовании.

- **Самыми слабыми сторонами и угрозами существующей являются**: отсутствие стратегии и политики в области системы стимулирования; отсутствие формализованной объективной системы оценки качества персонала; отсутствие методов оценки уровня мотивации персонала.

- **Наиболее перспективные возможности**: формирование стратегии и политики в области мотивации и стимулирования персонала; формирование продуманной системы оценки качества персонала; отражение требований в системе менеджмента качества.

Таким образом, на основе проведенного исследования рекомендуемые мероприятия по мотивации и стимулированию персонала можно представить в виде таблицы.

Выводы

Осуществление реструктуризации и реформирования предприятий НГК невозможно без формирования новых механизмов мотивации и стимулирования персонала.

По результатам исследования мотивации персонала состояние трудовой мотивации можно охарактеризовать следующими основными признаками: общая трудовая пассивность; низкая значимость общественных мотивов труда, служебного, профессионального и квалификационного роста; определение социального статуса личности в большей степени по нетрудовым критериям; желание иметь стабильную высокооплачиваемую работу, обеспечивающую необходимый уровень потребностей.

Проведенный анализ системы мотивации и стимулирования персонала позволил выявить сильные и слабые стороны существующей системы, а также назвать наиболее перспективные возможности, среди которых: формирование стратегии и политики в области мотивации и стимулирования персонала; формирование продуманной системы оценки качества персонала.

Кроме того, предложены варианты формирования системы мотивации и стимулирования персонала, механизм по улучшению качества работы персонала.

Таблица

Мероприятия по мотивации и стимулированию персонала

Мероприятия	Средства реализации	Предполагаемые результаты
Материальное стимулирование	Предоставление равных возможностей для справедливой оплаты труда Регулярная оценка результатов достижения поставленных целей	Повышение эффективности работы предприятия Заинтересованность работников в результатах собственного труда Снижение текучки кадров
Нематериальное стимулирование	Публикация достижений сотрудников Подарки сотрудникам к наиболее значимым событиям в их жизни Помощь в повышении квалификации	Улучшение морально–психологического климата в коллективе Сплоченность в коллективе
Премирование лучшего сотрудника по итогам месяца, квартала, года	Выделение средств Ведение статистических данных	Самоорганизация внутреннего негласного соревнования по повышению производительности труда
Улучшение условий труда при достижении каких–либо результатов: выдача служебных мобильных телефонов, автомобилей, отличительной спец формы и т.п.	Выделение необходимых средств Введение системы учета результатов работы	Повышение качества труда сотрудников
Формирование заинтересованности работников в развитии своих знаний и умений	Проведение семинаров Организация курсов по повышению квалификации	Признание важности своего труда и возникновение чувства сопричастности, повышение престижа фирмы для самих сотрудников
Расширение возможностей для творческого труда	Поощрение инновационной активности Поощрение ответственного отношения к делу Предоставление возможности реализации индивидуальных способностей	Полная самоотдача, осознание важности собственной и коллективной деятельности

Литература

1. Волгин Н.А. Оплата труда: производство, социальная сфера, государственная служба. Анализ, проблемы, решения – М.: Экзамен, 2004. – 224 с.
2. Томскбурнефтегаз. Кадровая политика. – URL: http://tbng.ru/personnel/ Дата обращения 28.09.2012.
3. Колосова О.Г.. Особенности формирования политики заработной платы на предприятиях нефтегазового комплекса Северного региона. – URL: http://law.admtyumen.ru/noframe/nic?d&nd=466201802&nh=0&ssect=0 Дата обращения: 29.09.2012.

ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ ОРГАНОВ МЕСТНОГО САМОУПРАВЛЕНИЯ И ТОВАРИЩЕСТВ СОБСТВЕННИКОВ ЖИЛЬЯ

Л.В. Спицына

Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Развитие жилищно-коммунальной отрасли в современных условиях изменяется с учетом всестороннего воздействия управленческих решений органов государственной власти, местного самоуправления и специфики обратной связи от собственников жилья, что предопределяет переход от существующих в жилищно-коммунальном хозяйстве муниципального образования административных механизмов регулирования к рыночным через развитие процесса самоуправления в жилищной сфере путем создания и функционирования жилищных объединений различных организационно-правовых форм.

Преобразования в жилищной сфере, проводимые в России в последние годы, обеспечили переход от планово-административных методов регулирования к рыночным механизмам развития. Изменения претерпевает структура жилищного фонда, формируется новый слой собственников жилья.

Происходит реорганизация системы управления отраслью, которая основывается на принципах сокращения степени участия органов местного самоуправления в управлении жилищным фондом путем привлечения граждан к управлению своей собственностью. Стимулирует переход к жилищному самоуправлению и предполагает разработку, внедрение новых механизмов взаимодействия государства и общественных объединений граждан в жилищной сфере, в частности товариществ собственников жилья.

Правовое регулирование полномочий органов местного самоуправления в жилищно-коммунальной сфере на федеральном уровне определяется рядом законов, в частности:

- Федеральный закон «Об общих принципах организации местного самоуправления в РФ» от 06.10.2003 г. №131-ФЗ;
- Федеральный закон «Об основах регулирования тарифов организаций коммунального комплекса» от 30.12.2004 г. №210-ФЗ;
- Федеральный закон «О фонде содействия реформированию жилищно-коммунального комплекса» 21 июля 2007 года N 185-ФЗ. [3]

Помимо этого, полномочия местных органов власти в сфере управления и регулирования жилищно-коммунальным комплексом определяются в нормативно-правовых актах, принятых на региональном и муниципальном уровнях.

В связи с реформированием жилищно-коммунального хозяйства, приватизацией жилья [2] появились многочисленные собственники жилья. Физические лица – граждане, купившие квартиру в многоквартирном доме (собственники жилых и нежилых помещений). Юридические лица – в первую очередь, муниципалитет, которому принадлежит часть квартир многоквартирных домов (переданных квартиросъемщикам по договору социального найма), а так же предприятия и различные организации. При этом наибольший процент в данной градации составили именно граждане – собственники жилья, приватизировавшие свои квартиры.

В соответствии с положением Гражданского кодекса РФ собственнику принадлежит право владения, пользования и распоряжения жилищем. Собственник вправе самостоятельно принимать и исполнять решения, касающиеся управления принадлежащим ему недвижимым имуществом, его содержания, ремонта и пользования коммунальными услугами. Кроме того, собственники не только имеют право, но и обязаны содержать свою недвижимость (ст. 209-210 ГК РФ). [1] Таким образом, реальная передача собственникам прав и обязанностей по управлению жилищным фондом стала первопричиной развития частной собственности в жилищной сфере.

Именно на стыке реформ в функционировании жилищно-коммунального комплекса и в развитии местного самоуправления на муниципальном уровне, своё становление и распространение получили такие формы объединения собственников жилья, как товарищества.

Товарищество собственников жилья является наиболее оптимальной формой управления многоквартирным домом и эффективным звеном взаимодействия органов местного самоуправления и граждан в вопросах разъяснения тарифной политики, реализации программ энерго- и ресурсосбережения и других вопросов реформирования жилищно-коммунального хозяйства. Товарищество собственников жилья, принимая на себя решение вопросов путем прямого волеизъявления граждан-собственников помещений в многоквартирном доме, связанных с управлением и содержанием общего имущества в многоквартирном доме, благоустройством придомовой территории, и решая их с участием собственников жилья, повышают ответственность граждан за состояние общего имущества в многоквартирных домах.

Управляя многоквартирными домами, как собственники своего жилья, товарищества собственников жилья предстают как полноценные субъекты жилищно-коммунального хозяйства. Они способствуют развитию конкурентных отношений в сфере управления и обслуживания жилищным фондом. В таком контексте товарищества собственников жилья стоит рассматривать как институт системы местного самоуправления.

Однако существует ряд серьезных причин, сдерживающих развитие товариществ собственников жилья как формы самоуправления многоквартирными домами, таких как:

- отсутствие у граждан опыта самоуправления, психологическая неготовность и боязнь взять на себя ответственность за будущее жилого дома;
- опасение возможного увеличения коммунальных платежей для членов товариществ собственников жилья;
- недостаточная осведомленность собственников помещений о принимаемых государством и местными органами власти мерах по реализации жилищной реформы, о способах управления домами;
- отсутствие элементарных знаний о бухгалтерской отчетности, кассовой книге, расчетных извещениях, ведении бухгалтерского учета в целом.

Рассматривая основные формы взаимодействия органов местного самоуправления и товариществ собственников жилья, следует выделить две основные формы:

- хозяйственную, связанную с финансовым и экономическим развитием товариществ собственников жилья (проведение конкурсов на улучшение состояния общего имущества, в том числе, дворов, детских, игровых и спортивных площадок, субсидии, дотации, возмещение выпадающих доходов, налоговые льготы в части уплаты местных налогов, осуществление финансирования капитального ремонта в соответствии с Федеральным законом «О фонде содействия реформированию жилищно-коммунального комплекса» 21 июля 2007 года N 185-ФЗ, создание страховых фондов, предоставление льготного кредитования, оказание помощи в постановке на кадастровый учет земельных участков под многоквартирными домами);

- нехозяйственную (информирование и консультирование представителей товариществ собственников жилья по техническим, правовым и финансовым вопросам, которые возникают в их деятельности, обучение сотрудников товарищества собственников жилья, привлеченных к осуществлению производственно-хозяйственной деятельности, прочая организационная и методическая поддержка).

Указанные формы взаимодействия направлены на повышение эффективности практической деятельности товариществ собственников жилья.

Однако, стоит отметить, что современная нормативная база, научные исследования не дают четкого определения позиции и ролевой значимости товариществ собственников жилья в системе местного самоуправления. Требует усовершенствования правое регулирование и практика реализации прав и полномочий товариществ собственников жилья путем закрепления таких форм взаимоотношений, при осуществлении которых товарищества собственников жилья имели бы возможность влиять на принимаемые решения органами местного самоуправления или самолично вносить в органы местного самоуправления проекты муниципальных правовых актов, подлежащие обязательному рассмотрению этими органами и должностными лицами местного самоуправления в пределах своих компетенций.

Предоставление товариществам собственников жилья определенных прав и полномочий в решении вопросов местного самоуправления позволило бы повысить заинтересованность собственников жилья многоквартирных домов к вступлению в такие товарищества.

Литература

1. Гражданский кодекс Российской федерации Часть 1 [Текст]: офиц.текст. - от 30.11.1994 N 51-ФЗ (принят ГД ФС РФ 21.10.1994) (ст.209-210).
2. Закон РФ "О приватизации жилищного фонда в РФ" [Текст]: офиц.текст. - от 04.07.1991 N 1541-1.
3. Справочно-правовая система «Консультант Плюс»: [Электронный ресурс].

ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ ОАО «АК ТРАНСНЕФТЬ»

Е.С. Тесленко
Научный руководитель ассистент Т.С. Глызина
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефтяная промышленность играет огромную роль в экономике России и является актуальной темой в последние несколько десятилетий. Стратегической задачей развития нефтяной отрасли является плавное увеличение объемов добычи и транспортировки углеводородного сырья со стабилизацией в долгосрочную перспективу. Транспортировка нефти, газа и нефтепродуктов осуществляется на сегодняшний день такими видами способами как морской, железнодорожный, трубопроводный и автомобильный. Трубопроводный транспорт – вид производственной деятельности, направленной на доставку продукции к месту назначения по трубопроводам. Он является самым выгодным с точки зрения экономики, а, следовательно, и самым распространенным в пределах нашей страны.

Цель данной работы – изучение перспектив экономического развития ОАО «АК «Транснефть» – компании, которой принадлежит более 90% рынка транспорта российских углеводородов. Задачей ОАО «АК «Транснефть» является развитие системы магистральных трубопроводов РФ для полного обеспечения потребностей в транспорте нефти и нефтепродуктов как на внутреннем рынке страны, так и для экспортных поставок. Развитие должно основываться на применении современных передовых отраслевых технологий, имеющих высокий уровень коэффициента надежности, на соблюдении правил экологической и промышленной безопасности и на оптимальном уровне затрат как для компании, так и для потребителей. Решение поставленной задачи достигается при помощи следующих мероприятий:

- повышение энергоэфективности компании при помощи мероприятий по экономии энергетических ресурсов;
- стабилизация тарифа на перекачку нефти не более уровня инфляции, улучшение производительности труда с приростом около 5% за год;
- развитие производственной деятельности при помощи инновационных технологий;
- увеличение пропускной способности и протяженности нефте- и нефтепродуктопроводов как в России, так и в странах зарубежья с целью обеспечения поставок нефти в 2020 году, в соответствии с планируемыми объемами добычи нефти на эксплуатируемых месторождениях и объемами с новых месторождений, которые разрабатываются нефтедобывающими компаниями;
- повышение надежности эксплуатируемой системы магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов при помощи своевременной диагностики и последних достижений в области дефектоскопии;
- реконструкции и модернизации основных фондов;
- повышенное внимание проблемам экологической и промышленной безопасности производственных объектов организации улучшение социальных пакетов, предназначенных работникам организации.

Таким образом, динамика основных показателей свидетельствует о стабильном финансово-экономическом состоянии компании ОАО «АК «Транснефть» в долгосрочной перспективе, при этом обеспечивается снижение удельных затрат в базовых ценах. При объеме добычи российской нефти 527 млн. тонн в 2020 году разработанная стратегия развития организации предполагает расширение системы магистральных

трубопроводов ОАО «АК «Транснефть» в целях обеспечения объемов транспортировки российской нефти до 474,3 млн. тонн нефти, что на 6% выше существующего уровня (таблица).

Таблица

Прогноз добычи и приема нефти в систему ОАО «АК «Транснефть» на период до 2020 года

Показатели	Значение показателей в планируемый период, млн. тонн					
	2011	2012	2014	2015	2017	2020
Добыча нефти в России	509	510	521	525,5	526	527
Прием в систему ОАО "АК "Транснефть" всего, в том числе	473,9	478	491,2	494,9	495,4	496,3
Нефть России	450,9	456	469,2	472,9	474,3	474,3
Транзитная нефть Казахстана и Азербайджана	23	22	22	22	22	22
Экспорт нефти	237	243,7	248	252	254	256

Чтобы обеспечить растущие потребности в развитии сетей МН за последующие 8 лет, Компания планирует построить около 1500 км линейной части, построить и реконструировать 43 Нефтеперекачивающие станции и возвести резервуарные емкости общим объемом 800 тысяч м^3. Инвестиционные затраты на развитие системы МН составят до 356 млрд. рублей.

Основными проектами являются: завершение в 2012 году строительства 1-й очереди трубопроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан» и дальнейшее ее расширение, нефтепровод «Заполярье – Пурпе».

Строительство новых нефтепроводов: «Тихорецк – Туапсе-2», Юрубчено-Тахомское месторождение – НПС «Тайшет». Так же в планах ОАО «АК «Транснефть» находится реализация проектов, цель которых - строительство новых и расширение пропускной способности существующих нефтепродуктопроводов. Благодаря этим проектам в перспективе возможно увеличение приема нефтепродуктов от нефтеперекачивающих станций в систему МН в на 70%. При этом реальный объем поставок к 2020 году составит до 54,5 млн. тонн в год.

Расширение системы транспортировки нефтепродуктопроводов включает проекты: строительство магистрального нефтепродуктопровода «Сызрань – Саратов – Волгоград – Новороссийск» (проект «Юг»), расширение пропускной способности МНПП «Кириши – Приморск» (проект «Север»); строительство нефтепродуктопровода «Кстово-Нагорная (Москва)».

Для развития магистрального нефтепродуктопроводного транспорта в период до 2020 года потребуется строительство около 2280 км линейной части, строительство и реконструкция 16 ППС, строительство около 720 тыс.м^3 резервуарных емкостей. Инвестиционные затраты на развитие системы магистральных нефтепродуктопроводов составят до 125 млрд. руб.

Роль национального трубопроводного транспорта еще более повышается в условиях глобализации мировой экономики, приводящей к расширению межгосударственных хозяйственных связей. Действующие и перспективные трубопроводные системы России благодаря выигрышному расположению на Евроазиатском континенте смогут оказывать серьезное влияние на геополитическое развитие энергетического рынка. Поэтому необходимо учитывать перспективы нашей страны в развитии трубопроводного транспорта как главного средства транспортировки энергоносителей за рубеж.

Литература

1. Алексеева М.М. Планирование деятельности фирмы: Учебно-методическое пособие. – М.: Финансы и статистика, – 2004. – 249 с.
2. Черняк В.З., Черняк А.В., Довдиенко И.В. Бизнес-планирование: Учебно-практическое пособие. – М.: РДЛ, – 2003. – 272 с.
3. «Программа стратегического развития ОАО «АК «Транснефть» на период до 2020 года»: Протокол №2 от 31.01.2012 http://www.transneft.ru/projects/310/.

ОПТИМИЗАЦИЯ СТРУКТУРЫ КАПИТАЛА ОАО «ЛУКОЙЛ» ДЛЯ ДОСТИЖЕНИЯ ФИНАНСОВОЙ УСТОЙЧИВОСТИ

Ю.А. Титаева

Научный руководитель доцент А.В. Антошкина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Структура капитала предприятия определяет многие аспекты не только его финансовой деятельности, но и операционной и инвестиционной стратегии поведения. Она отражает влияние на показатели рентабельности активов и собственного капитала, коэффициенты финансового состояния и ликвидности, а также формирует требования к соотношению доходности и риска в процессе функционирования предприятия.

Под «структурой капитала» понимается соотношение всех форм собственных и заемных финансовых средств, используемых корпорацией в процессе хозяйственной деятельности на финансирование активов.

Особенности структуры капитала корпораций нефтегазового комплекса, определяющие его сущность, обусловлены двумя основными факторами. С одной стороны, главной особенностью корпоративного капитала является то, что в его составе можно выделить две самостоятельные подсистемы: промышленный капитал (отражает движение капитала в сфере производственной деятельности) и финансовый капитал (обеспечивает организацию и обслуживание денежного оборота в целях поиска внутренних резервов для обеспечения непрерывности воспроизводственных процессов замкнутой хозяйственной структуры). С другой стороны, имеются отраслевые особенности формирования структуры капитала предприятий нефтегазового сектора: высокий удельный вес основных производственных фондов в имуществе (из которых на долю скважин приходится около 70%) и преобладание собственных источников средств в финансировании отечественных корпораций (70-95%).

Заемный капитал по отрасли достигает примерно четвертой части от всех источников финансирования и предназначен, главным образом, для финансирования проектов за пределами России, в то время как в зарубежных нефтегазовых компаниях доля заемного капитала может превышать 50%. Доля же долгосрочного долга к собственному капиталу в зарубежных корпорациях нефтегазового комплекса составляет около 20%, тогда как в российских компаниях этот показатель колеблется в пределах 4-6% [1].

В то же время, в условиях дефицита источников финансирования нефтедобычи, переработки и сбыта, корпорации пренебрегают инструментарием управления капиталом и формированием его оптимальной структуры, сохраняя при этом высокую финансовую независимость.

Проблема выбора структуры капитала возникает по следующим причинам. Во-первых, стоимость различных элементов капитала различна, и, привлекая дешевый заемный капитал, владелец собственного капитала может значительно повысить доходность собственного капитала (эта повышенная доходность является компенсацией за повышенный риск). Во-вторых, комбинируя элементы капитала, можно повысить рыночную оценку всего капитала корпорации. С точки зрения оценки стоимости капитала, принципиальное отличие собственного и заемного капитала – неравные значения стоимостей этих элементов капитала.

Финансовые решения по структуре капитала – это выбор компромисса между риском и доходностью, поскольку увеличение доли заемного капитала повышает риск, и более высокое значение доли заемного капитала обеспечивает большее значение доходности на собственный капитал.

Следовательно, корпорация, использующая только собственный капитал, имеет максимальную финансовую устойчивость (коэффициент финансовой независимости равен 1,0). Тем не менее, организация считается финансово устойчивой, если коэффициент финансовой независимости более 0,5. Таким образом, корпорация не теряет финансовую устойчивость, используя заемный капитал, но значительно ограничивает темпы своего развития, отказавшись от его привлечения, лишается дополнительного источника финансирования прироста активов (имущества).

В то же время, корпорация, привлекающая заемные средства в форме кредита или облигационного займа, имеет более высокий финансовый потенциал для своего экономического роста и возможности прироста рентабельности собственного капитала. Однако с увеличением доли заемных средств корпоративная группа теряет финансовую независимость, в большей мере генерирует финансовый риск и угрозу банкротства.

Исходя из вышесказанного, под «оптимальной структурой капитала» понимается такое сочетание собственного и заемного капитала корпорации, которое обеспечивает максимальную рыночную оценку всего капитала (как суммы собственного и заемного), и, следовательно, предлагает владельцам максимум дохода на вложенные денежные средства. Оптимальная структура капитала выражает такое соотношение использования собственного и заемного капитала, при котором обеспечивается наиболее эффективная взаимосвязь между коэффициентом рентабельности собственного капитала и коэффициентом задолженности.

Процесс формирования оптимальной структуры капитала предполагает установление целевой структуры капитала, которая представляет собой такое соотношение собственных и заемных финансовых средств корпорации, которое позволяет в полной мере обеспечить достижение избранного критерия формирования оптимальной структуры капитала. Конкретная целевая структура капитала обеспечивает заданный уровень доходности и риска в деятельности организации, минимизирует средневзвешенную стоимость или максимизирует рыночную стоимость организации. Показатель целевой структуры капитала входит в систему стратегических целевых нормативов его развития [2].

Возвращаясь к анализу структуры капитала корпораций нефтегазового комплекса, особенностью которой является преобладание собственных источники финансирования над заемными, можно выделить ОАО «ЛУКОЙЛ» (далее – Компания), как одну из наиболее показательных компаний, структура капитала которой демонстрирует значительное преобладание собственных средств (в среднем, на уровне 70%, в 2011 году – 74%, с сохранением тенденции роста собственного капитала с 2006 года). Так как такая пропорция сохраняется уже на протяжении 6 лет, то можно сделать вывод, что эта структура является статичной (в динамике не изменяется), а, следовательно, целевой для Компании. Однако такая структура капитала не является оптимальной, поскольку, ограничивая привлечение заемного капитала, корпорация лишается дополнительного источника финансовых ресурсов, отдавая предпочтение избыточной финансовой независимости.

На основе ретроспективного анализа структуры капитала Компании можно сделать вывод о том, что при сохранении существующих тенденций, доля собственных средств в структуре капитала в 2012 году составит 75%, т.е. стратегия Компании направлена на увеличение доли собственных средств.

Определим оптимальную структуру капитала Компании при помощи математических методов. Существуют различные подходы к определению оптимальной структуры капитала [2, 3, 4]:

• путем минимизации средневзвешенной стоимости капитала ($СВС_К$);

• путем максимизации рентабельности собственных средств и др.

Согласно первому методу, при определении структуры капитала необходимо исходить из его общей стоимости и стоимости отдельных источников средств. Оптимальным считается соотношение, при котором достигается минимальная средневзвешенная стоимость капитала.

Результаты расчетов по первому методу приведены в таблице.

Таблица

Оптимизация структуры капитала по критерию – $СВС_К$

Показатели	Варианты					
	1	2	3	4	5	6
Доля собственных средств	68	69	70	71	71	74
Доля заемных средств	32	31	30	29	29	26
Средневзвешенная стоимость капитала	3,54	3,40	5,23	3,52	3,44	3,70

Таким образом, оптимальная структура капитала достигается при соотношении собственных и заемных средств, характерных для варианта 2. Очевидно, что, начиная с 2008 года Компания решила нарушить сформировавшееся соотношение и пойти в сторону увеличения доли собственных средств.

Согласно второму методу, создать целевую структуру возможно на основе максимизации рентабельности собственных средств.

Проанализировав динамику коэффициента рентабельности собственного капитала Компании на основании консолидированной отчетности Компании за 2006-2011 годы, получаем, что максимум рентабельности собственных средств достигается при соотношении собственного и заемного капитала в пропорции 69% на 31%, соответственно.

Таким образом, оптимальной структурой капитала для Компании по результатам применения вышеуказанных методов является соотношение собственных и заемных средств в размере 69% на 31% соответственно.

Обращаясь к анализу финансового состояния Компании, можно отметить, что установление новой целевой структуры капитала позволит повысить рентабельность всего капитала предприятия (экономическую рентабельность) на 5% (до докризисного уровня 2008 года). Более того, улучшатся значения коэффициентов финансового состояния предприятия.

Итак, проанализировав структуру капитала Компании, следует отметить, что, во-первых, она имеет тенденцию к повышению доли собственных средств в динамике, следовательно, отклоняется от полученной оптимальной структуры капитала.

Во-вторых, Компании можно рекомендовать следующую оптимальную структуру капитала: соотношение собственных и заемных средств в пропорции 69:31 соответственно, поскольку такая структура капитала максимизирует рентабельность собственных средств и позволяет достичь минимума средневзвешенной стоимости капитала для Компании.

Литература

1. Бланк И.А. Управление формированием капитала. – К.: «Ника-Центр», Серия «Библиотека финансового менеджера», 2000. – Вып. 4. – 512 с.
2. Злотникова Л.Г., Колядов Л.В., Тарасенко П.Ф. Финансовый менеджмент в нефтегазовых отраслях: Учебник. – М: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005. – 456 с.
3. Ковалев В. В. Курс финансового менеджмента: Учебник / В. В. Ковалев. - 2-е изд. – М: ПРОСПЕКТ, 2009. – 448 с.
4. Рудык Н.Б. Структура капитала корпораций: теория и практика. – М.: Дело, 2004. – 272 с.

ХОЛДИНГОВЫЕ КОМПАНИИ В НЕФТЕГАЗОВОМ СЕКТОРЕ

Р.К. Туреханов

Научный руководитель доцент О.В. Пожарницкая

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Как известно, в настоящее время нефтегазовая промышленность в России развивается бурным темпом и имеет ярко выраженную тенденцию к улучшению состояния отрасли. С каждым годом увеличивается объем добычи нефти и газа, увеличиваются и сами компании. Чаще всего компании объединяются, чтобы быть конкурентоспособными на рынке. Актуальность темы исследования заключается в рассмотрении структуры холдинговых компаний, их достоинств и недостатков, а также в рассмотрении проблем управления в холдинговых компаниях.

Холдинговая компания – это система коммерческих организаций, которая включает в себя «управляющую компанию», владеющую контрольными пакетами акций и/или паями дочерних компаний, и

дочерние компании. Одной из основных целей холдинга является обеспечение нужного качества продукции. Большинство крупнейших компаний нефтяной отрасли имеют вертикально интегрированную структуру, которая имеет полный производственный цикл – от геологоразведки, через собственно добычу и нефтепереработку, вплоть до сбыта нефтепродуктов конечным потребителям.

Например, в структуру нефтяной компании «Роснефть» входят 12 полностью консолидируемых дочерних обществ, специализирующихся на добыче и разработке месторождений Западной и Восточной Сибири, южной части европейской части России, центральной России, и на Дальнем Востоке; 7 крупных нефтеперерабатывающих заводов; организация сбыта производственной продукции. ОАО «ЛУКойл», одна из крупнейших международных вертикально интегрированных нефтегазовых компаний, которая владеет нефтеперерабатывающими мощностями в 6 странах мира. В России компании принадлежат 4 нефтеперерабатывающих завода.

Нефтяная компания «ТНК-ВР» также является холдинговой. В состав «ТНК-ВР» вошли активы компаний ТНК, СИДАНКО и ВР в России. 50% долевого участия в «ТНК-ВР» принадлежит компаниям «Альфа-групп», «Аксесс/Ренова» и столько же ВР. Но «Роснефть» в ближайшее время собирается выкупить акции ТНК-ВР, так как получила разрешение Федеральной антимонопольной службы на покупку ТНК-ВР. После чего, компания обязана будет выполнить ряд условий, которые, как считают в ФАС, защитят рынок нефти и нефтепродуктов от новоявленного гиганта.

ОАО «Газпром нефть» входят более 70 нефтедобывающих, нефтеперерабатывающих и сбытовых предприятий в России, странах ближнего и Дальнего зарубежья, также объединенных по принципу вертикальной интеграции. К примеру, так же холдинги в машиностроительной отрасли, например ЗАО «Машиностроительный холдинг».

Общепризнано, что в настоящее время ВИНК занимают доминирующее положение в отечественной экономике и в значительной степени определяют динамику ее развития. ВИНК имеют определенные достоинства и недостатки.

Достоинства:

- возможность организации интенсивного информационного обмена между подразделениями, что позволяет координировать планы и графики поставок сырья, материалов, полуфабрикатов, их переработку и доставку конечной продукции потребителю;
- возможность контроля качества продукции на любом из этапов ее изготовления;
- возможность полноценной работы по сокращению издержек, так как включены все составляющие, необходимые для получения и продажи конечного продукта.
- концентрация финансовых ресурсов.
- возможность существенного ускорения оборота капитала и окупаемости затрат.

Имеется ряд отрицательных сторон вертикальной интеграции:

- излишние издержки, если компания использует собственное входное производство при наличии внешних дешевых источников снабжения;
- потери при быстрой смене технологий;
- потери при непредсказуемости спроса, так как затруднена возможность более надежно защитить и координировать производство продукции.

Основной проблемой в управлении холдинговой компании является отсутствие целенаправленной работы, централизованное управление, все решения принимаются наверху. Дочерние компании не включены в работу по разработке стратегии, стандартов работы. При этом наблюдается значительное расхождение целей дочерних компаний и целей холдинга в целом, также заметно отсутствует инициатива со стороны дочерних компаний. Делегирование полномочий, как инструмент, не используется или используется неправильно и не дает соответствующего эффекта; формальное делегирование, когда есть вывеска, а реальных полномочий не дают; уровень управленческой компетенции топ-менеджеров, директоров и менеджеров среднего звена оставляет желать лучшего.

Рекомендации:

- необходимо четко разделить сферы компетенции головной компании, "дочек", внутри "дочек";
- ввести систему управления по целям;
- заранее готовить, менеджеров – формировать и поддерживать управленческий резерв.

Второй проблемой в управлении можно назвать такой фактор, как масштаб компании, который оказывает существенное влияние на разработку и принятие управленческих решений, поскольку требует многоуровневого согласования и многоаспектной оценки рисков. В конечном счете это ведет к увеличению времени и затрат, а значит, к снижению его эффективности. Масштабы компании определяют ее влияние на экономику государства в целом и в определенной степени на экономику других государств.

Материнским компаниям необходимы:

- целенаправленные действия;
- постоянные усилия по формированию единого корпоративного духа;
- следования в рамках единой стратегии холдинга;
- постоянный мониторинг и контроль.

Для примера возьмем нефтяную компанию «Роснефть». В компании присутствует корпоративная культура. Компания приступила к реализации программы, направленной на улучшение корпоративной культуры и повышение уровня лояльности персонала. Основными ее аспектами являются:

- разработка и внедрение системы внутренних коммуникаций;

- усовершенствование системы мотивации работников;
- кодекс деловой этики;
- система аттестации персонала;
- программа кадрового резерва;
- программа улучшения вахтовых поселков и опорных баз бригад;
- корпоративный музей.

В 2008 году было проведено новое исследование, которое позволило оценить правильность выбранных приоритетов и внести необходимые коррективы. Предполагается, что исследования, направленные на диагностику корпоративной культуры, внутренних коммуникаций и уровня лояльности персонала будут проводиться в компании на регулярной основе один раз в два года.

Система внутренних коммуникаций действует в НК «Роснефть» и ее дочерних обществах уже несколько лет. Регулярные встречи работников с руководством дочерних обществ стали традицией. На этих встречах руководители объясняют работникам конкретные действия, предпринимаемые в дочерних обществах и Компании, рассказывают о дальнейших планах развития, отвечают на вопросы работников. Встречи организуются в рабочем порядке, по мере необходимости. Благодаря таким встречам более эффективно решаются многие производственные и социальные вопросы, что повышает лояльность работников к компании и их ответственность за выполнение должностных обязанностей.

Особенно актуальными такие мероприятия стали в период кризисных явлений в экономике (2008-2009 годы) на фоне сокращений персонала и снижения дохода работников в ряде компаний других отраслей. В этот период, благодаря избранной НК «Роснефть» стратегии, направленной на увеличение объемов производства, реализацию масштабных проектов и повышение эффективности деятельности, система внутренних коммуникаций сыграла важную роль в поддержании социальной стабильности в дочерних обществах компании.

В заключении необходимо отметить, что в ходе проведенного исследования было выявлено, что крупные нефтегазовые компании основаны на вертикально интегрированной структуре, что дает эффективно функционировать и вести контроль за дочерними компаниями. Как показывает практика, объединение нефтяных компаний дает возможность быть лидером. Так, объединение Роснефть с ТНК-ВР даст ему возможность стать первым на российском рынке. Объединения в виде холдингов удобны в расстановке цен на выпускаемую продукцию. В холдинговых компаниях должен быть заложен огромный потенциал, позволяющий достигать более высоких результатов, нежели самостоятельные компании. Следует отметить, что централизация делает холдинг более эффективным в стратегическом управлении. В холдинговых компаниях необходим постоянный контроль и мониторинг, а также целенаправленные действия и соответственно корпоративный дух.

Литература

1. http://minenergo.gov.ru (Электронный ресурс).
2. http://ru.wikipedia.org (Электронный ресурс).
3. http://www.egraduate.ru (Электронный ресурс).
4. Холдинги в нефтегазовом бизнесе. В.В. Данников.
5. http://www.rosneft.ru (Электронный ресурс).
6. Ж..Проблемы экономики и управления в нефтегазовом комплексе.
7. Кузнецова Н.А. Преимущества вертикально интегрированных нефтяных компаний, как комплексного преобразования структуры управления. Режим доступа URL:http://web.snauka.ru.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ УЧЕТА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

Е.И. Ульянова
Научный руководитель доцент М.Р. Цибульникова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Попутные нефтяные газы (далее ПНГ) - углеводородные газы, сопутствующие нефти и выделяющиеся при ее добыче на газонефтяных месторождениях. По геологическим характеристикам различают попутные нефтяные газы газовых шапок и газы, растворённые в нефти. В зависимости от района добычи с 1 т нефти получают от 25 до 800 (чаще от 25 до 300) $м^3$ ПНГ.

Объем добычи ПНГ и его состав находятся в непосредственной зависимости от изменения добычи нефти и местонахождения месторождений. Содержание ПНГ в нефти зависит от многих факторов (условия формирования и залегания нефтяных месторождений, режима их эксплуатации, способа выделения ПНГ и т.д.) и существенно отличается для разных нефтегазоносных провинций страны.

По данным Национальной океанической и атмосферной администрации США, полученным с помощью спутникового оборудования, каждый год при разработке нефтяных месторождений в мире сжигают и выбрасывают в атмосферу ПНГ в объёме порядка 160 млрд. $м^3$ при общей годовой добыче ПНГ порядка 470 млрд. $м^3$. [1]

Сжигание и выброс в атмосферу этого побочного продукта нефтедобычи ведёт к загрязнению окружающей среды и усиливает глобальный парниковый эффект. В связи с этим правительства большинства стран стараются перейти от сжигания к рациональному использованию ПНГ. В 2011 г. валовая добыча ПНГ в

России составила 67,8 млрд $м^3$, из них сожжено в факелах 16,3 млрд $м^3$, использовано – 51,2 млрд $м^3$, или 75,5%, около 30,3 млрд $м^3$ (44,7% от общей добычи) было поставлено на газоперерабатывающие заводы, на собственные нужды нефтяных компаний для закачки в пласт и производства электрической энергии – 21,2 млрд $м^3$ (31,3%).[1]

В результате окружающая среда и население подвергаются воздействию экологически вредных продуктов сгорания ПНГ, в том числе и канцерогенных, что приводит к существенному повышению заболеваемости населения в регионах нефтегазодобычи. За год в результате сжигания ПНГ в атмосферу выбрасывается 400 тыс. тонн вредных веществ - окиси углерода, окислов азота, углеводородов, сажи. Платежи за загрязнение окружающей среды от выбросов попутного газа не превышают 0,8 - 1,2 процента от стоимости реализуемой нефти.

Одним из основных требований по рациональному использованию и охране недр в соответствии со статьей 23 Закона Российской Федерации "О недрах" является наиболее полное извлечение основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов.

На данный момент государство намерено повысить уровень использования ПНГ с помощью следующих действий:

-увеличить размеры экологических штрафов за сверхнормативные выбросы ПНГ;

-обязать недропользователей разрабатывать проектную документацию на использование ПНГ;

-обеспечить приоритетный доступ к единой национальной электрической сети поставщиков энергии, использующих в качестве топлива ПНГ;

-стимулировать на основе законов переработку ПНГ;

создать налоговые и таможенные преференции для предприятий, реализующих проекты по рациональному использованию ПНГ.

В зарубежной практике в начальной стадии разработки месторождений весь объём добываемого ПНГ закачивают в нефтяные пласты с целью повышения их нефтеотдачи. Позже, после строительства объектов сбора, транспорта и переработки ПНГ, газ поставляется на газоперерабатывающие заводы.

В России, вследствие сложившейся экономической ситуации и либерального для нефтяных компаний законодательства, затраты на оборудование для закачки попутного газа в пласт считаются неоправданно высокими. Нефтяным компаниям проще и дешевле сжигать газ и платить относительно небольшие деньги за загрязнение окружающей среды.

Существующие проблемы при использовании ПНГ:

-значительные начальные затраты при достижении установленного в лицензионном соглашении уровня использования попутного нефтяного газа традиционными путями на отдаленных от ГПЗ месторождениях;

-низкая рентабельность, либо убыточность добычи и поставки ПНГ на газоперерабатывающие заводы на основе договоров купли-продажи по действующим ценам;

-отсутствие у нефтяных компаний собственных мощностей по выделению из ПНГ широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) и стабильного газового бензина (СГБ), отсутствие потребителей ШФЛУ, а также производств по их глубокой переработке с получением моторных топлив;

-отсутствие механизмов мотивации и принуждения к использованию ПНГ в действующей нормативно-правовой базе, ее нечеткость и непоследовательность

Среди существующего ряда проблем утилизации ПНГ, а также факторов, которые замедляют и усложняют процесс рационального использования ПНГ, существует несколько основных методов использования ПНГ:

-переработка на газоперерабатывающих заводах (ГПЗ) с выделением основных компонентов;

-выработка электроэнергии и тепла на электростанциях;

-закачка в пласт для увеличения нефтеотдачи пластов;

-производство сжиженного природного газа (СПГ);

-производство синтетического сжиженного топлива (СЖТ) [2].

Решение проблемы утилизации выделены в Программе по утилизации попутного нефтяного газа, которой занимается компания ПО «Физтех», г.Томска. Деятельность компании это выпуск контрольно-измерительной техники. Предприятие ПО «Физтех» давно и плодотворно сотрудничает с большинством субъектов российской нефтегазовой отрасли.

Сегодня точная и оперативная информация является одним из главных факторов успешного производства. В данном случае – это метрологическая информация, на основе которой, можно отслеживать эффективность и прибыльность тех или иных эколого-экономических технологий. Именно на основе такого взаимодействия – безупречно точного и надежного – возможно построение «рыночной» эколого-экономической модели, ее изучение и совершенствование. В результате исследований Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору, средняя оснащенность факельных установок замерными устройствами составила лишь около 70%. Причем, основная их часть - устаревшие и допускающие вмешательство персонала образцы. Другое измерение проблемы в том, что государство, взявшее под жесткий контроль ситуацию с ПНГ, все более акцентирует внимание нефтяников именно на этом узле. Результатом проверки, проведенной Контрольный управлением Президента РФ на месторождениях Томской области по эффективному использованию ПНГ явилась констатация неудовлетворительного состояния прежде всего «измерительной» составляющей. Это - нарушения при ведении отчетности по добыче попутного газа, отсутствие приборного учета газа, отсутствие проведения исследований газового фактора (Гф), отсутствие исследований состава газа.

Суть программы по утилизации попутного газа, в том, что в рамках излагаемой концепции, эта программа, на данный момент, в целом, соответствует описанным параметрам и готова к быстрой и успешной реализации и демонстрации ее преимуществ всему российскому бизнес-сообществу.

Проанализировав данную предлагаемую программу компании, можно выделить основные преимущества для действительно успешной реализации программы.

1. готовность производственной инфраструктуры реализации программы. Отечественные производства в области энергетики, нефтехимии и машиностроения уже сегодня, в целом, готовы как предоставить комплекс современных технологических решений, так и развернуть производство и внедрение необходимого для программы оборудования.[3]

2. оснащение всех факельных установок современной и защищенной измерительной аппаратурой. Без точных и реальных показателей никогда не было и не будет никакого эффективного производства.

3. оснащение новыми комплексами уже существующих газосборных комплексов и ГПЗ. Гигантские комплексы, доставшиеся нам в наследство от Союза, все еще играют и еще долгое время будут играть решающую роль в процессах УПНГ. Однако физического и морального устаревания не избегают и они. Точный контроль за промежуточной стадией и выходной продукцией не менее важен, чем входные данные. На основе их сопоставления и составляется наиболее необходимая аналитика о ходе программы, ее эффективности, приемлемости тех или иных технологий или подходов.

В рамках метрологического обеспечения необходимо решить следующие проблемы:

Поддержка по линии обеспечения современными комплектующими СИКГ, СИКПН и СИКН для малых, средних и удаленных месторождений.

Обеспечение импортозамещения в сфере экологической безопасности как составной части общей стратегии безопасности.

Обеспечение необходимой унификации приборного ассортимента для крупных ГПЗ и трубопроводных линий. Унификация приборов и приборных линий для крупных производств – это и повышение эффективности работы всего измерительного комплекса, и снижение расходов на его обслуживание, и общее увеличение надежности его работы. Тем более, что речь идет о самых современных приборах, применение которых наряду с устаревшими попросту дезорганизует всю систему.

Помощь в разработке отечественных СИКГ и СИКПН для масштабных проектов по утилизации ПНГ. Имеющаяся на ПО «Физтех» научно-производственная база позволяет проводить проектно-изыскательные работы в области метрологии практически любой сложности.

Поставка современных и защищенных приборов для действующих факельных установок.

Реализация индивидуального подхода. Экспериментальный и массовый характеры будущей программы предполагают наличие множества наличествующих технологических условий и нужных решений.

Широкий ассортимент как приборов гарантированно и точно работающих в агрессивных средах, так и взрывозащищенных приборов.

1 января 2012 г. вступило в силу Постановление Правительства РФ «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках».[4]

Теперь при сжигании на факельных установках более 5% объема добытого попутного нефтяного газа плата за выбросы вредных веществ, образующихся при этом, рассчитывается как за сверхлимитное загрязнение.

При отсутствии средств измерения и учета, подтверждающих фактический объем образования, использования и сжигания на факельных установках попутного нефтяного газа, значение коэффициента принимается равным шести. Поэтому особое внимание стоит уделять непосредственно системам учета использования ПНГ.

Литература

1. Агенство промышленной информации. Рынок попутного нефтяного газа в России и странах СНГ. - Москва, 2009. – 125 с.
2. Книжников А.Ю. Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России /А.Ю. Книжников, Н.Н. Пусенкова// Выпуск 1 (рабочие материалы) ежегодного обзора проблемы в рамках проекта ИМЭМО РАН и WWF России «Экология и энергетика. Международный контекст», 2009. – 28 с.
3. Макогон А.А..Роль и возможности современной отечественной метрологии в процессах рыночного освоения экологических программ (на примерах программы по утилизации попутного нефтяного газа и деятельности ЗАО "ПО Физтех"), Доклад на специализированном семинаре "Инновации, Промышленность, Финансы".
4. Постановление от 8 января 2009 г. № 7 «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках».

ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СОТРУДНИЧЕСТВО РОССИИ И ВЬЕТНАМА В НЕФТЕГАЗОВОЙ СФЕРЕ

Фам Минь Кыонг

Научный руководитель ассистент Т.С. Глызина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Экономическое благосостояние Вьетнама зависит от добычи и экспорта нефти. Актуальной задачей развития экономики Вьетнама является повышение добычи нефти и эффективности экспорта сырой нефти.

Цель работы – проследить экономическое развитие нефтегазовой отрасли Вьетнама, и его сотрудничество с Россией в этой сфере. Глубина данного исследования составила 30 лет.

Начавшаяся в конце 1980-х годов добыча нефти Вьетнама способствовала заметному улучшению экономических показателей и повышению уровня жизни населения. Запасы нефти в стране составляют 600 млн. т, природного газа – 620 млрд. куб. м, согласно последним прогнозам, за последние 10 лет доказанные запасы нефти и газа выросли в 3 раза. Наиболее масштабная добыча нефти во Вьетнаме началась в 2000-е гг. после процесса экономической стабилизации. Экономический рост составил в среднем 8,3% в год. Однако, азиатский экономический кризис 1997 г., вызвавший падение цен на нефть, и проблемы, с ним связанные, привели к тому, что в 1998 г. экономический рост составил только 4,9%. Рост производства замедлился в 1999 г. до 3,7% и составил 5,89% в 2011 г. Последующее повышение цен на нефть значительно улучшило все макроэкономические показатели (доходы от нефти составили 70% всех государственных доходов и 87% экспортируемых товаров и услуг). Нефтедобыча была главным источником налоговых доходов. Ее доля увеличилась с 25% (1992-1994 гг.) до 76% к 2011 г. Вьетнам является экспортером сырой нефти (8,0 млн.т в 2010 г.: в Японию, США, Австралию и др.) и крупным импортером нефтепродуктов (12,4 млн. т, или около 70% потребления: из Сингапура, КНР, Республики Корея и др.) [1].

Добыча природного газа во Вьетнаме полностью идет на внутреннее потребление страны. За 2000-2011 гг. добыча выросла в 7 раз и достигла 8,9 млрд. куб. м. Согласно национальному плану, к 2015 г. объемы производства планируется увеличить до 13 млрд. куб. м. Реализация проекта экспорта природного газа сталкивается с рядом проблем: отсутствием гарантированных экспортных рынков; отсутствием финансовых ресурсов на строительство завода по сжижению газа и необходимых инфраструктурных проектов, а также сильной конкуренцией со стороны других стран в регионе[2].

Таблица 1

Основные показатели экономики Вьетнама и состояние нефтегазовой промышленности в 2000−2011гг.

Показатель	ед. изм.	2000	2005	2010	2011
Экономика					
ВВП по ППС	млрд. долл. США	110,5	178,1	277,4	299,9
ВВП на душу по ППС	долл. США	1424	2143	3143	3359
Прирост реальногоВВП	% к предыдущему году	6,8	8,4	6,8	5,9
Совокупные инвестиции	% от ВВП	29,6	35,6	39,0	29,9
Инфляция	%, средняя потреб. цена	-1,8	8,4	9,2	18,7
Безработица	% от эк. активного населения	6,4	5,3	4,3	4,5
Нефть					
Запасы	млрд. т	0,3	0,4	0,6	0,6
Добыча	млн. т	16,6	19,2	15,7	15,0
Потребление	млн. т	7,9	12,5	19,7	нд
Экспорт	млн. т	15,4	18,0	8,0	нд
Импорт	млн. т	-	-	-	-
Переработка	млн. т	-	-	5,5	нд
Газ					
Запасы	трлн. куб. м.	0,2	0,2	0,6	0,6
Добыча	млрд. куб. м.	1,3	7,2	9,8	8,9
Потребление	млрд. куб. м.	1,3	5,6	9,8	8,9
Экспорт	млрд. куб. м.	-	1,6	-	-
Импорт	млрд. куб. м.	-	-	-	-

Для реализации проектов нефтедобычи во Вьетнаме используются соглашения о разделе продукции (СРП), где финансовый эффект участия государственной компании подобен долевому участию. Однако, для Вьетнама имеются некоторые особенности данных проектов: государственная компания не финансирует поисковые и разведочные работы и может не возмещать инвестору затраты; доля участия государственной компании в капитальных вложениях и эксплуатационных расходах выплачивается из продукции проекта [3].

Наиболее важным фактором российско-вьетнамского стратегического партнерства в сфере экономики является нефтегазовый комплекс. Разведка и добыча нефти и газа остается важнейшей частью торгово-экономического сотрудничества. Кооперация в этой сфере основывается на деятельности созданного совместного предприятия по геологической разведке и добыче нефти и газа на континентальном шельфе юга СРВ «Вьетсовпетро» (участники – ОАО «Зарубежнефть» и Корпорация нефти и газа Вьетнама «Петровьетнам»).

За период промышленной разработки нефтяных месторождений (с 1981 г. по июнь 2011 г.) предприятием добыто более 197 млн. т нефти . Общие поступления в госбюджет СРВ за период работы

предприятия составили 37,1 млрд. долл., прибыль российской стороны – 12,3 млрд. долл. Максимальный уровень добычи нефти был зафиксирован в 2002 г. – 13,5 млн. т, затем началось сокращение, связанное в том числе с проводившейся вьетнамской стороной стратегией искусственного сдерживания объемов добычи (рис.1).

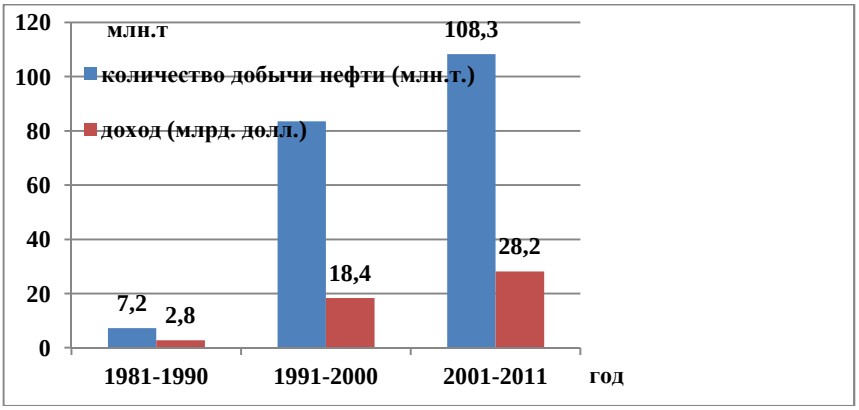


Рис. 1 Динамика добычи нефти СП Вьетсовпетро в 1981–2011 гг.

Новые проекты позволили стабилизировать после 2011 года добычу нефти на уровне около 9,5 млн. т. ежегодно. Итоги работы «Вьетсовпетро» за 2011 год оцениваются как положительные. План по добыче нефти был установлен на уровне 9,2 млн. т., а фактически было добыто 9,5 млн.т. нефти (рис.2).

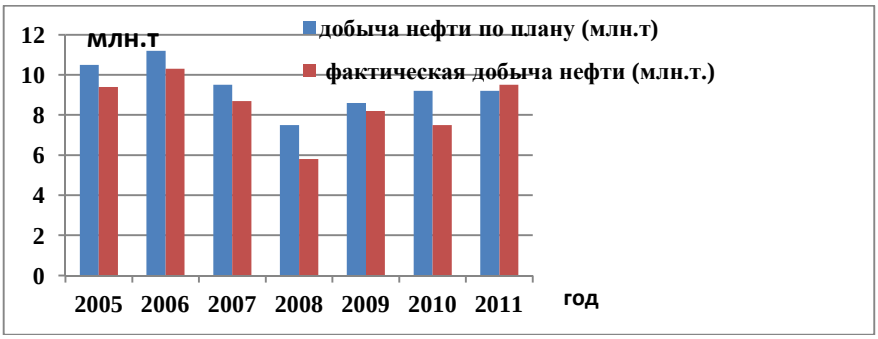


Рис. 2 Состояние добычи нефти СП Вьетсовпетро в 2005–2011 гг.

В июле 2008 г. была открыта ООО «Совместная компания «Русвьетпетро» (участники проекта – ОАО «Зарубежнефть» и КНГ «Петровьетнам»), которому выдано разрешение на разработку четырех блоков Центрально-Хорейверского поднятия в Ямало-Ненецком автономном округе. По экспертным оценкам, суммарные запасы нефти лицензионных месторождений ООО «СК «Русвьетпетро» – 340 млн. т (из них геологические – 244,5 млн. т, извлекаемые – 95,7 млн. т).[6]

В настоящее время Вьетнамская сторона переводит «Вьетсовпетро» на новую модель (материнская компания – шесть дочерних компаний). По мнению ОАО «Зарубежнефть», реализация этого варианта может привести к снижению экономической эффективности добычи нефти вследствие роста стоимости работ и услуг, усложнению реализации производственных программ предприятия. Одним из сдерживающих факторов результативного развития Вьетсовпетро и остальных СП других отраслей являются высокие и трудно прогнозируемые экономические и военно-политические риски. В связи с этим, следует специально остановиться на прогнозных оценках экономических и военно-политических рисков, связанных с деятельностью СП и попытаться найти пути их минимизации (таб.2)

Таким образом, анализируя современный этап двусторонних отношений в нефтегазовой сфере, можно сделать следующий вывод: согласно межправительственному Соглашению о сотрудничестве в области геологической разведки и добычи нефти и газа, после 2011 г. СП «Вьетсовпетро» подлежит преобразованию в компанию с ограниченной ответственностью «Вьетсовпетро». С точки зрения Вьетнама, если Россия планирует в дальнейшем продолжать получать доходы от предприятий в этом секторе, необходимо подготовить целый ряд обоснований, которые убедят Вьетнам продолжить сотрудничество. Времена, когда многих вопросов не возникало из-за тесных взаимовыгодных связей внутри социалистического лагеря прошли, теперь на передний план выходят рыночные основы сотрудничества [7], [8].

Таблица 2

Сильные и слабые стороны СП, его возможности и угрозы

Сильные стороны	Слабые стороны
1. Экономическая и политико-дипломатическая поддержка СП со стороны государственных и правительственных структур СРВ и РФ. 2. Одна из лучших в странах ЮВА нефтегазовая фирма 3. Большой удельный вес на СП составляет высококвалифицированный российский персонал	1. Высокая степень бюрократизации организационной структуры СП, структуры управления и принципов принятия управленческих решений 2. За исключением регионального рынка нефти стран ЮВА, СП Вьетсовпетро имеет недостаточно высокую степень конкурентоспособности на других основных региональных рынках нефти 3. Не очень высокий имидж и репутация СП Вьетсовпетро на мировом рынке нефти
Возможности	**Угрозы**
1. Достаточно стабильные налоговые поступления в государственные бюджеты двух стран от деятельности СП Вьетсовпетро 2. Создание дополнительных возможностей для укрепления вьетнамско-российского инвестиционного сотрудничества (ВРИС) 3. Существенная роль СП в топливно-энергетическом секторе СРВ и РФ	1. Территориальные претензии некоторых соседних стран в отношении принадлежащих СРВ запасов нефти, расположенных в материковом шельфе ЮКМ 2. Планируемое увеличение физического и морального износа основного капитала исследуемого СП 3. Достаточно высокие и трудно прогнозируемые экономические и военно-политические риски

Литература

1. Ле Хонг Тхай, Отношения СРВ с Россией в новых международных условиях, http://quehuong.narod.ru/viet_nga1.htm.
2. Интервью генерального директора «Зарубежнефти» газете РБК Daily", 24 февраля 2010 г. http://www.nestro.ru/www/nestroweb.nsf/554c7e081b919700c3256c2100282e3c/09dab78376769891c325768e004ed196?OpenDocument.
3. Информация посольства СРВ во Вьетнаме «Об итогах социально-экономического развития СРВ в 2009 г.».
4. Соглашение о дальнейшем сотрудничестве в области геологической разведки и добычи нефти и газа на основ Совместного Советско-Вьетнамского предприятия «Вьетсовпетро», 10.2008 г.
5. Россия и Вьетнам расширяют сотрудничество в нефтегазовой сфере, Голос России, 03.2009г. http://rus.ruvr.ru/2009/03/13/936823.html.
6. Годовой отчет ОАО «Зарубежнефть» за 2011год.
7. Данг Нгуен Фыонг Ву. Вьетнамско-российское инвестиционное сотрудничество в условиях мирового финансово-экономического кризиса // Известия Санкт-Петербургского университета экономики и финансов, 2010. –№ 3. – 0,3 п.л.
8. Данг Нгуен Фыонг Ву, Воронин М.С. Направления развития вьетнамско-российского предприятия на международном нефтяном рынке //Научно- технические ведомости: Серия «Экономические науки», 2011. – № 2. – 0,6 п.л. (авт. – 0,3 п.л.).

ДИВИДЕНДНАЯ ПОЛИТИКА ОАО «НК «РОСНЕФТЬ»

Д.Ш. Хабибуллаев

Научный руководитель доцент В.Б. Романюк

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Современный этап развития экономики в Российской Федерации характеризуется значительными отраслевыми диспропорциями. При этом основной рост приходится на нефтегазовый сектор, металлургию и телекоммуникации. Неравномерное развитие различных отраслей оказывает влияние как на получаемые предприятиями доходы, так и на их распределении.

Спрос на акции определяется в первую очередь той дивидендной политикой, которую проводит акционерная компания. Дивиденд на акцию сигнализирует, как работает компания, получает ли она прибыль. Однако перед советом директоров акционерного общества всегда стоит проблема: отдать всю прибыль на дивиденды или реинвестировать ее в дальнейшее развитие фирмы или компании. С теоретических позиций выбор дивидендной политики предполагает решение двух вопросов:

1) Как влияет величина дивиденда на совокупное богатство АО?

2) Какова должна быть величина дивиденда?

Основная доля дивидендных выплат (почти 84%) приходится на нефтегазовый сектор, что связано как с высокими ценами на энергоносители, так и со значительными потребностями предприятий в дополнительных инвестициях, привлекаемых в основном из-за рубежа. Стремление привлечь инвесторов вынуждает нефтегазовые предприятия осуществлять прозрачную дивидендную политику. Не удивительно, что многие

предприятия этого сектора (ОАО «Газпром», ОАО «Лукойл», ОАО «НК «Роснефть», и др.) являются своего рода образцом для подражания во взаимоотношениях с акционерами [2].

ОАО «НК «Роснефть» – лидер российской нефтяной отрасли и одна из крупнейших публичных нефтегазовых компаний мира. Основными видами деятельности ОАО «НК «Роснефть» являются разведка и добыча нефти и газа, производство нефтепродуктов и продукции нефтехимии, а также сбыт произведенной продукции. Компания включена в перечень стратегических предприятий России.

Уставный капитал ОАО «НК«Роснефть» составляет 105981778,17 рублей и разделен на 10598177817 обыкновенных именных бездокументарных акций номинальной стоимостью 0,01 руб. каждая. Ее основным акционером (75,16% акций) является ОАО «РОСНЕФТЕГАЗ», на 100% принадлежащее государству. В свободном обращении находится около 15% акций Компании [2].

17 мая 2006 г. решением Совета директоров Компании было утверждено Положение о дивидендной политики ОАО «НК «Роснефть», разработанное в соответствии с законодательством Российской Федерации, Уставом Компании и Кодексом корпоративного поведения.

Дивидендная политика ОАО «НК «Роснефть» основана на соблюдении баланса интересов Компании и ее акционеров, а также на необходимости повышения инвестиционной привлекательности ОАО «НК «Роснефть» и ее акционерной стоимости. Компания строго соблюдает права своих акционеров и прилагает все усилия для увеличения их доходов.

Решение о выплате дивидендов (в том числе о размере дивидендов и форме их выплаты) принимается Общим собранием акционеров ОАО «НК «Роснефть» на основании рекомендаций Совета директоров. Последний при определении размера дивидендов ориентируется на величину чистой прибыли по данным неконсолидированной финансовой отчетности ОАО «НК «Роснефть» по российским стандартам бухгалтерского учета. В соответствии с дивидендной политикой ОАО «НК «Роснефть» рекомендуемая сумма дивидендных выплат определяется Советом директоров на основе финансовых результатов деятельности Компании по итогам года, но, как правило, составляет не менее 10% от неконсолидированной чистой прибыли НК «Роснефть».

Годовым общим собранием акционеров ОАО «НК «Роснефть», состоявшимся 20 июня 2012 года, принято решение о выплате дивидендов по результатам 2011-го финансового года в денежной форме в размере 3 руб. 45 коп. на одну размещенную акцию [1].

20 июня 2012 г. Общее собрание акционеров одобрило рекомендованную Советом директоров величину дивидендов по итогам 2011 г. в размере 3,45 руб. за акцию, что на 25% превышает уровень 2010 г. Общая сумма средств, направленная на выплату дивидендов, составила 36564 млн. руб., или 15,4% от чистой прибыли по российским стандартам бухгалтерского учета (15,2% в предыдущем году). Выплата дивидендов была осуществлена одновременно всем владельцам акций до 19 августа 2012 г.

30 ноября 2012 г. внеочередное общее Собрание акционеров приняло решение дополнительно к сумме ранее объявленных дивидендов по результатам 2011 финансового года направить на выплату дивидендов 41927,7 млн. руб. Размер дополнительного дивиденда, утвержденного внеочередным собранием акционеров Компании на одну размещенную акцию, составил 4 руб. 08 коп. В результате общая сумма чистой прибыли, направляемая на выплату дивидендов по результатам 2011 финансового года, составляет 78491,4 млн. руб. (25% от чистой прибыли по МСФО), а суммарный размер дивиденда на одну размещенную акцию – 7,53 руб.

Таблица 1

Дивидендная история ОАО «НК «Роснефть»

Годы	Дивиденды на акцию, руб.	Всего объявленных дивидендов, млн. руб.	Всего выплаченных дивидендов, млн. руб.	Коэффициент выплаты дивидендов по РСБУ, %
1999	0,0221	200	200	3,40%
2000	0,0887	800	800	5,30%
2001	0,1219	1100	1100	11,00%
2002	0,1663	1500	1500	16,80%
2003	0,165	1500	1500	8,10%
2004	0,1931	1775	1775	10,00%
Дивиденды, выплаченные после первичного публичного размещения акций, завершившегося 18 июля 2006 г.				
2005	1,25	11335	11336	20,00%
2006	1,33	14096	14079	13,3%2
2007	1,6	16957	16936	10,50%
2008	1,92	20349	20326	14,40%
2009	2,3	24376	24341	11,70%
2010	2,76	29251	29223	15,20%
2011	3,45	36564	36531	33,10%
	4,08	41928	41888	

Выплата дополнительных дивидендов будет осуществлена одновременно всем владельцам акций в течение 60 дней с даты проведения внеочередного общего собрания акционеров, на котором было принято решение об их выплате (т.е. не позднее 29 января 2013 г.).

Выплата дивидендов по акциям, на которые были выпущены Глобальные депозитарные расписки (ГДР), производится в рублях Ответственному хранителю Депозитария. Депозитарий конвертирует дивиденды в доллары США и распределяет их среди держателей ГДР, за вычетом комиссии [1].

Далее в таблице 1 приведена динамика выплат на одну акцию (руб.), динамика всего объявленных и выплаченных дивидендов (млн. руб.) и динамика коэффициента выплаты дивидендов по РСБУ (%).

На рисунке показана динамика выплаченных дивидендов на одну акцию.

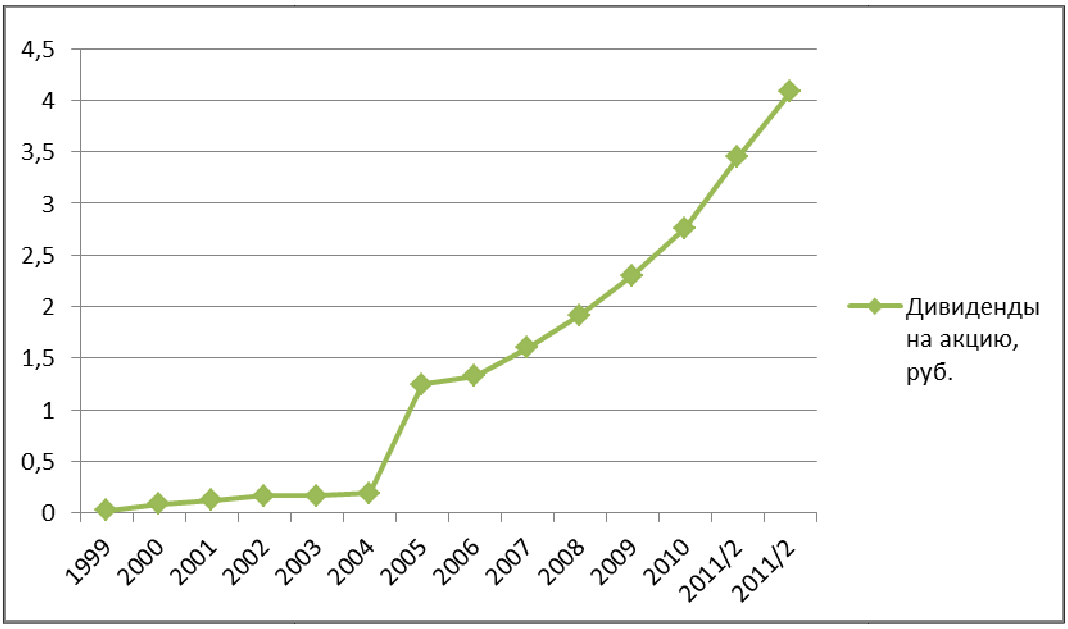


Рис. Динамика дивидендов на одну акцию с 1999-2011

Литература

1. Официальный сайт ОАО «НК «Роснефть». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.rosneft.ru/, свободный – Загл. с экрана.
2. Официальный сайт инвестиционного холдинга «Финам». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.finam.ru/, свободный – Загл. с экрана.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕРНИЗАЦИЯ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ЗАВОДОВ НА ПРИМЕРЕ ЗАО «АНТИПИНСКИЙ НПЗ»

Д.Ш. Хабибуллаев
Научный руководитель доцент И.В. Шарф
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

ЗАО «Антипинский НПЗ» располагается в промышленной зоне г. Тюмени на юго-востоке вблизи поселка Антипино. 4 ноября 2006 г. получено разрешение администрации города Тюмени на ввод в эксплуатацию I очереди строительства ЗАО «Антипинский НПЗ» проектной мощностью 400 тыс. тонн/год по перерабатываемой нефти. По состоянию на 2009 г. в результате технического перевооружения фактическая мощность I очереди составила 800 тыс. тонн/год. Технические условия на подключение НПЗ к магистральным нефтепроводам выданы АК «Транснефть» на общую мощность 6 млн. тонн в год, с учетом развития предприятия, включая 3-ю очередь строительства завода.

В марте этого года было подписано мультивалютное кредитное соглашение на общую сумму $750 млн. Участниками этого соглашения являются ОАО «Газпромбанк», Raiffeisen Bank International AG и ЗАО «Райффайзенбанк» совместно с Glencore International AG, Vitol S.A., ЗАО «Глобэксбанк» и WestLB AG (Лондон). Полученные денежные средства в настоящий момент используются для строительства III технологической очереди завода. Строительство осуществляется в несколько этапов.

На 1 этапе III технологической очереди будет введена в строй установка ЭЛОУ-АТ-3 мощностью 3,7 млн. тонн в год, и увеличит мощность завода до более чем 7,5 млн. тонн в год по переработке сырой нефти. Совместно с установкой будет введен ряд объектов общезаводского хозяйства: резервуарный парк товарного дизельного объемом 80 тыс. тонн, резервуарный парк сырой нефти объемом 60 тыс. тонн, современные очистные сооружения. Срок реализации – 4 квартал 2013 г.

На 2 этапе III технологической очереди, для доведения качества дизельного топлива до требований Евро-5 (с содержанием серы не более 10 ppm), обеспечения необходимой температуры застывания, с возможностью выпуска зимнего и арктического дизельного топлива, будет построена установка гидроочистки дизельного топлива (лицензиар процесса и разработчик базового проекта – Датская компания «Haldor Topsoe»). Для обеспечения работы установки гидроочистки будут построены установки по производству водорода с блоком аминовой очистки газов и производству элементарной серы с блоком грануляции. Срок реализации – 4 квартал 2014 г.

На 3 этапе III технологической очереди будет достигнуто увеличение глубины переработки нефти до 94%, путем ввода в эксплуатацию в 4 квартале 2015 г. комбинированной установки замедленного коксования гудрона с блоком вакуумной перегонки мазута. Выход дизельного топлива в результате увеличится до 50% от общего объема переработки. Лицензиаром процесса и разработчиком базового проекта является американская компания «Foster Wheeler». Кокс, полученный в результате коксования гудрона и являющийся конечным продуктом, чрезвычайно востребован в металлургии.

В 2016 г. (1 и 2 квартал) запланирован переход на выпуск высокооктановых бензинов стандарта "Евро-5" с октановым числом не ниже 95 пунктов по исследовательскому методу, за счет ввода в эксплуатацию установки риформинга бензина с непрерывной регенерацией катализатора и блоком изомеризации. Лицензиаром процессов выступает компания "UOP".

В 2016-2018 гг. планируется строительство и ввод в эксплуатацию установки гидрокрекинга вакуумного газойля, сырьем для которой будет являться собственный вакуумный газойль с установки замедленного коксования и вакуумного блока. В результате количество объем дизельного топлива достигнет 62,5%. Дополнительно будет построена вторая установка производства водорода и объекты общезаводского хозяйства.

На данный момент глубина переработки находится на уровне 60%, но будучи успешно и стабильно развивающимся предприятием, ЗАО «Антипинский НПЗ» строит планы по увеличению объемов и глубины переработки нефти. Так, с запуском третьей очереди в 2013 г. предполагается увеличение мощности переработки до 7,5 млн. т в год.

В 2014 г. запланировано начало выпуска дизеля стандарта «Евро-5», а в 2015 г. – увеличение глубины переработки до 94%. Глубина переработки будет обеспечена строительством и вводом в эксплуатацию комплексной установки глубокой переработки мазута, в состав которой войдут вакуумный блок перегонки мазута, а также блок замедленного коксования гудрона. Лицензиаром установок является компания «FosterWheeler». Вакуумный газойль, получаемый на комплексной установке глубокой переработки мазута, планируется перерабатывать на установке гидрокрекинга с получением высококачественных топлив стандарта «Евро-5».

В 2016 г. намечен переход на выпуск высокооктанового бензина стандарта «Евро-5» за счет ввода в эксплуатацию блока гидроочистки бензина, изомеризации и риформинга.

В настоящее время глубина переработки нефти на заводе составляет 60%, но у руководства ЗАО «Антипинский НПЗ» большие планы по увеличению объемов и качества переработки сырья. Для достижения поставленной цели в декабре 2015 года на предприятии намечен ввод в эксплуатацию установки замедленного коксования, благодаря которой глубина переработки и достигнет 94%. Глубина переработки будет обеспечена строительством и вводом в эксплуатацию комплексной установки глубокой переработки мазута, в состав которой будет входить вакуумный блок перегонки мазута, а также блок замедленного коксования гудрона. Лицензиаром установок является компания Foster Wheeler. Вакуумный газойль, получаемый с помощью оборудования по глубокой переработке мазута, планируется обрабатывать на установке гидрокрекинга с получением высококачественного топлива. Это выведет предприятие на передовые позиции в отрасли.

Так же в 2016 году будет построена установка по производству высокооктановых бензинов, состоящая из блока риформинга с непрерывной регенерацией катализатора и блока изомеризации, что позволит выпускать высокооктановые бензины качества ЕВРО-5 с базовым октановым числом не менее 95 пунктов. Планируется выпуск данных бензинов на внутренний рынок в объеме 0,5 млн. тонн в год. Лицензиаром процесса выступает компания "UOP" - один из мировых лидеров в данных процессах.

В 2017-2018 годах предполагается пуск установки гидрокрекинга газойля. О технической стороне развития завода можно говорить долго. Названы только основные технологические объекты, а вспомогательное производство займет почти 1/3 площадки завода. Будет реконструирован участок автоналива, построен склад сжиженных углеводородных газов, свой ремонтно-механический цех, административно-бытовой комплекс и т.д.

Объем инвестиций в проект с 2010 по 2015 г. запланирован на уровне 2 млрд. долл. Одним из шагов на пути реализации запланированной стратегии развития предприятия является подписание 26 апреля 2012 г. мультивалютного кредитного соглашения о предоставлении ЗАО «Антипинский НПЗ» срочной и возобновляемой кредитных линий на общую сумму до 750 млн. долл. Данное мультивалютное соглашение было подписано ОАО «Газпромбанк», RaiffeisenBankInternational AG и ЗАО «Райффайзенбанк» совместно с GlencoreInternational AG, Vitol S.A., ЗАО «Глобэксбанк» и WestLB AG (Лондон).

Кроме высококачественных автомобильных бензинов на заводе планируется производство кокса, который чрезвычайно востребован в металлургии, а также предусмотрена установка производства элементарной серы (гранулят).

Литература

1. Официальный портал ЗАО «Антипинский НПЗ» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http:// http://www.annpz.ru/ - Загл. с экрана.
2. Новости о нефти и газе [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.oilcapital.ru/ - Загл. с экрана.
3. Советник президента [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http:// http://www.sovetnikprezidenta.ru/ – Загл. с экрана.

ОРГАНИЗАЦИЯ ОБУЧЕНИЯ ПЕРСОНАЛА В ОАО «ТОМСКНЕФТЬ» ВНК

Ю.И. Хайруллина

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Любая организация обладает различными ресурсами для выполнения своих функций. Одни из самых важных ресурсов организации это ее человеческие ресурсы. В современном мире изменения происходят очень быстро, возникает необходимость приспособления организации и ее работников к этим изменениям. Обучение в организации – это один из самых эффективных методов решения этой проблемы. В настоящее время этот вопрос особенно актуален, так как в большинстве предприятий происходит постепенное улучшение технологической оснащенности, внедрение новых инновационных технологий, что объективно порождает необходимость преобразований, которые требуют от работников новых знаний, умений и навыков.

На сегодняшний день, в организации «Томскнефть» ВНК наблюдается растущий спрос на молодых специалистов. Это объясняется необходимостью компенсировать естественную убыль опытных кадров. Однако, по мнению работодателя, российские вузы не в состоянии произвести выпускника, полностью готового к полноценной работе. Выпускник вуза воспринимается работодателями лишь как исходный материал для подготовки полноценного специалиста. Важным фактором при оценке потенциального сотрудника становится его способность и желание адаптироваться, учиться и профессионально развиваться.

Расширение географии работы компании «Томскнефть» ВНК, внедрение новейших технологий на производстве предъявляют не только высокие требования к персоналу, но и постоянного совершенствования применяемых арсеналов современного менеджмента для оперативной и высокопрофессиональной подготовки и переподготовки кадров. Один из корпоративных девизов компании – обучение через всю жизнь.

Особенностью системы образовательной политики «Томскнефть» ВНК являются непрерывность и планомерность обучения кадров на протяжении всей его работы в компании. Именно такой системный подход позволяет обеспечить высокий уровень профессиональной подготовки молодёжи и стимулировать постоянное развитие сотрудников Общества, независимо от занимаемой должности.

Методы обучения персонала в этой организации весьма разнообразны. Они подразделяются:

1) Обучение на рабочем месте:

- инструктаж – разъяснение и демонстрация содержания конкретного действия и приемов работы в заданных условиях;
- наставничество – процесс развития у частично обученного сотрудника навыков и способностей с помощью специально разработанных заданий, постоянного наблюдения и регулирования их выполнения;
- ротация – временный перевод сотрудника на вышестоящую должность в рамках его подготовки к работе в качестве руководителя;
- стажировка – временный перевод сотрудника на другую должность (или последовательная работа на разных должностях) для освоения новых профессиональных навыков;
- проектная работа – участие сотрудника в работе проектной группы, решающей сложные, нетиповые и разнообразные задачи развития предприятия/подразделения.

Обучение на рабочем месте отличается своей практической направленностью, непосредственной связью с производственными функциями сотрудника, предоставляет, как правило, значительные возможности для повторения и закрепления вновь изученного. В этом смысле данный вид обучения является оптимальным для выработки навыков, требуемых для выполнения текущих производственных задач.

2. Обучение вне рабочего места:

- лекция (беседа) – способ сообщения информации группе работников, передача больших объемов информации за относительно короткое время, например, объявление новостей компании и др.;
- семинар – упорядочивание и обсуждение теоретического материала, обмен информацией и практическим опытом, контроль знаний, закрепление знаний, отработка навыков презентации и диалог между участниками.
- презентация – демонстрация и ознакомление с новыми знаниями, методами работы, решением новых задач и т.д.;
- дискуссия – способ активизации участия работников в процессе восприятия новой информации (вопросы – комментарии): интенсивный поиск решения общей задачи, обмен мнениями;
- деловые и ролевые игры – процесс моделирования рабочих ситуаций, принятия решений и анализа результатов с целью передачи опыта, овладения способами решения задач, усвоения этических норм и правил поведения в различных ситуациях, ускорения освоения предметной деятельности.
- моделирование – воспроизведение реальных условий работы (использование тренажеров, макетов и др.);

- самообучение – индивидуальная самостоятельная подготовка сотрудника, осуществляемая по специально подготовленной программе.

Обучение вне работы включает все виды обучения за пределами самой работы. Такое обучение проводится внешними учебными структурами. Каждый из вновь принятых специалистов проходит подготовку в учебном центре предприятия, затем направляется на стажировку к опытным профессионалам.

Учебный центр осуществляет подготовку, переподготовку, обучение вторым профессиям и повышение квалификации рабочих и специалистов квалифицированному труду по профессиям и специальностям топливно-энергетического комплекса по ускоренным образовательным программам на основании заявок управлений ОАО «Томскнефть» ВНК. Помимо традиционного обучения по рабочим профессиям, промышленной безопасности, охране труда, осуществляется подготовка по таким направлениям как: корпоративное обучение, курсы по изучению компьютерных программ.

Одним из важнейших условий для качественной подготовки работников предприятий нефтегазодобывающей отрасли является современное, высокотехнологичное оснащение учебного полигона, а также использование современных методик обучения. В распоряжении обучающихся имеются уникальные тренажеры, компьютерные обучающие и тестирующие программы почти по всем направлениям подготовки.

Затраты на обучение одного работника в 2011 году составили 17,5 тысячи рублей. 5 058 человек за этот период прошли обучение и повысили свою квалификацию, из них у внешних провайдеров – 1 084 человека, в учебном центре Общества – 3 686 человека и 288 человек обучены внутренними тренерами, на их обучение организация направила около 11,5 млн. рублей.

Внимание уделяется как повышению квалификации, так и развитию личностной эффективности сотрудников. В 2011 году на предприятии различными методами были оценены 3 744 человека. В 2011 году завершено обучение 17 человек по программе «MBA – Антикризисное управление» в Российской академии государственной службы при Президенте Российской Федерации.

Предприятие сотрудничает с профильными вузами с целью привлечения наиболее перспективных студентов на работу. В 2011 году в коллектив влились 39 выпускников вузов (в 2010 – 73 выпускника). Статус молодого специалиста дает приоритетные возможности для построения карьеры, хорошую социальную поддержку. Развитию молодых работников в «Томскнефти» уделяется особое внимание. В первый год работы молодых специалистов проходят адаптационные мероприятия: тренинги, обучение, за каждым молодым специалистом закрепляется наставник, который помогает освоиться новому сотруднику на производстве.

В 2011 году разработаны модульная программа развития «Школа молодого специалиста» и модульная программа развития для наставников молодых специалистов. Разработан и проведен курс «Инновации в бизнесе» для молодых специалистов и линейных руководителей.

Традиционным стало проведение конкурса «Лучший молодой работник», по результатам которого составляется рейтинг молодых работников и определяется двадцатка лучших. В конкурсе учитываются производственные показатели, участие работников в мероприятиях развития (деловые игры, научно-технические конференции, инновационный конкурс, конкурсы профессионального мастерства) и мероприятиях Молодежного совета.

Уже 15 лет «Томскнефть» ежегодно проводит научно-техническую конференцию молодых специалистов. Отдельные проекты, предложенные на конференции, реализуются в Обществе. В декабре ОАО «Томскнефть» ВНК признано победителем Всероссийского конкурса «Работодатель года молодежи: инженерные кадры для инновационной России». ОАО «Томскнефть» ВНК традиционно уделяет большое внимание развитию персонала.

Таким образом, на предприятии обучение специалистов идет успешно.

Литература

1. Официальный сайт ОАО «Томскнефть» ВНК [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.tomskneft.ru, свободный.
2. Сайт учебного центра ОАО «Томскнефть» ВНК [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.edu-centre.ru, свободный.

ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ В РОССИИ

Е.И. Ходзинская
Научный руководитель доцент И.В. Шарф
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время Россия заметно отстает в развитии нефтепереработки от промышленно развитых стран мира. Однако в стране есть необходимые научные разработки и для более эффективной переработки нефти, и для внедрения альтернативных источников энергии. В настоящее время в России существует 27 крупных НПЗ (мощностью от 3,0 до 19 млн. тонн нефти в год) и приблизительно 200 мини-НПЗ.

С 1 января 2013 года запрещается реализация продуктов нефтепереработки ниже класса «Евро-3». «Евро-3» – экологический стандарт, регулирующий содержание вредных веществ в выхлопных газах транспортных средств с дизельными и бензиновыми двигателями. Был введен в Евросоюзе в 1999 г. и заменен стандартом Евро-4 в 2005.

Одним из немногих примеров использования инструментов технического регулирования для побуждения к модернизации в нашей стране является введение обязательных требований к экологической безопасности автомобильного топлива. Специальный технический регламент «О требованиях к автомобильному и авиационному бензинам, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту» был утвержден постановлением Правительства России №11 от 27 февраля 2008 года. Регламент устанавливает обязательные требования к экологической безопасности топлива, соответствующие требованиям директив Европейского парламента и Совета 2003/17/ES и 98/70ES (так называемые стандарты Евро-2, 3, 4, 5). Технический регламент устанавливает минимально допустимые химические и физические параметры автомобильного бензина и дизельного топлива, а также сроки прекращения производства топлива того или иного экологического класса. Согласно первоначальной редакции регламента, производство автомобильного топлива, соответствующего классу 2 (соответствует спецификациям Евро-2), прекращалось 31 декабря 2008 года, классу 3 (соответствует Евро-3) – 31 декабря 2009 года, классу 4 (соответствует Евро-4) – 31 декабря 2013 года.

В 2009 году сроки запрета на производство топлива, соответствующего экологическим классам 1-4, были перенесены. Для прекращения выпуска дизельного топлива класса 2 и класса 3 устанавливался срок до 31 декабря 2011 года, класса 4 – до 31 декабря 2014 года; для автомобильного бензина класса 2 – до 31 декабря 2010 года, для класса 3 – до 31 декабря 2011 года, для класса 4 – до 31 декабря 2014 года. Таким образом, технический регламент вводит поэтапное ужесточение экологических требований к топливу, создавая тем самым «технологический коридор» для производителей этой продукции. Российской нефтепереработке в целом никак не удавалось перейти от стандарта «Евро-2» (который для бензина по сути означает лишь неиспользование при производстве топлива металлосодержащих присадок, увеличивающих его октановое число) к стандарту «Евро-3». Переход на «Евро-3» тогда отложили на два года, до 1 января 2011-го, а затем и до 1 января 2013 года.

Недостатками российской нефтепереработки являются:

- низкая глубина переработки нефти (около 71 % против 85-95 % на НПЗ развитых стран);
- низкая загрузка производственных мощностей – около 78 % (при суммарной мощности НИЗ РФ – 271 млн.т/г перерабатывается чуть более 200 млн.т/г);
- значительный износ основных фондов (около 80 % против 60-70 % в остальных областях ТЭК РФ);
- невысокое качество основных видов нефтепродуктов (особенно по экологическим характеристикам), что делает их неконкурентоспособными на мировом рынке;
- низкая доля нефтяного сырья, используемого для получения продуктов нефтехимии (менее 3% против 6-7,5%в развитых странах и Китае);
- отставание в уровне эффективности катализаторов ведущих каталитических процессов: гидроочистки, каталитического риформинга, каталитического крекинга, гидрокрекинга, изомеризации дистиллятов и др.;
- неоптимальное размещение НПЗ по территории России, т.е. значительная удалённость от мест потребления нефтепродуктов и от морских портов, где осуществляется отгрузка нефтепродуктов (отсюда такие явления, как «северный завоз», необходимость сооружения мини-НПЗ и прочее) – неразвитая система нефтепродуктопроводов.

В настоящее время проблемой также является активное строительство мини-НПЗ (по данным Ростехнадзора – 182 таких заводов).

Углубление переработки нефти – путь экономии этого невосполнимого стратегического ресурса. Этот путь позволяет из 1 т нефти получить в 1,5 раза больше ценных продуктов, обеспечивает получение большой экономии затрат, сохраняет нефть как ресурс для её продажи и покрытия топливных нужд своей страны. В 90-ые годы было намечено довести показатель глубины переработки к 2000 г. до 75%, но эта задача не была выполнена. В Государственной программе «Энергетическая стратегия России до 2020 года» декларируется необходимость к 2020 году достигнуть глубины переработки нефти 85%.

Из 27 российских НПЗ уже на 18 заводах есть углубляющие процессы. 10 лет назад таких заводов было 11, к 2008 г. стало 16. Перейти рубеж в 75% сможем при наличии на всех НПЗ вторичных процессов. Основными процессами, углубляющими переработку нефти, являются деструктивные процессы, такие как коксование и все виды крекингов. Каталитический крекинг имеется на 13 заводах, из них только на 8 – современные процессы. На 5 заводах – настоящий гидрокрекинг, на 5 предприятиях – процесс коксования и на 9 – процесс висбрекинга. В 2008 г. таких установок было всего 6.

Также немаловажная проблема – высокая степень износа основных фондов, вследствие чего повышенный уровень энергопотребления. На российских НПЗ около половины всех печных агрегатов имеют КПД 50 – 60% при среднем показателе на зарубежных заводах – 90%.

Следует также сказать, что качество выпускаемых нефтепродуктов серьезно отстает от мирового. Так например, доля бензинов, удовлетворяющих требованиям Евро 3,4, составляет 38% от всего объема выпускаемого бензина, а доля дизельного топлива, удовлетворяющего требованиям класса 4,5, всего лишь 18%. Объем первичной переработки нефти на нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ) в РФ в январе-октябре 2012г. вырос на 4,1% по сравнению с аналогичным периодом 2011г. и составил 223 млн. т. Такие данные приводит Федеральная служба государственной статистики (Росстат).

При общем объеме экспорта дизельного топлива из России в дальнее зарубежье в количестве 38,6 млн. тонн дизельное топливо класса Евро-5 составляет около 22%, т.е. остальные 78% – топливо, не соответствующее европейским требованиям. Оно реализуется, как правило, по более низким ценам или как полуфабрикат. При увеличении общего производства мазута за последние 10 лет резко возросла доля мазута, реализуемого на экспорт.

К 2020 г. рыночная ниша по мазуту в Европе для российских производителей будет крайне мала, поскольку весь мазут будет преимущественно вторичного происхождения. Поставка в другие регионы крайне затратна из-за высокой транспортной составляющей. Вследствие неравномерного размещения предприятий отрасли (большинство НПЗ размещены в глубине страны) увеличиваются транспортные затраты.

Для формирования качества дизельного топлива в соответствии с современными требованиями необходимо достичь удаления серы из нефтяных дистиллятов до её остаточного содержания 50 ppm, а в последующем – 10 ppm при одновременном снижении содержания ароматических углеводородов.

Особое внимание должно быть уделено новым катализаторам гидроочистки, крекинга, гидрокрекинга, каталитического риформинга, изомеризации и каталитической депарафинизации. Эта проблема имеет большое государственное значение, т.к. затрагивает вопросы экономической независимости страны.

Приоритетным направлением совершенствования нефтепереработки в России является разработка и создание катализаторов для основных каталитических процессов с высокой гидрообессеривающей активностью и гидрокрекирующей способностью

Также приоритетным направление является создание современных катализаторов риформинга, высокоэффективных реагентов, адсорбентов и абсорбентов, а также новых видов высокооктановых кислородосодержащих добавок к бензинам (в частности – этилового спирта) и технологий их производства.

Проблема большого количества мини-НПЗ заключается в том, что, в отличие от больших НПЗ они имеют гораздо меньшую мощность – от 5 тыс. до 1 млн. т сырья в год и, как правило, используют упрощенную технологию производства. Отсутствие на этих заводах вторичных процессов глубокой переработки нефти не может обеспечивать качество выпускаемой ими продукции в соответствии с требованиями, установленными техническим регламентом «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту».

Проблема усугубляется еще и тем, что с 2006 г. нефтепереработка выведена из перечня видов деятельности, подлежащих лицензированию в соответствии с ФЗ «О лицензировании отдельных видов деятельности». Соответственно нарушена система контроля за обеспеченностью вновь создаваемых нефтеперерабатывающих производств достаточным набором технологических процессов, обеспечивающих выпуск качественной, конкурентоспособной продукции, экологическую и техническую безопасность производства.

Правительством РФ решено: разработать регламент по ведению Минэнерго РФ реестра НПЗ в Российской Федерации, осуществить проверку мини-НПЗ на соответствие требованиям подключения НПЗ к магистральным нефтепроводам и/или нефтепродуктопроводам. Крупные же заводы России, в основном, имеют длительные сроки эксплуатации: количество предприятий, пущенных в эксплуатацию более 60 лет назад – максимальное.

Для решения стратегических задач по развитию нефтепереработки России необходимо усиление роли государства, прежде всего в части жесткого контроля за реализацией основных положений техрегламента на нефтепродукты; совершенствование таможенного и налогового регулирования нефтепереработки с целью стимулирования производства нефтепродуктов с высокими потребительскими свойствами и углубления переработки нефти; а также обеспечение производства высокотехнологичной продукцией за счет внедрения новых инновационно-направленных российских разработок.

Вместе с тем, в связи с вводом в действие техрегламента на новые стандарты нефтепродуктов, перед российскими нефтяными компаниями стоят масштабные задачи по модернизации НПЗ, связанной с реконструкцией действующих и строительством новых установок, улучшающих качество топлив, в т. ч. гидроочистки топлив, каталитического крекинга, изомеризации, алкилирования и риформинга.

Литература

1. Ассоциация нефтепереработчиков и нефтехимиков. [Электронный ресурс].- Режим доступа: http://www.refas.ru/osnovnye-problemy-razvitiya-rossijskoj-neftepererabotki-i-nefteximii/, свободный.
2. Бурение и нефть. [Электронный ресурс].- Режим доступа: http://burneft.ru/archive/issues/2011-05/2, свободный.
3. Нижегородской коммерсант. [Электронный ресурс].- Режим доступа: http://www.nkom-nn.ru/?id=37150, свободный.
4. ООО «Особое конструкторское бюро». [Электронный ресурс].- Режим доступа: http://www.osoboekb.ru/historynpz.htm, свободный.
5. РБК. [Электронный ресурс].- Режим доступа: http://www.rbc.ru/rbcfreenews/20121116163155.shtml, свободный.
6. Экономика и ТЭК сегодня. [Электронный ресурс].- Режим доступа: http://www.rusoil.ru/opinions/o505.pdf, свободный.

ПРИНЦИПЫ ОЦЕНКИ КОМПЕТЕНТНОСТИ ПЕРСОНАЛА

Д.В. Худяков

Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Сотрудники в организации неодинаково выполняют свои производственные обязанности: можно различить лидеров, аутсайдеров и середняков. Чтобы провести эту дифференциацию, необходимо иметь единую систему оценки эффективности выполнения каждым сотрудником своих должностных функций.

Основными целями эффективной системы оценки персонала являются следующие:

- воздействие на мотивацию сотрудников через систему обратной связи руководитель – подчиненный;

- планирование профессионального обучения с помощью выявления недостатков в квалификационном уровне сотрудников и разработки мер по их исправлению;

- планирование профессионального развития и карьеры работника путем составления индивидуальных планов развития и карьеры;

- обоснованное принятие решений о вознаграждении, продвижении или увольнении.

Выбор методов оценки персонала для каждой организации является уникальной задачей. Оптимизация системы оценки возможна за счет следующих принципов формирования оценки:

- универсальность системы оценки;

- установление стандартов и норм оценки;

- выбор методов оценки;

- предмет оценки.

Отдел управления персоналом разрабатывает единую систему оценки для всей организации (или несколько систем для различных категорий: высших руководителей, руководителей среднего звена и специалистов, технических сотрудников и рабочих). За счет этого обеспечивается единообразное понимание и применение этой системы во всех подразделениях.

Для установления стандартов и норм оценки организации необходимо решить, что определяет успех при работе в данной должности, т.е. выделить критические факторы. Для этого используется метод анализа рабочих мест: тщательное исследование выполняемых функций и выделение из них наиболее важных с точки зрения достижения стоящих перед ним целей.

При выборе методов оценки необходимо иметь легкие в использовании, надежные и точно характеризующие критические факторы оценки. Предмет оценки должен соответствовать поставленным задачам и способствовать их достижению.

Предметом оценки персонала может быть особенность поведения. Для проведения такой оценки устанавливаются определенные стандарты поведения, отклонение от которых негативно влияет на эффективность работы. Например, такие стандарты устанавливаются для продавцов, социальных работников, работников сферы услуг и т.д.

Эффективность деятельности. Зависит от персональных особенностей выполнения работы, результатов принятых сотрудником решений, приемов и методов. Используется, например, для оценки персонала, выполняющего рутинные процедуры: операторы, приемщики и учетчики.

Выполнение должностных обязанностей. Процедура оценки носит ярко выраженный дисциплинарный характер, и направлена, например, на устранение причин невыполнения обязанностей.

Уровень достижения целей, уровень компетентности. Производится сравнение идеального и реального профиля компетентности работников любого уровня.

Особенности личности. Такая оценка проводится в специальных центрах оценки персонала, и базируется на измерении и оценке психологических особенностей личности. Например, особенности личности оцениваются при отборе новых сотрудников (кандидат в резерв на выдвижение, планирование индивидуального развития личности).

В основу оценок профессиональной компетентности специалистов положены следующие основные принципы:

- учет наиболее существенных умений и знаний согласно должностным инструкциям специалиста;

- учет наличия разных уровней требований к знаниям и умениям специалистов, несовпадения их интересов и различных оценок стоимости капитала, выражающихся в индивидуальных значениях;

- многоэтапность оценки: на различных стадиях разработки и осуществления проекта его эффективность определяется заново, с различной глубиной проработки.

Условно можно разделить все принципы на три категории:

- методологические, наиболее общие, обеспечивающие при их применении рациональное поведение экономических субъектов независимо от характера и целей оценки;

- методические, обеспечивающие экономическую обоснованность оценок и их оптимизацию;

- операционные, соблюдение которых облегчит и упростит процедуру оценок и обеспечит необходимую точность оценок.

Среди методологических принципов следует выделить следующие принципы:

- комплексность, т.е. включение в систему профессиональных компетенций набора знаний и навыков специалистов, согласно должностным инструкциям и современным требованиям;

- согласованность, т.е. оптимизация оценки по критериям – доля компетенции в общей системе оценки; структура и содержание спецификаций согласно занимаемой должности;

- максимум эффекта, т.е. расходы на создание и внедрение системы оценки должны быть оправданными;

- сравнимость, подразумевает возможность рейтинговой оценки и ранжирования специалистов по результатам тестирования как внутри группы, так и в целом по общему центру обслуживания.

Если рассматривать методические принципы оценки компетентности специалистов, то выделяются такие принципы как:

- уникальность оценки – привязка оценки к конкретным функциям специалистов ОЦО;

- объективность оценки, т.е. исключение влияния мнения специалиста, который осуществляет оценку;

- гибкость системы оценки, характеризуется возможностью менять набор и структуру тестовых заданий по компетенциям, вводить новые компетенции, менять долю компетенции в общей системе оценки.

В группе операционных принципов оценки можно выделить взаимосвязь параметров, т.е. применение бальной оценки, которая бы учитывала трудоёмкость и сложность задания, количество компетенций, задаваемых специалисту.

Наряду с вышеперечисленными принципами оценки существуют еще и "частные" принципы или правила, в соответствии с которыми осуществляются отдельные этапы оценки или учитываются отдельные специфические для конкретного объекта оценки. Такие правила, иногда основанные на практическом опыте, иногда конкретизирующие общие принципы применительно к определенной ситуации, в случае необходимости излагаются при описании соответствующих этапов оценки.

Ведущими принципами оценки эффективности, на наш взгляд, являются: объективность, гибкость, комплексность, оптимизация, возможность автоматизации процессов оценки компетентности специалистов.

Литература

1. Ефремов В.С., Ханыков И.А. Ключевая компетенция организации как объект стратегического анализа // Менеджмент в России и за рубежом, 2002. – № 2. – С. 25-29.
2. Сепиашвили Д.С. Нам умные тоже нужны // Российское предпринимательство, 2006, – № 9. – С. 63-65.
3. Шершнева Е.Г. Современная парадигма управления конкурентными преимуществами предприятия в условиях глобализации экономики // Вестник УГТУ-УПИ, 2006. – №9 (80). – С. 50-57.
4. Чоудхари С. Менеджмент XXI века: Пер. с англ. – М.: ИНФРА – М, 2002. – 448 с.

СОВРЕМЕННЫЙ ЭТАП РАЗВИТИЯ ПРОФИЛЯ КОМПЕТЕНЦИЙ СПЕЦИАЛИСТОВ

Д.В. Худяков
Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Современные крупные организации разработали и активно применяют системы компетенций. Индикатором компетенции выступает то трудовое поведение, которое отличный работник проявляет чаще, чем обычный. Методология изучения и оценки компетенций работников основана на применении методов выявления эффективных и успешных способов мышления и поведения, формировании на их основе идеального профиля компетенций. Для этого целесообразно выбрать один из двух путей:

- преобразование профиля компетенций до формата «корпоративный профиль»;
- дифференциация профиля до формата «профиль должности».

Развитие соответствующей типологии компетенций важно для того, чтобы объединить образование и обучение, выровнять их с потребностями трудового рынка и обеспечить мобильность трудовых ресурсов. Мы стоим на пороге нового этапа общественного развития – «общества знаний» или «информационного общества». Сегодня рушатся представления о системе университетского образования: не университеты предлагают обучение тем или иным компетенциям, а рынок заставляет развивать те компетенции, которые востребованы обществом в данный момент времени (рисунок).

Совершенствуя набор универсальных компетенций, необходимо ответить на следующие вопросы: сколько должно быть групп компетенций, какие компетенции относятся к базовым, существует ли возможность оценки данных компетенций. В зарубежных моделях системы компетенций персонала компании выделяются следующие группы компетенций:

- когнитивные компетенции, включающие не только официальные знания, но также и неофициальные – основанные на опыте;
- функциональная компетентность (навыки или ноу-хау): человек, который работает в данной профессиональной области, должен быть в состоянии «сделать и способен продемонстрировать»;
- личностные компетенции (поведенческие компетенции, «знают, как себя вести»), определяются как «относительно устойчивые характеристики личности, причинно связанные с эффективным или превосходным выполнением работы»;
- этическая компетентность: «личное мнение и профессиональные ценности, способность принимать основанные на них решения в рабочих ситуациях»;
- мета-компетенции, относятся к способности справляться с неуверенностью, также как и с поучениями и критикой, облегчают приобретение новых компетенций.

В связи с тем, что сегодня в современном мире происходят радикальные изменения организации и ведения бизнеса, возникает потребность в развитии профессиональных компетенций специалистов. Объектом нашего исследования является профессиональные компетенции и профессиональная компетентность специалистов.

Несмотря на разнообразие различных подходов к определению профессиональной компетенции, можно согласиться с ее следующим определением – способность успешно действовать на основе практического опыта, умения и знаний при решении задач профессионального рода деятельности.

Что касается профессиональной компетентности, по нашему мнению, однозначно можно сказать, что это личностная способность специалиста (сотрудника) решать определенный класс профессиональных задач.

Современной проблемой развития данного вопроса является способность выделения ключевых профессиональных компетенций специалиста. Также немаловажно выработать систему объективной оценки компетентности персонала, которая бы имела целостную структуру, отвечала принципам оптимальности этой

системы, а именно: минимизация фактора субъективности оценки профессиональной компетенции сотрудника, увязка специалиста со структурой организации, отражение отраслевых особенностей компетентности персонала. Система компетентностной оценки должна стимулировать рост профессионализма сотрудников.

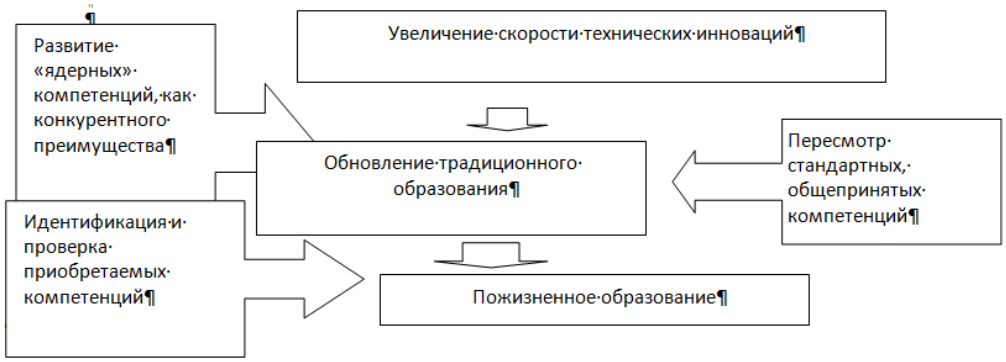


Рис. Развитие человеческих ресурсов

В быстро развивающемся современном мире набор профессиональных компетенций постоянно меняется, что должно находить отражение в системе оценки персонала организации. То есть система оценки должна быть гибкой, адаптивной (набор профессиональных компетенций трансформируется в зависимости от сложившихся требований, условий, времени, законодательства и т.д.).

Таким образом, для разработки эффективной методики оценки профессиональной компетенции специалистов необходимо определиться с принципами её реализации.

Литература

1. Азоев Г.Л., Челенков А.П. Конкурентные преимущества фирмы. / Г.Л. Азоев, А.П. Челенков. – М.: ОАО «Типография «НОВОСТИ», 2000. – 256 с.
2. Шершнева Е.Г. Современная парадигма управления конкурентными преимуществами предприятия в условиях глобализации экономики // Вестник УГТУ-УПИ, 2006. – №9 (80). – С. 50-57.
3. Чоудхари С. Менеджмент XXI века: Пер. с англ. – М.: ИНФРА – М, 2002. – 448с.

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ КАК ФАКТОР ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ РОССИИ

С.Н. Шадский., М.Л. Ким
Научный руководитель доцент И.В. Шарф
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Низкая эффективность потребления энергетических ресурсов на сегодняшний день является одной из ключевых проблем развития экономики России. В условиях постоянного увеличения объема потребляемой энергии и истощения запасов природных ресурсов проблема рационального и эффективного использования энергоресурсов является крайне актуальной. В целом, общая структура потребления энергоресурсов по данным Международного энергетического агентства к 2020 году практически не изменится. (рис.1) Ожидается к 2020 году возрастание потребления энергоресурсов в Азиатско-Тихоокеанском регионе (увеличение на 7%), Южной Америке (увеличение на 3%)

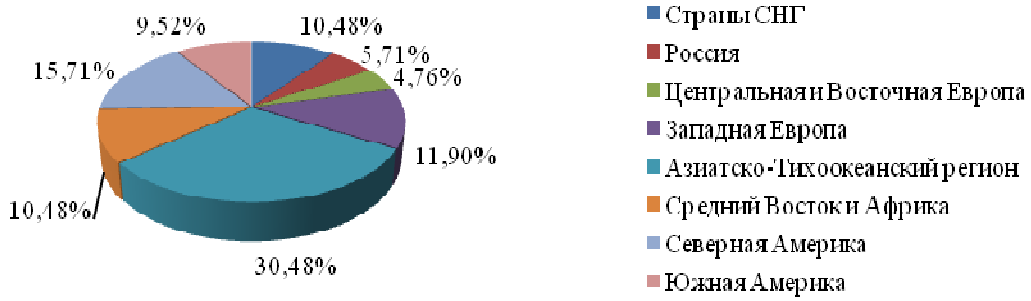


Рис. 1 Структура потребления энергоресурсов по регионам в 2020 году

Вместе с тем, отечественная экономика обладает значительным потенциалом энергосбережения и развития возобновляемой энергетики. По различным оценкам энергоемкость к 2030 году может быть снижена на 45% от всего потребления первичной энергии (рис. 2), или не менее 360 млн. тонн у.т. в натуральном выражении.

Этот объем сопоставим с годовой потребностью в энергии Франции, Украины, и составляет примерно 2% от мирового уровня.

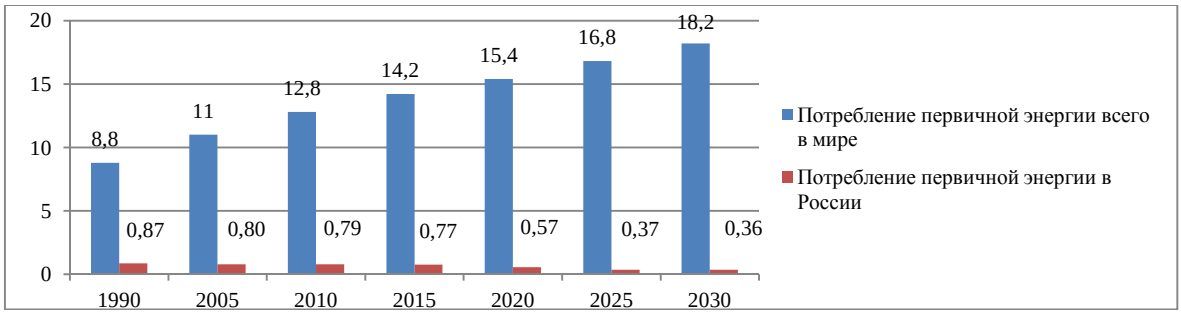


Рис. 2 Потребление первичной энергии в России от потребления первичной энергии в мире за 1990-2030 гг.

Следует отметить, что сегодня вопросам повышения энергоэффективности экономики уделяется огромное внимание. В числе приоритетных мероприятий развития российской экономики указаны не только модернизация инфраструктуры и использование приборов учета, но и разработка и внедрение инновационных энергоэффективных технологий.

В настоящее время российская экономика является одной из самых энергоемких в мире. Если в большинстве развитых и развивающихся стран энергопотребление находится в пределах от 200 до 400 кг условного топлива (у.т.) на 1000 долл. валового внутреннего продукта, оцененного по паритету покупательной способности, то в России ежегодно расходуется более 780 кг у.т./1000 долл. ВВП. Для примера: в государствах Евросоюза, США и Японии показатели энергопотребления ниже в три раза, в Канаде, Китае и в среднем по миру – в два раза относительно российского уровня (см. рис. 3).

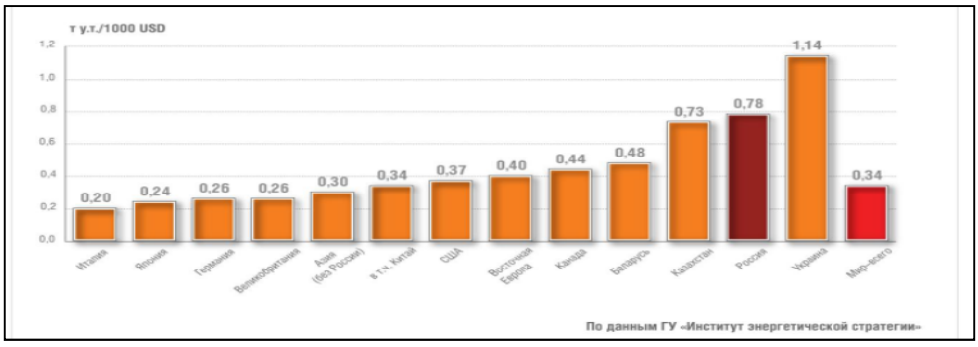


Рис. 3 Энергопотребление по странам в т.у.т.

Среди причин высокой энергоемкости в нашей стране, в первую очередь, следует назвать такие как: низкие среднегодовые температуры, территориальная широта, значительная доля высокоэнергоемких производств, доставшиеся в наследие от СССР. Большую роль играют также технологическая неэффективность, низкие цены на энергоносители, социокультурный фактор.

Выгоды от снижения энергоемкости экономики следующие:

1. повышение уровня энергетической безопасности;
2. улучшение конкурентоспособности предприятий;
3. увеличение дохода от экспорта сэкономленных нефти и газа;
4. обеспечение экономии федеральным и местным бюджетами в объеме до 5 млрд. долл. в год;
5. возможность получения до 10 млрд. долл. в год от продажи единиц сокращения выбросов парниковых газов.

Суммарное энергопотребление России в 2012 г. составило порядка 990 млн. т.у.т. При доведении внедрения энергосберегающего и энергоэффективного оборудования до уровня в странах-членах ЕС, энергопотребление снизилось бы до величины 650 млн. т.у.т. Другими словами, около 35% энергии у нас теряется. Так если рассматривать потенциал экономии от добычи, то он бы составил 84-112 млрд. долл. (см. таблицу)

Таблица

Добыча энергоресурсов в России и потенциал их экономии в 2012 году

Энергоресурс	Добыча (2012 г.)	Экономия в 2012	Потенциал экономии к 2030 году
Природный газ (млрд куб)	601	60	240
Нефть (млн. т.)	487	49	43
Уголь (млн.т.)	298	30	89
Электроэнергия (млрд. кВт ч.)	1006	101	340
Экономический эффект (млрд. долл.)		**21-30**	**84-112**

Барьеры, сдерживающие развитие энергосбережения и энергоэффективности в стране, можно разделить на четыре основные группы:

1. недостаток мотивации;
2. недостаток информации;
3. недостаток опыта финансирования проектов;
4. недостаток организации и координации.

Существует два пути решения возникшей проблемы:

1. крайне капиталоемкий путь наращивания добычи нефти и газа и строительства новых объектов электрогенерации;

2.существенно менее затратный, связанный с обеспечением экономического роста в стране за счет повышения эффективности использования топливно-энергетических ресурсов.

Для того, чтобы повысить эффективность использования энергоресурсов, снизить вероятность возникновения аварийных ситуаций в тепловых и электрических сетях, повысить надежность энергообеспечения зданий и других объектов общественного назначения, необходимо создать:

1) Устойчивые энергетические системы на всех уровнях – от местного до национального. Устойчивые энергетические системы предполагают увеличение использования возобновляемых источников энергии, уменьшение потерь при транспортировке энергетических ресурсов, повышение энергоэффективности как в отношении производства, так и в отношении потребления всех видов энергии.

2) Энергосберегающие и экологически чистые технологии с трудом находят применение. Использование нетрадиционных, в том числе возобновляемых источников энергии, на этапе проведения научных исследований и разработок и их внедрения в реальную энергетику является дорогостоящим мероприятием. Это сказывается на темпах развития данного направления в России.

В российском ТЭК наблюдается один из самых больших потенциалов в области энергоэффективности. В частности, речь идет о серьезной модернизации распределительно-сетевого комплекса, где у нас по-прежнему наблюдаются значительные потери и в добыче, где энергосбережение связано с утилизацией ПНГ для выработки собственной электроэнергии, а также с утилизацией отводимого тепла (когенерацией). При соответствующей модернизации их можно сократить в два раза. Практически во всех компаниях нефтегазовой отрасли на протяжении ряда лет реализуются программы по энергосбережению и повышению энергоэффективности. Предприятия постоянно расширяют арсенал энергоэффективных технологий.

Анализ мировых тенденций энергоэффективности показывает, что экономически развитые страны уделяют большое внимание вопросам повышения эффективности использования энергетических ресурсов во всех отраслях. Европейский Союз, объединяя усилия государств-членов ЕС, проводит большую работу по реализации проектов, направленных на повышение энергоэффективности во всех секторах и увеличение доли возобновляемых источников энергии. Использование последних может стать ключевым фактором решения экологических проблем и удовлетворения возрастающих потребностей в энергии. Это особенно актуально в свете реализации положений Киотского протокола по сокращению эмиссии углекислого газа, в котором повышение энергоэффективности будет играть большую роль в достижении поставленных целей экономическими методами.[3]

Литература

1. Официальный сайт Роспотребнадзора [http://rospotrebnadzor.ru/].
2. Официальный сайт экономического развития России / [http://www.economy.gov.ru/minec/main.].
3. Лозина Л. Роль государства в реализации программ повышения энергоэффективности. / / Экономика и управление инновациями. - Апреля 2012 года. [http://ekonomika.snauka.ru/2012/04/715].

ОСОБЕННОСТИ ОРГАНИЗАЦИИ МАТЕРИАЛЬНО-ТЕХНИЧЕСКОГО СНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

А.И. Шевцова
Научный руководитель доцент А.В. Антошкина
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Каждое предприятие имеет в своей структуре такую службу, которая занимается материально-техническим обеспечением. Наличие данной службы является необходимым для создания системы эффективного функционирования предприятия.

Для того чтобы обеспечить предприятие (объединение) необходимыми ему материалами в соответствии с выявленной потребностью, организуется материально-техническое снабжение предприятия. Его задача заключается в определении потребности предприятия в материалах и технических ресурсах, изыскании возможностей покрытия этой потребности, организации хранения материалов и выдачи их в цехи, а также в проведении контроля над рациональным использованием материально-технических ресурсов и содействия в их экономии.

Для того, чтобы сравнить различные предприятия нефтегазовой сферы на структуру создания материально-технического обеспечения, обратимся на первый профессиональный сайт, созданный для снабженцев нефтегазового комплекса [1]. Сайт призван повысить прозрачность рынка и защитить интересы добросовестных поставщиков оборудования и услуг для отрасли. База поставщиков, размещенная на сайте oil-gas.ru, содержит все основные сведения о поставщиках, необходимые для предварительной оценки их возможностей, а также информацию о продукции с техническими параметрами. Удобные указатели позволяют быстро найти как изделие/услугу, так и оптимального поставщика, а возможность отправки заявки на продукцию или услугу непосредственно с сайта позволяет минимизировать время на поиски в сети интернет.

На сайте размещено описание системы МТО основных нефтегазовых компаний, работающих на российском рынке. Для участников рынка созданы новостной раздел, мнения, события и тендеры. Сайт призван оперативно информировать и анализировать наиболее актуальные события, интересующие руководителей и специалистов служб снабжения нефтегазовых компаний.

Рассмотрим особенности МТО на примере ведущих компаний РФ, таких как:

- ОАО «Сургутнефтегаз»;
- ОАО «Газпром нефть»;
- ОАО «Роснефть».

В результате анализа их работы, пришли к выводу, что служба снабжения не только отвечает за своевременное обеспечение предприятия всеми необходимыми ресурсами, но может и снизить расходы, если ее работа будет организована должным образом.

Рассмотрим эффект повышения рентабельности активов за счет повышения эффективности МТО на примере вышеназванных нефтегазовых компаний. Допустим, если в результате повышения эффективности МТО удается снизить стоимость закупок на 1%, то уровень активов в форме запаса снизится на 0,5%. На рисунке 1 представлена модель расчета рентабельности активов ОАО «Сургутнефтегаз» исходя из того, что реальный уровень запаса составляет 9,14% от оборотных активов фирмы за 2012 год. Цифры без скобок показывают первоначальные данные. Цифры в скобках, получены после 1%-го сокращения общей стоимости закупок, и конечный результат – новый показатель рентабельности активов в размере 5,4%. Это вполне достижимая цель, тем более что снизить стоимость запасов на 1% представляется вполне реальным.

Применяя аналогичные расчеты, получим рентабельность активов для других компаний:

- ОАО «Газпром нефть»: 0,187 или 18,7 % (0,198 или 19,8%) [4];
- ОАО «НК «Роснефть»: 0,066 или 6,6% (0,068 или 6,8%) [5].

Таким образом, эффект повышения рентабельности активов свидетельствует о вкладе, который может внести служба снабжения в прибыль компании.

Ни один процесс в работе предприятия не может быть пущен на самотек, поэтому, предлагаем проводить регулярный контроль и анализ процесса закупок, он должен осуществляться в соответствии с поставленными целями и задачами по управлению закупками. Традиционно такой анализ должен включать:

- анализ условий закупок и рынка поставщиков;
- контроль бюджета закупок;
- анализ финансовой деятельности;
- контроль и анализ качества закупаемой продукции;
- контроль и анализ процедур доставки;
- анализ системы прогнозирования потребности.

В заключении можно сказать, что осуществление на практике грамотного контроля и анализа работы службы снабжения, позволит предприятию принимать своевременные решения по корректировки тех или иных задач, выявлять на ранних этапах проблемы и находить их решения, основываясь на выводах, сделанных в результате анализа работы службы МТО.

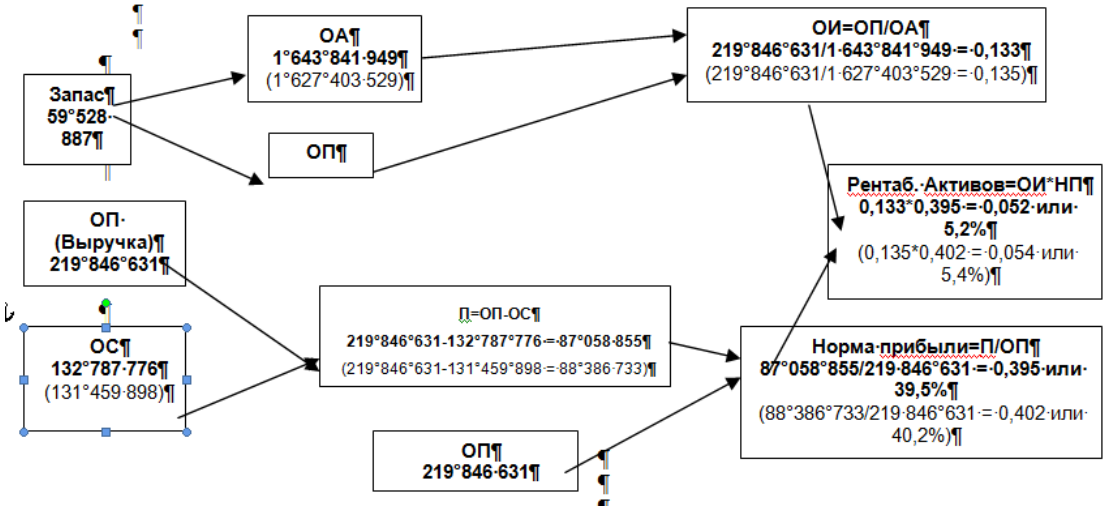


Рис. Модель расчета рентабельности активов ОАО «Сургутнефтегаз» за 2012 год [3]

Примечание: ОП – объем продаж; П – прибыль; НП – норма прибыли; ОА – общие активы; ОИ – оборот инвестиций; ОС – общая стоимость.

Литература

1. http://oil-gas.ru/ (Электронный ресурс).
2. Корпоративная логистика. 300 ответов на вопросы профессионалов / Высшая школа экономики (ГУ-ВШЭ) / под ред. В. И. Сергеева. – М.: Инфра-М, 2008. – 976 с.
3. http://www.surgutneftegas.ru/investors/reports/accounting/ (Электронный ресурс).
4. http://ir.gazprom-neft.ru/reports/financial-reports-ras/ (Электронный ресурс).
5. http://www.rosneft.ru/attach/0/57/73/Rosneft_RSBU_3m_2012.pdf (Электронный ресурс).

РОЛЬ МОТИВАЦИИ В ФУНКЦИОНИРОВАНИИ КЛАСТЕРОВ

З.В. Энгельбрехт-Зенкина
Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко
Национально исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Теория кластеров, обозначенная первоначально А. Маршаллом еще в 1890 году в работе «Principles of Economics» [7] определила цели и объекты исследования. Это феномен территориальной концентрации предприятий, ведущих свою основную деятельность в определённой экономической отрасли. Эта теория разрабатывается и подтверждается в дальнейшем М. Портером и О. Сёлвеллом, которые выделили моменты функционирования агломераций, явившихся непременными условиями создания будущих кластеров [11].

Для инновационной экономики характерно повышение эффективности механизмов и каналов коммуникации, быстрая идентификация технологических трендов, среда, благоприятствующая появлению и развитию новых комбинаций компетенций, быстрая кооперация вокруг новых продуктов и процессов, создание условий выхода на новые рынки, расширение каналов обратной связи от потребителей и т.д. Именно современные кластеры справляется с такими требованиями.

Классический подход к кластеру сменился более дифференцированным подходом на уровне функционирования фирм, определяющих новую стратегию создания сети, в которой фирмы могли бы успешно развиваться, наращивая конкурентоспособность. В современных условиях менеджмент кластера вырабатывает стратегии, определяющие его успешное функционирование.

Для успешной работы кластера необходимы разные способы мотивации его членов (участников). Проведённый анализ деятельности кластера должен определить показатели эффективности мотивации. Например, А. Патти отмечает, что мотивации в работе кластеров носят несравненно важный характер для достижения поставленных целей [9]. Автор называет одним из инструментов мотивации конкуренцию. Конкуренция заставляет всех членов кластера постоянно подтверждать свой «эффективный» статус. Без конкуренции кластер не достигнет запланированного успеха. Рассуждения известного теоретика Портера на эту тему утверждают, что предприятия в кластере могут извлечь выгоду из конкуренции, которая может быть «мотивирующим» инструментом и может положительно влиять на производительность и инновационную деятельность этих предприятий [6].

М. Портер также считает, что необходима высокая мотивация отдельных фирм-членов участвовать в деятельности кластера, но в большинстве случаев имеются трудности при активизации предприятий-членов [10]. Одним из способов преодолеть это является разъяснительная работа с участниками кластера, направленная на подтверждение его потенциала. Менеджмент кластера должен быть направлен, прежде всего, на успешное

функционирование кластера и его членов. Для этого используются мотивационные механизмы. Это общение с членами кластера, с их деловыми партнерами, учитывая, поддерживая, а также пробуждая их деловые интересы. Проведение целевых беседы с членами кластера с целью улучшения совместной работы между участниками и менеджментом кластера можно считать одним из мобилизующих мотивационных мероприятий, направленных на эффективную работу кластера в целом.

К таким механизмам можно отнести также разработку различных мероприятий внутри кластера для укрепления конкурентоспособности предприятия и региона в целом, устранение возникающих препятствий для развития членов кластера.

По мнению авторов [3], менеджеры кластера для организации эффективной работы кластера и улучшения потенциала его предприятий должны проводить мобилизующие мероприятия, т.е. повышать активность участников кластера, добиваясь этого при помощи изменения структуры менеджмента предприятий, дающего возможность большей инициативы. Важно привлекать потенциальных членов кластера из смежных областей деятельности и создавать стратегию многочленной структуры для наращивания потенциала кластера. Необходимо также создавать тематические рабочие группы для усиления связей в сетевой структуре кластера. Это можно отнести к сегментированному типу мотиваций.

Проведение целевых беседы с членами кластера с целью улучшения совместной работы между участниками и менеджментом кластера можно считать одним из мобилизующих мотивационных мероприятий, направленных на эффективную работу кластера в целом.

Для успешного достижения цели и задач, поставленных партнёрами (членами кластера) необходима согласованность в мотивационных инструментах. Именно это обеспечивает поток информации, необходимый для эффективного развития продукта. Сотрудничество между партнерами все более и более основано на хорошо определённых целях и задачах [1].

Контролируемый поток информации, важное условие для успешного достижения цели. Хотя большие, открытые эгоцентрические сети способствуют сетевым положениям, которые обеспечивают доступ к безызбыточным знаниям, критики отмечают, что доверие и взаимодействие, а отсюда и обмен знаниями, в таких сетях на недостаточном уровне [12].

Однако эта проблема может быть решена при помощи включения мотивации и способности обмена знаниями как регуляторов взаимосвязей сети (network).

Для этого проводится анкетирование сотрудников с целью выяснения восприятия предоставленной информации, которое будет успешным, если имеется достаточно высокая способность к восприятию. Центр сети, дающий информацию, также должен быть на достаточном уровне для того, чтобы повлиять на внутреннюю мотивацию сотрудников и вовлечь их в творческий процесс.

Анализируя далее мотивационные инструменты и способы мотиваций можно отметить, что для эффективности работы организаций предлагается концепция мотивации совместного производственного процесса (в форме «микрооснований» (microfoundations). При таких мотивационных условиях люди рассматривают себя как часть совместных усилий, каждая из сторон имеет свою роль и обязанности; генерируя распределение действий и задач. Процесс приобретает форму познавательно координационного сотрудничества, и поведенческая мотивация при этом определяется с учетом общих целей. Теория создания целей (goal-framing theory) используется для успешного производственного процесса членами кластера. При этом проясняется значимость мотивации для совместного производства [5].

Интересным для исследования стратегии мотивации является такой малоизученный фактор как коллективное создание стоимости. Привлекая социальную психологию поведения и экономику, проведён анализ общих мотивационных побуждений сотрудника при совместной работе и создании коллективной стоимости. При этом учтены три способа мотивации: материальное стимулирование, благотворительное сотрудничество и дисциплинарное сотрудничество. Согласование мотивационной системы с координацией мотивов трудового коллектива позволяет фирмам способствовать реализации потенциала создания коллективной ценности [13].

Явление мотивации важно как на стадии становления, формирования чего-то нового, так и уже на стадии продолжительной работы фирмы. Используя инструменты мотивации, даже некогда непривлекательная деятельность может предстать в другом виде. Мотивация имеет силу принятия решения – продолжать ли заниматься данной деятельностью или нет [8].

Лидеры являются примером, демонстрируя побуждающую мотивацию, когда они бросают вызов сотрудникам быть самыми лучшими и убеждают сотрудников и рабочие группы, что они могут больше, чем все ожидают. Поэтому использование воодушевляющей мотивации усилило бы чувства причастности сотрудников к общему делу, чувства самоуправления, таким образом, позволяя сотрудникам оптимально выполнять их работу.

Вовлеченность сотрудников предприятия в рабочий процесс актуализуется благодаря рациональной, эмоциональной и мотивационной составляющих: сотрудники, которые идентифицируют себя с целями и ценностями предприятия (рациональная составляющая (компонента), чувствуют на эмоциональном уровне связь с предприятием (эмоциональная составляющая (компонента) и находятся в готовности к принятию участия в мероприятиях способных принести успех предприятию (мотивационная составляющая (компонента).

Эффект коммуникации может быть использован топ-менеджментом для позитивного влияния (мотивации) на вовлеченность своих сотрудников в процесс деятельности предприятия. Коммуникации должны быть искренними и вызывать доверие предприятий. Ангажированность сотрудников напрямую зависит от заинтересованности менеджмента в их позитивном отношении к общему делу, участия в различных мероприятиях [2].

На сегодняшний день гораздо более эффективным и более продолжительным инструментом мотивации выступает хорошее руководство. Правильные методы мотивации могут приспосабливать производственный процесс к определённой ситуации. Но большинство предприятий по-прежнему называют главным мотивационным инструментом - монетарный стимул. Нужно отметить, что такой подход угрожает не только лояльности, но и меняет взгляд на существенные ценности. Мы не можем напрямую финансово мотивировать наши предприятия, а только посредством различных не финансовых инструментов [4].

Если представить модель, в которой определенная группа людей имеет абсолютно рациональное поведение, то в таком обществе модель успеха будет звучать: чем больше работник зарабатывает, тем более он мотивирован, тем выше его работоспособность, из чего в свою очередь следует, чем выше доход, тем счастливее сотрудник. Такая ситуация была бы идеальна для менеджмента, который должен был бы только регулировать правила игры, а система бы просто функционировала. Но в реальности ситуация выглядит иначе, удивляет, что в обычной практике предприятий зачастую можно встретить руководителей, работающих по принципу: все контролировать, быть «регулирующим винтом» и просто уметь обслуживать систему [4].

Вывод. В статье исследовались разные виды мотивации членов и сотрудников кластера: материальная и нематериальная, корпоративная и сегментированная, также определялись показатели мотивации на основании многофакторного анализа. Данное исследование может повлиять на реализацию успешной работы кластера при помощи дифференциации мотивации участников кластера в зависимости от поставленных целей и задач.

Литература

1. Портер, М. Э. Конкуренция / М. Э. Портер. – М.: Изд. дом «Вильяме», 2000 – 495 с.
2. Ballhausen, H. and Süßmuth, B. Motiviert – motivierter – ausgebrannt? Plädoyer für ein nachhaltiges Mitarbeiter-Engagement, Wirtschaftspsychologie aktuell, 2012 – V. 3, – P. 25-30.
3. Fromhold-Eisebith, M. and Eisebith, G. How to institutionalize innovative clusters? Comparing explicit top-down and implicit bottom-up approaches, Research Policy, 2005. – V. 34, – P. 1250–1268.
4. Jenewein, W. and Brösamle, S. Motivation von innen statt Karotte von Außen – wie gute Führung wirkt, Wirtschaftspsychologie aktuell, 2012. –V. 4 – P. 9-12.
5. Lindenberg, S. and Foss, N. J. Managing Joint Production Motivation: The Role of Goal Framing and Governance Mechanisms, Academy of Management Review, 2011. – V. 36, – P. 500-525.
6. Lublinski, A. E. Does Geographic Proximity Matter? Evidence from Clustered and Non-clustered Aeronautic Firms in Germany, Regional Studies, 2003. – V. 37 – P. 453–467.
7. Marshall, A. Principles of Economics, 8th edition, Macmillan – London. 1920.
8. Molina-Morales, F. X. European Industrial Districts: Influence of Geographic Concentration on Performance of the Firm, Journal of International Management, 2001. – V. 7, – P. 277–294.
9. Patti, A. L. Economic Clusters and the Supply Chain: A Case Study, Supply Chain Management: An International Journal, 2006. – V. 11, – P. 266–270.
10. Porter, M.E. On Competition, Boston: Harvard Business School Press. 1998.
11. Porter, M. E. and Solvell, O. The Role of Geography in the Process of Innovation and the Sustainable Competitive Advantage of Firms. In A. Chandler, P. Hagstrom, and O. Solvell (eds), The Dynamic Firm: The Role of Technology, Strategy, Organizations and Regions, New York: Oxford University Press, 1998 – P. 440–457.
12. Reinholt, M., Pedersen, T. and Foss, N. J. Why a Central Network Position Isn't Enough: The Role of Motivation and Ability for Knowledge Sharing in Employee Networks, Academy of Management Journal, 2011 – V. 54, – P. 1277-1297.
13. Zhang, Y. and Li, H. Innovation Search of New Ventures in a Technology Cluster: The role of Ties with Service Intermediaries, Strategic Management Journal, 2010, – V. 31 – P. 88-109.

Section 21

GEOLOGY, MINING AND PETROLEUM ENGINEERING (ENGLISH, GERMAN)

ABRASIVE DRILLING WITH THE JET-TYPE DRILL BIT

F.R. Aliev, D.A. Yakushev, V.M. Gorbenko, A.V. Kovalev
Scientific advisors associate professor S.Y. Ryabchikov, assistant A.V. Kovalev
senior teacher T.F. Dolgaya
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Today, along with the traditional method of rock failure - mechanical, there are plenty of alternatives. Mechanical way, having a number of significant advantages, in some cases has serious disadvantages, such as the use of expensive rock cutting tools which are technologically complex to be made. This is especially true when we drill hard rocks according to the field classification. The use of water jet - erosive method of rock destruction will greatly increase the efficiency of destruction and allow the specialists to get rid of the mechanical method disadvantages described above.

Drilling Department at TPU designed an abrasive drilling unit with jet-ejection-water type bit [7, 8]. The unit was based on the principle of rock destruction by using continuous circulation of rock-destruction particles at the well bottom. This was carried out by the jet device operated by the stream of the flushing fluid.

The scheme of the jet device for the developed drill bit is shown in the Fig. 1. The device consists of a body (1), a replaceable nozzle (2), and a headpiece with a diffuser (3). The replaceable nozzle allows us in case of necessity to vary its diameter. The replaceable headpiece varies the length of the mixing chamber and the diffusor angle. The operation principle of the unit is shown in (Fig. 2): the flushing fluid, which supplies the device under high velocity, is going through the chamber of the flushing fluid input of (1), it accelerates in the nozzle (2), and at the nozzle exit it flows out with high velocity into the mixing chamber (3). At the same time in the space, which surrounds the nozzle exit from the outside, the zone of low pressure is created. 6 inlet ports (4) have been made in the body of the unit through which, due to depression, a suction of flushing fluid with the suspended rock-destruction particles (6) and particles of cuttings (7) from the annular space takes place. Then, the two-phased mixture passes through the mixing chamber, where smoothing of velocities occurs, enters the diffuser (5) and hits the material (8) resulting in destruction.

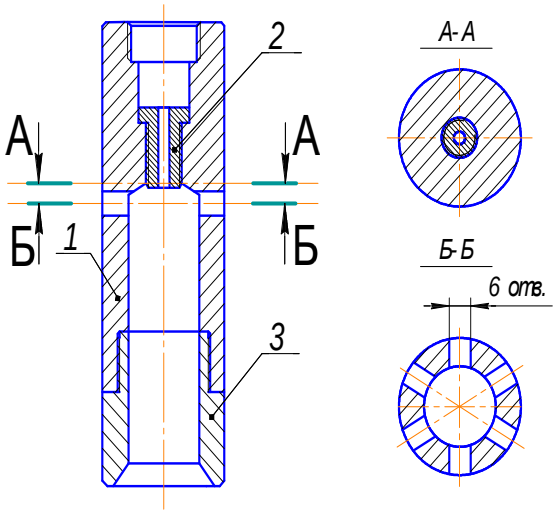


Fig. 1. Jet unit of the jet-ejection bit:
1 – body of the unit, 2 – nozzle,
3 – headpiece with the diffuser

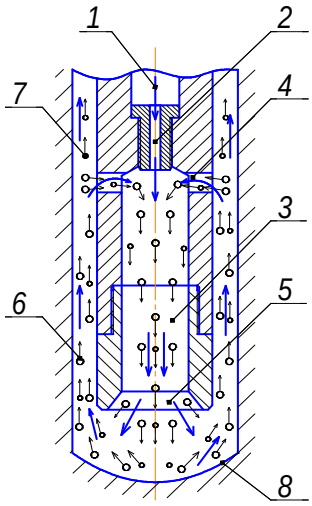


Fig. 2. The operation principle of the unit
1 – chamber of the flushing fluid input, 2 – nozzle,
3 – mixing chamber, 4 – inlet ports,
5 – diffuser, 6 – rock cutting particles,
7 – particles of cuttings, 8 – destructed material

While using the unit the following factors influencing the rate of drilling were studied: the bit size (length of the mixing chamber, nozzle diameter, etc.), pressure developed (created) by the pump, ”Relit” particles size and their number, the distance from the bit to the well bottom, strength properties of the rock. To do this, a glass tube simulating the borehole wall and providing the possibility of visual observation of the process of drilling is glued to the prepared

sample of rock. Then, the required quantity of "Relit" (tungsten carbide) fills in the well bottom; the distance from the bit to the well bottom is set. Upon expiration of the planned drilling time the feed range is measured and the drilling penetration rate (ROP) is calculated.

The first step was to determine the penetration rate dependence on the distance between the bit and the well bottom. Series of experiments were conducted on a ceramic tile with a the fixed length (97 mm) and diameter (18.4 mm) of the mixing chamber, nozzle diameter (2.4 mm), the pressure developed by the pump (9 atm), the inside diameter of the glass tube (55.5 mm) and weight (100 g), and "Relit" particle size (1.6-2 mm). The distance between the bit and the well bottom increased from 5 to 35 mm by steps of 5 mm. Three experiments were conducted with every value; then the average values of mechanical speed were obtained (Fig. 3). The results showed that the distance between the bit and the well bottom affects the borehole diameter (Fig. 4).

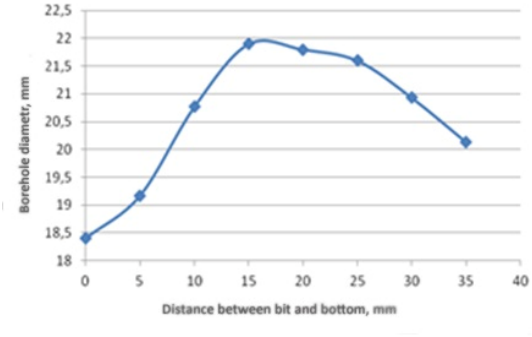


Fig. 3. Dependence of the drilling penetration rate on the distance from the bit to the well bottom

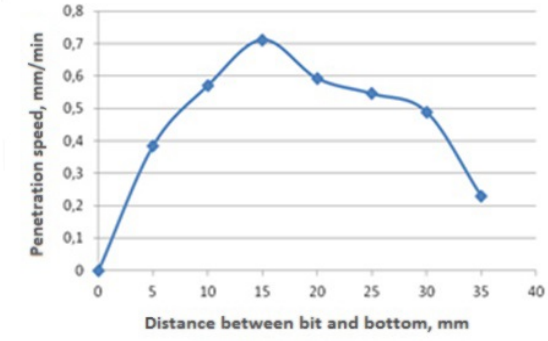


Fig. 4. Dependence of the borehole diameter on the distance from the bit to the well bottom

Thereby, experiments provided, that with the increased distance from the bit to the well bottom, the ROP and the wellbore diameter values, at first, increase and then decrease. This is the evidence of the optimal distance existence (15 mm in this case), in which there is the most effective destruction. This result can be explained by the fact that when we have a small distance between the bit and the rock, the "Relit" particle velocity (tungsten carbide) after the intaking does not have time to catch up with the liquid jet speed. When the distance is large – the particles stall due to the hydraulic resistance.

Experiments to determine the dependence of the drilling penetration rate on the "Relit" mass were conducted on a set of ceramic tiles in the same values as in the previous series of experiments. The distance from the bit to the well bottom was kept to be 15 mm. Moreover, two series of experiments with different lengths of the mixing chamber were conducted. According to the results, penetration rate - mass "Relit" diagram was made (Fig. 5).

The diagrams, as in work [6], show, that ball-jet drilling has an optimal amount of particle mass, and the drilling penetration rate is maximum. When the amount of abrasive particles in the borehole cavity is less than optimal, the rock is destroyed by the insufficient number of hits, and when it is more than optimal amount, there occur lots of collisions between the bounced from and falling to the bottom particles resulting in the stall of the last ones. Besides, it was established that when we reduce the mixing chamber length, the drilling velocity increases considerably. It is the lower turbulization of the mixed flow that leads to the increase of the jet hitting range.

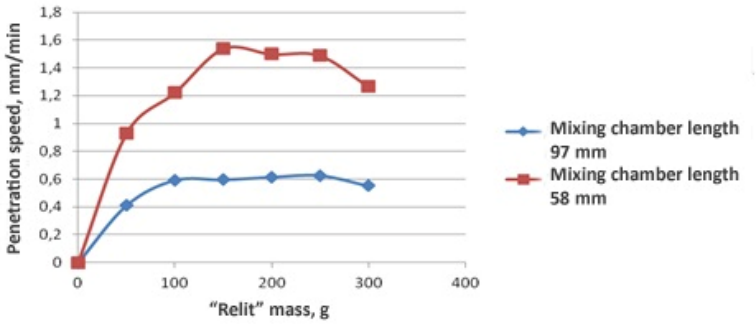


Fig. 5. Dependence of the drilling penetration rate on the «Relit» mass

Further steps:

1. Improve the developed unit for the jet-bit-erosive drilling. There are some complexities of measuring the distance between the bit and the bottom, centering the bit in the glass tube, etc.

2. Ball-jet unit operation theory research, identification of the ball-jet drilling rock destruction mechanism. Basic analytical characteristics determination. These describe rock destruction with the ball hits.

3. Conduct experiments to identify drilling penetration rate dependence on the geometric sizes of the bit components, strength properties of rocks, types and properties of the fluids used, etc.

4. Development and testing of the bit design characteristics, which can create acoustic vibrations, more effective to rock destruction (ex. weak sudden expansion behind the nozzle, and the application of the variable cross-section nozzle, etc.)

References

1. Сулакшин С.С. Разрушение горных пород при бурении скважин: учебное пособие для вузов. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – 136с.
2. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: учебник для вузов/А.Н. Попов, А.И. Спивак, Т.О. Акбулатов и др.; под общей ред. А.И. Спивака. – М.:ООО «Недро-Бизнесцентр», 2003. – 509с.
3. Бреннер В.А., Жабин А.Б., Пушкарёв А.Е., Щеголевский М.М. Гидроструйные технологии в промышленности. Гидромеханическое разрушение горных пород. – М.: Издательство академии горных наук, 2000. – 343 с.: ил.
4. Eckel I.E., Deily F.H., Ledgerwood L.W. Development and testing of jet pump pellet impact drill bits // Transaction AIME. – Vol. 207. – 1956. – p. 135.
5. Уваков А.Б. Шароструйное бурение. – М.: Недра, 1969. – 207 с.
6. Заурбеков С.А. Повышение эффективности призабойных гидродинамических процессов при шароструйном бурении скважин: автореф. дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук. – Алматы, 1995. – 18 с.
7. Столяров Р.В., Ковалёв А.В. Разработка гидромониторного долота эжекционного типа // Проблемы геологии и освоения недр: труды Тринадцатого международного симпозиума им. М.А. Усова. – Томск, 2009. – С. 476–477.
8. Столяров Р.В., Ковалёв А.В. Установка для абразивного бурения с применением долота гидромониторно-эжекционного типа // Проблемы геологии и освоения недр: труды Четырнадцатого международного симпозиума им. М.А. Усова. – Томск: Изд. ТПУ, 2009. – С. 520–521.
9. Алиев Ф.Р., Ковалёв А.В., Епихин А.В. Исследование работы гидромониторного долота эжекционного типа // Проблемы геологии и освоения недр: труды Шестнадцатого международного симпозиума им. М. А. Усова. – Томск: Изд. ТПУ, 2012. – С. 284–286.

MINERALOGISCH-GEOCHEMISCHE CHARAKTERISIERUNGEN DER ZONALITÄT VON GOLDERZVORKOMMEN BEI WEST-KALBA

A.M. Anufrienkowa

Wissenschaftliche Betreuern Professor W.F. Korobeynikow, Dozentin L.S. Ratner

Tomsker Polytechnische Universität, Tomsk, Russland

Die Vorkommen von West Kalba liegen im östlichen Kasachstan. Die Eigentümlichkeit der physikalischen und geographischen Verhältnisse der Region wird durch ihre Lage im Grenzosten der kasachischen Steppen und Halbwüsten einerseits, und Berge, Wälder und Steppen Westsibiriens andererseits, bedingt.

Die zu beschreibende Region gehört zum zentralen Teil der Saissan- Geosynklinale, die den südlichen Teil der konjugierten gefalteten Zonen Kalba-Narym und Tom-Kolyvanj darstellt, die dem Zentralen Westsibirischen Faltsystem gehören, das im Bereich des Regions von Nord-Ost mit Pressungszone Irtysch und von Südwesten mit Kalba-Chingis-Bruch begrenzt ist.

Die Schwarzschiefer-Abfolgen und die in ihnen gebildeten Golderzgürtel befinden sich im axialen Teil der Region zwischen dem Tiefenbruch Terektinsk im Nordosten und dem System der Brüche Sirektask und Kokpektinsk im Süd-Westen. Im Norden und im Süden ist dieses Gebiet durch Lockersedimente der Westsibirischen Tiefebene und der Saissan-Becken überdeckt und nimmt eine Fläche von über 59 Tausend km^2 ein.

Im Golderz-Kalba werden Suzdal, Bakyrchik und andere Erzregionen erkannt. Sie strecken sich als Band von mehr als 300 km nordwestlich mit einer Breite von 50 bis 70 km aus. Die goldhaltige Zone Kalba ist in Blöcke unterteilt, deren kaledonisches Fundament stufenweise von Nord-West nach Süd-Ost von 1 bis 10 km eintaucht. Der Block Bakyrchik und die gleichnamige Region hat eine Tauchtiefe von ca. 3 km. Die terrigenen Gesteine bilden drei Schichten: die untere - Grauwacke Q und C1-C2, die mittlere - den terrigenen Kohlenstoff C_2-$_3$ und die obere Molasse C_3-P_1. In der Nähe von Brüchen entstanden lineare, isoklinale, disharmonische Falten.

In der westlichen Kalba wurden 18 Golderzfelder festgestellt (Mialinsk, Kostobe-Espinsk und andere), die in den quer-diagonalen Strukturen der II. Reihenfolge der riftogenen Faltzone liegen. In der zu behandelnden metallogenischen Hercinzone werden die Erzfelder in drei strukturmorphologosche Gruppen zusammengefasst:

1) Erzfelder mit Aderquarz- und Stockwerktypen in terrigenen und eruptiven Karbonkernen und Gabbro-Plagiogranitmassen.

2) die durch mineralisierte Sulfidzonen vorgestellten Erzfelder in den kohlenhaltigen terrigenen Karbonkernen.

3) Erzfelder gemischten Typs, einschließlich Quarzgänge, Stockwerks- und Gold-Pyrit-Arsenpyrit-Ablagerungen in verschiedenen terrigen-vulkanischen Kernen und Intrusionen.

In der zu untersuchenden Region zeigten sich die folgenden Typen der Ablagerungen: quarz-aderig, stockwerkartig, durchadert-imprägniert und kombiniert, die regelmäßig in einer einheitlichen erzmetasomatischen Säule platziert werden. Im oberen Teil der Säule, unabhängig von der Zusammensetzung des Nebengesteins, bildeten sich komplexe verzweigte Quarzgänge, Adergruppen, die mit Beresitisierung der Nebengesteine begleitet wurden. In der Tiefe gehen die Ader nach und nach in Stockwerke mitten der Listveniten-Beresiten über, und dann in die Zonen der Gold-Sulfidmineralisierung.

Für West Kalba sind zwei Arten der erzmetasomatischen Säulen kennzeichnend: 1) Intrusionsmassive des Komplexes Kunush und 2) schwarze Schieferabfolgen. Die Unterschiede sind im Stammteil der Säule zu finden – in den Intrusionskörpern wurden die frühen alkalischen Metasomatiten und Autometasomatiten weit entwickelt, während in den in schwarzen Schieferschichten entwickelten Säulen die frühen alkalischen Metasomatite nicht vorkommen.

In den Intrusionskörpern äußerte sich die Zonenteilung in der Entwicklung der früheren flächigen alkalischen Metasomatiten in den unteren Teilen der hydrothermal-metasomatischen Säule und späteren lokalen säurehaltigen Metasomatiten in den oberen Teilen mit unterschiedlichen strukturell-morphologischen Mineralisierungstypen der Vererzung. In den Schwarzschieferabfolgen kann man die erzmetasomatische Zonalität allgemein folgenderweise vorstellen: in den unteren Teilen der Säulen ist die durchaderte Vererzung zu beobachten, die mit Listveniten-Beresiten begleitet wird. Nach oben wird die durchaderte imprägnierte Vererzung von Stockwerk und Quarz abgelöst.

Gold ist derzeit der wichtigste gewinnbare nützliche Bestandteil der Vorkommen West Kalba. Aufgrund der mineralogischen Probenuntersuchungen von verschiedenen Erz- und Metasomatittypen, der mineralgraphischen Studie der polierten Schliffen, der inversions-voltampermetrischen Analyse wurde festgestellt, dass das Gold im freien Zustand vorkommt und mit Sulfiden in Quarzaderkörpern (10-30%) verbunden ist, es ist auch verborgenes Gold zu treffen, das mit Pyrit und Arsenpyrit in Verbindung steht, wo es in submikroskopischem feinstaubigem Zustand vorhanden ist.

Der größte Teil des sichtbaren Goldes der Lagerstätte Baladzhal ist mit Quarzadern verbunden, wo es unregelmäßige geringe Aussonderungen in den Zwischenräumen der Quarzkörner in den Mikrorissen, an den Wänden der Hohlräume von Sulfidauslaugen bildet. Oft bildet das Gold schluffige Ansammlungen im "blauen" Quarz. Manchmal wird Umwachsung des Goldes mit Pyritkristallen beobachtet. Die Größe der Goldpartikel variiert von einigen Hundertstel Millimeter bis zu 0,5-1,0 mm. Manchmal gibt es kleine Nuggets von 1-3 cm. Mit der Tiefe nimmt die Größe der Goldpartikel ab. Die Form der Goldpartikel ist ziemlich unterschiedlich, oft mit unregelmäßigen Konturen mit einer unebenen Oberfläche, mit bizarren Nebenlinien oder gebogenen ährenartigen Formationen, Schüppchen, Hakenindividen mit komplizierten gezackten Rändern. Oft gibt es poröse, amöbenähnliche, dendritische, schwamige und andere Formen.

Die Form der Goldpartikeln vererbt in der Regel den besetzten Raum, deswegen tragen die Goldpartikeln oft Spuren von Kanten oder anderen Oberflächen der angrenzenden Mineralien. Oft werden auskristallisierte Bildungen mit schwach geäußerten Würfelflächen markiert, die mit Schraffierungen des schichtenweisen Wachstums bedeckt wurden. Sehr selten kommen kubische Kristalle mit der schwach entwickelten Oktaederkante vor. Die Goldfarbe ist goldgelb, von hell bis schwefelgelb. Manchmal gibt es auch grünliche Färbung. Die Goldprobe variiert nach verschiedenen Angaben von 865 bis 920.

Es wurde festgestellt, dass die Goldprobe sogar in einer und derselben Probe variiert. Die Schwankungsbreite der Goldproben schwankt von 809 bis 942. Es werden Schwankungen der in verschiedenen Orten der Goldpartikeln analysierten Goldprobe beobachtet. Die Proben an Randteilen sind höher als im Kern. Das Gold von den in Sandschieferschichten lokalisierten Quarzadern hat eine niedrigere Probe als in den Adern des Gabbro-Lagerstocks.

Der Silbergehalt in den Goldpartikeln variiert von 4,36 bis 19,17%, und in den Kernzonen ist er etwas höher als im Randbereich. Der maximale Silbergehalt wurde in den Goldpartikeln der in den Sand-Schiefer-Dicken lokalisierten Quarzadern gefunden. Das Verhältnis von Silber zu Gold schwankt im Bereich von 1:4 bis 1:16.

Im Goldvorkommen Boko-Wassiljewski kommt sichtbares Gold nur in Quarzadern vor. Die Größe der Goldpartikeln variiert von Bruchteilen eines Millimeters bis zu 1,5-2,0 mm. Die Bildungsformen von gediegenem Gold sind mit dünnen Rissen, Zwischenräumen in Quarzkörnern beschränkt. Für Gold ist eine enge räumliche Verbindung mit Sulfidmineralien, meist mit Galenit charakteristisch. Die Form von Gold ist sehr vielfältig: als Draht, Plättchen, Flocken, Körner, Blätter, Klumpen von unregelmäßigen Formen u.s.w. Von Zeit zu Zeit beobachtet man kristallförmige Formationen, auf denen Hexaeder- und Rhombendodekaeder diagnostiziert werden. Die Farbe der Goldpartikeln ist meist schwefelgelb, gelb, mattgelb.

Die Goldprobe variiert im Bereich von 845 bis 872. Es wurde die Zunahme der Goldprobe mit der Tiefe des Erzkörpers Nummer 2 des Vorkommens Wassiljewski von 850 im Horizont 183 und auf 862 im Horizont 263 festgestellt. Im Gold wurden spurenweise solche Elemente bestimmt, wie Ag (bis 14%), As (bis 0,006%), Cu (0,008%), Pb (bis 0,009%), Fe (bis 0,006%).

Im Goldvorkommen Espe kommt das freie Gold auch in Quarzadern und Äderchen vor, wo es unregelmäßige kleine Aggregatformen bildet und als winzige Einsprengungen gestreut sind. Oft wird die deutliche Abhängigkeit des Goldes vom Kontakt mit grob- und feinkörnigem Quarz, oder mit Einschlüssen der Nebengesteine festgestellt, wo sie in Form von diskontinuierlichen Ketten mit der Breite von 0,25-0,3 mm und einer Länge von 10-15 mm lokalisiert sind. Es werden keine Verbandverhältnisse des freien Goldes mit Sulfiden fast nicht beobachtet, obwohl es einige Goldpartikeln in Verbindung mit Pyrit, Arsenopyrit, Kupferkies, Bleiglanz, Zinkblendezu erkennen sind. Die Größe der Goldpartikeln erreicht von wenigen Hundertstel Zehntel Millimeter.

Die Form von Goldpartikeln ist vielfältig. Das sind isometrische klumpigartige Formationen, Plättchen, Schüppchen. Am öftesten kommen schwammige, poröse, amöbenartige, dendritische Formen vor. Die Goldkristalle werden fast nie beobachtet. Die Goldprobe schwankt von 765 bis 858. Die durchgeführten Untersuchungen der Goldverteilung in den Erzen der Metasomatiten und Mineralien anhand der Szintillationsmethode und die Analyse des Materials lässt folgende Schlüsse ziehen:

Die Gang- und Stockwerkerze enthalten hauptsächlich sichtbares Gold in Quarz und fein verteiltes in Quarz und Sulfiden - etwa 10-15% der Goldpartikel mit einer Korngröße von 0,5 bis 1,0 mm und mehr, und 85-90% des feinverteilten Goldes in Quarz und Sulfiden. Im Imprägnationserztyp konzentrierten sich 100% des Goldes im feinverteilten Zustand in Pyrit und Arsenopyrit. In den Gangquarzen als auch in den eingesprengten Erztypen wurde die Größe der Goldpartikel 1-10 Mikron festgestellt. Vielleicht zeugt das von der Richtigkeit der Schlußfolgerung über

ähnliche Bedingungen der Bildung von Pyrit-Arsenpyrit-Mineralisierung wie der Imprägnations- als auch der Quarzgoldkörper.

Sulfide der Beresitquarzadern unterscheiden sich von denen des Imprägnationstyps durch erhöhte Goldkonzentrationen und größere Goldpartikel. Im Quarzgangtyp nimmt die Goldprobe mit der Tiefe zu, und im Imprägnationstyp haben die Probenschwankungen einen komplizierten wellenartigen Charakter.

Literatur

1. Ananyew Y.S, Korobeynikow A.F. Metasomatose und Edelmetallvererzungen in Schwarzschieferabfolgen von West Kalba. Verlag der Polytechnischen Universität Tomsk, 2009.
2. Korobeynikow A.F., Maslennikow W.W. Die Gesetze der Bildung und Verteilung von Edelmetallvorkommen im Nord-Ost-Kasachstan. Verlag der Polytechnischen Universität Tomsk, 1994.
3. Bespaew H.A, Polanski N.W., Ermolow P.W. , Dobrezow N.L. Geologie und Metallogenie von Südwest Altaj Almaty: Gylym, 1997.
4. Korobeynikow A.F. Vorausbestimmung der erzhaltigen Flächen und Vorkommen von Bodenschätzen. Verlag der Polytechnischen Universität Tomsk, 2008.
5. Narsejew W.A. Endogene Zonalität der Goldlagerstätten Kasachstan. Alma-Ata:ONTI Kaz IMS 1973-238.

GIS APPLICATION IN LAND USE PLANNING OF SPECIALLY PROTECTED NATURAL TERRITORIES

L.V. Babinovich, D.D. Fedotova
Scientific advisors associate professor S.V. Seryakov, senior teacher A.V. Baranova
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Implementation of new technologies in land management is a very topical problem nowadays. The most advanced technologies and software are widely used in urban land management while other types of land use planning are far behind. The example is land management of specially protected natural territories (SPNT). Specially protected natural territories are objects of national property which include ground areas, water surfaces and airspace above them with natural complexes and objects of a special nature-conservative, scientific, cultural, aesthetic, recreational and improving value. They are withdrawn by public authorities fully or partly from economic use and for which special protective conditions are established. Land use planning of SPNT is fixing of boundaries of functional areas and areas of specially use and protection.

Let us consider land use planning of SPNT « Lake complex Samus », which is established in the vicinity of Samus village (40 km from Tomsk, Tomsk Region). Functional areas of the SPNT are divided into:

1. Preserved area where all economic activities and recreational use are banned.

Development of the preserved area can solve a number of problems related to human intervention in the unique ecological complex.

2. Educational tourism area, which aims to ensure environmental education and awareness of landmark objects of «Lake complex Samus».

The uniqueness of these natural objects determines their values, which can be considered as protected territories (important natural recreational resources), the use of which should be strictly regulated. Thus, paths should be routed for tourists to get acquainted with the flora and fauna of the complex.

3. Service area is designed for visitors' accommodation, campsites and other facilities, cultural, residential and informational service etc.

4. Area of economic purpose is aimed to ensure functioning of the complex.

5. Specially protected area with the conditions to conserve the natural systems. The visits of this territory are strictly regulated.

To develop the above mentioned areas it is necessary to collect and process data concerning the SPNT. All the data about SPNT « Lake complex Samus » is processed by means of AUTOCAD system which takes a lot of time and human resources. The alternative way to develop the functional zones of SPNT « Lake complex Samus » is to use geographic information systems (GIS), which started to be implemented in a number of nature reserves and national parks of Russia at the end of the 90th.

A geographic information system (GIS) is a system designed to capture, store, manipulate, analyze, manage, and present all types of geographically referenced data. In the simplest terms, GIS is the merging of cartography, statistical analysis, and database technology. GIS are used in the transport, navigation, geology, geography, military science, topography, economy, etc.

GIS applications are software tools allowing users to create interactive queries (user-created searches), analyze spatial information, edit data, maps, and present the results of all these operations.

GIS data represents real objects (such as roads, land use, elevation, trees, waterways, etc.) with digital data determining the mix. Real objects can be divided into two abstractions: discrete objects (e.g., a house) and continuous fields (such as rainfall amount, or elevations). Traditionally, there are two broad methods used to store data in a GIS for both kinds of abstractions mapping references: raster images and vector. Points, lines, and polygons are the stuff of mapped location attribute references.

GIS provide efficiency in the scientific and environmental objectives, such as:

- Organization and work on an inventory of all objects and areas, recognized as specially protected;

- Development of a unified accounting and cadastral valuation;
- Identification of the valuable natural objects and territories, which are necessary to assign the status of protected areas.

At present, GIS is the foundation of municipal information system because it is the source of spatial data about objects of SPNT and can be a powerful tool for processing of these data, solve complex analytical problems in the modeling process, and act as an essential tool when making territorial management decisions.

The aim of our work was to make a digital map of the functional areas of SPNT «Lake complex Samus» (Fig.) by means of GIS. We used program Quantum GIS (QGIS) to prove the fact that open-source software (which is free) can be used in SPNT land management and has a lot of advantages in comparison to the software used for SPNT land management nowadays.

This program has the following main features:

1. Direct view of vector and raster data in different formats and projections.
2. Mapping and interactive exploration of spatial data.
3. Creation, editing and export spatial data using software tools.
4. Spatial analysis.
5. Creation of several layers (shapefiles) on a single topographic base, which contain different data.
6. The information in shapefile is structured and presented in the attribute table. Any map information can be quickly obtained by using various queries.
7. It is possible to enable or disable any layers of the map according to particular needs and aims, thus combining information for different scopes of application.

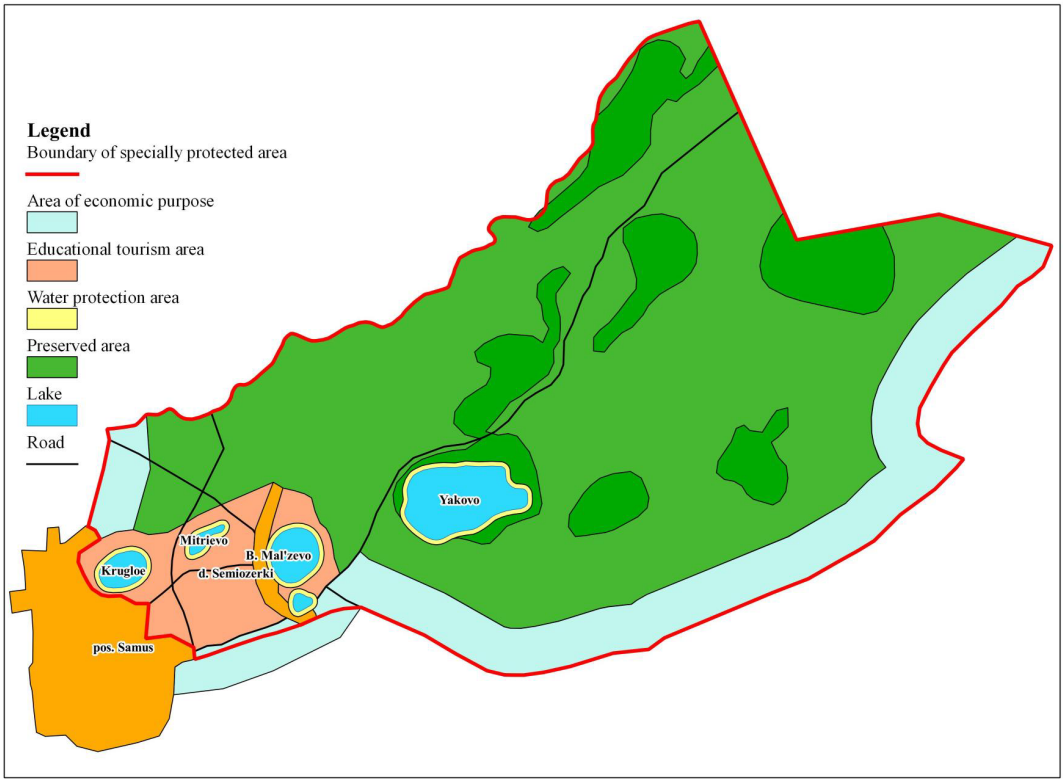


Fig. SPNT «Lake complex Samus» in program QGIS

The GIS helped us to structure various SPNT data that include geographic, geological, biological, ecological, economic and legal information referring to SPNT, as well as structural zoning, specially protected species and biotopes, land cadastre, forms of cadastre-registered property and land owners. This huge multiform information is best organized when thematically structured and stored in data bases accompanying each constituent component, which will facilitate its further use in different scopes of application. Moreover, the use of Geographic Information System serves to accomplish of effective spatial analysis with data collected from different information points. Results from such an analysis can help to build a cause-and-effect relationship or can provide valuable solutions to a wide array of problems depending on purpose for which GIS is employed.

Spatial or geographic factor is one of the dominant one in the management of SPNA and the solution of everyday tasks by public bodies and organizations. Without the information about the subject land location, its characteristics and connections with other territorial entities, it is impossible to make effective management decisions.

GIS is designed to solve scientific and applied tasks of inventory, analysis, evaluation, prognosis, and management of the environment and territorial organization of society.

The use of computer-aided systems allows minimizing the so-called human factor and errors associated with it, especially in the calculation of geometric characteristics of subject lands: the area, the coordinates of the characteristic points (vertices of polygons), distances and angles. Furthermore, productivity of overlay operations (in calculation of the areas enclosure within the land parcel) increases. The accumulated data about objects of land use planning and other land surveys can be used any tine it is necessary and can be actualized over time.

Our work on developing digital maps of SPNT «Lake complex Samus» by means of the program Quantum GIS has shown that the transition to computer-aided methods of map making using GIS has several advantages:

- increase of accuracy of cartographic information;
- reduce of labor costs of production;
- increase of productivity by automating certain operations or their exception.

References

1. Цветков, В.Я. Геоинформационные системы и технологии / В.Я. Цветков – М.: Финансы и статистика, 1998. – 288 с.
2. Internet resource: http://www.globalcors.com/applications/geographical-information-systems-gis
3. Internet resource: http://www.qgis.org/index.php
4. Federal law on March 14, 1995 N 33-FL “About specially protected natural territories” или Федеральный закон от 14 марта 1995 г. N 33-ФЗ «Об особо охраняемых природных территориях»

OPTIMAL TECHNOLOGICAL CONDITIONS OF ETHYLBENZENE MANUFACTURE SEARCH USING MATHEMATICAL MODELING METHOD

N.S. Belinskaya, I.O. Dolganova, E.Y. Martemyanova
Scientific advisors professor E.D. Ivanchina, associate professor E.N. Ivashkina
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Evergrowing demand on output of oil-refining and petrochemical industries issues the challenge of increase the efficiency of oil-refining and petrochemical processes. The process of benzene alkylation with ethylene is one of the most large-capacity because of the product of this process – styrene – has wide application. Taking into account the fact that in conditions of modern economics the plants aren’t ready to build experimental units for research industrial processes with object of productivity increase, the mathematical modeling and development of computer modeling system is effective instrument for solving this problem [1]. Mathematical modeling of benzene alkylation with ethylene in presence of chloric-alumina catalyst is the object of the present work.

The first stage of model development is creation of hydrocarbons transformation scheme. According to the material balance, feed flow is plural-component. After the analysis of this flow and theoretical knowledge about chemism of benzene alkylation processes the list of reactions was formed. Thermodynamical probability was confirmed by calculation of isobaric-isothermal figure – change of Gibbs energy ΔG. Calculation was realized in program Gaussian by PM3 quantum chemical method with taking into account technological conditions: temperature 395 K, pressure 1,5 MPa. The results of calculations are presented in Table.

Table

Main reactions of benzene alkylation with ethylene

№	Реакция	ΔG, kJ/mol
1	Benzene + Ethylene = Ethylbenzene	– 47,9
2	Ethylbenzene + Ethylene = Diethylbenzene	– 61,4
3	Benzene + Diethylbenzene = 2* Ethylbenzene	– 13,6
4	Benzene + Triethylbenzene = Diethylbenzene + Ethylbenzene	– 15,7
5	Ethylene + Ethylene = Butylene	– 73,8
6	Benzene + Butylene = Second butilbenzene	– 11,3
7	Benzene + Propylene = Cumene	– 28,3
8	Toluene + Ethylene = Ethyltoluene	– 54,6
9	2*Benzene + Ethylene = Diphenylalkane	– 94,4
10	6*Benzene = Koronen + 12*Hydrogen	– 367,4
11	2*Benzene + Ethylene = 2*Toluene	– 138,0

According to the obtained values of Gibbs energy change, all reactions are thermodynamical probable. Thus, formalized conversion scheme is presented in the Fig. 1.

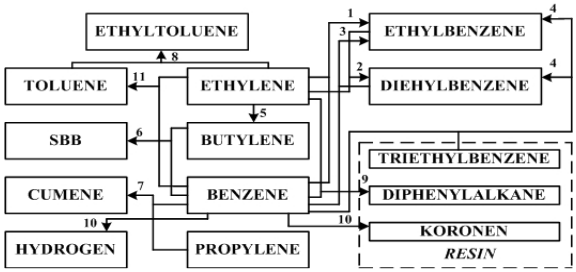


Fig. 1. Formalized conversion scheme

The next stage of mathematical modeling is reactor model development. For the reactor model development firstly the hydrodynamic regime should be determined. In case of alkylation with ethylene process the height of reactor is greatly more than its diameter (the height is 12 880 mm, the diameter is 1 600 mm). This condition corresponds with regime of ideal displacement [2]. The hypothesis about ideal displacement regime was proved by calculation of diffusion Pekle criterion. The value of this criterion is 835 (Pe>200).

The process of benzene alkylation passes with calorification. In the alkylation reactor excess heat is lead off. The lager quantity of heat is lead off by benzene evaporation. Other part of excess heat is lead off by cold water, which circulates in the shell of alkylator and also by circulated catalyst complex. Because of this the temperature of initial flow in reactor differs from output slightly. Therefore in the reactor adiabatic regime is.

Taking into account hydrodynamic and thermal regime, material and thermal balances of the reactor were developed.

Then kinetic parameters (activation energy and preexponential factor) of the model was determined, using the theory of activated complex. According to the literary data [3] the activation energy and preexponential factor in Arrenius equation can be calculated through the change of Gibbs energy in process of transient state formation. For the bimolecular reaction (1, 2):

$$E_a = \Delta G^{\neq} + RT, \tag{1}$$

where E_a – activation energy, J/mol; $\Delta G^{\neq}$ – change of Gibbs energy in process of transient state formation, J/mol; R – absolute gas constant, J/(mol·K) T – temperature,°K.

$$k_0 = \chi \frac{k^* T}{h} \cdot e^{\frac{RT}{RT}} = \chi \frac{k^* T}{h} \cdot e, \tag{2}$$

where k_0 – preexponential factor in Arrenius equation; χ – transmission coefficient; k^* – Boltsmann constant, J/K; h – Plank constant, J·s.

For the preliminary estimation of activation energy value it is necessary to calculate change of Gibbs energy in transient state formation. In case of multi-stages mechanism for activation energy estimation it is necessary to determine change of Gibbs energy of transient state formation in limitative stage.

In case of alkylation process in presence of chloric-alumina catalyst complex reaction of alkylation passes very fast, strongly is accelerated by mechanical immixture or intensive bubbling gaseous olefins through the reaction bulk and passes in diffusion region. Its rate increases with pressure growing, but depends on temperature not enough. Also reaction of alkylation has low activation energy. In contrast to alkylation, the transalkylation passes greatly slowly and essentially accelerates with temperature growing [5]. Consequently, the reaction rate of transalkylation limits the rate of all benzene alkylation process. Because of this for the determination of transient state it is necessary consider mechanism of this reaction in detail.

Mechanism of transalkylation consists of several stages: karbkation formation, interaction of benzene and karbkation with π-complex formation, interaction of π-complex and karbkation with σ-complex formation, decay of σ-complex with ethylbenzene formation.

Graphical interpretation of reaction path is expressed in the form of energy curve (Fig. 2).

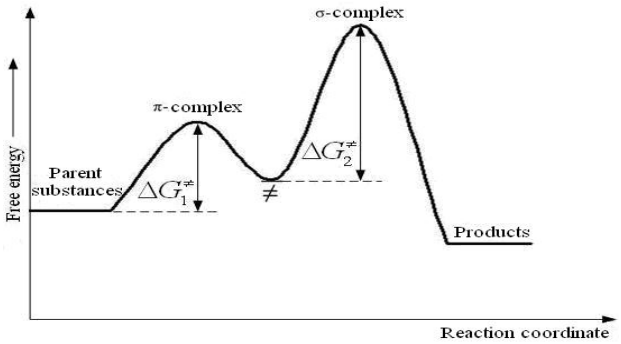


Fig. 2. Energy curve of reaction path

In the Fig.2: $\neq$ – transient state; $\Delta G^{\neq}_1$ – change of free energy in the process of π-complex formation; $\Delta G^{\neq}_2$ – change of free energy in the σ-complex formation.

According to the quantum chemical calculations $\Delta G^{\neq}_2$ = 67,7 kJ/mol.

$E_{a\ transalkylation}$ = 67 700 + 8,314·395 = 70 900 J/mol (70,9 kJ/mol).

It is accepted that limitative stage in mechanism of aromatic electron-seeking substitution is the stage of σ-complex formation. Possibility of other stages to be limitative isn't proved [4]. Hence, for the activation energy estimation it is necessary to calculate thermodynamic characteristics of reactions, in which transient state forms, for this elementary stage of mechanism.

Next, for the determination of rate constants deviations of calculated values was minimazed with experimental, using the program, developed in programming environment Delphi 7.

In result of inverse kinetic problem solving the next values was founded: preexponential factors for reactions, $m^3 \cdot mol^{-1} \cdot h^{-1}$: 1) $5{,}25 \cdot 10^3$; 2) $0{,}65 \cdot 10^2$; 3) $7{,}10 \cdot 10^8$; 4) $2{,}36 \cdot 10^7$; 5) $3{,}18 \cdot 10^6$; 6) $1{,}10 \cdot 10^6$; 7) $1{,}00 \cdot 10^6$; 8) $4{,}00 \cdot 10^4$; 9) $1{,}85 \cdot 10^2$. Rate constants, $m^3 \cdot mol^{-1} \cdot h^{-1}$: 1) $2{,}37 \cdot 10^1$; 2) $1{,}77 \cdot 10^{-1}$; 3) $2{,}99 \cdot 10^{-1}$; 4) $8{,}15 \cdot 10^1$; 5) $4{,}10 \cdot 10^{-1}$; 6) $3{,}93 \cdot 10^3$; 7) $2{,}13 \cdot 10^3$; 8) $1{,}11 \cdot 10^1$; 9) $8{,}34 \cdot 10^{-2}$.

After determination of kinetic constants the developed mathematical model was checked up on the adequacy to the real process. Because of the model is appropriate, the optimal technological conditions of alkylation was found (the temperature is 130 ºC, molar ratio «benzene:olefins» is 14:1). At the optimal regime the output of desired product – ethylbenzene – is greatly increases and the output of diethylbenzene – parent substance in target transalkylation reaction – decreases low. Also the output of the by-products increases slightly.

Thus, the carrying out process of benzene alkylation at optimal technological conditions allows to utilize natural resource and resource of plants and industrial power, that, certainly, will given more positive economical effect.

References

1. Belinskaya N., Chsherbakova Y., Dolganova I. Benzene alkylation with ethylene process mathematical modeling // Proceedings of IFOST 2012. The 7th International Forum on Strategic Technology IFOST 2012. September 17 – 21, 2012. – p. 50 – 53.
2. Beskov V.S., Flokk V. The modeling of catalytic processes and reactors. - M.: Chimiya, 1991. – 256 p.
3. Emanuel N.M., Knorre D.G. The course of chemical kinetics. - M.:Vyssh. shk., 1984. – 463 p.
4. Organic chemistry / O.A. Reutov, A.L. Kurc, K.P. Butin. - M.:Binom. the laboratory of knowelege., 2009. – Part 2. – 544 p.
5. Sychoroslova M.M., Novikov V.T., Bondaletov V.G. Laboratorial training at chemistry and technology of organic compounds. – Tomk: TPU., 2002. – 132 p.

PROBLEMS AND POSSIBLE SOLUTIONS OF ENERGY SUPPLY OF GERMANY: THE GEOSCIENTIST PERSPECTIVE

G.V. Belokonov
Scientific advisor professor A.K. Wald
Siberian Federal University, Krasnoyarsk, Russia

Germany is a federal parliamentary republic in west-central Europe. Germany covers an area of 357,021 square kilometres. With 81.8 million inhabitants, it is the most populous member state in the European Union. Germany is one of the major political and economic powers of the European continent and a historic leader in many theoretical and technical fields. Germany is the largest national economy in Europe, the fourth-largest by nominal GDP in the world, and fifth by GDP (PPP) in 2008. Since the age of industrialisation and beyond, the industrial capitalism, the country has been a driver, innovator, and beneficiary of an ever more globalised economy. Germany is the world's second largest exporter with $1.408 trillion exported in 2011 Exports account for more than one-third of national output. Germany is relatively poor in raw materials. Only lignite and potash salt are available in economically significant quantities. Power plants burning lignite are one of the main sources of electricity in Germany. Oil, natural gas and other resources are, for the most part, imported from other countries. Germany imports about two thirds of its energy.

Such a big industrial country like Germany needs a lot of energy. The energy sector in Germany is one of the biggest in the world with state-of-the-art clean energy industry. In the year 2009, the electricity sector in Germany consisted of: fossil fuel power produced 61%, nuclear power produced 23% and renewable energy 18% (including wind + solar + hydro, geothermal power is negligible in Germany). Germany is the fifth largest consumer of oil in the world. Russia, Norway, and the United Kingdom are the largest exporters of oil to Germany, in that order. Germany is the third largest consumer of natural gas in the world. Because of its location at the center of Europe, Germany is the fourth largest consumer of coal in the world. Germany has the largest market of electricity in Europe. Germany has defined a planned policy of phasing-out nuclear power by 2022. Comparing 2009 to 2004, nuclear power production has declined 19%. Its share has declined from 27% to 23% of total power production, partly being substituted with a rise in renewable electricity: wind power, biomass and solar power but also an increase in coal and natural gas consumption. The planned phase out of nuclear power may increase coals share of power production to over 50%.

Nowadays, there are some problems of energy supply of Germany. One of them is environmental pollution. Producing energy prom such fossil recourses like coal, oil and gas entails air, water and soil pollutions. Also, a lot of CO2 goes into the atmosphere. To prevent this well-developed countries like Germany are trying to use more and more renewable recourses, such as wind power, geothermal power, photovoltaic solar power, biofuels, power of water. These

nature recourses are much cheaper then fossil recourses, and some are even free, like the power of the sun. But to use them effectively, there should be a lot of technologies developed. Developing of the alternative energy supply technologies requires large investments, but in future these investments are going to recoup.

Germany's renewable energy sector is among the most innovative and successful worldwide. Nordex, Repower, Fuhrländer and Enercon are wind power companies based in Germany. SolarWorld, Q-Cells and Conergy are solar power companies based in Germany. These companies dominate the world market. Every third solar panel and every second wind rotor is made in Germany, and German turbines and generators used in hydro energy generation are among the most popular worldwide.

Wind energy has been used in many regions of the world for centuries. Surpassed only by hydroelectric power stations, modern wind power plants are the second most efficient technology in renewable energy systems. The presence of several leading manufacturers makes Germany a pioneer in the continuing development of this technology and in increasing capacity worldwide. The German industry not only manufactures wind turbines and wind farm components but also covers the entire wind energy value chain: site reports, certification and type inspections, planning and project management as well as the construction and operation of wind farms. The German industry also benefits from a broad supply industry ranging from mechanical and plant engineering to the metal and electronics industries. Given the consistent wind conditions and higher average wind speeds, the expected energy yields of offshore wind farms (at sea) are up to 40 per cent higher than those on land. Multi-megawatt offshore farms and their components are largely developed and manufactured in Germany and tested on a small scale on land. Commissioning of the first commercial offshore wind farm in the Baltic Sea, Baltic 1, in 2011 and the first cluster in the North Sea, Bard Offshore 1, in 2011 were major milestones in the development of offshore wind energy use. alpha ventus, Germany's first offshore wind farm with twelve five-megawatt offshore wind turbines, has been feeding energy into the electricity grid since autumn 2009. The excellent wind conditions in the wind farm, combined with high levels of availability of up to 97 per cent, enabled alpha ventus to exceed expectations by 15 per cent, feeding in 267 gigawatt hours (GWh) of electricity in 2011. The use of small wind turbines is ideal for a basic electricity supply in off-grid regions. Small wind turbines are defined by the international IEC 61400-2:2006 standard ("Design requirements for small wind turbines") which describes small wind turbines as those with a rotor sweep area of less than 200 square metres, corresponding to a nominal output of some 50 kW at a voltage of less than 1,000 V AC or 1,500 V DC. Their towers are usually not higher than 20 metres. Most turbines currently on the market generate outputs in the 5 to 10 kW range. Turbines from approximately 5 kW nominal output are economically viable if the proportion of self-consumed electricity is as high as possible, e.g. in agriculture or when used for sewage treatment plants or refrigeration plants.

Geothermal energy is available around the clock and is not subject to seasonal changes, the weather or climate conditions. In many countries around the world, geothermal energy is already used to generate electricity or used directly in heating networks. Particularly in regions with geologically favourable conditions (e.g. regions in the so-called "Pacific Ring of Fire" and those with volcanic activity and temperatures of over 200 °C), geothermal energy forms a solid basis for environmentally friendly, cost-effective and sustainable energy generation. Depending on drilling depth, there are two main geothermal energy possibilities; deep geothermal energy and shallow or near-surface geothermal energy. There is no precise definition, but a minimum depth of 400 metres (a boundary set in the German Association of Engineers (VDI) Guideline 4640) is usually accepted as defining deep geothermal energy in Germany. Deep geothermal energy can be used both to generate electricity in power plants and to feed heat into larger heating networks for industrial production or for heating buildings. One advantage of this kind of energy supply over other renewable energies is that deep geothermal energy is not subject to seasonal or daily fluctuations, making it permanently available. Deep geothermal energy is further divided into hydrothermal and petrothermal geothermal energy and deep geothermal probes. Hydro geothermal energy uses hot water drawn directly from underground reservoirs located at great depths. The water-bearing rock layer ("aquifer") should have a very large vertical and lateral distribution to ensure long-term productivity. Depending on the thermal water flow rate and temperature, hydro geothermal energy can be used to generate heat and/or electricity; for the latter, the water temperature should be over 100 °C. The hot water drives a steam turbine and can also be used for other heat consumers such as domestic households or industrial operations. The cooled thermal water is then fed back into the bedrock via a second borehole ("reinjection well").

In just one hour the sun delivers more energy to Earth than the world uses in an entire year. This solar energy can be utilised in many ways, through the use of photovoltaics (PV), for example. German PV technology is used on every continent around the globe, supplying electricity to grid-connected and off-grid systems. German companies produce crystalline solar cells and modules as well as top quality thin-film modules in the most modern factories worldwide. German manufacturers supply plants for the production of silicon, wafers and cells and for the manufacturing of modules as well as products that meet the most stringent quality criteria. The world's most efficient inverters, for example, were developed and are made in Germany. Manufacturers of software and measurement technology, module distributors, system integrators, project engineers and project developers, installers and investors as well as research facilities supplement the value-added chain with high-quality control standards, excellent customer service and years of experience. Photovoltaic cells enable sunlight to be converted directly into electrical energy. When light (photons) reach the layers of semiconductor material in the solar cell, free charges are generated, by means of the so-called photoelectric effect, which can flow off as electrons through an electric conductor. The direct current (DC) generated from this can be used immediately to operate electrical devices or stored in batteries. Alternatively, the electricity generated can be fed into the public grid once the direct current (DC) has been converted into alternating current (AC) by means of an inverter. In order to achieve larger capacities, many solar cells are combined and connected to form a solar module. Silicon is most commonly used as the semiconducting material. There are three types available: firstly, in the form of monocrystalline silicon with an average efficiency of 15 to 18 per cent with the modules currently on the market; secondly, as

polycrystalline silicon with an efficiency of 13 to 16 per cent; and thirdly, as amorphous silicon (thin-film cells) with an efficiency of less than 10 per cent. Furthermore, alternative materials can be used in thin-film technology, such as gallium arsenide. Over 90 per cent of the solar cells in use around the world consist of crystalline silicon, which has proven itself over decades of use. The fall in the price of solar silicon has significantly reduced the differential between crystalline and thin-film modules, although due to new technology, such as organic photovoltaics (OPV), there could still be a significant fall in the price of thin-film technology. Thin-film cells are still currently less efficient however, so they require a larger installation area to achieve the same output capacity as standard modules.

Biogas, produced by the fermentation of biomass, is utilised worldwide to supply energy in various ways: by burning it in combined heat and power plants for power generation using waste heat (combined heat and power, CHP), as biomethane fed into the natural gas grid after appropriate processing of the biogas, as fuel for natural gas vehicles or directly for cooking. The German biogas industry has taken a pioneering role in the field of generation and utilisation of biogas. Germany is both the market and technology leader, particularly in the area of gasification based on organic waste and renewable sources. German companies in the biogas industry cover the entire value chain of biogas technology – from planning and financing to the operation and maintenance of biogas plants and feed-in of biogas into the natural gas grid – and have many years of experience in process biology and its associated laboratory services. Sophisticated products are also available in the fields of combined heat and power plants, storage and tank systems as well as biogas analysis technology. Biogas can be extracted from a variety of sources, such as organic waste from landfill sites (landfill gas), municipal wastewater (sewage gas), and industrial, domestic or commercial organic waste, as well as from agricultural waste materials and energy crops. The fermenting process of organic substances in an air and oxygen-free environment uses various anaerobic bacteria, the composition of which depends on their organic feed stock and specific process conditions (temperature and pH level). A decisive factor in the productivity of biogas plants are the microbiological processes that occur during fermentation. As a rule, agricultural biogas plants use liquid manure and energy crops as a fermentation substrate. Using liquid manure for energy in biogas plants largely prevents the methane emissions from open liquid manure tanks which are harmful to the climate. Renewable sources such as corn, cereal crops and other energy plants, such as sunflowers, Sudan grass, sugar beets, oil radishes, sweet sorghum etc., are being used more and more to increase gas yields. Commercial plants also process wastewater (from purification plants) as well as waste from food production, food scraps and grease traps.

The share of electricity produced from renewable energy in Germany has increased from 6.3 percent of the national total in 2000 to about 25 percent in the first half of 2012. In 2010, investments totaling 26 billion euros were made in Germany's renewable energies sector. According to official figures, some 370,000 people in Germany were employed in the renewable energy sector in 2010, especially in small and medium sized companies. This is an increase of around 8 percent compared to 2009 (around 339,500 jobs), and well over twice the number of jobs in 2004 (160,500). About two-thirds of these jobs are attributed to the Renewable Energy Sources Act Germany has been called "the world's first major renewable energy economy". In 2011 20.5% (123.5 TWh) of Germany's electricity supply (603 TWH) was produced from renewable energy sources, more than the 2010 contribution of gas-fired power plants. Renewable electricity in 2010 was 101.7 TWh including wind power 36.5 TWh, biomass and biowaste 33.5 TWh, hydropower 19.7 TWh and photovoltaic power 12.0 TWh.

BIOGEOCHEMICAL FEATURES OF HUMAN ORGANISM ASH RESIDUE OF NOVOSIBIRSK RESIDENTS

M.A. Belyakina

Scientific advisors professor N. V. Baranovskaya, associate professor I. A. Matveenko

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

There are many different methods to estimate the level of environmental pollution: analysis of chemical content of soil, atmosphere, hydrosphere, biosphere, different organisms, including human organism. The fact is that human organism is a special indicator that shows every change in the environment accurately. But, unfortunately, study of such important indicator of environmental pollution has begun only recently (Rikhvanov, Baranovskaya, Ignatova et al, 2010) and now there is not enough information on accumulation of chemical elements in tissues and organs, especially in the ash residue of the human organism [3]. Due to this fact in the current paper we are researching the human organism ash residue of Novosibirsk city residents based on comparison with the results for other cities.

107 samples from different cities of Russia were analyzed in the process of research. For this purpose 3 types of analysis were chosen: instrumental neutron activation (INAA), semiquantitative emission spectral and laser-luminescent analysis. INAA is a basic type of analysis, because it allows for determination of 29 elements in the samples in the wide range of content (from n*1% to n*10-6%). Samples were irradiated by neutrons in the Tomsk Polytechnic University's nuclear generator and measured by gamma-spectrometer in the Research Nuclear-Geochemistry Methods Laboratory of the Department of Geoecology and Geochemistry (by analysts Sudyko A.F., Bogytskaya L.V.) [1]. Results were compared with those for other cities: St. Petersburg, Novokusnetsk, Rostov-on-Don, and Yekaterinburg.

Novosibirsk city is an administrative center of Novosibirsk region with 1498 921 people living here. The region has high level of urbanization – over 75% of population lives in the cities. And it is the main reason of stressful ecological situation of this territory. The main polluters of the city are automobile transportation, besides, there are other sources of pollution in Novosibirsk – engineering plants, metallurgical plants and other industries. Novosibirsk stannic plant is one of such plants, it pollutes the atmosphere of the city with 42 different chemical elements and their combinations. Almost all components of natural environment (soil, water, river sediments) are contaminated with such

elements as As, Ni, Cu, Zn, Cd, Rb, Te, Br, Sb, Th, U, Sn, Ag, Pb (Deviatova, 2009) and it shows the complex ecological situation in the city [2].

Researching the results of laser-luminescent analyses of human organism ash residue from Novosibirsk and Rostov-on-Don shows that U accumulates mostly in the samples from Rostov-on-Don. Besides, comparison of the uranium accumulation levels in the human organism ash residue reveals that this element accumulates more in the female bodies than in the male ones. Results of comparison prove previous findings on accumulation of uranium in the human tissues and organs: the content of U in the trachea, bronchi, esophagus, pancreas of female organism is higher in females than that in males [1].

Results of emission spectral analysis show significant excess of such an element as tin in the human organism ash residue of Novosibirsk residents in contrast with Rostov-on-Don residents (20mg/kg and 8.5 mg/kg, respectively). The elevated concentration of this element may result from Novosibirsk stannic plant operation, which emissions contain Sn in the high concentration.

Results of INAA permit us to distinguish regional features of human organism ash residue of Novosibirsk residents. These features are high accumulation of Au, Cr, Ba, Co, Fe, Sb, La, Sc, Eu, Ta, Rb. But the highest concentration is for such element as Au. On the one hand, it can be explained by gold deposits located in this territory: alluvial placer of gold, gold-bearing weathering crust, gold-quartz ore. On the other hand, about 630 kg of gold have been introduced into the soil during 53 year working of Novosibirsk refinery [2].

Thus, the human organism ash residue of Novosibirsk residents has regional features: the high concentration of Cr, Ba, Co, Fe, Sb, La, Sc, Eu, Ta, Rb. Besides, high concentration of Sn and Au in the ach residues is a bright example of human environmental impact.

References

1. Ignatova T. N., Baranovskaya N.V., Rikhvanov L.P., Sudyko A.F. Regional biogeochemical features of accumulation of chemical elements in the human organism ash residue // Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. – 2010. – T.317. –№.1.– pp. 178–183
2. Ignatova T. N. Elemental composition of human organism and it's relation with environmental factors/TPU.–Tomsk., 2010. – 228p.
3. Ignatova T.N. On the problem of rare earth element distribution in human organs and tissues (by the example of the inhabitants of Tomsk region / T.N. Ignatova, N.V. Baranovskaya, L.P. Rikhvanov, I.A. Matveenko // Proceedings 7th International symposium on trace elements in human: new perspectives, October 13–15th 2009. – Athens, Greece, 2009. – pp. 223–227.

INVESTIGATION OF LACTIC ACID BACTERIA PROPERTIES

E.V. Bulycheva, O.A. Voronova
Scientific advisors professor E.I. Korotkova, associate professor A.N Oleinik
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Lactobacilli (Latin Lactobacillus) is a genus of Gram-positive facultative anaerobic or microaerophilic bacteria (Fig. 1). Lactic acid bacteria make lactose and other carbohydrates into lactic acid. In most cases, they are non-pathogenic, many species perform a positive role in human nutrition. In humans they are always present in the intestines, vagina which are symbiotic and make up a significant part of the intestinal microflora.

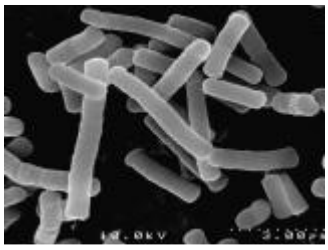


Fig. 1. Lactobacilli

Many species are involved in the decomposition of plant residues. They produce lactic acid, and acidic environment prevents the growth of many pathogenic bacteria and fungi [1]. At present moment more than 100 species of Lactobacillus (lactic acid) are known. The most common are the cheese sticks (Lactobacillus casei), acidophilic lactobacilli (Lactobacillus acidophilus), delbryukovskaya coli (Lactobacillus delbrueckii subsp. Delbrueckii), Bulgarian lactobacillus (Lactobacillus bulgaricus) and lactic acid bacillus (Lactobacillus plantarum). In addition to individual species, there are many strains (genetic subtypes), which are designated according to the International Classification after species name in capital letters and a set of numbers. For example, a strain of Lactobacillus delbrueckii subsp. bulgaricus ATCC 11842 contains 2217 genes, and Lactobacillus delbrueckii subsp. bulgaricus strain ATCC BAA-365 contains 2040 genes. As you can see, the title above is the name Lactobacillus genus (Lactobacillus), species (delbrueckii), subspecies (bulgaricus) and the name of the strain (ATCC...)

Scientists continue working with the genome of lactobacilli to strengthen and improve their useful properties, and new strains emerge every year in large numbers [2].

Medical effect of the drugs that contain lactobacilli caused antagonistic effect of lactobacilli in relation to pathogens, including Staphylococcus, enteropathogenic E. coli, Proteus, Shigella, which determine the corrective action of the drug in violation bacteriocenosis. Lactobacillus preparations improve metabolism, prevent formation of prolonged forms of intestinal diseases, increase non-specific resistance of the organism. Lactobacilli produce Reuter reuterin substance that inhibits the growth of pathogens in the gut and does not affect the growth of their own helpful flora [2].

Studying the properties of lactic acid bacteria is very important for modern science, so it is necessary to investigate their properties in different ways. Fluorimetry was selected in this paper; this method is based on the phenomenon of fluorescence. Fluorescence spectroscopy aka fluorometry or spectrofluorometry is a type of electromagnetic spectroscopy which analyzes fluorescence from a sample. It involves using a beam of light, usually ultraviolet light, that excites the electrons in molecules of certain compounds and causes them to emit light typically, but not necessarily visible light. A complementary technique is absorption spectroscopy. Devices that measure fluorescence are called fluorometers or fluorimeters.Under appropriate conditions, by this way we can detect the presence of very small amounts of the substance. Fluorescence analysis is divided into macro-analysis (when viewed with the naked eye) and microanalysis when the observation is made with a microscope [3].

The phenomenon of fluorescence is based on the ability of a substance when irradiated with light emitting certain wavelengths. Knowing the spectrum of emission (fluorescence) one can determine the matter. The presence of lactic acid bacteria was determined by adding a certain amount of bacteria and signal measurements. Results are presented in the form of fluorescence and swallowing spectra. (Fig. 2, Fig. 3).

The absorption spectra are obtained with synchronous scan on the device "Fluorat-02." The fluorescence spectra were obtained by scanning the registration at a wavelength of 381 nm.

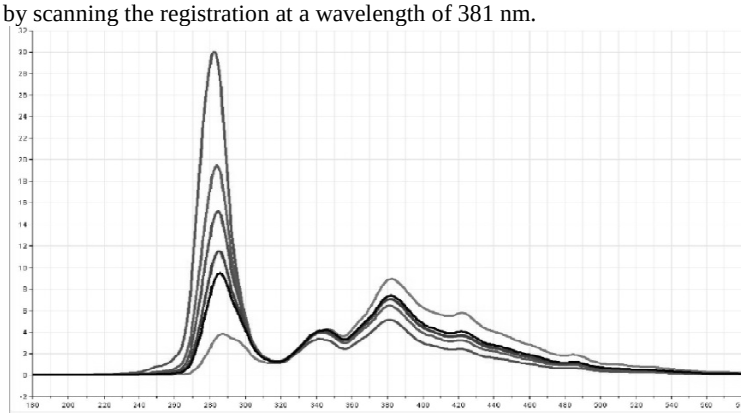


Fig. 2. Swallowing spectra of lactobacilli

The lower curve corresponds to the content of lactobacilli 1 mL, the upper curve corresponds to the content of lactobacilli 5 ml. By increasing the height of the lactic acid the content signal increases. This proves the presence of fluorescence of bacteria on the chosen wavelength.

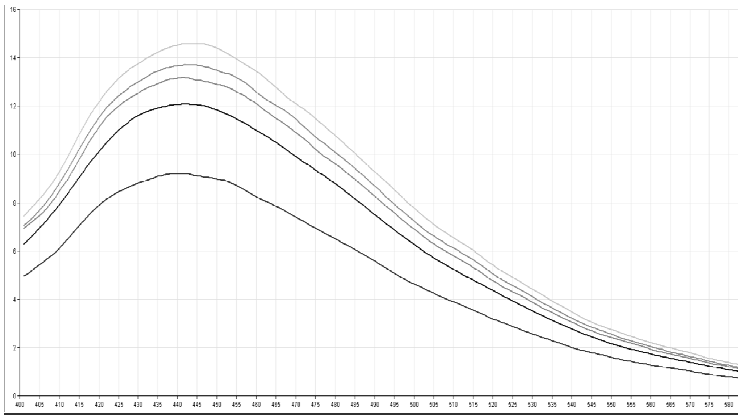


Fig. 3. Fluorescence spectra of lactobacilli

Lactobacillus study conducted by the method of fluorescence showed that the peak of swallowing is at a wavelength of 381 nm, the resulting fluorescence spectrum allows detection of lactic acid bacteria in mixtures with other living entities.

This study was supported by Grant FCP “Scientific and Science-pedagogical personnel of innovative Russia” № 14.740.11.1369.

References

1. Internet resource: www.gastroscan.ru/handbook/117/1876
2. Carbohydrate metabolism in lactic acid bacteria, Otto Kandler, Antonie van Leeuwenhoek 49. – pp. 209-224.
3. Internet resource: http://en.wikipedia.org/wiki/Fluorescence_spectroscopy

KOHLEVORRÄTE IN GRUNDSTÜCK «KEDROVOE»

A.O. Dmitrieva
Wissenschaftlicher Betreuern Professor A.K. Masurov, Oberlehrerin S.V. Schestakova
Tomsker Polytechnische Universität, Russland, Tomsk

Kohle ist schon seit Jahrhunderten als Brennstoff in Gebrauch. Und auch wenn sie derzeit wegen der massiven Freisetzung von CO2 bei ihrer Verbrennung in die Kritik gerät, ist sie weltweit auch als Energieträger im Einsatz.

Kohle ist im Grunde nichts anderes als versteinertes Pflanzenmaterial. Sümpfe entstanden aus abgestorbenen Pflanzenteilen. Wenn sie mit Sedimenten bedeckt waren, entstand hoher Druck, der das Wasser aus dem Material auspresste. Je mehr Sedimente sich ablagerten, umso dichter wurde die Kohle darunter.

Man unterscheidet verschiedene Sorten von Kohle: Torf, Braunkohle, Steinkohle, Anthrazit. Steinkohle ist ein Begriff, der hochwertige Kohlen bezeichnet. Sie ist dichter als Braunkohle und hat deshalb einen höheren Brennwert.

Die Vorräte sowohl von Stein- als auch von Braunkohle sind immer noch immens. Die Kapazität der russischen Vorkommen wird derzeit auf Milliarden Tonnen Kohle geschätzt.

Alle diese Information habe ich während meiner Praxis im Grundstück „Kedrovoe“ des Kohlenbergbaus „Wladimirer“ erfahren.

Das Grundstück befindet sich auf dem Territorium des Gebietes Kemerowo in 1,7 km von der Siedlung Kedrowka, in 30 km von Kemerowo. Nördlich des Grundstücks liegt der Kohlenbergbau "Wladimirer", der schon fünf Jahre funktioniert. Die Kohlenvorräte gehen in diesem Bergwerk zu Ende, deshalb wird es heute die Untersuchungen nach Steinkohle südlich von Grundstück „Kedrovoe“ durchgeführt. Das Ziel dieser Untersuchung ist die Erweiterung der Kohlenvorräte und die Fortsetzung von Kohleabbau.

Der geologische Bau des Grundstücks „Kedrovoe“ ist sehr kompliziert und hat die Form einer Mulde und Meredianrichtung. Die Ablagerungen der Kohle auf dem Grundstück „Kedrovoe“ bestehen aus vielen Schichten: Wiktorowsker, Wladimirowsker und Lutuginsker. Die Schichten haben verschiedene Mächtigkeit und verschiedenen Aufbau. Die mächtigste Schicht ist Wladimirowsker. Seine Mächtigkeit beträgt fünf Meter, die dünnste Schicht ist Wiktorowsker mit der mittleren Mächigkeit 1,5 Meter. Das die Kohlenschichten umgebende Gestein enthält folgende Sedimentgesteine: Sandstein, Aleurolith, Argillit.

Auf diesem Grundstück waren die Forschungen und die Arbeiten nach der Klärung von industrieller Bedeutung des Vorkommens „Kedrovoe“ durchgeführt. Die Schürfarbeiten bestimmten die Menge und die Qualität von Steinkohle, sowie die Naturbedingungen, in denen sich das Vorkommen befindet. Die Ergebnisse der Untersuchung sind technisch-ökonomische Begründung des Abbaus und die Bewertung der Vorräte.

Der Komplex der Projektarbeiten besteht aus folgenden Punkten: topografische und geodätische Arbeiten, Bohrarbeiten, geophysikalische Forschungen in den Spalten, Erprobung und analytische Arbeiten.

1. Topografische und geodätische Arbeiten.

Sie umfassen die Schaffung von Lage- und Höhenfestpunktfeldern, die flächendeckende Aufnahme des Geländereliefs und der topographischen Objekte und kartographische Arbeiten, Hinaustragen der Projektpunkte auf das Gelände und Projektieren der Spaltenplätze.

2. Bohrarbeiten.

Die Arbeiten umfassen Bohren des Grundstücks. Die Spalten werden dabei mit Hilfe des mechanischen Kernbohrens durchgeführt. Die Spalten werden senkrecht gebohrt. Die Entfernung zwischen den Spalten ist 200 Meter. Die Länge des untersuchenden Grundstücks ist 2800 m, bei der Breite 500 m. Gemäß dem Projekt werden 12 Spalten gebohrt.

3. Geophysikalischen Forschungen in den Spalten.

Die Anwendung der geophysikalischen Methoden bei der Spaltenforschung ist notwendig für lithologische Zergliederung des Durchschnittes, die Absonderung der Kohlenschichten, die Bestimmung ihrer Macht, des Aufbaus und der Lagertiefe. Es wurden auch die Forschungen der Spalten mit Hilfe der radioaktiven und elektrischen Methode eingeplant.

4. Erprobung.

Die Erprobung der Kohlen wird für die Bestimmung ihrer Marke und der technologischen Gruppe, der Qualität der Kohle nach allen Hauptkennziffern und die Feststellung der Veränderungen in allen Flächen durchgeführt. Die Ergebnisse der Erprobung helfen die rationale industrielle Nutzung der Kohlen und die Perspektive der Veränderung der Qualität der Kohle in den Lagestätten bestimmen.

Der Kohlenkern wird nach dem Aufstieg aus der Spalte mit reinem Wasser ausgewaschen und in spezielle Kernkasten mit den Scheidewänden abgelagert. Dann wird er dokumentiert, man untersucht die Kohlenpacken und Bergschichten.

5. Analytische Arbeiten.

Die abgenommenen Proben aus den Bohrlöchern des Grundstücks „Kedrovoe“ werden in folgenden Richtungen analysiert:

1. Petrographische Forschungen werden für die Charakterisierung der Zusammensetzung der Kohlen und ihre die Klassifizierung durchgeführt. Es wird der Gehalt der Mikrokomponenten von organischen und mineralischen Teil der Kohlen gezählt. Dabei benutzt man die Anschliffbrikette mit der Größe der Körner 1,5 mm und mit der Masse des Briketts 2-3g.

2. Technischen Tests. Es wird die Qualität der Kohle bestimmt: räumliche Masse, Feuchtigkeit, Festungskoeffizienten, Aschewert. Nach der Analyse gibt man der Kohlen bestimmte Marke und Kategorien und bestimmt ihre weitere industrielle Nutzung.

3. Spektrale halbquantitative Analyse bestimmt die Elementzusammensetzung der Gesteinsschichten und der Kohle, den Gehalt der seltenen Elemente schätzt die industrielle Bedeutsamkeit der beiläufigen Komponenten ein.

Infolge der Durchführung von allen eingeplanten Schürfarbeiten auf dem Grundstück „Kedrovoe“ wurden die Steinkohlevorräte bewertet. Das nächste Stadium der Schürfarbeiten wird Ausbeutungsschärfungen, deren Aufgabe die Präzisierung der Zusammensetzung und des Aufbaus der Vorräte ist.

Literatur

1. Die Rolle der Kohle in einer nachhaltigen Energiepolitik [Электронный ресурс]. — Режим доступа: URL: ftp://ftp.zew.de/pub/zew-docs/div/hearing_kohle.pdf (дата обращения: 14.01.12).
2. Kohle – ein begehrter Rohstoff [Электронный ресурс]. — Режим доступа: URL: http://www.businessdeutschland.de/branchenbuch/branchen/kohle.html (дата обращения: 14.01.12).
3. Serie "Kohle weltweit", Teil 5 Kohle in Russland [Электронный ресурс]. — Режим доступа: URL: http://www.ipp.mpg.de/ippcms/ep/ausgaben/ep200204/0402_kohle_russland.html (дата обращения: 14.01.12).

VOLTAMMETRIC ZINK DETERMINATION AT MERCURY FILM ELECTRODE

K.V. Dyorina, E.V. Dorozhko
Scientific advisors professor E.I. Korotkova, associate professor A.N. Oleinik
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Heavy metals (multivalent transition metals) are resistant to chemical, physical and biological degradation, that is why heavy metals cannot be easily removed from any environment. Many of these metals (for example, Zn(II), Cu(II), Cd(II), Pb(II) and Ni(II)) are carcinogens. Thus, monitoring of heavy metals, especially in drinking water, is of great importance. Sometimes, detection of heavy metals in drinking water is impossible. In that case concentration of the metals can be determined in sample of serum.

Several methods exist for determination of heavy metals, including inductively coupled plasma/atomic emission spectrometry (ICP/AES), inductively coupled plasma mass spectrometry (ICPMS), atomic absorption spectroscopy (AAS), various wet chemical methods (titrimetry, gravimetry, colorimetric assays). Though many of these methods are ultrasensitive and relatively accurate, they require significant time and money, particularly when large numbers of samples require testing, and are generally not amenable to on-site testing by unskilled personnel [1]. There are some enzyme-based sensors based on urease, cholinesterase, glucose oxidase, ascorbate oxidase and horseradish peroxidase. However, these sensors are complicated, expensive and depend on environment. Inaccuracy is a result of that dependence.

Recently, bioactive paper sensors (which are portable, inexpensive, disposable) have been developed to run multiple bioassays and to control simultaneously for detecting toxins, disease markers, illicit drugs. These paper-based sensing devices can be applied in field analysis in remote locations with limited facilities. While their importance and utility are widely acknowledged, there are still no paper-based devices which are able to detect low concentration of heavy metals.

All previously described reasons caused usage of voltammetry for determination of heavy metals. The main reasons of that choice are simplicity, cheapness and high accuracy. There are different devices, such as «TA-1», «TA-2», designed by «Tomanalyt» Ltd (Tomsk). They are successfully used for determination of heavy metals. However, at the Department of Physical and Analytical Chemistry (TPU, Tomsk) was designed another device. That analyzer (AOA analyzer) previously was used for determination of antioxidant activity and concentration of thiol compounds in serum. AOA analyzer can be used by personnel without high qualification and it does not require usage of specific regents. Moreover, AOA analyzer is more portable. That is why usage of AOA analyzer for heavy metals determination looks more attractive.

The main purpose of this work was to determine zink concentration in serum and compare the results obtained with usage of different analyzers.

Experiments were carried out with a three-electrode cell consisting of the mercury film electrode, as a working electrode and silver chloride electrode, as a counter electrode. All potentials were measured and reported against the silver chloride reference electrode with 0,1 M NaCl solution. Buffer solution (pH=6,86) was used as a background solution. The samples of serum were obtained from Tomsk Clinical Psychiatric Hospital. Stock solution for electrochemical experiments was prepared by dissolving $ZnSO_4$ in water.

All voltammetric experiments were performed using an electrochemical analyzer “TA-2” and AOA analyzer.

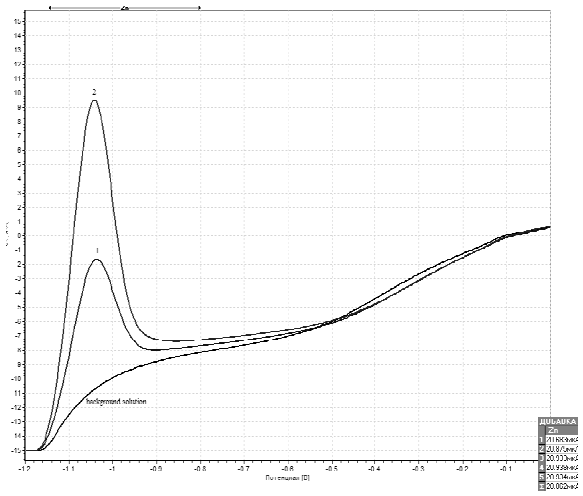


Fig. 1. Voltammogram for patient 1 (v=70 mv s-1) obtained on TA-2: 1 – sample; 2 – addition

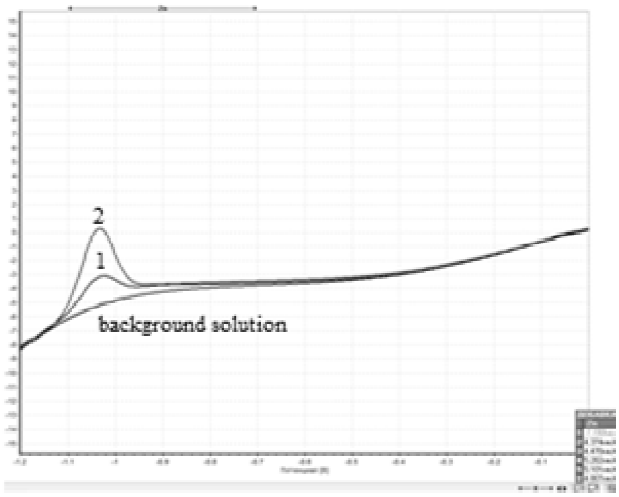


Fig. 2. Voltammogram for patient 2 (v=70 mv s-1) obtained on TA-2: 1 – sample; 2 – addition

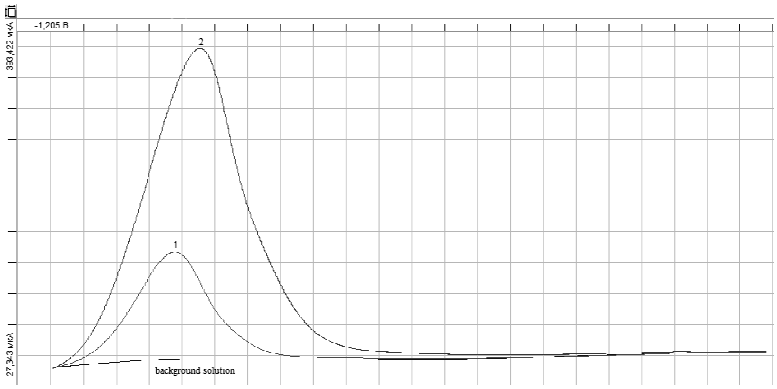


Fig. 3. Voltammogram for patient 1 (v=70 mv s^{-1}) obtained on AOA analyzer: 1 – sample; 2 – addition

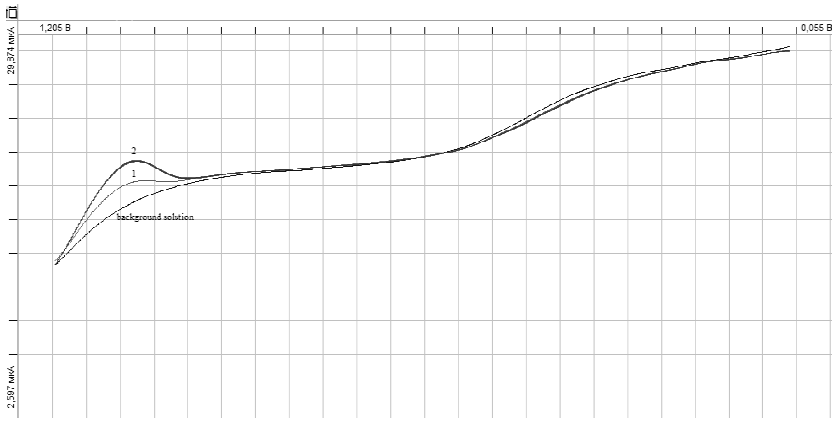


Fig. 4. Voltammogram for patient 2 (v=70 mv s^{-1}) obtained on AOA analyzer: 1 – sample; 2 – addition

It was shown that results obtained with different analyzers are relevant and has good accuracy. However, experiments with usage of AOA Analyzer were simpler, faster and require smaller reagents amount.

This work was supported by Grant FCP «Scientific and Science-pedagogical personnel of innovative Russia» №14.B37.21.1183.

References

1. Hossain M. Zakir, Brennan John D. β-Galactosidase-Based Colorimetric Paper Sensor for Determination of Heavy Metals/ Hossain M.Z., Brennan, J.D.// Anal. Chem.. – 2011 – 83. – pp. 8772-8778.
2. Jomova, K.; Valko, M. Advances in metal-induced oxidative stress and human disease / Jomova, K.; Valko, M.// Toxicology. – 2011. – 283. – pp. 65-87.
3. Seyed-Fakhreddin Torabi, Yi Lu. Small-molecule diagnostics based on functional DNA nanotechnology: a dipstick test for mercury/ Seyed-Fakhreddin T., Lu Y.// Faraday Discuss. – 2011. – 149. – pp. 125–135.
4. Liu, J.; Wang, H.; Manicke, N. E.; Lin, J. M.; Cooks, R. G.; Ouyang, Z. Direct Analysis of Biological Tissue by Paper Spray Mass Spectrometry/ Liu, J.; Wang, H.; Manicke, N. E.; Lin, J. M.; Cooks, R. G.; Ouyang, Z //Anal. Chem. – 2010. – 82. – pp. 2463–2471.
5. Hossain, S. M. Z.; Luckham, R. E.; McFadden, M. J.; Brennan, J. D./ Multiplexed paper test strip for quantitative bacterial detection//Anal. Chem. – 2009. 81. – pp. 9055–9064.

OPTIMIZATION OF PIPELINE ROUTE SELECTION AND ROW DEVELOPMENT THROUGH APPLICATION OF GEOGRAPHIC SYSTEM «MAPINFO PROFESSIONAL»

A.V. Ermolaeva

Scientific advisors associate professor N.V. Chukhareva, associate professor T.V. Korotchenko

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Today, strong requirements are set to pipeline route selection and ROW development. According to the normative document SNiP 2.05.06-85, a proper route selection can be carried out based on the following optimality criteria: construction cost, pipeline maintenance and repair, including the costs associated with environmental protection, specific quantity of metal, pipeline layouts, safety, construction period, presence of access roads and etc. Besides, while selecting the route, it is required to consider construction conditions to provide more cost-effective and fast construction and assembling operations. It is also essential to consider future development of cities and towns, industrial and agricultural enterprises, including construction of railways and roads during the next 20 years. Above all, it is important to forecast any changes in natural settings which can take place during pipeline construction and further operation and maintenance. [3]. All this can be achieved only in a case of thorough consideration of topographic data which are held, analyzed and visualized by various geographic systems. "Geographic system" is the software which allows users to visualize, analyze, interpret, understand and output data, digital maps and additional information about objects.

The purpose of this research is to optimize route selection and ROW development through the application of geographic system "MapInfo Professional". Particular, we are focused on such aspects as specific quantity of metal and pipeline safety operation.

MapInfo is the desktop GIS software product, allowing engineers to solve such complex problems of the geographical analysis as development of geogroups and thematic maps, connection with remote databases. The information contained in MapInfo is grouped in tables, each of which presents a group of files including the data of the same type (graphic objects, databases or indexes). Tables are usually termed as layers. Each table represents a map layer in a window of the MapInfo map, while each layer contains separate type of map data. Having created the map from layers, it is possible to adjust each layer separately, add new layers, reshuffle or delete existing ones [1]. Layers can be visible, changeable, available and signed.

By using MapInfo you gain:

- Import of graphic files of various formats;
- Access to data through widows, maps, lists and diagrams;

The technology of synchronous data presentation allows users to open at the same time several windows, containing the same data. The change of data in one of the windows is accompanied by automatic change of data in all other windows;

- Access to remote databases, such, as Oracle, Sybase through the connected tables;
- Multilayered maps allow users to process several maps simultaneously as the only one;
- Thematic maps allow analyzing data with high presentation;
- Possibility of digitization of raster images;
- Drawing up the inquiries of different complexity;
- Preservation of windows and made selections in "Working Sets" that allows staring work at the stage where it was stopped;
- Existence of special functions of geocoding, i.e. binding of spatial objects to addresses or other information;
- Possibility to change the system and include user's applicable tasks by means of the MapBasic programming language.

As pipeline route selection and setting out must be carried out in compliance with optimality criteria, it is essential to analyze some of them:

- The smallest specific quantity of metal (that is the shortest route);
- The least number of artificial and natural obstacle crossings (crossing of rivers, automobile roads, railways and etc.) [4].

Let's consider possibilities of GIS MapInfo by the following example. Assuming, it is necessary to construct the main oil pipeline between oil pump stations "A" and "B". Let us plot a layer of "NPS" on the map of Tomsk region (Fig. 1).

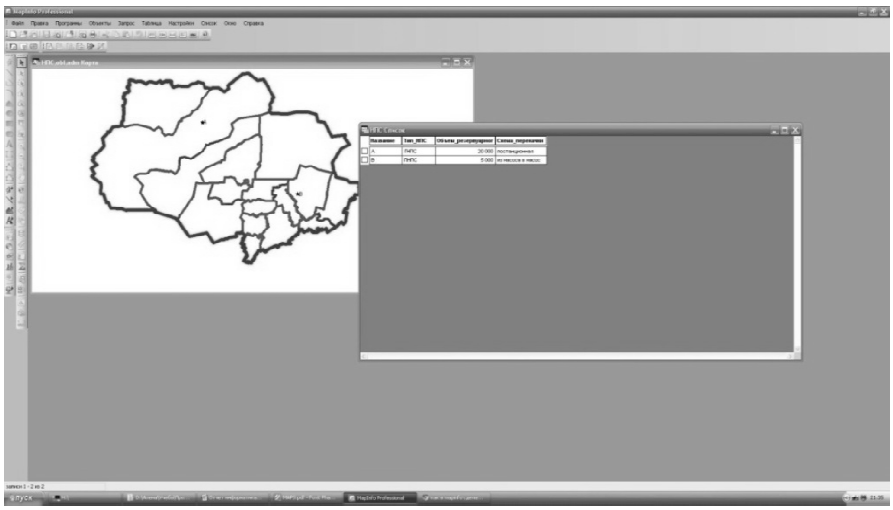


Fig. 1. "Pump station" Layer Creation

Further, we add the following layers "Railroads", "Rivers", "Lakes" on the map. Then, we plot "Main Pipelines" layer including several possible pipeline routes between oil pump stations "A" and "B". The column "Length" in the created table "Main Pipelines" is filled by means of special function − "to update a column" (Fig. 2)

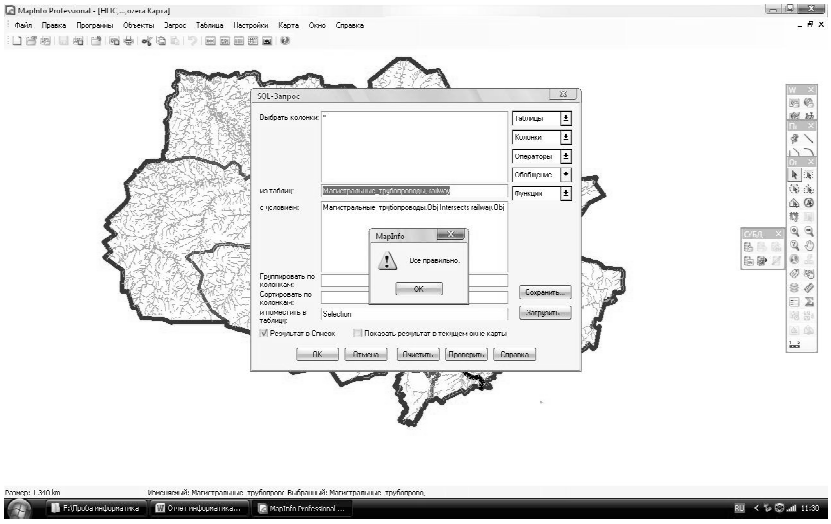


Fig. 2. Drawing up SQL inquiry for crossing "Main Pipeline" and "Railroads" layers

According to the table, the pipeline 1 has the minimum length. However, before making the final decision concerning pipeline route selection, it is necessary to define the number of natural and artificial obstacle crossings. By means of the "Intersects" operator we can define the numbers of pipeline crossings named "lake", "river", "railroads" layers. MapInfo automatically defines the number of crossings. As it is obvious from the table, only pipeline 2 has no railroad crossings. Therefore, it is not required to use coated pipes.

Let us also analyze other natural obstacle crossings. Let's make the following SQL inquiries:

1. SQL-inquires 2. Crossing of "The main pipeline" with "Lakes";
2. SQL-inquires 3. Crossing of "The main pipeline" with "Rivers".

The inquiries are presented in the following Table.

As it is obvious from the table, pipeline 2 is characterized by the minimum number of artificial and natural obstacle crossings − 27, however it has the maximum length, i.e. 393 km. The first and third pipelines are characterized by less length and number of obstacle crossings. Thus, the first pipeline route is the most optimal.

Table

Summary

Intersects / Pipeline	Railway	Rivers	Lakes	**Total**	**Length, km**
1	1	31	4	**36**	**388**
2	-	22	5	**27**	**393**
3	1	35	3	**38**	**389**

In the conclusion it can be stated that in this article the possible ways of “MapInfo Professional” software product application, as well as route selection procedure were analyzed. By means of the software product, layers of pipelines, artificial and natural obstacles were plotted on the digital card. Using SQL-requests, the number of artificial and natural obstacle crossings was defined. Thus, the most optimal route of the main pipeline between oil pump stations "A" and "B" has been selected. It is obvious that the application of this software product is very effective for office pipeline route setting out.

References

1. Tools for MapInfo. Guide of the user / Electronic textbook//www.map-info.ru/download/gtoolkit.pdf
2. User's guide MapInfo Professional / Electronic textbook /www.logun.ru/dl/MapInfo_manual.pdf.
3. SNiP 11-02-96. Engineering researches for construction.
4. SNiP 2.05.06-85*. Main Pipelines

DIE WIRTSCHAFTSBEGRÜNDUNG DER ANWENDUNG VON PLASTSTOFFROHRLEITUNGEN

D.A. Filippow
Wissenschaftliche Betreuern Professor A.L. Sarujew, Dozentin L.S. Ratner
Tomsker Polytechnische Universität, Tomsk, Russland

Die Ausdehnung der Gasverteilerrohrleitungen und auch der Gewerbepipelines übertrifft beträchtlich die Länge der Fernölleitungen. Die Statistik zeugt davon, dass die Zahl der Betriebsstörungen auf den gegebenen Rohrleitungen wesentlich höher ist als auf den Fernrohrleitungen, dabei bleibt der Hauptgrund der Notfälle die innere und äußerliche Korrosion. Deshalb braucht die Entwicklung und die Reparatur solcher Transportsysteme die Anwendung von hocheffektiven korrosionsbeständigen Materialien für die Herstellung der Rohre. In der weltweiten Praxis haben die Glasfaserrohre breite Anwendung gefunden, weil sie die längere Betriebsdauer im Vergleich zu Stahlrohren gewährleisten. Sie zeichnen sich aus durch leichtes Gewicht und niedrige Dichte bei ausgezeichneten strukturellen Eigenschaften und hoher Stabilität. Durch ihre beachtliche Stabilität sind die Glasfaserrohre problemslos zu verarbeiten und zu montieren. Sie haben auch die erhöhte Funktionssicherheit und die kürzere Bauzeit der Gasverteiler- und Gewerberohrleitungen. Die technischen Möglichkeiten und die Wirtschaftszweckmäßigkeit der Nutzung von Plastrohren in inländischer Erdöl- und Erdgasindustrie erregt keine Bedenken, was ihre breite Anwendung in der Zukunft bedingt.

Im Zusammenhang mit der Entwicklung des Erdöl- und Erdgaszweiges wächst das Bedürfnis nach den wirksamen Materialien für die Herstellung der Rohre von Erdöl- und Gassortimienten sehr stark. Deshalb hat sich in den letzten Jahren die Tendenz der breiteren Nutzung der neuen korrosionsbeständigen Stoffen bei der Rohrenproduktion, unter anderem verschiedener Polymere, besonders gesteigert. Die Perspektiven der Entwicklung der Rohrenproduktion aus den Kunststoffen im weltweiten Maßstab lassen die Entstehung des riesigen Absatz- und Verbrauchsmarktes vermuten.

Das stetige Wachstum der Verwendung von Kunststoffrohren, besonders in den Rohrleitungssystemen mit Niederdruck und den Gasverteilersystemen, ist für die ganze Welt charakteristisch. So werden, zum Beispiel, in den USA mehr als 90 % der gebauten Gasverteilerrohrleitungen in den letzten Jahren aus den Plastrohren hergestellt.

In den 50er Jahren des 20. Jahrhunderts war das Produktionsverfahren der Rohre aus Glasfasern entwickelt. Im Jahre 1968 hat das Amerikanische Institut des Erdöles (American Petroleum Institute - API) die ersten Standards für Rohre aus Glasfaserkunststoffen veröffentlicht.

Die Rohre, die aus dem Glasfaserkunststoff hergestellt sind, verfügen über eine Reihe von Vorteilen im Vergleich zu ihren traditionellen Stahläquivalenten:

- 4-mal leichter;
- niedrige Montagekosten;
- hohe Korrosionsbeständigkeit;
- gute hydraulische Parameter;
- Fehlen von Ablagerungen auf der inneren Wandoberfläche;
- außerordentlich hohe Fähigkeit, den Druck und die axiale Belastung auszuhalten;
- 4-5-mal längere Betriebsdauer.

Als Beispiel der effektiven Verwendung der Glasfaserrohrleitungen in der Gesellschaft "FiberGlassRus" werden die Wirtschaftsberechnungen der Bau- und Montagearbeiten im Erdölgaskondensatvorkommen Jaraktinski angeführt (Irkutsker Erdölgesellschaft) (Tabelle).

Tabelle

Wirtschaftsberechnungen der Bau- und Montagearbeiten

Die Liste der Arbeiten ausgehend von der Länge der Pipelines = 6798 m	Ausgaben in Rubeln für Glasfaserrohre und Stahlrohre 1-7 Jahre	Ausgaben in Rubeln für Glasfaserrohre und Stahlrohre 7-14 Jahre	Ausgaben in Rubeln für Glasfaserrohre und Stahlrohre 14-21 Jahre
Erdarbeiten	5 479 275,00 5 479 275,00	0 3 746 737,00	0 3 746 737,00
Montage und Abbau der Pipelines	686 653,00 1 321 899,00	0 3 746 737,00	0 2 059 709,00
Isolierarbeiten	0 583 986,00	0 0583 986,00	0 583 986,00
Materialkosten	17 434 057,00 10 950 558,00	0 10 950 558,00	0 10 950 558,00
Rohrmontagekosten insgesamt	23 599 985,00 18 335 718,00	0 17 340 990,00	0 17 340 990,00

Ausgehend von dieser Berechnung kann man einige Schlussfolgerungen machen:

- Der Preis der Glasfaserkunststoffrohre ist im Vergleich zu Stahlrohren 22,3% höher.
- Die Kosten für die Nutzung der Glasfaserfernleitungen, ausgehend von der Betriebsdauer nicht weniger als 20 Jahre, werden 23 599 985,00 Rubeln betragen.
- Die Betriebsdauer der Stahlrohrleitung ist 7 Jahre gleich, die Unterhaltungskosten und das Auswechseln der Rohrleitung im Laufe von 20 Jahren werden 53 017 698,00 Rubeln ausmachen.
- Gleichzeitig werden die Kostenaufwände für Glasfaserrohre im Laufe von 20 Jahren nicht geplant und sie bleiben auf dem ursprünglichen Niveau, im Betrage von 23 599 985,00 Rubeln.

Aus den oben angeführten Berechnungen der Nutzung der Glasfaserkunststoffrohre ist zu sehen, dass die Investitionen bei der Verwendung von Glasfaserkunststoffrohren 2,5mal niedriger sind, als beim Einsatz von Stahlanalogen.

Zurzeit ist der Verbrauch von Glasfaserrohren in Russland noch in der Entwicklungsphase. Die Verbrauchsentwicklung wird durch ungenügendes Niveau des Marktangebots, traditionsgemäße Verwendung von Stahlrohren in einigen Industriezweigen, schwache Verkaufsförderung auf dem Markt gebremst. Für potentielle Produzenten der Glasfaserrohre kann man alle Hersteller von Glasfaserkunststoffen halten. Es kommt nur darauf an, nach welcher Technologie die Rohre hergestellt werden: nach unabhängiger Technologie oder der Technologie eines der weltweiten Produzenten der Rohre. In Russland sind mehr Industriebetriebe zu entwickeln, die die einzelnen Regionen und die konkreten Verbraucher bedienen würden. Aussichtsreich sieht das Projekt der Bildung des vereinigten Betriebsnetzes im ganzen Russland aus, was erlaubt, den Prozess der Produktion, der Verlegung und des Betriebes der Glasfaserrohrleitungen zu vereinheitlichen.

Die meisten Verbrauchsperspektiven der Glasfaserkunststoffrohre sind mit der Entwicklung der Erdöl- und Erdgasindustrie verbunden. Außerdem werden die Glasfaserrohre für die geologische Erkundung und Erdölförderung verwendet (in den Transportsystemen von Erdöl, in den Erdölsammelsystemen, für Transport und Schichtwasserinjektionen, in den Steigrohren). Die größten Unternehmen auf diesem Gebiet sind Gazprom, Rosneft und Lukoil. Zur Erweiterung der Ausnutzung der Glasfaserkunststoffrohre in der erdölgewinnenden Industrie trägt auch die Entwicklung der Zusammenarbeit der Produzenten von Epoxidharzglasfaserrohre mit den erdölgewinnenden Gesellschaften bei. So liefert der Kasaner "Betrieb der Glasfaserkunststoffrohre», Tochterbetrieb der Offenen Aktiengesellschaft "Tatneftj", Bohrlöchersteigrohre aus Glasfaserkunststoff für die Gesellschaft „Baschneftj“.

Außer den genannten Programmen wird der bedeutende Umfang von Glasfaserrohren auf die Rekonstruktion und die laufende Reparatur der vorhandenen Erdölpipelines fallen. Die Erdölleitungssysteme der größten Verbraucher sind gegenwärtig stark veraltet und die Ölgesellschaften treffen Maßnahmen zum Ersatz der veralteten Teile ihres Transportnetzes. Die mittlere Dauer des störungsfreien Betriebes der Rohre beträgt etwa 15 Jahre. Etwa 40 % der dem Gazprom gehörenden Pipelines werden mehr als 20 Jahre betrieben und 66% der Erdölleitungen von Transneftj sind schon über 20 Jahre im Betrieb.

Es sei bemerkt, dass die Verwendung von Glasfaserrohren auf der Polyesterfaserbasis auf dem russischen Markt viel langsamer wachsen wird, als die von Epoxidharzglasfaserrohre, was von der hohen Konkurrenz auf den Märkten der Wohnungs- und Kommunalwirtschaft, der chemischen Industrie seitens anderer Rohrarten, der Abwesenheit der Traditionen der Glasfaserrohrenutzung und den administrativen Barrieren bedingt ist.

Aufgrund der Analyse der Verbrauchszweige der Glasfaserrohre kann man die Schlussfolgerung ziehen, dass die aussichtsreichen Prozesse auf dem gegebenen Markt von der Entwicklung der folgenden Segmente des Konsums abhängen werden:

- die Erdöl- und Erdgasindustrie;
- die Wasserversorgung (die Wohnungs- und Kommunalwirtschaft);
- die Bergbauindustrie;
- die chemische Industrie.

Literatur

1. Bockelmann B. Die Spur des Öls. Sein Aufstieg zur Weltmacht, Berlin, 2010.
2. Campbel C.J. Ölwechsel. Dt. Taschenbuch-Verl., München, 2008.
3. Yergin D. Der Preis. Die Jagd nach Öl, Geld und Macht, Frankfurt, 1991.
4. Energierohstoffe 2009 – Reserven, Ressourcen, Verfügbarkeit – Erdöl, Erdgas, Kohle, Kernbrennstoffe, Geothermische Energie, Hannover, 2009.
5. Simmons M.R. Wenn der Wüste das Öl ausgeht, München, 2006.
6. Karlsch R., Stokes R.G. Faktor Öl. Die Mineralölwirtschaft in Deutschland 1859-1974, München, 2003.

URANIUM DEPOSITS OF MONGOLIA

O. Galnemekh

Scientific advisors professor L.P. Rikhvanov, associate professor I.A. Matveenko

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk city, Russia

For the past 15 world nuclear energy years is developing at a rapid pace. Long-term prospects for the peaceful use of the nuclear power in the XXI century are aimed at meeting the ever-increasing human needs, most of which are concentrated in the central and eastern Asia.

Mongolia is located in the Central Asian mobile belt, which is the largest transcontinental tectonic structure, a system of fold-and-thrust structures developed between the ancient platforms - Siberia in the north and China to the south.

Metallogenic zoning of uranium is of great scientific and practical importance. The most prospective formations, where exploration of commercial deposits is expected, are called uranium ore districts and units (Fig.).

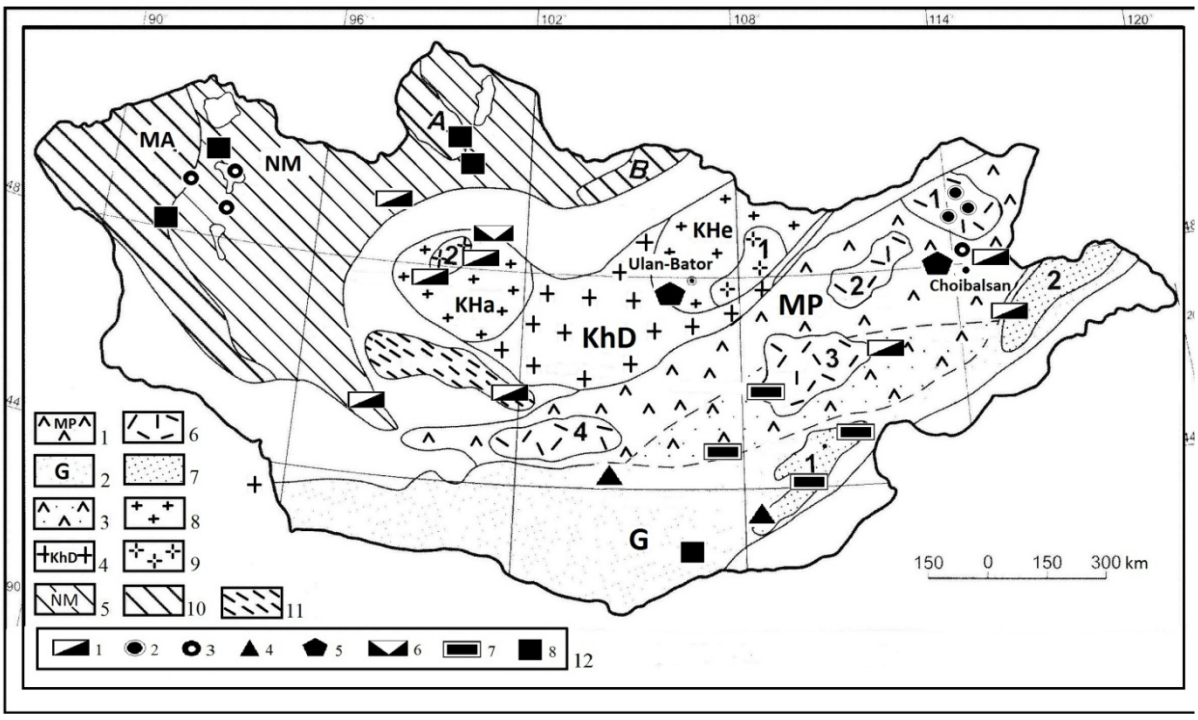


Fig. Map of the main uranium ores and prospective uranium-bearing areas of Mongolia (based on Samovich, D. A., et al, "Sosnovgeologiya", FSUE Urangeo, Irkutsk, with additions Mironov, Yu. B., (2009), Rikhvanov, L.P., Arbuzov, S. I., Mashenkin, V. S., Shvartsev, S. L., Galnemekh, O. et al):
1-5 - Provinces: 1 - Mongolian-Priargun uranium ore. 2 - Gobi uranium ore. 3 - Area of uranium-bearing structures combining Gobi and Mongolia-Priargun provinces. 4 - Khentii-Daursk uranium ore. 5 - North-Mongolian potential uranium ore. 6 - Districts: 1 North Choybalsan 2 Berhinsk, 3 East Gobi, 4 Middle Gobi. 7 - Districts 1 Saynshand 2 Tamtsag. 8 - Areas: KHa-Khangai, Khe-Khentiy. 9 - Regions: 1-Central, 2 - Chulut. 10 – Areas, regions: MA-Mongolian-Altai, A-Aragol, B-Buteliynur 11 - Bayan-Khongor (outside the province). 12 - Deposits: 1 – Uraniferous coal deposits (Koldzhatsk type), 2 - Volcanic (Streltsovsk type), 3 – hydro resources (lakes), 4 - Complex uranium-thorium-rare-earth carbonatite (Lugyn goal Mushgia hudag), 5 - technogenic (ash storages), 6 – Sandstone – Basal channel (Vitim type), 7 – Sandstone-tabular (Kharaat type), 8 - Complex Th-U-Zr-Ta-Nb-TR deposits with zones of albite (Haldzan-Buregtey, Khan-Bogd types)

Total reserves and resources of Mongolia uranium are estimated at 1.47 million tones (Table). 80000 tons of uranium, which are 5.4% of the total volume. The raw materials base (757 thousand tons of resources, 52% of the total volume) is hydrogenous objects in relation to areas of soil and formation of oxidation (Gobi type). Second place belongs vein mineralization in the Late Mesozoic volcanic complexes (Streltsovskoye type), whose resources are estimated at 313 thousand tons (21% of the total resources). The prospects of mineralization (180 thousand tons of uranium resources, or 12% of the total value) are quite high in the zones which are leucocratic granites. The share of other types of uranium mineralization in the balance of uranium resources in Mongolia is relatively small (total 15%) [2].

Table

Distribution of reserves and uranium reserves of Mongolia by uranium provinces and deposits (classified by IAEA, according to Mironov, Yu. B.).

Provinces, deposits	Total (thous. tones)
Mongolia-Priargun province (Dornot, Nemer, Gurvanbulag et al.)	470
Gobi province (Kharat, Khairhan, Nars, Gurvansaihan, Myagmar et al.)	500
Khentei-Daur province (Tamga, Urt, Arshan, Elstiin et al.)	150
North-Mongolian potential	350
Total	1470

In recent years, more attention is drawn to highly mineralized lakes in the north-western and eastern Mongolia. Uranium concentration varies widely and reaches 15 mg/l, making them the most highly concentrated uranium lakes in the world [4].

Due to human activities, a new type of uranium deposit has been developed, namely, technogenic deposits. In thermal power stations of Ulan-Bator and Choibalsan uranium-bearing coal is burnt. So in the ashes of Power Plant №4 in Ulaanbaatar uranium content varies from 10,6-154 g/t, averaging 54.3 g/t. In Power Plant of Choibalsan city the coal of Adunchuluun coal field is used. The average uranium content in coal deposits amounts 32.8 g/t. In fact this is a poor uranium ore. In its ashes uranium content amounts 207 g/t, which is 30% less than it should be. This indicates the loss of metal in the process of hydro-ash removal [1, 3].

Further study of the Mongolia's uranium does not im[ply the identification of new formation types of uranium deposits, which are known in China, Kazakhstan and Russia. A very promising for the discovery of the Vitim type uranium deposits is the Chluut river basin with Cenozoic volcanism and Khentei Dariganga, as well as the Mesozoic basins of the East Gobi area with sandstone deposits. Special attention should be given to the Gobi region, similar in geological structure with the Central Kyzyl Kum uranium province. Gobi is a zone of young Eurasian plates, where over 9000km from the mountains of Iberia to the Songliao basin more than 100 exogenic uranium deposits were revealed [2]. This forms high perspectives for the region of hydrogenic uranium mineralization.

References

1. Arbuzov S.I., Mashen'kin V.S. Radiogeochemical characteristics of Mongolian coals: Materials of the III International Conference «Radioactivity and radioactive elements in the human environment», Tomsk, 23-27.06.2009. Tomsk, 2009. – pp. 345-348.
2. Uranium deposits in Mongolia / Ed. By Yu.B. Mironov, Yu.M. Shuvalov. Sankt-Petersburg: VSEGEI Publishing House, 2009. – 304 p.
3. Norov N., Tserenpil Ts. Natural radioactivity of brown coal ash from thermal power stations of Mongolia: Materials of the III International Conference «Radioactivity and radioactive elements in the human environment», Tomsk, 23-27.06.2009. Tomsk, 2009. – pp. 732-734.
4. Isupov V.P. Uranium-bearing of highly-mineralized lakes in North-Western Mongolia: Reports of the Science Academia, 2011, V. 437, №1, pp. 85-89.

EFFECT OF MAGNETIC AND ULTRASOUND FIELDS ON PROCESS OF PETROLEUM ASPHALTENES AGGREGATION IN MODEL SYSTEM

A.M. Gorshkov

Scientific advisors professor A.T. Roslyak, associate professor L.V. Shishmina
associate professor A.N. Oleinik

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

In processes of production, transportation and storage of oil the conditions, under which high-molecular components (resins, asphaltenes, paraffins) lose their stability and precipitate in a form of a solid phase, can be created. It forms deposits, struggle with which leads to significant material and energy costs.

Scientists have researched fundamentally new approaches to solution of these problems in recent years. They use non-traditional technologies based on application of vibroactivation, ultrasound, radiation and other wave methods, electric and magnetic fields [5].

The main aim of this work is to research of effect of the magnetic and ultrasound fields on process of asphaltene aggregation by means of photon correlation spectroscopy (PCS) [2].

We chose a simpler model system of asphaltenes-toluene-heptanes as the object of study, because oil is a complex multicomponent system. We used chromatographic grade toluene as a solvent and *n*-heptanes of the same grade as a precipitator. A solution of asphaltenes in toluene with concentration of 0,1 g/L was prepared.

The asphaltenes used were extracted from highly paraffinic, resinous crude oil. They were provided by the Institute of petroleum chemistry SB RAS Tomsk.

To measure a size of associates of asphaltenes and to study the aggregation process we used a system PhotoCor Complex [4]. All experiments were carried out at a temperature of 27ºC and atmospheric pressure. Light scattering was observed at an angle 90º.

We have observed diffusion-limited aggregation (DLA) in solution of asphaltenes investigated with concentration of 0,1 g/L in the model system and have identified influence of composition of the mixture (concentration of *n*-heptanes) on the process of asphaltenes aggregation in our recently published article [1]. In this work we have tried to evaluate the effect of another factor. It is influence of physical fields (magnetic and ultrasound). Magnetic treatment (MT) of samples was carried out with the help of magnitoactivator MAL [3]. Ultrasound treatment (UT) of samples was carried out in ultrasound bath Liborette-17.

There were two different experiments. In the first experiment, the system asphaltenes-toluene was treated by physical fields (magnetic, ultrasound), and then a certain number of *n*-heptanes was added to it. In the second experiment, the system asphaltenes-toluene-heptanes was treated by ultrasound, in which asphaltenes were in the form of precipitate and the so-called «secondary» aggregation was investigated. And impact of ultrasound took place cyclically (5 cycles). One cycle consisted of 5 minutes ultrasound treatment and one hour of research of the process of asphaltene aggregation.

The typical curves describing process of asphaltenes aggregation in initial system and after treatment of physical fields are shown in Fig. 1. The solid lines represent fits to the power law for DLA in accordance with the solution of Smoluchowski's equation [6].

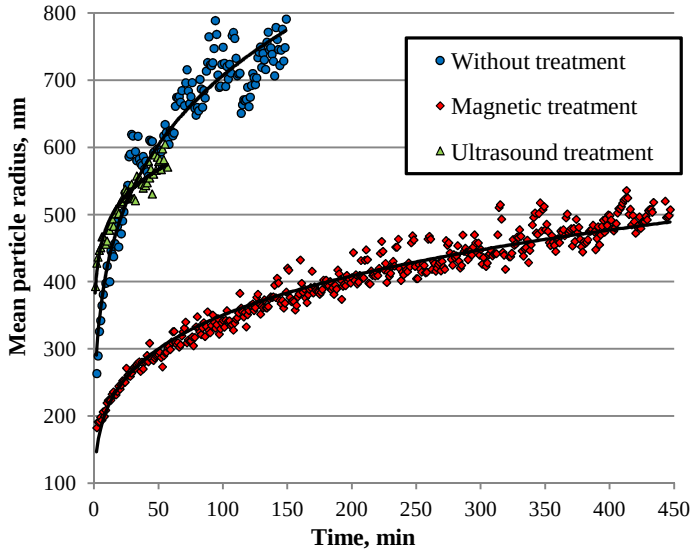


Fig. 1. Process of asphaltenes aggregation in an initial system after magnetic and ultrasound treatments upon adding 65% mass of n-heptanes

Fig. 1 shows the magnetic and ultrasound treatments influence on the process of asphaltenes aggregation differently. Magnetic treatment reduces an initial size of asphaltenes particles of almost in 1,5 times and increases a duration of aggregation, and ultrasound increases an initial size up to 390 nm and reduces a time of asphaltenes aggregation conversely. Treatment of physical fields does not change the kinetic of asphaltenes aggregation

The characteristic time (τ_D) and time of aggregation ($\tau_{aggregation}$) were calculated as a result of approximation of experimental data with theoretical curves (Table).

The data in Table show that magnetic treatment affects the characteristic time of diffusion τ_D ambiguous, unlike ultrasound, which reduces this parameter by several orders of magnitude for all precipitator/solvent ratios. One should note that the magnetic field increases a sedimentation stability of the system, because it reduces an initial size of asphaltenes particles and increases the time of aggregation for all ratios of *n*-heptane/toluene. The greatest effect is observed after treatment of asphaltenes solution upon adding 65% *n*-heptanes. Ultrasound treatment, on the contrary, decreases a sedimentation stability of asphaltenes particles for all the ratios of *n*-heptane/toluene conversely. The greatest effect is observed upon adding 75% *n*-heptanes.

Table

Effect of magnetic and ultrasound treatment on the parameters of asphaltenes aggregation

Concentration of n-heptanes in a sample, %	Type of treatment	Parameters of asphaltenes aggregation*	
		τ_D, μs	$\tau_{aggregation}$, min
65	Without treatment	0,68	149
	Magnetic	4,24	447
	Ultrasound	$2{,}08 \cdot 10^{-10}$	57
75	Without treatment	26,99	84
	Magnetic	0,34	154
	Ultrasound	0,12	48
85	Without treatment	6,45	82
	Magnetic	$2{,}96 \cdot 10^{-4}$	100
	Ultrasound	$6{,}87 \cdot 10^{-7}$	67

*Initial size (R_0=2,5 nm) was fixed at treatment of results.

The data in Fig. 2 illustrate the process of «secondary» asphaltenes aggregation for each cycle after ultrasound treatment (Fig. 2A) and their comparison with the aggregation of an initial solution (Fig. 2B).

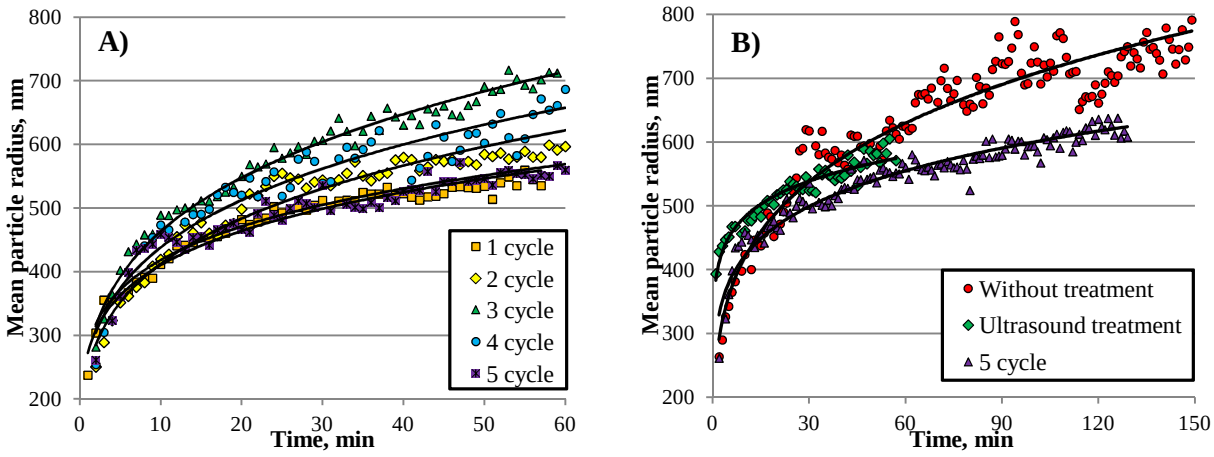


Fig. 2. Process of the «secondary» asphaltenes aggregation in the model system upon adding 65% mass of n-heptanes: A – cycles of research of the «secondary» aggregation; B – comparison of the «secondary» aggregation on fifth cycle with the aggregation in an initial solution

From Fig. 2A it is seen that asphaltenes aggregates precipitated have already been dispersed to the size of about 250 nm after first cycle of ultrasound treatment of the system asphaltenes-toluene-heptanes, and subsequent cycles do not lead to the reduction of an initial size of asphaltenes in the model system. We can also note that the «secondary» aggregation has the character of a similar asphaltenes aggregation in an initial solution (Fig. 2B).

As a result, you can make the following conclusions:

1. Magnetic and ultrasound impacts upon the system of asphaltenes-toluene have the opposite influence on the parameters of aggregation of asphaltenes investigated and their stability in the model system.

2. The «secondary» aggregation after ultrasound treatment of the system asphaltenes-toluene-heptanes proceeds similarly to the aggregation of asphaltenes investigated in an initial solution.

Therefore, you can achieve necessary properties of the system of asphaltenes-toluene-heptanes choosing the type of treatment and the composition of mixture.

References

1. Chekantseva L.V., Gorshkov A.M., Shishmina L.V., Yudina N.V., Loskutova YU.V., Maltseva E.V. Study of phase behavior of model systems of oil asphaltenes by means of method photon correlation spectroscopy // Oil. Gas. Innovations. – Krasnodar, 2012. – N5. – pp. 25-30.
2. Spectroscopy of the optical mixing and correlation of photons. Translation from English / under editorship G. Kammins и E. Paika. – Moscow, 1978. – 574 p.
3. Loskutova YU.V., Yudina N.V. The effect of magnetic field on the structural-rheological properties of crude oil // News of Tomsk Polytechnic University. – Tomsk, 2006. – T. 309. – N4. – pp. 104-109.

4. Photocor, URL; http://www.photocor.ru//.
5. Yudina N.V., Volkova G.I., Loskutova YU.V., Prozorova I.V. Perspective technologies of preparation of oil to transport // Oil. Gas. Geology. Ecology: present state, problems, new developments, prospective research: Materials of round tables. – Tomsk: Publishing house of the TPU, 2010. – pp. 77-80.
6. Yudin I.K., Nikolaenko G.L., Gorodetskii E.E., Markhashov E.L., Frot D., Briolant Y., Agayan V. A., Anisimov M.A. Universal behavior of asphaltene aggregation in hydrocarbon solution // Petroleum Science and Technology. – London, 1998. – N3. – pp. 395 – 414.

3D CADASTRE MODELLING IN RUSSIAN FEDERATION

N.I. Kalacheva
Scientific advisors professor V.K. Popov; associate professor A.N. Oleinik
National ResearchTomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Russian Federal Service for State Registration Cadastre and Cartography (Rosreestr) announced about beginning of project of 3D cadastre development in Russia on May 2010. Rosreestr is going to convert all cadastral registration to 3D modelling. This would allow get sight of intersections of various objects in space, underground and elevated engineering networks. Implementation of the reform will start in 2013.

The Russian-Dutch project “3D Cadastre Modelling in Russia” was implemented within the G2G Program of the Rosreestr and Netherlands Kadaster from May 2010 to June 2012. The project involved the Ministry of Economic Development of Russian Federation and Rosreestr. Besides, the project involved western partners: Cadastre of Netherlands and specialized in GIS-Dutch company Grontmij Nederland, Royal Haskoning and the Delft University of Technology. [1] Dutch cadastre was taken as a basis as the undisputed leader in the introduction of 3D-technology. Taking it into account, the Ministry of Economic Development of Russian Federation and Rosreestr began the project “3D cadastre modelling in Russian Federation” on the basis of a single pilot region, Nizhny Novgorod region.

“Today we have a clear understanding that the system of accounting objects should be qualitatively new and meet the requirements of high-tech”, said I.V. Berdnikova, head of the Federal Service for State Registration, Cadastre and Cartography from Nizhny Novgorod region. The question of how to take stock of the properties that cross each other at different levels, and where as a tool for integration has only a 2D representation of the object on the map, has been discussed for a long time.

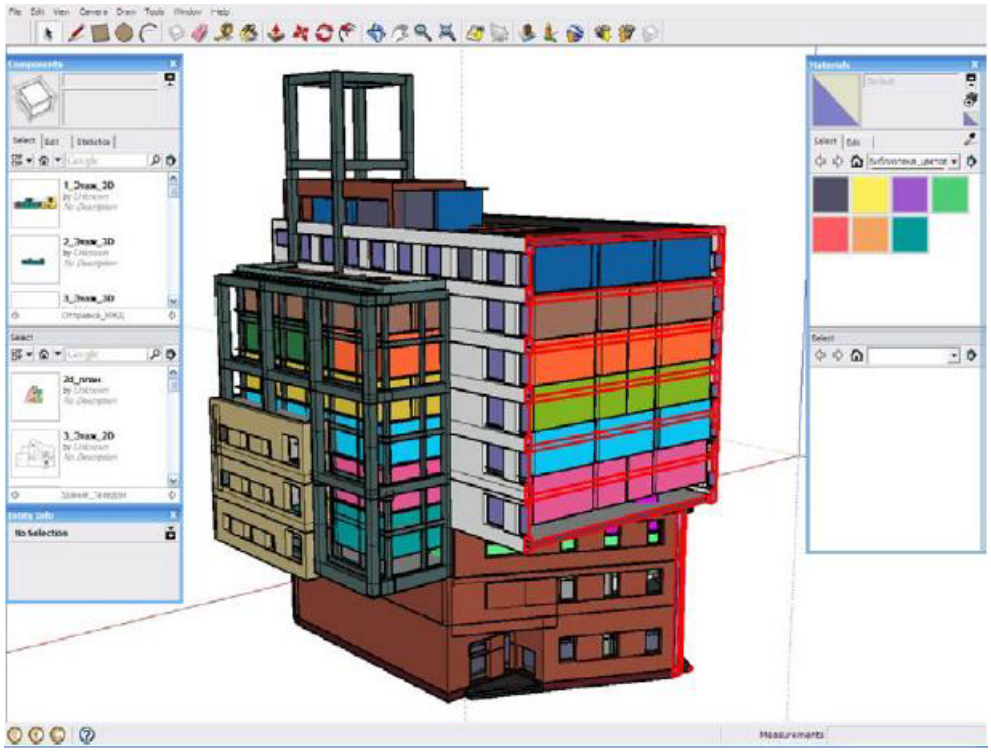


Fig. 1. The Teledom building with the various 3D units being prepared in Google Sketchup

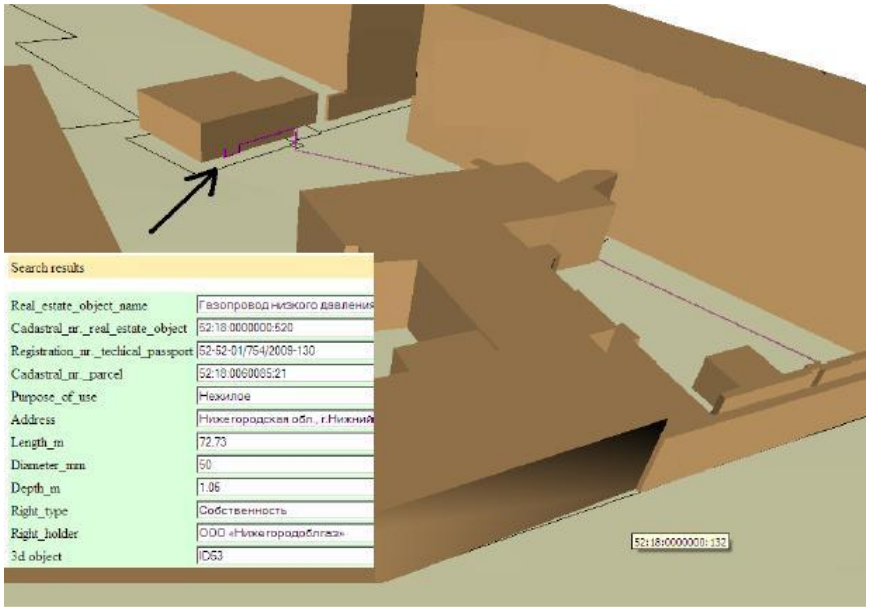


Fig. 2. Gas pipeline

The 3D cadastre can display relief model, 3D models of buildings with photographic textures, 3D models of large engineering structures and networks. 3D-cadastre will allow to see the green spaces, the objects that are above or below the surface, and at different levels (for example, road junctions, bridges and tunnels). [2] The use of a 3D cadastre will improve the registration quality of such objects as communication networks and pipelines, as well as multi-level complexes, apartment buildings and other objects that may not be displayed correctly. Interest to the display of object crossings with each other is due to many aspects:

- how to make the taxation of land occupied by several objects of property;
- how to provide land for the object that actually does not touch the ground (such as a bridge);
- how deep and how high above the ground to extend the right to object;
- what to do when, for example, garage does not match the configuration of the surface area, etc.

The model was adapted to the Russian environment and oriented to 5 types of property objects (land parcels, buildings, constructions, structures and unfinished construction projects). For technical implementation, a solution involving the existing 2D portal and linking it with a new 3D-Viewer was selected. This solution is the most lightly implementable and requires minimal changes based on functionality supported by the existing 2D portal.

Guide of development of the prototype was formed, recommendations on changing legislation were developed and institutional changes for the introduction of 3D cadastre in Russia, were recommended.

According to experts of the Rosreestr, the cadastre in 3D will help to protect the interests of the state, business and citizens, and will become an indispensable imaging tool that will allow making decisions more quickly and efficiently. 3D map and objects placed on it will extend the opportunities of cadastre recording, planning and design. 3D cadastre plans will help with insoluble property disputes.

References

1. Galina Elizarova, Sergey Sapelnikov, Natalia Vandysheva, Sergey Pakhomov, Peter van Oosterom, Marian de Vries, Jantien Stoter, Hendrik Ploeger, Boudewijn Spiering, Rik Wouters, Andreas Hoogeveen, Veliko Penkov Russian-Dutch Project “3D Cadastre Modelling in Russia”// 3rd International Workshop on 3D Cadastres: Developments and Practices - Shenzhen, China, 2012. – pp.87-02.
2. Pavlova E.A. 3D Cadastre modeling of Property Objects in Russia/ Young scientist, Russia – 2012. – N8. – pp. 40-42.

RESEARCH OF THE MATERIAL COMPOSITION OF MINERAL DEPOSITES (SCALE) IN THE TOWN OF ASINO AND THE VILLAGE OF HURTAGA

A.A. Karamchakova
Scientific advisors associate professor N.V. Baranovskaya, associate professor I.A. Matveenko
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Today environmental problems came out on the top in the world. Anthropogenic interference affects the whole geosphere around the earth. Development of the industry is the main cause of this impact. Pollution of surface and ground water is no exception and as water is used as a source of water supply, the problem is particularly important for the research.

As it is known, the water composition has a direct impact on its quality. Of course, we can evaluate the water quality by analyzing water itself, but the study of mineral deposits (scale) has several advantages. Scale is a depositing environment, reflecting the duration of its accumulation and represents a long-term picture of the chemical composition of drinking water [4]. Experience from previous studies suggests inheritance of chemical salt deposits in the water [2].

The elemental composition of scale reflects the quality of drinking water consumed every day and is a major supplier of the chemical elements for a human body. By the example of the uranium the following pattern has been proven: the more it is in water, the more it is in scale [2].

Research methods of material and elemental composition can detect a lot of different problems associated with geoecological and geochemical problems of areas. The locations of the research object are territories of Asino town of Tomsk Oblast and Hurtaga village, Republic of Buryatia.

Today there are no state standards (GOSTs) or guidelines that govern the sample selection, preparation and analysis of scale, so the authors of this study used the method described in the patent. Salt formation in the form of scale come from different dishes, which repeatedly boiled water, including the enameled and electric kettles tap, if scale was settled to the walls of the dishes, it was performed with a blade made of stainless steel. Scale was carefully removed from the walls of the heat exchange household utensils (kettle, pot, samovar). In all the samples tap or well water was used, which goes from the drinking water supply. The sample was dried at room temperature and then subjected to mechanical wear in an agate mortar to the powder state. In this state, the sample was sent to the further analysis [3].

Spectral analysis is the most widely used method for element content determination in terms of the characteristic emission lineal spectrum of free, neutral and ionized atoms of a chemical element in the optical range of electromagnetic waves in a wide variety of natural and artificial media. It can be used to analyze solids, liquids and gases, more than 70 elements, including radioactive [1].

As a result of the spectral analysis of the elemental composition by trial and found the following was determined: different elements and heavy metals of the first, second and third danger class, such as zinc, antimony, copper, cobalt, iron, magnesium, silicon, calcium and other in the sample of Asino. In the scale of Hurtaga it was determined and found the following: mercury, antimony, copper, cobalt, iron, magnesium, silicon, calcium, bismuth, erbium and other.

The main method to determine the elemental composition of the mineral deposits of drinking water is an instrumental neutron activation analysis (INAA) of 27 chemical elements, carried out at the research reactor IRT-T in the laboratory of nuclear geochemical research methods of Tomsk Polytechnic University.

According to the results of INAA the following chart was built to overview situation clearly.

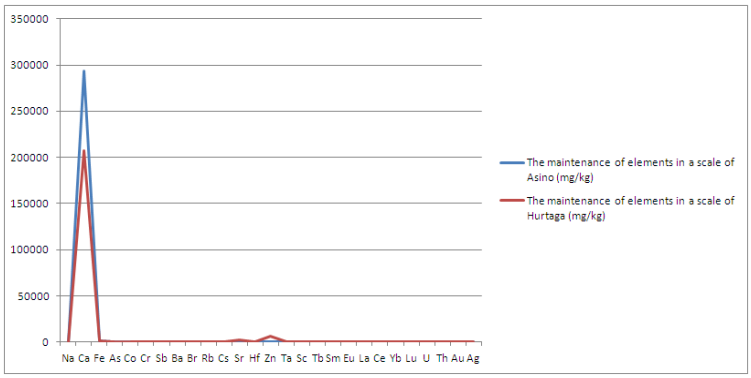


Fig. The content of elements in scales of Asino and Hurtaga

According to Figure, we can observe that element structure of both samples is similar. There is a large amount of calcium in both samples. A more detailed analysis can reveal some differences. Scale of Hurtaga element contents exceeds that of Asino region. Besides, uranium content excess is observed, for example in the scale of Hurtaga 100 times than that of the scale of Asino. Such a large variation can be explained by the different chemical compositions of aquifers from which water has an impact on the formation of the water chemical composition. The elevated contents of elements in scale of Hurtaga can be explained by the fact that the water used for the needs of the village is taken from the wells. This water is not filtered so all this chemical composition is reflected is salt deposits.

All elements set out in the studied scale may have impact on the environment and human health. One should have more samples for analysis of the components that exceed the background indicators. Indicators of accumulation in the scale can be used together with the data on other media and deposits when assessing the ecological and geochemical state of the territory.

References

1. Volostnov A.V., Talovskaya A.V. Research methods of material composition of natural objects: Methodical aid. – Tomsk: TPU Publishing House, 2010 – pp. 27-63
2. Mongolina T.A., Baranovskaya N.V., Soktoyev B.R. Elemental composition of salt deposits (scale) in drinking water of Tomsk Oblast // Bulletin of Tomsk Polytechnic University. 2011. V.319, №1.

3. Invention patent № 2298212 «The method of determination of uranium contaminated sites in the environment». Application № 2005120840 от 04.07.2005. Registered in the State Invention Register of the RF 27.04. 2007. Authors: Rikhvanov L.P., Yazikov Ye.G., Baranovskaya N.V., Yankovich Ye.P.
4. Yazikov Ye.G., Shatilov A.Yu. Geoecological monitoring: tutorial. – Tomsk: TPU Publishing House, 2008. – 276 p.

SOIL COMPOSITION ON THE SUBSTRATE OF MAGMATIC ROCKS IN THE ENVIRONS OF THE CITY OF KRASNOYARSK

O.M. Karnaukhova[1], K. Skarupa[2]
Scientific advisors associate professor O.Yu. Perfilova[1], professor G. Guggenberger[2]
[1]Siberean Federal University, Krasnoyarsk, Russia, [2]Leibnitz-University Hannover, Hannover, Germany

Krasnoyarsk environs are very various in geology, landscape, topography, the same can be said about soils. We considered soils, formed on a substrate of subvolcanic rocks that compose one of the most remarkable places of Krasnoyarsk. It is the First Hill (Nikolayevskaya Sopka).

The First Hill is located on the western outskirts of the city of Krasnoyarsk, in a polygon of landscape and ecological monitoring. In the course of the routes soil samples were taken. Soil acidity was measured with portable devices. Subsequently, the selected soil samples were subjected to laboratory analysis (determination of pH) [3].

The First Hill consists of Ordovician volcanic rocks that consist of compositionally different effusion formations (moderately alkaline basalts and trachytes) and subvolcanic formations. In the structure of the effusive section 6 rock masses are allocated. The first rock mass is composed by black trachybasalts with large (up to 3 cm) tabular plagioclase porphyritic secretions that amount up to 10-15% of the rock, there are also augite and titanavgita. The orientation of phenocrysts in most cases is subparallel. The thickness of this rock mass is at least 360 m. The second rock mass is composed of aphyric and porphyry (grain size 1-3 mm) trachybasalts, at the top of the layer – amygdaloidal. The thickness is 150-250 m. The third rock mass consists of lapilli-ash tuffs, mainly trachytic composition. There are also basaltic compositions, which amount sometimes up to 15% of the rock. The thickness is about 260 m Fourth rock mass consists of porphyry trachytes with gray-purple color, they are usually massive, sometimes fluidal. The thickness is 550 m. Fifth rock mass – aphyric and porphyry trachybasalts, the thickness is about 560 m. Sixth rock mass is massive porphyry trachytes. The thickness of it is 210 m. The total thickness of volcanic rocks is more than 2190 m. [1]. Subvolcanic intrusions are represented by quartz- syenite porphyry, which forms a laccolith. The roof of the laccolith is clearly visible in the present relief. Intrusion has a zonal structure. In its center pink quartz - syenite with fine grain main mass are located. Soils that have mikrosienitah as a substrate have close to neutral reaction [3].

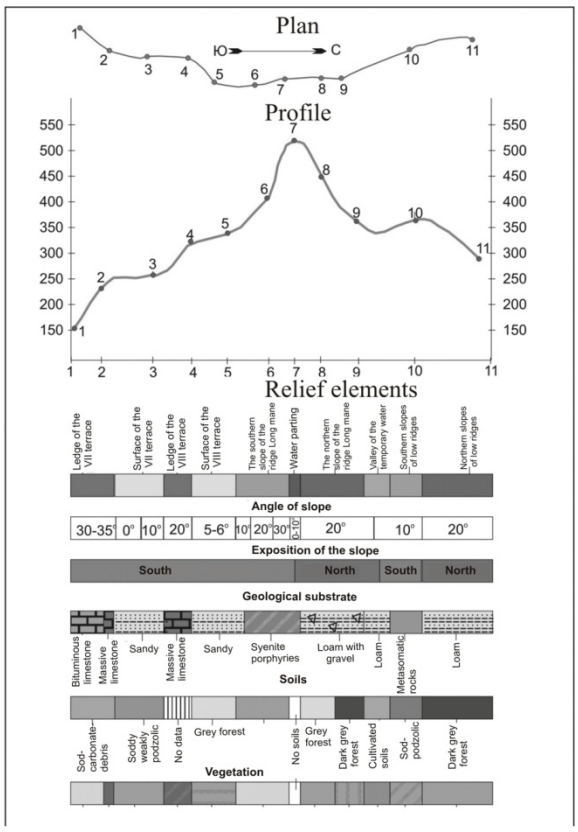


Fig. Landscape profile in the eastern part of the polygon of landscape and ecological monitoring «Long mane»

There are different kinds of rocks, all of them became a geological substrate for soils. Different types of soils were found on the First Hill. *Grey* soils are usually located on the north, at least on the southern moistened slopes flat tops of dry logs. Substrate is heavy loam mixed with gravel. *Soddy soils* are located on the surfaces of terraces, slopes. This kind of soils combines a broad group of soils with a light-humic horizon AY, characterized by grey color and grainy lumpy structure. There is a gradual shift in soil like rock C; soil is composed of sandy loam and loam, and therefore has a high permeability. *Sod-podzol* soils are formed on the gentle slopes of south and south-eastern exposure. Substrate sand, clay, thepe are leaching processes. *Litozems* have light humic horizon, gradually or abruptly turning into solid rock. This type of under-developed soils is located on hills or dry southern slopes. Humus layer is thin, because slopes are steep and shallow stuff drifts down. *Rendzina* has a pronounced mellow lumpy powdery humus accumulative horizon that changes into eluvium or plate of carbonate rocks. Soils of this type are saturated with calcareous compounds [4].

This work helped to understand the interrelation between soil composition and geological substrate for soils that were formed from volcanic rocks.

We can also see the relationship between type of soil and all conditions of its forming (Fig.). Type of soil depends on the conditions of soil formation, such as a substrate on which soils were formed. There is also a dependence on the terrain, in particular, the steepness of the slope and its incidence, if the soil formation takes place on a slope [2, 4].

Vegetation and soils are the interrelated components of the natural complex. Type of the vegetation depends on the composition and characteristics of the soil, but you can cite as an example the influence of vegetation on soil composition of sod-podzolic soils, which are observed mainly in pine forests: decaying needles give an acid reaction, which is the initiator of podzolization.

References

1. Карнаухова О.М. Проблемы геологии и освоения недр: Труды XVI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 110-летию со дня основания горно-геологического образования в Сибири. Том I; Томский политехнический университет / О.М.Карнаухова – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 730 с.
2. Махлаев М.Л. Четвертичные отложения Полигона ландшафтно-экологического мониторинга «Долгая грива» / М.Л. Махлаев, О.Ю. Перфилова, О.М. Карнаухова // География, история и геоэкология Сибири. Материалы всероссийской научной конференции, посвящённой 75-летию образования Красноярского края. Выпуск 4. Красноярский государственный педагогический университет им. В.П. Астафьева. Т. 1. – Красноярск, 2009. – С. 94-98.
3. Сазонов А.М. Путеводитель по геологическим маршрутам в окрестностях г. Красноярска / А.М. Сазонов, Р.А. Цыкин, С.А. Ананьев, О.Ю. Перфилова, М.Л. Махлаев, О.В. Сосновская. – Красноярск: Сибирский федеральный университет, 2010. – 212 с.
4. Karnaukhova O.M. Dependence of structure of soils on the geological substratum on ecological monitoring range «Long mane». Материалы Международной научно-практической конференции, посвященной 110-летию Красноярского отделения Русского географического общества и Всемирному дню Земли в 2 т. / Краснояр. гос. пед. ун-т им. Астафьева. – Красноярск, 2011. – Т.2 – 304 с.

LAND ASSESMENT WORK AS A MEANS OF ECOLOGIZATION OF URBAN AREAS

R.E. Khafizova

Scientific advisors professor V.K. Popov, associate professor A.N. Oleinik

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The problem of insufficient ecological component in land relations in the Tomsk region and Russia as a whole in the last decade is obvious. This deficiency leaves its imprint on almost all aspects of human life and society in general. This is due to inadequate attention of the government to this problem, domination of the purpose of obtaining quick and high income for the preservation or restoration of the ecological situation. With the development and establishment of an Institute of Public Real Estate Cadastre, land is considered only as characteristics made and the qualities that are not part of the data of the State Real Estate Cadastre are not taken into account. It should be noted that the characteristics that reflect the ecological status of the land are not included in this information.

With constantly increased volume of use of land resources, increasing the degree of their involvement in an uncontrolled market, the circulation of existing oversight agencies in the ecological field is reduced. According to the results of the audit the effectiveness of environmental protection, made by Court of Auditors audit, published in 2009, more than 60 million Russians live in areas where the environmental situation is unfavorable.

Lack of registration of the environmental component leads to inefficient land policy in all its manifestations. Firstly, it is the loss of significant funding to correct the mistakes of previous years, the recovery of previously unfavorable areas. The owners of real property belonging to those areas have very significant losses.

Secondly, there is the inability to determine the effective resolution of the land use without knowing its ecological value and as a consequence, the inability to develop the land use and development in the long term. Under this item, it should be noted also the nature of the problem of enforcement. The priority of the environment is recorded in all normative legal acts, in accordance with which land use and development were, but in practice these are ignored.

Thirdly, there is almost complete lack of gradient prices for 1 m2 of living space in an environmentally safe and secure areas of a city (assuming uniformity of housing). Here the determinants of prices are variables such as distance from the center, infrastructure, etc.

The need for rational use of land resources arises from several irrefutable truths known to humanity at all times:

1) The land has an unlimited useful life (while respecting environmental regulations);

2) The land is irreproducible (not man-made, while recovering it will never have a natural sight again);

3) The land can be used as a means of production and as a spatial basis for placing objects;

4) The land has a fixed location (which is real estate).

Cities in the world in the last 20 years have changed. In the XXI century, the most relevant is a tendency to create the territories of the existing cities, "cities for people", "Ecopolis". Previously, all vacant space is preferably for the vehicles they practically, virtually created the "city car." In modern, understanding eco-friendly city is a city with a high quality environment that is in harmony with nature, building density, eco-friendly buildings and engineering structures, beautiful architectural and landscape environment and eco-efficient industry, with solve problems of energy and transport [1]. Implementation of this idea in Russia and in the Tomsk region in particular, is not possible without a set of measures aimed at greening land urban areas, mainly on the basis of land-evaluation work.

A significant experience in effective land management has already gained in the whole worked. The modern practice of land-evaluation work is in a very active stage of development, although it has a long history. Special importance at all times except at the end of 90-ies of XX century was ecologized system of land use. Preservation of the ecological potential of land is achieved by means of social and economic policy and ecologized doctrine which was based on long-term social and economic effects of orderly land use.

Land assesment work in the modern practice of Russia and other countries is not the same, but still is essential in everyone's life. Their importance is to establish an arguable tax to real estate. Keeping land evaluation land use planning is a multi-purpose in nature, their occurrence in Russia has been relatively recent. While emerging the land evolution institute gradually involves land in the market turnover (property relations). In such circumstances, a realistic assessment of the value of land is the cornerstone of effective ecologized land.

The main feature of ecologized land is that it will be a continuous evaluation and planning to cover all stages of the "life cycle" of the material structure being created. It will determine the initial conditions for the subsequent formation of a comfortable and ecologized habitat.

Steady growth of welfare municipality by land is possible only with these methods of regulation, which increased the size of received material benefits are inextricably linked to the preservation of ecological potential of land. But at this stage we have the land reform proposals aimed at ignoring the environmental component of land relations, such as the introduction to the State Duma a bill to abolish the land categories, the abolition of the state and public environmental examination. These measures are mainly aimed at reducing the cost of investors, but contrary to the principles of ecologized land. Proportion of land payments to the federal budget is very small. Thus, the consistency, the connection of priority of environmental conservation of land and profit from their implementation remains the keystone of modern land management.

In Tomsk, as in many other Russian cities there is practice of compacted building. This situation violates not only the norms of the population density, but also the required social infrastructure. Tomsk has not yet reached the point where you cannot solve the coming problems in the social, environmental and economic situation within the urban areas. For example, is currently being developed and built up microregion Raduzhniy. The draft plan provides houses adjoining parking, playgrounds, landscaping, but does not provide the social infrastructures: a kindergarten, school, stopping places which certainly does not meet the requirements of a modern city. In our opinion, the focus of view should be on ecologized imperatives: land use in urban areas. To do this, you first need to understand: what criteria of ecologized land we have to prioritize that is comfort, safety, environmental policies on optimal sound basic tax rates. Unfortunately, these criteria are nowhere and no one explicitly stated. Implementation of this idea is not possible without a set of measures aimed at greening land urban areas, mainly on the basis of land-evaluation survey. In modern land assessment work the dominant remains to obtain a rapid and high income on social and environmental component.

Strengthening of ecological orientation in tax policy is the need for all civilized countries. In Russia, the environmental tax does not exist. It is in the form of payments for negative impact on environment. The countries of European Union have achieved the greatest success in streamlining and successive formation of the system of environment protection. Among the European countries is noteworthy experience of Germany demonstrated the most systematic and differentiated approach in determining environmental charges. Development of the system in a country rich in natural resources, such as Russia, is of great importance not only for protecting the environment, but also plays an important role billing up the federal budget. [2]

The solution for the above problems of taken ecologized land in the city of Tomsk is billing up possible through a complex land-assessment work:

1) Developing a methodology for assessment of urban land with the environmental factor, with an estimate of losses from the loss of environmental capacity of the land;

2) Developing a methodology for evaluation of urban land with the assessment of damages for loss of historical and aesthetic significance of the objects located in its territory;

3) Establishing a system of economic sanctions based on the establishment of land payments, proportionate to land rent, pay went compensation for pollution and environmental damage caused;

4) Differentiated depending on the environmental characteristics of taxation for the use of land as a result of putting the ecologized land assessment methods.

These activities will allow to create conditions for the rational use of land in urban areas, stable development of the economy as a whole.

References

1. Tetior A. XXI century is a century of ecological environment // Building newspaper. 2005. - № 20. – pp. 5-7
2. Snitko A.V., Chizhova M.N., Obukhov D.A. International experience in the field of ecological mechanisms of Natural Resource Use in Germany // International scientific-practical conference dedicated to the 175th anniversary of higher education in Russia land use planning. – Moscow, 2010. – Vol. 2. - pp. 216-219.

APPLICATION OF ZEOLITE CATALYSTS IN CONVERSION PROCESS OF HYDROCARBONS C_2-C_4

V.V. Khasanov

Scientific advisors professor V.I. Erofeev, associate professor A.N. Oleinik

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Nowadays there are utilization problem of huge gaseous hydrocarbon discharge amount on natural gas and petroleum production sites. Considerable part of hydrocarbon stock was simply burned in flares on oil production regions for lack of acceptable refinement processes. It is very important to solve this problem for ecological and energy saving needs of our country. Conversion process of associated petroleum gas to aromatic hydrocarbons, blending fuels is perspective option in resolution of the problem. One of these processes is catalytic hydrocarbon conversion on zeolite catalysts. Zeolites are widely applied in a majority of catalytic processes of petroleum refinery. There are many uses of these catalysts in such reactions as hydrodewaxing, fluid catalytic cracking, gasoline desulfurization, etc. All these application are available because of shape selective properties of zeolites, e.g. ZSM-5.

The purpose of given work is examination of zeolite catalyst effect on hydrocarbon conversion process.

In our research we used MFI-type zeolites synthesized on organic framework structures or templates by crystallization. There are two types of zeolites: H-ZCE-H (Hexamethylenediamin as template) and H-ZCE-AF (mixture of cyclohexanone and cyclohexanol as template). At first zeolite powder was pressed in tablet under pressure of 200 kgf/cm^3. Then the tablet was pressed through the sieve with cell diameter of 2mm and weighed. Several industry-used zeolite catalysts were also examined (e. g. Sud-Chemie and KN-30). We carried out experiment on vertical flow reactor with stationary catalyst phase. Cubic capacity of catalyst used was 6 cm^3. Temperature range was 525- 600 °C, WHSV = 240 h^{-1}, P = 1 ATM. Initial stock composition was: methane – 0,2%, ethane – 2,8%, propane – 81,1%, butane – 12,1%. Quality and quantity analysis was performed by gas chromatography method with using gas chromatograph “Chromatek-Crystall 5000M”. Separation of gaseous products was carried on packed column (l=3m, d= 3mm) filled with 8% NaOH/ Al_2O_3 on thermal conductivity detector. Liquid products were detected on flame ionization detector, separation took place on DB-1 capillary column l = 100m, d = 0,25mm, film thickness = 0,5mkm, gas carrier - helium.

The results of zeolite catalysts examination are presented in the Table.

Table

Process temperature effect on product composition of associated petroleum gas conversion on different ZSM-5-type (MFI) catalysts, WHSV= 240 h^{-1}

Catalyst	Sud-Chemie			KN-30			H-ZCE-H			H-ZCE-AF		
Temperature, °C	550	575	600	550	575	600	550	575	600	550	575	600
∑ Conversion, %	69,5	80,2	87,9	61,2	72,3	81,2	90,8	95,0	96,9	86,9	90,4	92,5
Methane	23,7	30,2	37,0	17,6	25,2	32,9	42,6	45,9	48,1	39,9	41,1	41,0
Ethane	11,4	11,8	11,8	9,1	10,3	10,9	17,9	16,5	15,4	17,8	15,9	14,1
Ethylene	7,3	9,6	11,9	7,5	10,2	13,0	4,7	5,9	7,1	5,3	7,3	9,8
Propane	36,8	25,2	15,9	48,7	37,5	27,0	13,0	7,5	4,7	18,1	13,7	11,1
Propylene	7,8	8,7	9,0	7,9	9,2	10,0	3,8	3,8	3,8	4,5	5,4	6,3
Isobutane	1,4	0,72	0,33	2,3	1,5	0,8	0,35	0,16	0,08	0,54	0,34	0,23
Butane	1,0	0,53	0,24	1,3	0,8	0,4	0,31	0,15	0,07	0,43	0,25	0,14
Benzene	5,6	8,0	11,1	4,5	7,4	10,5	12,2	15,9	18,2	13,5	14,5	16,4
Toluene	28,5	33,0	36,3	27,6	32,2	36,0	33,7	34,9	34,7	36,9	37,6	39,8
m-Xylene	16,8	15,0	12,9	17,6	15,5	14,0	10,5	9,1	8,5	11,3	10,8	10,5
p-Xylene	6,7	6,3	5,6	7,4	6,6	6,0	4,5	4,0	3,8	5,1	4,8	4,7
o-Xylene	8,1	7,4	6,5	8,8	7,8	7,0	5,0	4,4	4,2	5,3	5,1	5,0
Naphthalene	1,7	2,0	2,9	2,5	2,9	3,1	6,9	7,1	7,4	8,5	7,8	7,7
β-methylnaphthalene	3,1	3,3	3,5	3,9	3,6	3,4	7,1	6,6	6,4	5,4	4,7	4,2
α-methylnaphthalene	1,5	1,6	1,7	1,9	1,7	1,6	3,3	3,2	3,1	2,1	1,9	1,7

As we can see from previous data, conversion level is rising with elevation of temperature for all samples. This is mostly because of increasing yield of light alkanes (methane, ethane) and arenes with one aromatic ring (benzene, toluene). Conversion level is higher for H-ZCE-H and H-ZCE-AF samples than for industrial ones. This is basically on account of higher yield of methane and naphthalene fraction. At the temperature higher than 600°C conversion level is going down and yield of almost all products is dropping except light alkanes (methane, ethane) and benzene. It can be accounted for increasing extent of cracking.

In gaseous products we can observe content rise of methane and decrease of propane, butane and isobutane for all samples with temperature growth because of cracking process. There are also increasing amount of olefins (ethylene, propylene) due to dehydrogenation process. It should be noted that industrial catalysts have higher selectivity on olefins and propane than laboratory ones. H-ZCE-H and H-ZCE-AF, in their turn, have higher selectivity on methane and ethane. As for the liquid products, there are increasing of benzene and toluene and decreasing of xylenes with temperature growth for all samples. Naphthalene content rises with temperature for Sud-Chemie, KN-30 and H-ZCE-H samples but drops for H-ZCE-AF zeolite. It can be explained by increasing cracking process of substituted naphthalenes to naphthalene and olefins in case of Sud-Chemie, KN-30 and H-ZCE-H. On H-ZCE-AF zeolite the process probably is going further to decyclization because of its larger cavities. In order to prove it we can cite for large amount of toluene in product mixture in comparison with other catalysts, because toluene is one of naphthalene decyclization products. Sud-Chemie and KN-30 catalysts have higher selectivity on xylenes but lower one on benzene, toluene and naphthalenes.

Therefore, the research of zeolite catalysts indicated that laboratory synthesized zeolites have higher conversion level in comparison with industrial ones. They also have higher selectivity with aromatics such as benzene, toluene and naphtalenes. Moreover, the yield of aromatics can be improved by adding special additives e.g. metal oxides, heteropolicompounds and so on. Thus, the zeolites are very promising catalysts in obtaining a wide range of aromatic compounds due to their high activity and selectivity.

References

1. Degnan T. F., Jr. Applications of zeolites in petroleum refining. // Topics in Catalysis. 2000. - 13. - pp. 349 – 356.
2. Csicsery S.M. Catalysis by shape selective zeolites - science and technology. // Pure & App!. Chem. - 1986. Vol. 58, No. 6. - pp. 841 – 856.

FORECASTING OF PERSPECTIVE OIL-BEARING AREAS BASED ON MAGNETIC ANOMALY TRANSFORMATIONS

I.B. Kovalev, D.I. Tengelidi
Scientific advisors associate professor E.V. Gusev, associate professor D.A. Terre
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The application of magnetic survey has traditionally been limited to the exploration of regional peculiarities of geological structures, composition of crystalline plate basement. Due to weak magnetic characteristics of sedimentary rocks the sedimentary mantle has commonly been excluded from the survey targets. Implementation of modern, high accuracy equipment made it possible to reveal high-frequency anomalies associated with the deposits of hydrocarbons [1].

At present a set of high accuracy magnetic surveys were conducted over several fields in the south-eastern part of Western Siberian Plate. The research workers of Tomsk Polytechnic University (Merkulov V.P., Zyatev G.G. 2000, 2003) conducted the analysis of the obtained findings, whose results are shown in Figure 1.

Over the Archinskoe gas condensate field there occur “micromagnetic anomalies” which represent the zones of great contrast in magnitude of high-frequency magnetic field superimposed upon low-frequency anomaly background. Regional anomalies connected with deep-lying structure are eliminated through averaging, while high-frequency anomalies contain data about plate sedimentary mantle and zones of its epigenetic transformations including the top part of the section.

High-frequency areas distinguish the so-called “magnetic covers” associated with hydrocarbon deposits and zones of epigenetic transformations (according to Merkulov V.P.).

Frequency analysis applied by V.P. Merkulov was supplemented by investigations of spectral sections. In these procedures the frequency spectrum was estimated with running window (51 points), and the spectrum sections were produced considering that depths of anomaly causing structure are determined as half periods of the estimated spectrum. The technique was tested in the Achinskoe, Krapivinskoe, Yuzhno- Cheremshanskoe, Gerasimovskoe fields, whose hydrocarbon depositions are confirmed to different stratigraphical intervals varying from the Paleozoic to the Cretaceous formations [2]. Reliability of forecasting constitutes 84% and it is proved by data obtained through drilling exploratory and production wells in the Krapivinskoe and Yuzhno-Cheremshanskoe fields. However, it is impossible to say with high degree of certainty that the discovered regularity will be observed in any type of a deposit. Consequently, the objective of the conducted research is to evaluate the effectiveness of the mentioned technique in the Selimkhanovskoe oilfield.

The magnetic surveys over the site were carried out in 2008, but the described technique was not applied for forecasting deposits. With respect to administrative division the survey area is located within Parabel region of Tomsk oblast. Considering tectonics the site is a part of the Pudinsky elevation comprising several faults. The geological section can be divided into two layers. The bottom layer is Pre-Jurassic basement and the top layer contains Mesozoic and Cainozoic plate mantle. Oil is restricted to the Tyumen, Naunac and Georgiev suites.

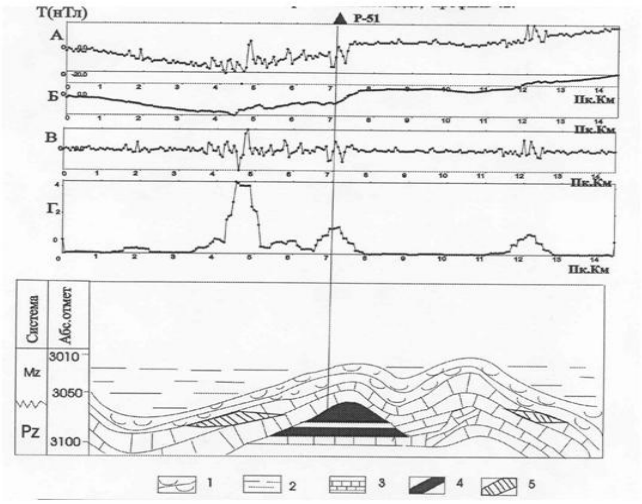


Fig. 1. Structure of magnetic field and its transformation over the Archinskoe field (according to Merkulov V.P. 2002): А- the observed magnetic field, Б- averaged magnetic field В – residual magnetic field, Г – dispersion of the magnetic field; 1 – layers subjected to weathering, 2 – rocks of sedimentary mantle, 3 – carbonaceous rocks of the basement, 4 – gas condensate deposit 5 – predicted deposit

The magnetic results of surveys carried out for 5 profiles which were 9 km long with the interval of 25 m were used as raw data. At the first stage the magnetic field was averaged using running window with the length of 250, 500 and 1250 m. For each point spectrum direct Fourier transformations were calculated with running window of the same size and spectrum sections were built. The most effective size of running window is 1250 m. According to wellbore testing the well №5 is oil bearing while well №4 is non-productive. In Figure 2 the values of dispersion calculated through running window (1250 m) are shown.

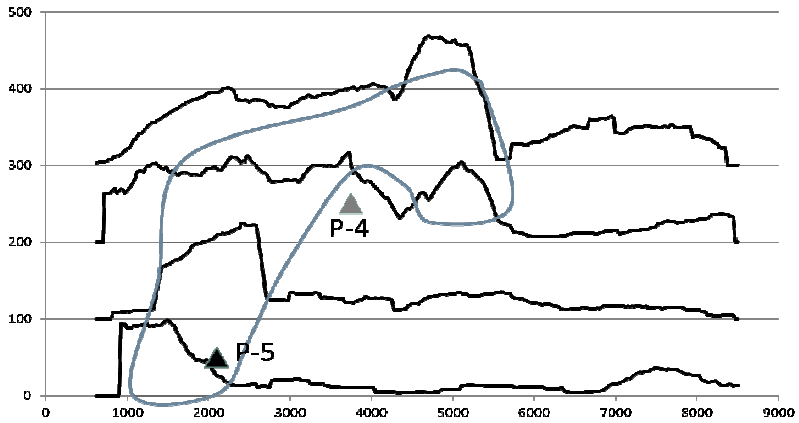


Fig. 2. Plot of dispersion graphs. Running window 1250m

There is a clear connection between high value of dispersion data and localization of the oil bearing well. The non-productive well corresponds to the near edge zone of high dispersion values, but does not belong to its maximum. The same regularity is observed in the Fourier spectrum sections calculated with 1250 m windowing (Fig. 3).

Taking into account the considered research results it is possible to make a number of conclusions.

1. One cannot trace a direct and regular association of high dispersion values and spectral sections with localization of oil and gas deposits in the Selimkhanovskoe oilfield, due to the fact that we can only assume the true deposit boundaries. However, the obtained data make it possible to consider implementation of the given technique alongside a conventional suite of geophysical methods effective.

2. The partial lack of coincidence in spatial distribution of depositions revealed on the basis of dispersion and spectral sections data can occur due to insufficient density of magnetic observations.

3. The transformation parameters used previously in the Achinskoe, Krapivinskoe fields are similar to those determined as optimal for the Selimkhanovskoe oilfield. However, each oilfield, probably, requires estimation of its own optimal transformation parameters.

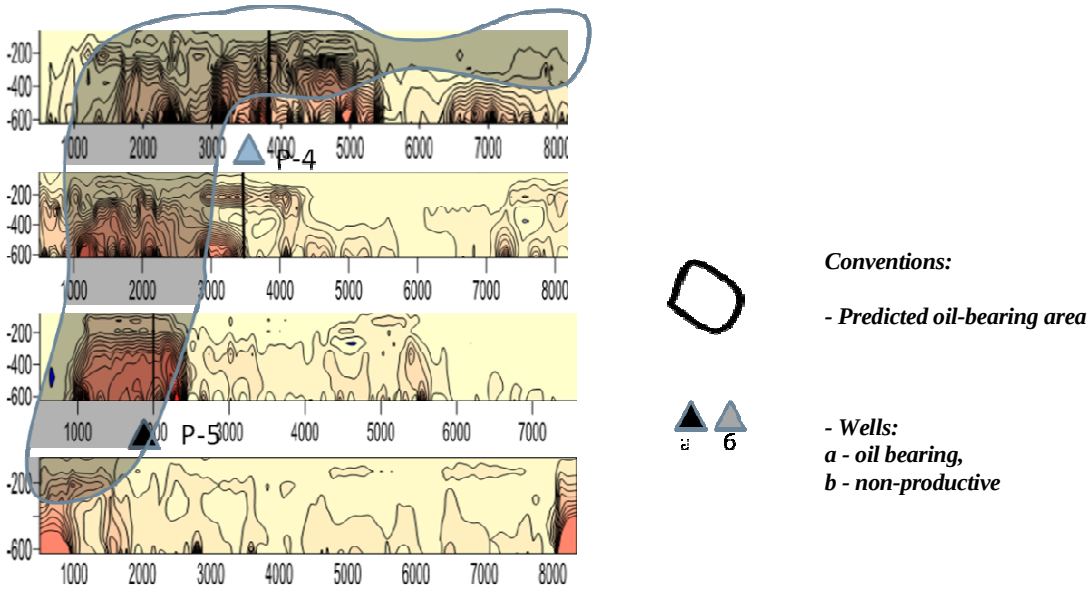


Fig. 3. Vertical sections of Fourier spectrum for running window (1250m) (Selimkhanovskoe field)

References

1. Berezkin V.M. Kirichek M.A. Kunarev A.A. Aplication of geophysical methods for direct exploration of oil and gas fields. – M.: Nedra, 1978.
2. Merkulov V.P. Magnetic fields of oil and gas deposits and capabilities of its usage for hydrocarbon fields mapping. Geology, exploration of mineral deposits of Siberia. - Tomsk: Tomsk Polytechnic University publishing house, 2002. – pp. 218-244.

LEKTROCHEMISCHE OXIDATION VON ZINN IN KALIUMCHLORIDLÖSUNGEN

A.A. Kustova
Wissenschaftliche Betreuern Dozent D.A. Gorluschko, Dozentin L.S. Ratner
Tomsker Polytechnische Universität, Tomsk, Russland

Elektrochemisches Verfahren zur Herstellung von Metalloxiden mit der Verwendung von Wechselstrom ist zukunftssicher. Das Ziel dieser Arbeit ist die Untersuchung des Prozesses der elektrochemischen Oxidation von Zinn in Kaliumchloridlösungen.

Zinn (IV)-oxid wird als Halbleiter (bei Zusatz von Antimonoxid) für die Photovoltaik (siehe auch Grätzel-Zelle), in Lichtleitfasern oder LC-Displays (als transparente elektrisch leitfähige Schicht) und in Gassensoren (reagiert mit Widerstandsveränderung auf alle oxidierbaren Gase oder Dämpfe) verwendet. Weiterhin dient es als Poliermehl für Stahl, Glas und Naturstein, als weißes, durchsichtiges Trübungsmittel bei der Herstellung von Keramikglasuren, Milchglas und Email, zur Versiegelung von Rissen in Glas und als Katalysator bei chemischen Prozessen. Früher diente es als Glasur bei der Herstellung von Fayencen.

Das reine, weiße, nicht sehr harte Zinndioxid besitzt eine hohe Lichtbrechung und wird im optischen Bereich und als mildes Poliermittel eingesetzt.

Den Prozess, bei dem ein elektrischer Strom eine Redoxreaktion erzwingt, nennt man Elektrolyse. Sie wird beispielsweise zur Gewinnung von Metallen verwendet, oder zur Herstellung von Stoffen, deren Gewinnung durch rein chemische Prozesse teurer oder kaum möglich wäre.

Eine Elektrolyse erfordert eine Gleich-Spannungsquelle, welche die elektrische Energie liefert und die chemischen Umsetzungen vorantreibt. Ein Teil der elektrischen Energie wird in chemische Energie umgewandelt. Genau dem umgekehrten Zweck, der Umwandlung von chemischer Energie in elektrische, dienen Batterien, Akkumulatoren oder Brennstoffzellen: sie dienen als Spannungsquelle. Wenn man einen Akkumulator lädt, läuft eine Elektrolyse ab, die die chemischen Vorgänge während der Entladung rückgängig macht. Elektrolysen können daher der Energiespeicherung dienen, beispielsweise bei der Elektrolyse von Wasser, die Wasserstoff und Sauerstoff ergibt, die als Energieträger einer Wasserstoffwirtschaft vorgeschlagen wurden. Durch die Umkehrung der Wasserelektrolyse in einer Brennstoffzelle kann etwa 25 % der ursprünglich eingesetzten Energie wieder zurückerhalten werden.

Die Abscheidung von Metallen aus einer Lösung, die die entsprechenden Metallionen enthält, durch einen von außen aufgeprägten Strom ist ebenfalls eine Elektrolyse. Dies kann zur Erzeugung von Metallschichten dienen, beispielsweise beim Verchromen; diese Art der Elektrolysen sind Gegenstand der Galvanotechnik. Die elektrolytische

Auflösung und Wiederabscheidung von Metallen dient der Reinigung, z. B. von Kupfer, und wird elektrolytische Raffination genannt.

Bei den chemischen Reaktionen, die bei der Elektrolyse ablaufen, werden Elektronen übertragen. Es sind daher immer Redoxreaktionen, wobei die Oxidationsprozesse am Pluspol ablaufen, Anode genannt, die Reduktionsprozesse am Minuspol, der Kathode; Oxidations- und Reduktionsprozesse sind also räumlich zumindest teilweise voneinander getrennt.

Durch zwei Elektroden wird ein elektrischer Gleichstrom in eine leitfähige Flüssigkeit geleitet. An den Elektroden entstehen durch die Elektrolyse Reaktionsprodukte aus den im Elektrolyten enthaltenen Stoffen.

Der Elektrolyt ist eine stromleitende Flüssigkeit, die meist aus Wasser (H_2O) besteht, das in der reinen Form nicht leitend ist. Erst durch Hinzufügen von Verunreinigungen wird das Wasser leitend. Das normale Wasser, das aus der Leitung kommt, ist als verunreinigt anzusehen. Verunreinigt man das Wasser gezielt mit Säuren, Laugen oder Salzen, entsteht ein Elektrolyt, das für die Elektrolyse verwendet werden kann.

Die Spannungsquelle bewirkt einen Elektronenmangel in der mit dem Pluspol (Anode) verbundenen Elektrode und einen Elektronenüberschuss in der anderen, mit dem Minuspol (Kathode) verbundenen Elektrode. Die Lösung zwischen der Kathode und Anode enthält als Elektrolyte positiv und negativ geladene Ionen. Positiv geladene Ionen (Kationen) oder elektroneutrale Stoffe nehmen an der Kathode Elektronen auf und werden dadurch reduziert. An der Anode läuft der entgegengesetzte Prozess ab, die Abgabe von Elektronen in die Elektrode, wobei Stoffe, z. B. Anionen, oxidiert werden. Die Menge der an der Anode übertragenen Elektronen ist gleich der an der Kathode.

Der Transport der Stoffe an die Elektroden erfolgt durch konvektiven Stoffübergang (Diffusion innerhalb der Flüssigkeit mit überlagerter Strömung der Flüssigkeit) und, soweit es Ionen betrifft, zusätzlich durch Migration (Wanderung durch Einwirkung des elektrischen Feldes zwischen den Elektroden).

Die Spannung, die zur Elektrolyse mindestens angelegt werden muss, wird als Zersetzungsspannung (Uz oder Ez) bezeichnet. Diese oder eine höhere Spannung muss angelegt werden, damit die Elektrolyse überhaupt abläuft. Wird diese Mindestspannung nicht erreicht, wirkt der Elektrolyt beziehungsweise seine Grenzflächen zu den Elektroden, die auch elektrochemische Doppelschicht genannt werden, isolierend.

Für jeden Stoff, für jede Umwandlung von Ionen zu zwei oder mehratomigen Molekülen kann die Zersetzungsspannung, das Abscheidepotential anhand des Redoxpotentials ermittelt werden. Aus dem Redoxpotential erhält man noch weitere Hinweise, wie zur elektrolytischen Zersetzung von Metallelektroden in Säure oder zur Verminderung von Zersetzungsspannung durch Abänderung des pH-Wertes. So lässt sich durch das Redoxpotential berechnen, dass die anodische Sauerstoffbildung bei der Wasserelektrolyse von Wasser in basischer Lösung (Zersetzungsspannung: 0,401 V) unter geringerer Spannung abläuft als in saurer (Zersetzungsspannung: 1,23 V) oder neutraler (Zersetzungsspannung: 0,815 V) Lösung, an der Kathode hingegen bildet sich Wasserstoff leichter unter sauren Bedingungen als unter neutralen oder basischen Bedingungen.

Sind in einer Elektrolytlösung mehrere reduzierbare Kationen vorhanden, so werden zunächst die Kationen reduziert, die in der Redoxreihe (Spannungsreihe) ein positiveres (schwächer negatives) Potential haben. Bei der Elektrolyse einer wässrigen Kochsalzlösung bildet sich an der Kathode normalerweise Wasserstoff und nicht Natrium. Auch beim Vorliegen von mehreren Anionenarten, die oxidiert werden können, kommen zunächst diejenigen zum Zuge, die in der Redoxreihe möglichst nahe am Spannungsnullpunkt liegen, also ein schwächeres positives Redoxpotential besitzen. Nach Überschreiten der Zersetzungsspannung wächst mit Spannungszunahme proportional auch die Stromstärke. Nach Faraday ist die Gewichtsmenge eines elektrolytisch gebildeten Stoffs proportional zu der geflossenen elektrische Ladung (Stromstärke multipliziert mit der Zeit, siehe Faradaysche Gesetze). Für die Bildung von 1 g Wasserstoff (etwa 11,2 Liter, bei der Bildung eines Wasserstoffmoleküls werden zwei Elektronen benötigt) aus wässriger Lösung wird eine elektrische Ladung von 96485 C (1 C = 1 A·s) benötigt. Bei einem Strom von 1 A dauert die Bildung von 11,2 Litern Wasserstoff also 26 Stunden und 48 Minuten.

Über die physikalischen und chemischen Eigenschaften von Zinn kann man folgendes bemerken. Das Metall Zinn befindet sich im Periodensystem der Elemente, kurz PSE, in der vierten Hauptgruppe, wird mit der Ordnungszahl 50 benannt und hat die Abkürzung "Sn". Das bläulich weiß bis graue Metall wird aus Kasserit (SnO2) gewonnen, heutzutage stammt ein Großteil des genutzten Zinns jedoch aus Recyclingverfahren verschiedener Stoffe.

Metallisches Zinn ist auch in größeren Mengen an sich ungiftig. Die Giftwirkung einfacher Zinnverbindungen und Salze ist gering. Einige organische Zinnverbindungen dagegen sind hochtoxisch.

Zinn kann drei Modifikationen mit verschiedener Kristallstruktur und Dichte annehmen:α-Zinn (kubisches Diamantgitter, 5,75 g/cm3) ist unterhalb von 13,2 °C stabil und besitzt einen Bandabstand von EG = 0,1 eV; β-Zinn (verzerrt oktaedrisch, 7,31 g/cm3) bis 162 °C; γ-Zinn (rhombisches Gitter, 6,54 g/cm3) oberhalb von 162 °C oder unter hohem Druck.

Die kurze Charakteristik der physikalischen und chemischen Eigenschaften von Kaliumchlorid ist so zu beschreiben – (Sylvin), KCl, das Kaliumsalz der Salzsäure bildet farblose, salzig-bitter schmeckende, wasserlösliche Kristalle mit einem Schmelzpunkt von 773 °C und einer Dichte von 1,98 g/cm3. Es löst sich bei 20 °C zu 347 g·l−1 in Wasser.

Die Industrie gewinnt das Kaliumchlorid durch Auskristallisieren aus Carnallit-Lösungen. Bei 100°C lösen sich mehr Kaliumsalze als Natriumsalze. Dies kann man für eine Salztrennung ausnützen. Bei dem trockenen, elektrostatischen Verfahren wird das Rohsalz mit Konditionierungsmitteln versetzt, so dass es sich durch Luftreibung elektrisch auflädt. Die unterschiedlich geladenen Magnesium-, Natrium- und Kaliumsalze lässt man zwischen zwei Kondensatorplatten herabrieseln, sie werden dabei unterschiedlich stark abgelenkt.

Kaliumchlorid wird als Düngemittel eingesetzt. Es ist ein bedeutendes Zwischenprodukt zur Herstellung anderer Kaliumverbindungen wie Kaliumcarbonat oder Kaliumhydroxid. Die Aufbewahrungslösung für pH-Elektroden

im Labor besteht aus einer Kaliumchloridlösung mit einer Konzentration von 3mol/l. Als Lebensmittelzusatzstoff E 508 dient es als Geschmacksverstärker. Mischungen von Kaliumchlorid mit Wasser tauen Eis auch unterhalb von -10°C auf, daher eignet es sich gut als Streusalz. Die Metallindustrie benötigt es als Härtesalz. Eine Besonderheit stellt die Injektion von Kaliumchloridlösungen zum Einschläfern von Tieren oder bei der Hinrichtung mit der Giftspritze dar: Hohe Dosen im Blut verursachen einen Herzstillstand

Weltweit gibt es zahlreiche kaliumchloridhaltige Salzvorkommen. Von herausragender Bedeutung sind die Vorkommen in Kanada, in der GUS und Deutschland. Bis 2014 wird das über 240 Millionen Tonnen große Vorkommen in der Wüste Lop Nor im Seebecken von Lob Nor in China mit der weltgrößten Produktionsstätte für 3 Millionen Tonnen Dünger erschlossen.

Weit verbreitete kaliumchloridhaltige Minerale und Gesteine sind Sylvin (Sylvit) – KCl, Carnallit – $KCl \cdot MgC_{l2} \cdot 6\ H_2O$, Kainit – $KCl \cdot MgSO_4 \cdot 3$ H2O und Sylvinit – KCl · NaCl.

Elektrochemisches Verfahren zur Herstellung von Metalloxiden mit der Verwendung von Wechselstrom ist aussichtsreich. Der Prozess läuft in Bedingung kein Gleichgewicht. Es führt zu einem Produkt mit einer Defektstruktur, dass man für Nanopulver gut ist. Dann bekommen wir Produkt mit hohe Aktivität und Reinheit. Elektrochemisches Verfahren zur Herstellung ist teuer. Aber dank hoher Qualität von Produkt, dieses Verfahren ist konkurrenzfähig.

Die Geschwindigkeit der Zerstörung von Zinn kommt durch gravimetrische Methode an. Bei niedriger Konzentration von KCl-Lösungen gibt es hohe Geschwindigkeit der Oxidation. Man soll elektrochemische Synthese von Zinnoxid in 3% Kaliumchloridlösung verwenden.

Zusammenfassung

Zinn-Oxid hat wichtige Rolle in der modernen Industrie. Elektrochemisches Verfahren zur Herstellung ist teuer. Aber dank hoher Qualität von Produkt ist dieses Verfahren konkurrenzfähig. Dieses Herstellungsverfahren führt zu einem Produkt mit hoher Aktivität und Reinheit.

Es wurden Grundinformation über Elektrolyse, Zinn und Zinn-Oxid, Kaliumchlorid, elektrochemisches Verfahren zur Herstellung von Metalloxiden mit der Verwendung von Wechselstrom untersucht.

Hohe Geschwindigkeit der Zinnoxidation gibt es von KCl-Lösungen mit niedrigern Konzentration. Man soll elektrochemische Synthese von Zinnoxid in 3%- Kaliumchloridlösung verwenden.

Literatur

1. Holleman A.F., Wiberg E. Lehrbuch der anorganischen Chemie. Verlag Walter de Gruyter & Co., Berlin, 2007.
2. http://de.wikipedia.org/wiki/Elektrolyse (1.04.2012)
3. http://de.wikipedia.org/wiki/Kaliumchlorid (7.04.2012)
4. http://de.wikipedia.org/wiki/Zinn (4.04.2012)
5. Rosenfeld I.L., Shiganowa R.A. Beschleunigte Methoden der Korrosionsuntersuchungen – M: Metallurgie, 1966.

THE MAIN GENETIC TYPES OF RARE METAL'S DEPOSIT OF QALBA REGION (EAST KAZAKHSTAN)

O.N. Kuzmina, T.A. Oitseva
Scientific advisor professor B.A. Dyachkov
D.Serikbaev East-Kazakhstan State Technical University, Ust-Kamenogorsk, Kazakhstan

Qalba-Narym ore belt is the main structure of the rare metal in East Kazakhstan, which included many rare metal deposits of different genetic types. The industrial value were rare metal pegmatite deposits (Ta, Nb, Be, Li, Cs), which had been developed Belogorsk mining and processing enterprise (village Asubulak) for a long time and now was suspended. Currently, demand of rare metals is increasing on the world market. The main task is to discover new rare metal deposits on the basis of modern technology of forecasting and metallogenic works. The favorable factors of control rare metal mineralization were geological, petrologic, mineralogical and geochemical criteria. Compositions include the features of the geological structure and mineral composition of ores of rare metal deposits typical of the region, which can be used as reference objects for subsequent forecasting and prospecting.

Qalba-Narym belt is traced for more than 500 km in the northwestern direction with a width of 35-40 km within the territory of East Kazakhstan. His north-west part blocked soft sediments of the West Siberian basin in Russia and the south-eastern flank is traced for another 155 km and feather out in Ulungur Lake in China. According to new ideas of mobilism Qalba-Narym characterized as a foreign block of Earth Crust (terrane), a fragment of the continental plate, which drifted into the Paleo-Asian Ocean and bordered to the Greater Altai in Hercynian stage of collision C_1 [1,5]. At the stage of early rifting, it was large trough filled with carbonate-terrigenous and carbonaceous terrigenous rock of the Givetian Qystav-Qurchum and Upper Devonian Taqyr formation. The Middle Carboniferous molasse and the Late Carboniferous hypabyssal granodiorite and plagiogranite minor intrusion and dikes (Qunush Complex) developed locally during the middle collision stage.

The large batholiths-type Qalba-Narym belt, composed of Early Permian granites of the Qalba Complex and Late Permian leucogranites of the Monastyrka Complex, was formed during the late stage of within-plate reactivation. The granitoid intrusions break the thin-bedded deposits of Qystav-Qurchum (D_2gv) and Taqyr (D_3) formations, but the main part of the granite pluton located in Taqyr deposits.

Qalba-Narym has five main ore districts (from north-west to south-east): 1 - Shulba (potential), 2 – Northwest Qalba, 3 - Central Qalba, 4 – Narym and 5 – Burchum (in China). In addition, he has two ore zones (Gremyachinsk-

Kiinsk, Karagoin-Saryozek) and 22 ore unit, which combining ore fields, deposits and occurrences. In common were found 405 points of ore, of which 25 fields, and the rest of ore occurrence and the point of ore mineralization [1,3]. The main industrial type is pegmatite of tantalum-tin of rare alkaline (Ta, Nb, Be, Li, Cs, Sn), which presented rare metal of pegmatite deposits in Central Qalba (Bakenny, Belaya Gora, Yubileiny, etc.) (Fig.).

The Yubileiny deposit was discovered in 1955 by G.I. Kazaryan, P.I. Vershkov and V.A. Filippov, and later learned by many geologists, it is described in articles [1, 4]. Deposit is pegmatite of tantalum-tin of rare alkaline formation (albite subformation). The shape of the ore bodies are irregularly tabular, their size are 120-960 m in length and in swell to 10-30 m. The distance between ore veins is 50-100 m to the dip. The main Yubileiny ore vein is located in the central part of deposit, has strike azimuth NE 80-82°, falling in the southeast at angles 20-40°. The shape of the ore vein is irregularly tabular, thinning along the strike and dip is smooth.

The mineral composition of ores is very varied. The main mineral components are Ta, Sn, Li, Rb, Cs. The main gangue and ore minerals are albite, microcline, quartz, muscovite, spodumene, beryl, tantalite-columbite, pollucite and cassiterite. The minor minerals are apatite, tourmaline, garnet, gilbert, morion, onkozit, kukkeit, eucryptite, arsenopyrite, pyrite, calcite, microlite, manganese-tantalite, montebrazit, ambligonit, pentala, molebdenit etc. The minerals with small concentration are sphene, epidote, biotite chlorite, graphite, pyroxene, hornblende, stryuverit, iksiolit, ampangabeit, tsirtolit, pyrochlore, wolframite, scheelite, monazite, xenotime, imlmenit etc. In ore veins allocated some mineral assemblages or complexes. Yubileiny deposit is compared with spodumene-albite-microcline pegmatite deposits of foreign countries by type of rare metals mineralization. These deposits are Bikita in Zimbabwe, Bernik Lake in Canada, Koktogay in China and many others. Pegmatite are characterized by a complex mineral composition (spodumene, petalite, ambligonit, colored tourmaline, pollucite, beryl, tantalite), and have important practical importance for Ta, Cs, Rb, Li, Be.

The Cherdoyak Sn-W greisens-quartz vein deposit is located in the East Kazakhstan region, in 180 km southeastward of the town Ust-Kamenogorsk. It was discovered in 1934 P.K. Kalik. The deposit is located in Narym ore district of the Qalba-Narym metallogenic zone, close to the western contact zone of the Permian Narym granitic pluton that extend from north to south, cutting thin-thin-bedded sandstone and siltstone of the Takyr Group (D_3). Ore bodies are reported from the faulted Late Carboniferous Qunush plagiogranite intrusion separated from the ore bearing Narym pluton by a thin screen of the Takyr shale, 10-20 m thick.

The host rock is medium-grained biotite of plagiogranite Qunush complex. This rock has dark-gray and black (at the expense of graphitization) color with white prismatic phenocrysts of plagioclase and small xenoliths graphitized shale. The average quantitative and mineral composition are plagioclase (63,1%), quartz (27,6%), potassium feldspar (2,7%), biotite (5%), setter, muscovite, chlorite, and other minerals (1,6%).

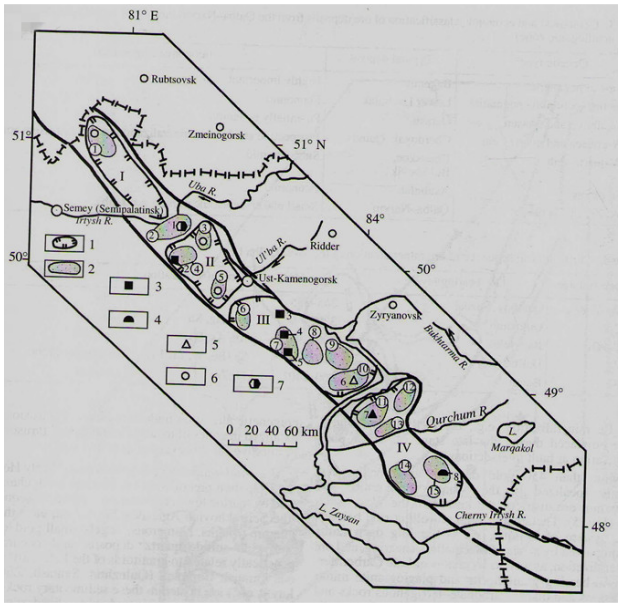


Fig. Qalba-Narym rare-metal belt:
Boundaries of (1) ore belts and (2) ore clusters; (3-7) types of deposits: (3) rare-metal pegmatites, (4) Sn- and Ta-bearing albitite and greisen, (5) greisen and quartz veins, (6) Sn-W quartz veins, (7) copper-pyrrhotite massive sulfide deposits. Ore districts (numerals in figure): I, Shul'ba; II, Northwest Qalba, III, Central Qalba; IV, Narym. Ore Clusters (numerals in circles): 1, Stepanovsky; 2, Vavilonsky (copper); 3, Mokhnatukhinsky; 4, Ubinsky; 5, Yuzhnoproletarsky; 6, Saryozek; 7, Asubulak-Belogorsky; 8, Manat-Chernovinsky; 9, Voilochevsky-Kosheminsky; 10, Mirolyubovsky; 11, Leninsky-Cherdoyak; 12, Kasatkinsky-Bulandinsky; 13, Burabai; 14, Tortqalmak; 15, Qarasu; deposits (numerals in figure): 1, Vavilon; 2, Kvartsevy; 3, Bakenny; 4, Yubileiny; 5, Belaya Gora; 6, Palatsy; 7, Cherdoyak; 8, Qarasu

The shape of the ore bodies is veins, stockworks and vein-shaped body. The main ore bodies are related to the top wall of plagiogranite and controlled by fracture system of jointing northeast and northwest direction. In ore deposits discovered 34 mineral. The wall-rock alteration pronounced graphitization, greisenization and propylitization of plagiogranites. Minerals-indicator of Sn-W greisen-quartz vein deposits (cherdoyak's type) are quartz, acicular tourmaline (schorl), arsenopyrite, fluorite, beryl; a non-metallic minerals include quartz, porphyry phenocrysts of albite, amphibole, and graphite. The Cherdoyak deposit compared with famous quartz-greisen deposits of central Kazakhstan, Uzbekistan, the Far East, the Ore Mountains and other regions (Shcherba etc, 1988; Gavrilenko etc, 1992; Stemprok, 1993). These deposits are Baynazar, Stepanovsky, Uchkoshkon, Pravourmiyskoe, Krasno, Tsinovets, Altenberg and others. The general regularity for them is to impose rare metal mineralization on older rocks by intrusions of granite, formed in several stages.

Qalba region of East Kazakhstan is unique natural larder, when concentrate many rare metal and gold deposits of different geological structure and origin, which included various mineral complexes. At this geologist training ground university students are provided with industrial practice. Therefore, further researches on this place will facilitate to acquire new scientific knowledge and practical skills in the training of students of the geological profession.

References

1. Gavrilenko O.D. Typomorphism of minerals and mineralogical mapping of the search and evaluation of rare metal objects of East Kazakhstan. - Ust-Kamenogorsk, 2005.
2. Dyachkov B.A., Mayorova N.P., Scherba G.N., Abdrakhmanov K. Granitoid and ore formation of Qalba-Narym belt (Rudny Altai). - Almaty: Gylym, 1994.-208 p.
3. Dyachkov B.A., Maiorova N.P. The Rare Metal Deposits of the Kalba Region in East Kazakhstan/ Granite-Related Ore Deposits of Central Kazakhstan and Adjacent Areas. – St. Petersburg 1996. – pp. 229-241
4. Dyachkov B.A., Titov D V., Sapargaliev E.M. Ore Belts of the Greater Altai and Their Ore Resource Potential//Geology of Deposits. – 2009. – Vol. 51, No. 3. – pp. 197-211
5. Scherba G.N., Bespaev H.A., Dyachkov B.A. etc. Greater Altai (geology and metallogeny) // Metallogeny. - Almaty: RIO BAC RK, 2002. – Vol. 2. – 400 p..

PROBLEM OF RADIOPHOBIA IN OUR SOCIETY

G.I. Mineyev
Scientific advisors professor L.P. Rikhvanov, associate professor L.V. Nadeina
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Role of atomic industry in our country's energy production grows day by day. Uranium volumes of extraction and enrichment increase, new nuclear plants start working. All nuclear energy technical process becomes safer.

Nevertheless, most people of our country speak unkindly about everything, connected with nuclear power production.

As a rule, negative opinion of general public about nuclear energy is formed under the influence of mass media. In turn, mass media falsifies the information about nuclear industry.

Radiophobia is an abnormal fear of artificial ionizing radiation, in particular, fear of X-rays.

Radiation is energy that travels in the form of waves or high speed particles. So, not only power plants and nuclear weapons, but microwaves, radar, electrical power lines, cellular phones, and sunshine – all of them is a source of radiation.

Radiation has a wide range of energies that form the electromagnetic spectrum). The spectrum has two major divisions:

1. non-ionizingradiation
2. ionizingradiation

Radiation that has enough energy to move around atoms in a molecule or cause them to vibrate, but not enough to remove electrons, is referred to as "non-ionizing radiation." Examples of this kind of radiation include visible light, microwaves, radiobroadcasting, power lines and etc.

Radiation that falls within the "ionizing radiation" range has enough energy to remove tightly bound electrons from atoms, thus to create ions. This is the type of radiation that people usually think of as 'radiation.' We take advantage of its properties to generate electric power, to kill cancer cells, and to use it in many manufacturing processes.

There are three main kinds of ionizing radiation:

1. alpha particles, which include two protons and two neutrons
2. beta particles, which are essentially electrons
3. gamma rays and x-rays, which are pure energy (photons) [2].

All radioactive isotopes should be divided into two groups: natural and artificial.

Every object in the environment and every human organism contain natural radionuclides. Ionizing radiation created by them is a cause of background radiation we have been living under for all the time of human beings.

Natural sources make up 70% of all sources of ionizing radiation, which influence on human. As a rule, 80 % of exposure dose humans get when they are inside. Ionizing radiation level inside depends on the housing site and the composition of building materials which were used in the process of construction [1].

About 80 % of Russians are sure, that the nuclear plant functioning nominally can deteriorate the environmental situation where it works.

About 30 % of Russians consider that it is better to stop use of nuclear power plants in Russia at all [3].

There is a continuous monitoring of radiation situation at the enterprises of “Rosatom” corporation. On average, in Russia in the sanitary protection zone of “Rosatom” corporations including nuclear power plants, exposure-dose rate of ionizing gamma rays range in 15 micro-roentgen per hour. Everyone who wants to find out the data can use the “Rosatom” corporation’s official website [4].

According to standards of state sanitary control the exposure-dose rate of ionizing gamma rays should not be more than 40 micro-roentgen per hour.

It means that exposure-dose rate of ionizing gamma rays in your own flat can be three times higher than in the nuclear power plant’s sanitary protection zone.

It is widely believed that uranium mining and processing is the risk of very high radiation doses and radioactive waste environmental contamination. There are three methods of uranium deposit development: open-pitting, mine field development and the chemical degradation method.

Let us consider exposure-dose rate at the uranium processing enterprises. According to official statistics a miner working at the “Krasnokamensk” uranium deposit gets cumulative radiation effect about 4 μmSv per shift. It is 25 times lower than overload capacity.

Independent specialists carried out investigation to check cumulative radiation dose during the all nuclear fuel – processing technique. During uranium enrichment process cumulative radiation dose comes to 48 μmSv per shift, during nuclear fuel elements processing – 58 μmSv per shift. In such a manner, cumulative radiation dose during the all nuclear fuel – processing technique comes to 200 μmSv. For reference, this dose is two times smaller than while in flight from Moscow to New York by plane, six time smaller than while lungs fluorography and 150 time smaller than while tooth roentgenography [4].

In such a manner, during medical survey everyone gets cumulative radiation affect many times as large as while nuclear fuel – process.

Few people know, but there are some places on earth, where level of natural radiation background can reach to tremendous values. At the Guarapari health resort (Brazil) average citizen gets cumulative radiation dose about 175 μSv per year. About 30 000 tourists visit this place every year. Nevertheless, number of cancer patients among local citizens of Guarapari is not different from global. According to medical community opinion, doses less than 200 μSv per year couldn’t be the cause of radiation sickness.

What is waste of uranium mining? They are masses of rocks of which uranium is produced. Therefore, exposure-dose rate on uranium mining dump is lower than in mines.

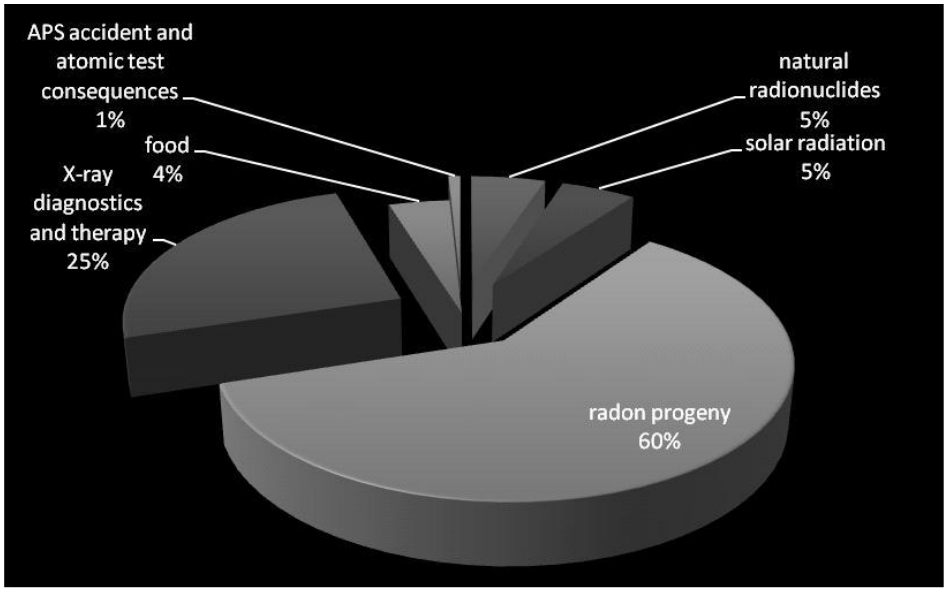


Fig. Main radiation exposure sources

Thus, 5% of ionizing radiation a man gets due to natural radioisotopes activity, another 5% – as a result of cosmic radiation exposure, 4% of radionuclides enter our body with food and water. Some kinds of medical treatment and diagnostics, using ionizing radiation make up 25% of cumulative exposure. Radon is a noble gas, which means it is basically inert (does not combine with other chemicals) (Fig.). Radon is a heavy gas and tends to collect in basements or other low places in housing. It has no colour, odour, or taste. Ionizing radiation of radon decay product makes up 60 % of cumulative exposure.

Uranium mining, radioactive waste storage, nuclear power plant operation, the aftermath of Chernobyl catastrophe and nuclear weapon testing make up 1%.

Russia is a country with high nuclear potential. Sustainable development of atomic industry will allow Russia to keep a honorable place in the energy market in the future. It is necessary to change public relation on favor of development of atomic technologies.

References

1. Rikhvanov L.P. Radioactive elements in environment and problems of radioecology. – Tomsk, 2009. – 379 p.
2. http://www.usgs.gov/infobase/eisler/chr_29_radiation.pdf
3. http://bd.fom.ru/report/map/dominant/dom1116/d111617
4. http://www.rosatom.ru/wps/wcm/connect/rosatom/rosatomsite/journalist/videogallery/enciklopediya_atoma/

LOKALISATIONSBESONDERHEITEN DER FESTEN BITUMEN IN DOLERITEN DER ROTEN ANHÖE (DIE REPUBLIK CHAKASSIJA)

D.I. Morozov
Wissenschaftlicher Betreuern Dozent B.D. Vasilev, Oberlehrerin S.V. Schestakova
Tomsker Polytechnische Universität, Russland, Tomsk

Während der geologischen Aufnahmepraxis auf dem Lehrübungsplatz TPU in Chakassija (Jahr 2011) war der Bezirk der Roten Anhöhe zwischen den Seen Schunet-Schira-Itkul untersucht. Es war auch die schematische geologische Karte des Maßstabes 1:5000 von Bezirk der Roten Anhöhe zusammengesetzt (einschließend die Krasnogorsker festen Bitumen).

Man hat die neuen Details der Struktur des Grundstücks festgestellt, es war auch der Steinstoff gesammelt, der die Beziehungen der mineralischen Phasen in “Doleritmandeln” auf neue Weise zu betrachten zuließ.

Die festen Bitumen in Doleriten der Roten Anhöhe sind von G.S.Fedossejew wie Pyrobitumen beschrieben, die infolge der thermischen Einwirkung von Doleriten auf Xsenolithe der organogenen Kalksteine von Kambrium oder Stromatholitenkalk von Unterdevon entstanden und vom basaltenen Magma vom Krasnogorsker Sill 2 ergriffen waren. Das Krasnogorsker Sill 2 hat die Form des Halbmonds (nach G.S.Fedossejew) und lagert unter den Aleurolithen von Kusmensker (Schunetsker) Abfolge in der Krümmung der Kusmensker Antiklinale, die auf Südosten eintaucht [1,2].

Im zentralen Teil von Sill, auf der Fläche 300*400m, hat G.S.Fedossejew bis zu 10 großen Perenitmandeln mit Calcit bemerkt. Die größte (40*70см) enthielt außerdem die festen Bitumen und die Relikte vom dünnschichtigen, marmorierten und pehrenitisierten Kalkstein. „Pyrobitum bildet untersphärolithische Absonderungen in Perenitgebilden und erfüllt die zentralen Teile von Perenitsekretionen. Die Verteilung des Bitumens in den relikten Grundstücken vom marmorierten und pehrenitisierten Kalkstein betont die primäre Schichtung des Kalksteines [2, s.1111].

Die von uns bekommenen Feldmaterialien und die Auswertung der Feldarbeitsergebnisse lassen uns die Vorstellungen von G.S.Fedossejew über “Mandeln”, “ Xsenolithe von Kalkstein" mit feiner "primärer Schichtung” und die Begründung der destruktiven Bildung von Bitumen der Roten Anhöhe zu korrigieren.

Es gibt folgende neue Tatsachen und Schlussfolgerungen:

1. Das Krasnogorsker Sill 2 ist auf dem Grundstück der Erscheinungsform der festen Bitumen (Abb. 1) durch Trennbrüche zerbrochen, die sich auf Nordwesten verbreiten und querlaufend zur Achse der Kusmensker Antiklinale liegen. Sie bilden eine Zone, die Breite 120m hat und die auf den Luftaufnahmen des Maßstabes 1:25000 gut erkennbar ist. Im Westen befindet sich ein Bruch. Das Krasnogorsker Sill 2 ist die Fortsetzung vom Krasnogorsker Sill 1, sein zweiter Ausgang auf undulierender Antiklinal- Falte (Abb. 2).

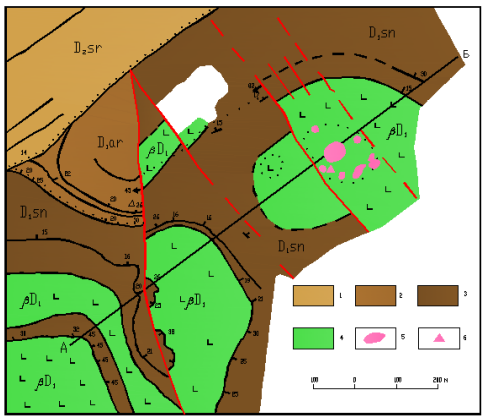


Abb. 1. Geologische Schaltungszone der Roten Anhöhe. 1-Saragaschsker Gefolge; 2-Aramtschaksker Gefolge; 3- Schunetsker Gefolge; 4-Kusmensker Komplex von Doleriten; 5-Prehnitisation; 6-Grundstücke der festen Bitumen

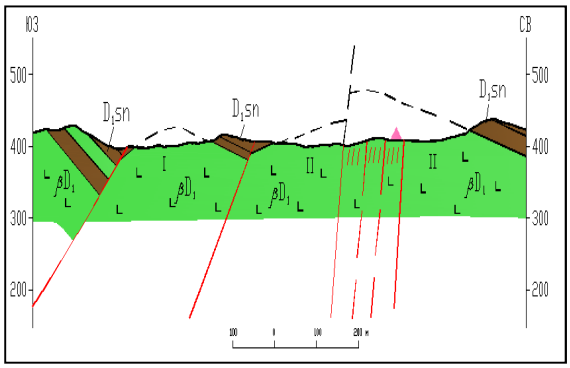


Abb. 2. Geologischer Schnitt zu Abb. 1

2. Die Krasnogorsker Erscheinungsform der festen Bitumen befindet sich in der Zone der Brüche. Es ist im zentralen Teil vom Sill in die Flächen 120*175m in hydrometamorphen Doleriten lokalisiert. Innerhalb des Hügels gibt es in Doleriten über 10 Grundstücke mit Prehnitisation verschiedener Größe und Form. Besonders stark ist diese Prehnitisation sich im Südteil des Hügels geäußert. Hier liegt die größte von G.S. Fedoseev beschriebene “Mandel” (40*70sm). Sie stellt "eine Kaverne" dar und ist die Höhle der Auflösung und Auslösung von Dolerit durch hydrothermale Lösungen, die auf die Hälfte mit den sphärischen, radialstrahligen Gebilden von grünen Prehnit gefüllt ist (Abb. 3). Der große Teil der Kavernen innerhalb der Krasnogorski Erscheinungsform war auf diesem Stadium mit Prehnit gefüllt. In der Hauptkaverne auf den Prehnitsphärolithen bilden sich die Anwuchse von rosa feinkörnigen Aragonit (Abb. 4, 5).

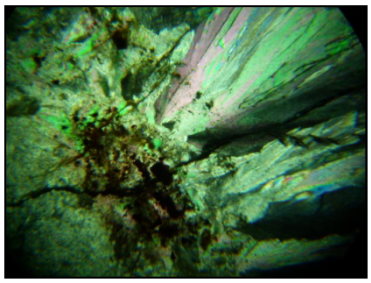


Abb. 3. Prehnit

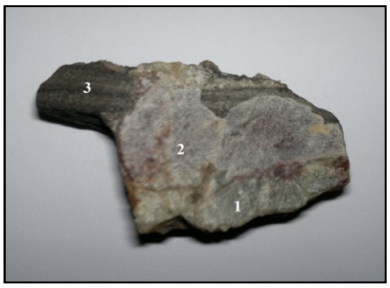


Abb. 4. 1 - Prehnitsphärolithen, 2- rosa feinkörniger Aragonit, 3- Calcit mit Bitumen

Innerhalb der Kaverne ging die Steigerung des feinkörnigen rosa Aragonit. Der Aragonit hat die ein paar Zentimeter mächtige Unterlage gebildet, auf der korallförmige, verzweigte Ränder wuchsen, die die Höhle auf die abgesonderten kleinen Kameras teilen. Diese Kameras wurden mit Hydrothermallösung ausgefüllt, aus dem die Schicht derweißen feinkristallin Calcit angesammelt wurde. Der Prozess endete sich mit der Ablagerung des schwarzen plastischen Bitumens, das sich in die Wände "des Bades" (Abb. 6) sträubte. Das Pulsieren der Lösung führte zur Bildung des feingestreiften "Kalksteines" mit Schichten von Bitumen, das "das Bad" ausfüllt. Bei dem nachfolgenden Eingang der Lösungen erschienen die Rosetten von rosa Aragonit auf den abgelagerten Bitumen (diese Rosetten sind mit der grundlegenden Schicht nicht verbunden) und der Prozess der Ablagerung von Calcit und Bitumen wurde erneuert.

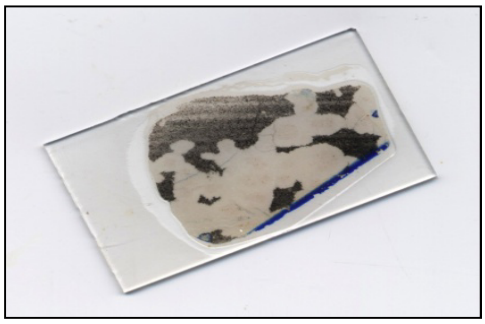


Abb. 5. Horizontale Schichtung Calcit-Bitumen “Kalkstein”

Abb. 6. Bitumen der Roten Anhöhe

Diese Tatsachen beweisen, dass vier von G.S. Fedoseev vorgeführte „Xenolithe des feingestreiften Kalksteines“ hydrothermale Bildungen darstellen, die die jüngsten Neubildungen in den Höhlen der Kaverne sind. Da die Xenolithe und die Kalksteine nicht bestätigt wurden, ist auch die Begründung des destruktiven Charakters der Bildung von Bitumen grundlos. Die Bitumen bilden sich im Prozess der hydrothermalen Tätigkeit, die auf die Dolerite in der Bruchzone gelagert ist.

Das ähnliche Bild wird beim See Schunet beobachtet. Hier sind die Dolerite des Schunetsker Sills in der Zone des Bruches durch hydrothermale auflegende Mineralisierung mit Calcit, Kerit und natürlichem Kupfer befallen. Die Sochotschulsker Erdölspuren mit submeridionalen Brüchen sind mit den Erscheinungsformen von gangartigen Kerit mit Calcit, Quarz, natürlichem Kupfer und dem natürlichen Eisen in Deckenbasalten verbunden. Es ist wichtig zu betonen, dass die Biskarsker Serie auf Sochotschule, die die Erscheinungsformen der festen Bitumen enthält, sich auf dem Granitbatholith lagert und keine Erdölmuttergesteine enthält. Man kann folgende Schlussfolgerung über die endogene Natur der Keritbildung machen [3,4].

Literatur

1. Федосеев Г.С. Жильный керит в долеритовом силле (учебный полигон “Шира”) // Опыт, проблемы и перспективы геологического образования: научно-методические материалы, 1995. - вып.1. - С.14-19.

2. Федосеев Г.С., Фадеева В.П., Мелиневский В.Н. Жильный пиробитум в долеритах кузьменского комплекса (Минусинский межгорный прогиб). Геология и геофизика, 2001. - Т.42. - №7. - С.1110-1117.
3. Писотский Б.И., Готтих Р.П., Васильев Б.Д., Журавлев Д.З. Генетические аспекты образования углеродистых веществ Минусинской впадины // Доклады РАН, 2006. - Т.410. - №6. - С.804-808.
4. Васильев Б.Д., Готтих Р.П., Писотский Б.И., Фальк А.Ю., Ананьев Ю.С. Новый взгляд на природу нефтегазоносности Минусинского прогиба (Сохочульская лицензионная площадь). // Центр учебных геологических практик ТПУ в Хакасии и его основатель Г.А. Иванкин: сборник научных статей и воспоминаний/ сост. Б.Д. Васильев, С.С. Гудымович: ТПУ – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. - С.82-89.

DEVELOPMENT OF THE COMPOSITE SORBENT FOR RADIOACTIVE WATER TREATMENT

A.V. Moskalenko
Scientific advisors associate professor M.P. Chubik, associate professor N.A. Osipova
associate professor A.N. Oleinik
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Environmental contamination by radioactive substances can be serious threat for human health. Radioactive wastes are formed during the nuclear fuel cycle and the use of nuclear materials (use of radioactive isotopes in medicine, research and industry) as well. The radioactive and operating hazards (expected from radioactive wastes) vary from extremely low rate in case of short-lived low-active wastes to very high value for highly radioactive ones. As a result of nuclear power production, about 200000 m3 of low-active and intermediate radioactive wastes and 10000 m3 of highly radioactive ones are formed every year all over the world [2]. The waste production is increasing due to the introduction into service of new nuclear reactors, the dismantling of nuclear facilities and the increasing of radioactive isotopes using. Highly radioactive wastes contain about 99 percent of the radioactive isotopes and, thus, bring a significant radioactive hazard.

Radioactive nuclides occupy a special place among the agents which pollute environment because of its superstability (half-life of the isotope U^{238} is about 4.5 billion years), and because of its ability to get into groundwater, polluting the supply of drinking water too. Effective technologies are needed for the radioactive wastes disposal from the environment.

About 80% of anthropogenic radioactive pollution enters the aquatic environment of the Earth, turning it into the most powerful depot of radionuclides. That is why the major problem in developing technologies for the disposal of radioactive substances from the environment is the invention of materials that can effectively absorb radioactive ions from water [5].

Specially synthesized, high-priced polymers with specific functional groups are used usually for the selective retention of specified radionuclides [3]. However the question of new sorbent materials using is open now because a multipurpose and cheap sorbent that can extract radionuclides from wastewater selectively, efficiently and in large volumes has not been developed yet [1].

The aim of our research is to develop new effective, composite and safe sorbent, and as component of which we plan to use metallic nanotubes, concretely titanium dioxide nanotubes, and modified by this nanotubes fungi. The prerequisites for metal nanoparticles using are hypotheses that state - the metal nanoparticles can be used as matrices for immobilization of plutonium, technetium, uranium and transuranic elements due to the ability to absorb radioactive ions while the deformation process of the nanomaterial takes place [4]. As a result, the absorbed radionuclides are permanently enclosed in the structure of the sorbent [6].

For the research the titanium dioxide nanotubes (TiO_2) that produced by low-temperature sintering of electroexplosive nanopowders were used. Nanotubes were visualized using scanning electronic microscope Hitachi S-3400N with the additional attachment for microanalysis which was used for fluorescent-spectral analysis of nanomaterials. The length of the nanotubes varied from 300 to 600 nm, the diameter was about 8nm, the thickness of the walls was about 2.5 nm.

The research of the uranium sorption process was carried out under static conditions at the indoor temperature. Uranium was sorbed from model uranyl nitrate solution with an initial concentration of $(UO_2)^{2+}$ equal to 1.3 mg/l. Sorption in the static conditions was carried out at the ratio of solid and liquid phases of 1:1000. The volume of the test solution was 10 ml, and the mass of the dry sorbent sample was from 1 to 10 mg. The time of the sorbent contacting with the solution lasted from 1 to 14 days. At the end of the sorption process solutions were separated from the solid phase by centrifugation or filtration.

Sorption ability of titanium dioxide nanotubes was evaluated by indicators: the relative adsorption ($S_{\%}$) and distribution coefficient (*Kd*).

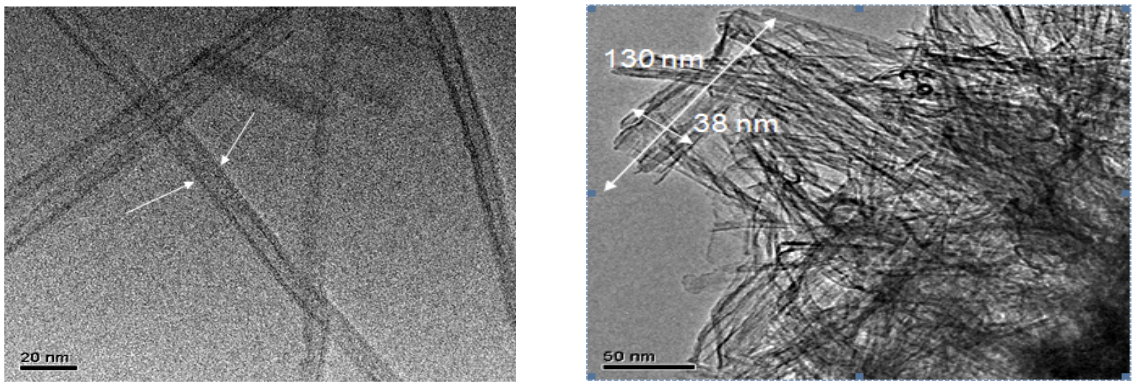
The values of equilibrium coefficients of radionuclides distribution between the solid and liquid phases, calculated for achieved maximum of sorption degree ranged from 1400 ± 120 to 8302 ± 770 ml/g. Peak values of the relative adsorption degree and the distribution coefficient were achieved with the initial concentration of 0.4 mg / l uranyl nitrate in the model solution. The minimum values of the sorption degree and distribution coefficient were marked with the initial concentration of uranyl ion 1.2 mg/l.

According to the statistical exchange capacity and the concentration of uranium in the solution the sorption isotherm was graphed, the latter is identical to the sorption isotherms of known and approved sorbents that is an indicator of the normal process on the specified level of sorption.

Parameter estimation for the uranium extraction from the model solution with a starting concentration of uranyl ion 1.3 mg/l displayed the decrease of the *Kd* values from 9818 ± 810 ml/g to 756 ± 79 ml/g when the mass of dry sorbent, added into the sample solution, was changing from 10 mg to 1 mg. At the same time the indicators of relative adsorption degree were dropped from 91.5 % to 43.08 %.

During the analysis of the solid phase the deformation of the nanotubes was found while the uranium absorption was detected (Fig. 1). They were fragmented and unfold. We also made fluorescent-spectral analysis of the used sorbent, and we proved that uranium was detected in the sorbent.

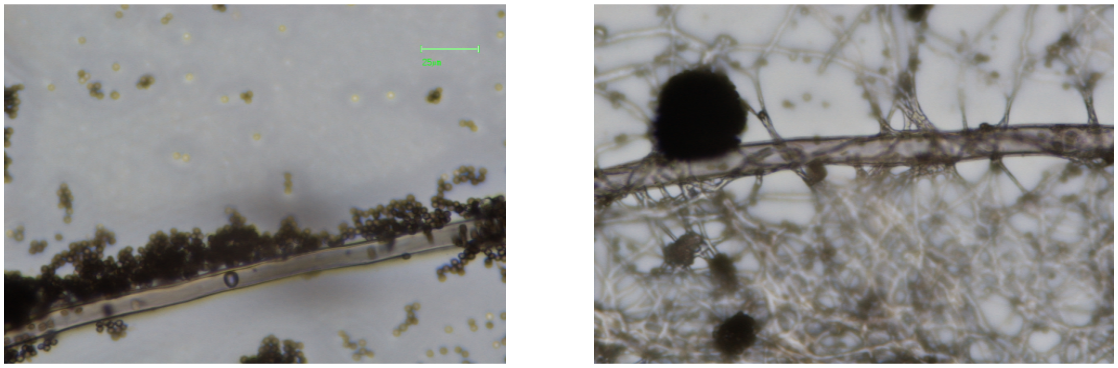
Another component of the composite sorbent can be mold fungi as the main characteristics of metal nanoparticles deposited on the growing mycelium of fungi do not differ from the nanoparticles properties suspended in the solution. During the research we used pure culture of mold *Penicillium glaucum* and *Aspergillus niger*, cultivated on Sabouraud medium. Fragments of the mold mycelium were transferred to a colloidal solution containing nanoparticles of titanium dioxide. At the same time there was no any preliminary modification of the particles or mold for the adsorption of nanoparticles on the surface of the growing mycelium.



a ***b***

Fig. 1. Image of titanium dioxide nanotubes: before (a) and after (b) $(UO_2)^{2+}$ sorption

Due to visual inspection using a light microscope (40X increase) it was noted that the deposition of nanoparticles on the surface of the mycelium does not lead to deterioration of the mold growth or a change in its cultural properties. It proves that the formation of the hybrid matrix is not attended by the adhesion of the nanoparticles. The resulting hybrid material is a tubular mold mycelium wrapped in several layers of nanoparticles (Fig. 2).



a ***b***

Fig. 2. Image of Penicillium glaucum : before (a) and after (b) cultivation with titanium dioxide nanotubes

Owing to the fact that the metal nanoparticles are separated, fungal matrixes preserve all the properties of the initial nanoparticles. The absence of aggregation contributes to the significant increasing of the modified mycelium activity in comparison with the nanoparticles suspended in the solution. Apart from, an important advantage of mold matrices using is the fact that the hybrid mycelium is separated easily from the reaction mixture.

Thus, we would like to note the high sorption characteristics of titanium oxide nanostructures found during these experiments. Nanotubes of titanium oxides can retain the trapped radioactive substances permanently. Additionally, the synthesis of the chemically pure titanium dioxide nanotubes is quite simple and cheap. The efficiency of the nanotubes increases using effect of mold fungi. The resulting hybrid could serve as a promising material for a new composite sorbent developed for environment treatment from natural and man-made radioactive nuclides.

References

1. Velichko B.A. Phytosorbentsfor the processing of radioactive waste // Ecologyand Industry of Russia, 2006. - № 1 – pp. 14-17.
2. Report of the United Nations Conference on Environment and Development: Rio de Janeiro, 3–14 June 1992, Volumes 1-2. United Nations.
3. Osipova E.A. Water-solublecomplexing polymers // Soros.Education Journal, 1999. - №8 – pp. 40-47.
4. Suzdalev I.P. Nanotechnology: Physics and chemistry of nanoclusters, nanostructures and nanomaterials. - Moscow: KomKniga, 2006. – 592 p.
5. Dong Jiang Yang, Zhan Feng Zheng, Huai Yong Zhu. Titanate Nanofibers as Intelligent Absorbents for theRemoval of Radioactive Ions from Water // Advanced Materials, Vol. 20, 2008. - № 6. – pp. 2777-2781.
6. Krivovichev S., Kahlenberg V., Kaindl R., Mersdorf E., Tananaev I., Myasoedov B. Nanoscale tubules in uranyl selenates // Angew. Chem. Intern. Ed., Vol. 44, 2005. – pp. 1134-1135.

ORE-FORMING PROCESSES FRIEBERG DEPOSIT

S.S. Nalobina[1], D. Murawski[2], E.A. Konovalchik[1]

Scientific advisors associate professor A.K. Wald[1], associate professor O.Yu. Perfilova[1]

[1]Siberian Federal University, Krasnoyarsk, Russia, [2]Leibniz-University Hannover, Hannover, Germany

The report will provide an overview of research and own observations on ores in the Freiberg area, which began to be developed in 1168 years and are famous for their great variety. In geographical terms, Ore Mountains, within which is located Freiberg, are limited by the South Eger trough, from the East and West by the river valleys of Elbe and Elstera, from the North part by the c medium German mountains.

In-enriched ore provinces are known worldwide. Polymetallic base-metal deposits (veins) and granite-related tin–tungsten base-metal deposits are among the most important hosts for In-bearing mineralization. The elements indium and germanium were discovered in 1863 and 1886 [2]. Freiberg sphalerite shows significant In contents, in sphalerites from the polymetallic sulphide veins of the Freiberg district.

The geological history of the region is closely connected with the still unfinished process of formation of central europe. Magmatic and sedimentary rocks were metamorphozed and, as a result of the collision of continental plates during the Variscan orogeny, crumpled into complex folded structures. Granodiorits were converted to gray mica-bearing arcwise gneiss-structures. Sedimentary rock turned into phyllite, mica-schists and amphibolites. In the final stage of the orogenesis, saddle and mould structure with wide development of mollassov formations were formed in the areas of expansion. The post-orogenic stage is manifested by intensive magmatic activity. Postmagmatic processes formed numerous discontinuous structures during the mesozoic and as a consequence, the intense hydrothermal activity lead to the formation of rich ore mineralization [2]. The beginning of the Alpine orogeny is responsible for early mineralization stages and the formation of its diverse relief, where most of the river valleys follow deep fissures. The tectonic structure of the region is determined by three main elements: Freibergs «gneissic dome», a granite massif and breaking faults, which include vein formation.

Actual vein deposits are confined to the central part of the gneiss in the western part of «domes» and relate to the lead-zinc-silver type of ore deposits. Veins with a diameter of 1 to 2 m, crossing in between, stretch for several kilometers. Cassiterite-tungsten deposits of the Ore mountains are located in greises (grey, hard, mostly quartz bearing rock). Shallow deposits and mineralized domes were formed among granites. Almost everywhere, the greisen deposits are imbued with quartz- and cassiterite-veins in three overlapping areas. Main minerals in the veins are cassiterite, wolframite, arsenopyrite, and secondary - pyrrhotite, bismuth, magnetite, scheelite, chalcopyrite, sphalerite.

Freibergs deposits are characterized mainly by sulfide minerals, bearing a variety of forms and sizes. Interesting and peculiar associations are Galena, sphalerite, pyrite, arsenopyrite, chalcopyrite and ankerite, which were used to acquire lead, zinc, iron and copper [1]. Common vein-minerals are siderite, quartz, calcite, and barite, common ore-minerals are argentiferous Galena, sphalerite, faded ores, red silver ore and native silver.

The polymetallic sulphide veins of the base metal deposits in the Erzgebirge are hosted by ortho- (Freiberg district) and paragneisses (Marienberg, Annaberg districts), mica schists (northern part of the Freiberg district), and subordinately by postkinematic granites (Schneeberg and eastern part of the Freiberg district). Late variscan acidic and lamprophyric subvolcanic intrusions and postkinematic granite intrusions form the Erzgebirges metamorphic core complex. The evolution of the postkinematic magmatism is related to late- and post-collisional extension of the Bohemian Massif. Postcollisional magmatism is controlled by deep fracture zones and is associated with different types of tin and polymetallic sulphide mineralization. Minor abundances of the Freiberg veins are hosted by gneisses, gabbros, and granites, rhyolites and lamprophyres. At the present time the separation of the ore corresponds to the stages of mineralization. Early mineralization cycle (310-240 million years) includes quartz-, polymetallic- and carbonate-silver formations. Quartz-polymetallic formationd are seen predominantly in the veins of the first type of fractures. Typical minerals of this formation are arsenopyrite and pyrite, pyrrhotite, sphalerite, galena, chalcopyrite. In the deeper areas of these two veins, periodical tin-tungsten formations occur. Carbonate-silver formation occurs mainly in the South Central part of the ore field and its periphery. Minerals of this Association are presented native silver and carbonate (calcite, siderite, dolomite, ankerit). The second mineralization cycle includes iron-barite and Bi-Co-Ni-Ag formation. The first formation occurs only rarely. Vein minerals are presented mainly quartz (the variation of the agate, amethyst) and barite. Fluorite-barite formation prefers structure northwest or southeast and latitudinal lying down and presented minerals two stages: galena, sphalerite, chalcopyrite, fluorite, barit, quartz and haematite. Bi-Co-Ni-Ag-formation occurs sporadically

in the areas of vein intersections northwest or southeast of the to the latitudinal and the north-north-west or south-south-east strike. In addition quartz, fluorite, barite and carbonates here are faded ores and sulphides. Widely manifested are silver ores (argentine, prystite, native silver and etc.).

Geologists, who worked in Freiberg, classified veins in the freibergian areas into several formations: noble quartz, copper, barite-lead-silver, iron and manganese. Some formations, like the pyritic-lead formation, belong to Freibergs major veins. On a map, veins strike into two directions: from the latitudinal to the North-West (i.e., the «late» veins), as well as North-North-West (i.e., the «gentle» vein). Barite-lead-silver formations, like a striking vein meridian (i.e., the «standing» of the veins), play a big role. Some of the veins have a length of up to 8 km and can be traced back to a depth of more than 400m. These veins are younger and often cross pyrite and noble quartz. At these junctions, especially the pyritiferous ones, they get enriched in ores of silver.

Primarily, this is the result of the hydrothermal processes, which dominated in this area. Under changing temperatures, pressures and concentrations of acidity, veins with different minerals were formed. Vein shapes vary and depend on the nature of the enclosing rocks. Sphalerite from the Zn–Sn–Cu sequence is the most important host mineral for In in the Freiberg district. Indium concentrations are also related to microscopic In–S grains in Zn–Cu–Sn–sulphides. The significant In concentrations in sphalerite from Ag-rich base metal (vein-type) and Sn-polymetallic (vein-, greisen-, and skarn-type) deposits in the Erzgebirge indicates a genetic relationship between these late-variscan mineralization stages [2]. Both deposit types are potential In hosts in the Erzgebirge, and may account for several hundred tonnes of In metal. Considering veins, which stretch to great depths in the mines, it can be noted that their branching forms various structures and mineral compositions. Troughout the vein, changing mineral associations can be characterized. All this is the result primarily of the hydrothermal process, which dominates in this area of study. Under the influence of changes of temperature, pressure, and concentrations of acidity, veins with different minerals appear. Forms lived varied and depend on the nature of the enclosing rocks.

In 2012, together with German students, we attended in a geological excursion through Germany. It was very impressive, as we were able to get acquainted visually with unique geological objects. In Freiberg mining Academy, which operates the world's only academic research mine, students of the mining majors take educational practices, work in the research laboratories, located directly at the mine and learn all methods of mining and geological works. Not only we have ssen beautiful, branching crossing veins of diverse mineralization, containing excellent examples both for experts and for collectors, but the main purpose of our visit was the observation and study of the processes of unique ore formation.

Hydrothermal processes can be observed on the territory of Russia in different deposits, as Transbaikalia (Ekaterino-Blagodatskoe), Yakutia (Belukha, Iultinskoye) and the North Caucasus (Sadon).

References

1. Dr. Bayer, DIE HIMMELFAHRT FUNDGRUBE, Redaction “Der Rektor der TU Bergakademie Freiberg”. – 2003. – 145 p.
2. Seifert Th., Sandmann D. Mineralogy and geochemistry of indium-bearing polymetallic vein-type deposits: Implications for host minerals from the Freiberg district, Eastern Erzgebirge, Germany, Ore Geology Reviews. – 2006. – V. 28, I.1 . – pp. 1 – 31.

GEOCHEMICAL SPECIFICATION OF ECOSYSTEMS IN HOT AND COLD SPRINGS IN THE BAIKAL RIFT AREA

T.A. Perminova

Scientific advisors associate professor N.V. Baranovskaya, associate professor I.A. Matveenko

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The Baikal rift area is characterized by a rich variety of mineral springs. The research of microbial communities has been started quite recently, but there is a lot of information showing the important role of microbial communities of hot springs in the evolution of life in the Precambrian [1].

The complex studies in thermal springs have shown that severe environmental conditions (high temperature, alkaline pH and high sulfide content) contribute to the development of specific microbial communities, having significant biodiversity and high intensity of biogeochemical processes, comparable to the microbial communities of neutral thermal spring. The main feature of these communities is the formation of microbial mats [1].

The mats are biocoenosis composed of prokaryotes and located at the bottom of ponds or in the shore area. The shape of mats is the most similar to films of mould. The ancient bacterial mats were the only biocoenosis on the Earth. Currently, bacterial mats are the most common in hot springs.

A mat is a thick multi-layer "carpet" with a total thickness up to 2 cm, its base is palmelloid or filamentous cyanobacteria. Besides, a wide variety of microorganisms is involved in forming the community. Several functionally discrete layers can be easily distinguished inside the mat [6].

Thus, the mat is a highly integrated community with a highly complex organized structure of food, two top layers are composed of producers and consumers of the first order ("plants" and "herbivore") combined in a food chain such as pasture, and the lower layer is formed by decomposers ("carrion-eaters") getting the organic material from the

upper layers of detrital chain. Moreover, measurements have shown that the mat is virtually one of the most balanced ecosystems: it produces as much organic matter and oxygen as it is necessary for life (zero balance) [6].

In addition, B.B. Namsaraev et al (2011), A.V. Tatarinov et al (2005) believe that the bacterial mats are actively involved in the formation of travertine (tuff). Travertine is a carbonate rock formed by sedimentation of carbonate Ca, Mg, Fe, Na, sometimes with silica and clay minerals from thermal or cold carbonated spring. Besides, A.M. Plyusnin et al (2000), Rikhvanov et al (2012) paid attention to the role of the bacterial factor in the formation of travertine.

The objective of this study is to identify geochemical features of different springs in the Baikal rift area. Thus, the mat samples were taken in some springs of the Baikal region in the summer of 2012: the spring of Arshan (Tunka), the mineral spring "Kulin swamps", Zhemchugskoe methane deposit, the iron spring of Khongor-Uula and etc.

The chemical composition was determined by multi-element neutron activation analysis in nuclear and geochemical laboratory of the Department of Geoecology and Geochemistry of National Research Tomsk Polytechnic University, functioning on the basis of the research nuclear reactor (analytics are Sudyko A.F, Bogutskaya L.N.)

The data on the elemental composition of mats of mineral springs in the Baikal rift area are shown in the Table.

Table

Chemical composition of matts (mg/kg) of different mineral springs in the BRZ

Element	Mats (General tonic spring)	Mats (Gastric spring)	Mats (Eye spring)	Mats (Arangatuy stream)	Mats (Metane spring)	Mats (soda spring)	Mats (Kulin swamps)
Na	16300	8200	3700	6900	4600	4900	700
Ca	15600	13300	10700	14000	171900	45800	4300
Sc	10,3	6,8	3,2	1,9	1,1	9	0,3
Cr	57,4	33	13,7	5,1	5,5	64,6	0,2
Fe	137200	196100	256000	10100	7000	24900	800
Co	9,1	7	2,9	1,6	2,3	14,2	0,5
Zn	81,7	97	56,2	102,9	134,6	90,2	16,4
As	0,05	0,05	0,05	0,9	0,05	2,9	0,2
Br	10,4	11	14,8	14,3	17,4	9,9	3,9
Rb	71	61,8	55,3	60,1	3,5	31,2	12,6
Sr	265	234	113	185	1719	178	468
Ag	0,2	0,2	0,2	0,07	0,2	0,2	0,2
Sb	0,09	0,2	0,05	0,09	0,03	0,2	0,01
Cs	3	2,5	0,7	0,7	0,6	2,6	1,7
Ba	567	366	227	899	448	374	20
La	32,4	24,5	14,6	30,1	11,1	21,2	1,3
Ce	59,3	46,8	26,8	102,6	20,7	41,6	3,9
Nd	12,7	24,1	12,7	69	8,8	19,4	1,6
Sm	4,8	5,6	2,7	28,2	1,3	3,7	0,2
Eu	1,6	5,6	2,4	2,3	0,1	0,9	0,03
Tb	0,8	1,5	0,7	2,9	0,09	0,4	0,004
Yb	2,4	7,9	3,1	8,3	0,3	2,2	0,1
Lu	0,3	1,4	0,5	0,8	0,05	0,3	0,01
Hf	4,3	3,6	1,9	1,9	0,4	1,5	0,1
Ta	0,6	0,4	0,02	11,8	0,02	0,4	0,04
Au	0,002	0,0001	0,002	0,002	0,008	0,02	0,002
Th	7,1	3,9	2,4	15,9	4,3	3,1	0,5
U	2,2	1,7	0,7	117	0,1	4,4	0,1

The Table shows that the mats of different mineral springs are characterized by absolutely different content of elements. Thus, mats of the General tonic spring are characterized by the largest content of Na, the mats of Methane spring – that of Ca. The mats of some springs are characterized by higher content of some elements. So, the mats of Arangatuy stream have higher content of Ba, Ce, Nd, Th, Tb, Yb, Ta, Sm. We should bear in mind the higher accumulation of the mats in the stream of U (177 mg/kg).

All this suggests that the mats help to assess biogeochemical role of microorganisms in ecosystems, shows an important role of microbial communities in hot springs in the evolution of life on the Earth, as well as taking an active part in the formation of travertine.

References

1. Namsaraev B.B., Barhutova D.D., Danilova E.V. Geochemical and other hydrothermal activity of microorganisms in the Baikal Rift Area. - Novosibirsk: Academic Publishing House "Geo", 2011. - 302 p.
2. Namsaraev B.B., Hahinov V.V. Garmaev E..Zh., Barhutova D.D., Namsaraev Z.B., Plyusnin A.M. The water systems of the Barguzin basin. Ulan-Ude: Izd Buryat, state. University Press, 2007. 159 p.
3. Plyusnin A.M., Suzdalnitskii A.P., Adushinov A.A., Mironov A.G. Features of travertine formation from carbon and nitrogen in the thermal waters of the Baikal Rift Area / / Geology and Geophysics, 2000. - T. 41. - № 4. - pp. 564-570.4.
4. Rikhvanov L.P., Taysaev T.T., Baranovskaya N.V., Soktoev B.R., Mongolina T.A., Sudyko A.F., Ilenok S.S. Geochemical features of travertine from different regions and its future estimation/Modern problems of geochemistry: Information of All-Russian meeting (with international participation).- Irkutsk. Izd Institute of geography named after V.B.Sochava SO RAN, 2012-in 3 books. – B.1. – pp. 233-236.
5. Tatarinov A.V., Yalovik L.I., Namsaraev Z.B., Plyusnin A.M., Konstantinova K.K., Zhmodik S.M. The role of bacterial mats in petrogenesis and ore minerals travertine formation of nitrogen thermal sources of the Baikal Rift Area / / Reports of the Academy of Sciences, 2005, Volume 403, № 5, pp. 678-681.5.
6. http://www.medbiol.ru/medbiol/lifehist/0008b3c8.htm#000db3fc.htm (date of appeal 10.10.2011)

VOLTAMMETRIC DETERMINATION OF COENZYME Q_{10}

E.V. Petrova, O.A. Voronova, K.P. Retinskiy

Scientific advisors professor E.I. Korotkova, associate professor A.N. Oleinik

National research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Coenzyme Q_{10} (2,3-dimethoxy-5-methyl-6-decaprenyl-1,4-benzoquinone, CoQ_{10}) is a fat soluble, vitamin-like quinine commonly known as ubiquinone. This naturally occurring compound fulfils several biological functions in a living cell. It participates in electron and proton transport and ATP synthesis in the mitochondrial respiratory chain [1]. Ubiquinone is located in the cellular membranes and thus prevents several compounds and ions from getting out of the cell [2,3]. $CoQ_{10}H_2$, the fully reduced form of coenzyme Q_{10}, exerts important effects against the oxidative damage of polyunsaturated fatty acids. The antioxidative activity of $CoQ_{10}H_2$ was found to be lower in comparison with that of vitamin E. In addition, the antioxidant functions of coenzyme Q_{10} reveals in the synergistic interaction with α-tocopherol by regenerating it from its oxidized form that is α-tocopheroxyl radical and thus should protects cells against peroxidative damage. It should be noted that CoQ_{10} is known to be the only endogenously synthesized lipid soluble antioxidant. However, the biosynthesis of ubiquinone decreases with age and the deficiency of these species cause cardiac disorders, blood circulation and neurodegenerative diseases. Therefore, their treatment involves pharmaceutical supplementation or an increased consumption of coenzyme Q_{10} with meals.

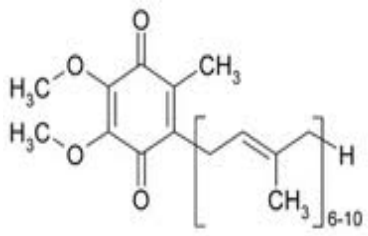


Fig. 1. Structure formula of coenzyme Q_{10}

People with heart failure have been found to have lower levels of CoQ10 in heart muscle cells. Double-blind research suggests that CoQ10 may reduce symptoms related to heart failure, such as shortness of breath, difficulty sleeping, and swelling. CoQ10 is thought to increase energy production in the heart muscle, increasing the strength of the pumping action. Recent human studies, however, haven't supported it.

In one study, 641 people with congestive heart failure were randomized to receive either CoQ10 (2 mg per kg body weight) or a placebo plus standard treatment. People who took the CoQ10 had a significant reduction in symptom severity and fewer hospitalizations.

Lower levels of CoQ10 have also been observed in people with Parkinson's disease. Preliminary research has found that increasing CoQ10 may increase levels of the neurotransmitter dopamine, which is thought to be lowered in people with Parkinson's disease. It has also been suggested that CoQ10 might protect brain cells from damage by free radicals.

A small, randomized controlled trial examined the use of 360 mg CoQ10 or a placebo in 28 treated and stable Parkinson's disease patients. After 4 weeks, CoQ10 provided a mild but significant mild improvement in early Parkinson's symptoms and significantly improved performance in visual function.

A larger 16 month trial funded by the National Institutes of Health explored the use of CoQ10 (300, 600 or 1200 mg/day) or a placebo in 80 patients with early stage Parkinson's disease. The results suggested that CoQ10, especially at the 1200 mg per day dose, had a significant reduction in disability compared to those who took a placebo.

To the best of our available knowledge, no voltammetry method has yet been established for the determination of CoQ10. The present paper describes an easy voltammetric method for the determination ofCoQ10 in a least pure aqueous solution.

Voltammetric experiments were carried out with a three-electrode cell in which the glassy carbon electrode of 1 mm in diameter and silver chloride electrode were used as a working electrode and a counter electrode, respectively. All potentials were measured and reported against the external silver chloride reference electrode with 1 M NaCl solution. The surface of the working electrode was polished on fine emery paper. Finally, the electrode was rinsed with water and dried before use.

Standard solutions for electrochemical experiments were prepared by dissolving a suitable amount of coenzyme Q10 in an ethyl alcohol. The stock solution was stored in the dark and cool. Background solution was prepared by dissolving standard power of Na_2HPO_4 in 1 L volumetric flask.

All voltammetric experiments were performed using a electrochemical analyzer “TA-2” (“Tomanalyt” Ltd., Tomsk”).

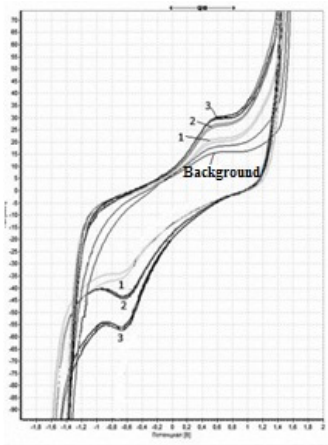


Fig. 2. Cyclic voltammogram (v=30 mv s^{-1}) without coenzyme Q10 (Background) and with $5.5\cdot10^{-5}$ M Q10 (1), $1.1\cdot10^{-4}$ M Q10 (2), $2.2\cdot10^{-4}$ M Q10 (3)

The mechanism of ubiquinones reduction, which involves the transfer of two electrons, has been described by Moret. Cyclic voltammetry on glass carbon electrode was used to explore the voltammetric behaviour of coenzyme Q10 and the obtained voltammograms (Fig. 2) showed a reduction peak at a potential of about 0.600 V and an oxidation peak around -0.600 V vs Ag/AgCl. The shape of the cyclic voltammogram, and the heights of the maximum peak currents, depend on the scan rate, the optimum value being 30 mv s-1.

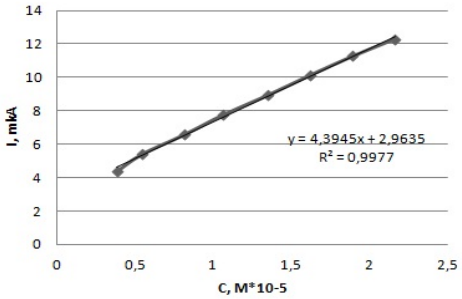


Fig. 3. The dependence of the peak height on the concentration of coenzyme Q10

It was observed that the peaks became better defined and the difference between the cathodic peak potential and anodic peak potential increases with the increase of the analyte concentration. The influence of CoQ10 concentration on the maximum peak was studied the optimal experimental conditions. The calibration graphs (Fig. 3) are linear within the range of concentration from $3\cdot10^{-6}$ M to $3\cdot10^{-4}$ M.

Coenzyme Q10 is electroactive at glass carbon electrode and, there for, a simple, rapid, sensitive, and accurate method determination of coenzyme Q10 was described.

References

1. Eggins B.R., Chambers J.Q. Proton effects in the electrochemistry of the quinine hydroguinone system in aprotic solvents // Journal of the Electrochemical society. – 1970 – Vol. 117. – pp. 186–192.
2. Fambers J.Q. Electrochemistry of quinines // The chemistry of quinonoid compounds. – New York, USA, 1988. – Vol. 2. – pp. 719–757.
3. Swallow A.J. Physical chemistry of quinines // Functions of Quinones in energy conserving systems. – New York, USA, 1982. – Vol. 2. – pp. 265–278.

VALUE ESTIMATION OF TOMSK TOWN TECHNOGENIC UNDERFLOODING USING GIS-TECHNOLOGIES

V.D. Pokrovskiy
Scientific supervisor doctor E.M. Dutova. Language advisor A.N. Oleinik
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

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.

One of the main problems related to the urbanisation of Tomsk is underflooding related to the rise of shallow groundwater levels and the formation of perched water tables beneath historic and newly developed urban areas. This results in the formation of new aquifer horizons and results in a decrease in soil stability related to foundation works, the flooding of basement structures and failures of communications infrastructure. All these factors contribute to a worsening in the environmental and social situation of the area.

Tomsk is an ancient academic, student, cultural and industrial city, situated in a humid taiga zone of West Siberia on the River Tom, a major tributary of the Ob. It has an area of 154 km2, most urbanisation being on the right bank of the Tom, but including a slightly developed left-bank and a green zone. The relief trends generally west-north-west, but is cut by the Tom and its associated terraces, and by a number its small tributaries, the Ushaika, Kirgizka and Basandaika. The interfluve areas lie at elevations of some 190-210 m above sea level (m a.s.l.) in the south of the area, sloping down to 120-150 m a.s.l. in the north.

The historical central part of the city consists of two- and three-storey brick houses while, in newer neighbourhoods, blocks of wooden five- to ten-storey buildings form residential microdistricts. One of the most significant items in the town planning policy is the restoration and conservation of these monuments and buildings.

The hydrogeology of the area is controlled by its location at the edge of the West Siberian platform against the Kolyvan-Tomskaya folded zone. The aquifer complex is multi-layered and the interaction between different aquifer units is complicated. The deepest aquifer unit is the folded Palaeozoic basement, comprising mainly argillaceous slates and lesser sandstones. It outcrops in the Tom valley south of the city and also in the base of the Ushaika valley. The water-bearing components of the unit have a total thickness of 20-80 m, mainly in the upper part of the unit, in eluvial material and in a number of major fracture zones. Near the top of the units, a clayey weathering crust is often developed, which serves as a good aquitard. The unit has a confined character, with a piezometric surface at typical depths of 30-35 m. Water yields are variable but generally low. Specific capacities of boreholes range from thousandths up to 0.2 l/sec/m. Occasionally, specific capacities of up to 3.8 l/s/m have been noted in the east of the city (Makushin et al. 1975). In the north and north-west of the city the Palaeozoic occurs at depths of 80-100 m or more.

Unconsolidated aquiferous deposits of Cretaceous, Palaeogene and Quaternary age overlie the Palaeozoic

The impact of urbanisation on the aquifer complexes is very varied. The Palaeogene and Palaeozoic deposits beneath Tomsk are used both for drinking water (DW) and industrial-technical (ITW) supply. Before 1972, these waters were used especially intensively. After 1972, major well-fields commenced operations on the left bank of the Tom (Lgotin & Makushin 1997). Many right-bank boreholes were abandoned, although several recommenced pumping in later years. According to the organisation «Tomsk Geomonitoring» the abstraction is currently 26,000 m3/day from within the bounds of the city. Most of the sources are single boreholes.

The boreholes have been operating at variable abstraction rates. Some of them work only a few hours a day, others almost continuously. Such decentralised operating caused a regional lowering of piezometric levels in the pre-Quaternary aquifers and formed a complicated depressed surface. In the northern part of the city, in the Palaeogene complex, levels were lowered by some 5-6 m. In the southern part of the city, where boreholes abstract from the Palaeozoic formations, regional levels were lowered by 7-8 m. Also, in the same areas, it was noted that cones of depression from separate wellfields were beginning to merge, resulting in groundwater levels some 10-15 m below the low-water level of the River Tom.

Due to the presence of effective aquitards, these changes did not significantly influence the Quaternary aquifers. In fact, water levels in the Quaternary complex exhibits a tendency towards underflooding. This may be related to increased recharge from urban processes or impedance of groundwater flow by foundations, and may result in the formation of perched water tables or the rise of water tables into previously unsaturated materials. The main causes of

underflooding are (i) a disturbance in the water balance in developed and developing areas caused by leaks from water-supply systems and sewerage and (ii) the impeding effect of deep, piled foundations on groundwater flow.

Records of waterworks inspections over several years suggest that the number of water pipeline leakages is some 40 - 112 per 10 km/year. Leakage losses range from 15 to 40%. This leakage, in addition to surface run-off from anthropogenic surfaces, provides an additional source of recharge to groundwater, the intensity of which depends on the nature of the urbanisation and the water supply conditions. The additional recharge is estimated as between 0.01 mm/day and 4 mm/day.

The shallow water in the south of the city is of anthropogenic origin and mainly occurs in sandy loams and made ground at depths of 1.5 to 9 m. Construction engineers used to note over-wet soils only in isolated locations. Open brickpits and building foundations were dry. Nevertheless, the disturbance of surface run-off by construction works, impedance of subsurface waters by foundations and leaks from water pipes have resulted in the formation and spreading of the perched subcutaneous aquifers.

Thus, against the background of a rather limited rise in "true" groundwater levels, some problems with underflooding can be seen to occur, particularly where water levels are shallow and where the water-bearing horizons are thin. One of the major exacerbating factors for the problem is the building of piled foundations which impede groundwater flow. In particular, problems with underflooding occur at breaks of slope such as junctions between terraces and in areas where groundwaters discharge on the slopes of river valleys.

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 town.

Developed inform-search system program makes it possible to find all necessary information about the hydrogeological conditions in any location of Tomsk (Figure). This program showed the possible and most significant locations of anthropogenic underflooding, such as Belovja Lake, Moskovski Tract, Bogoyavlenski Cathedral, and several TSU buildings.

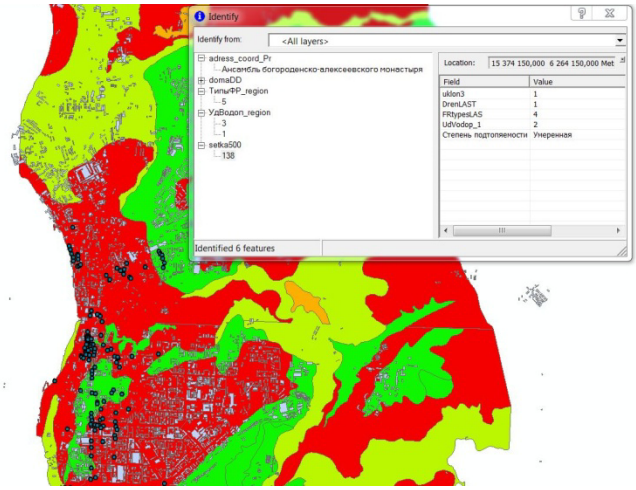


Figure. Information-retrieval system screen in estimation value of technogenic underflooding mode

Summing up, it should be emphasised that the city as a whole is not especially inclined to intensive problems due to high groundwater levels. The high relief of the locality, the network of rivers and ravines dissecting the area and the presence of thick occurrences of sandy ground promote good drainage. Nevertheless, the intensive development of the flat-lying high terraces and interfluves has incurred hydrogeological problems.

The objective of the following research paper is to estimate the threat rate and degree of this process on the Tomsk territory and find the optimal solution to this problem with minimum financial expenditure.

References

1. Abramov, S.K., , B.M. Degtyarev, E.S. Dzektser, and others 1978. Forecasting and avoiding underflooding by subsoil waters in areas of building development. Stroiisdat, Moscow, 177 pp.
2. Anpilov, V.K., 1976. The formation and forecasting of subsoil waters in areas of building development. Nedra, Moscow, 180 pp.
3. Appelo, C.A.J., and Postma, D. 1993. Geochemistry, groundwater and pollution. Brookfield, Rotterdam: A. A. BALKEMA.
4. Dzektser, E.S., 1994. Methodological aspects of the problem of geological danger and risk. Geoecology, 3, 3-10.
5. Kotlov, V.F., 1978. Changes in the geological environment under the influence of the human activity. Nedra, Moscow, 263 pp.
6. Kuzevanov, K.I., 1995. Peculiarities of the research of the hydrogeological conditions of the territory of the city. Proc. international conference "Fundamental and applied problems of environmental preservation", Tomsk, Russia, 62-63.
7. Lgotin, V. & Y. Makushin, 1997. Groundwater monitoring to assess the influence of injection of liquid radioactive waste on the Tomsk public groundwater supply, Western Siberia, Russia. In Mather, J.D., Banks, D., Dumpleton, S. & Fermor M.M., "Groundwater Pollution", Geological Society Special Publication (in press), London.

8. Makushin, J.V. & K.I. Kuzevanov, 1991. A hydrogeological foundation of the horizontal drainage of the slide slope. Interinstitute collected scientific articles, Tyumen, TymII, Russia, 28-34.
9. Pokrovsky, D.S., K.I. Kuzevanov, & N.P. Sereda, 1983. An assessment of the potential underflooding of the territory of the city (the example of Tomsk). In "Geology and mineral resources of the West-Siberian plate and its folded margin", ZapsibNIGNI, Tyumen, Russia, 226-228.
10. Pokrovsky, D.S. & K.I. Kuzevanov, 1987. Hydrogeological conditions and underflooding processes in the territory of Tomsk. In "Underground waters of the south-eastern Siberia", SB Nauka, Novosibirsk, Russia, 146-153.
11. Pokrovsky, D.S., K.I. Kuzevanov, & N.P. Sereda, 1984. Basis for schematic filtrational sections by the subdivision of city territories according to the degree of potential underflooding. Proc. all-Union conference on the processes of underflooding of built up territories by subsoil waters, Novosibirsk, 121-123.
12. Pokrovsky D.S, Rogov G.M., Kusevanov K.I. The impakt urbanisation on the hydrologeological conditions of Tomsk, Russia/ Groundwater in the Urban Environment.-Rotterdam: Balkema, 1999. –P. 217-223.
13. Yang Y., Lerner D.N., Copperthwaite N. H., Barrett M.H. Assessing the impact of Nottingham on groundwater using GIS/ Groundwater in the Urban Environment.-Rotterdam: Balkema, 1999. –P. 281-287.

CHEMICAL FORMS OF HEAVY METALS IN COAL COMBUSTION WASTES OF ANGREN THERMAL POWER STATION (UZBEKISTAN)

Sh.Sh. Rakhmonkulova
Scientific advisor senior scientist N.E. Shukurov
Institute of Geology and Geophysics Academy of Science of Uzbekistan, Tashkent, Uzbekistan

Deposits of incineration ash are a serious problem as a source of inorganic pollution. Due to the high furnace temperatures and the high volatility of transition elements and heavy metals, incineration residues are potentially the most polluting by products of combustion. Indeed, pollutant elements such as As, Cd, Cu, Cr, Ni, Pb, and Zn have been described in fly ash. Release of such elements during storage will have a potentially negative impact on environmental quality, human health, and groundwater as well as on surface water resources [1-2]. The purpose of this research was to develop an optimized pretreatment procedure for heavy metals (Pb, Zn, Cu and As) content in fly ash from a coal combustion wastes of Angren Thermal Power Station. In addition, modified sequential extraction procedures were used to characterize the chemical composition of the fly ash samples. The sequential extraction resolved the fly ash elements into the following chemical forms (6 steps): water soluble, exchangeable, carbonate, oxide, organic, and silicate compounds. A HCl +HNO_3 (7,5+2,5 ml) mixed acid digestion solution with a low temperature evaporation procedure was selected as optimal for the fly ash digestion. The digested solution was analyzed by inductively coupled plasma mass spectrometry (ICP-MS), which effectively determined the concentrations of the toxic metal elements in coal combustion ash. The recovery of Cu and As under HCl +HNO_3 digestion and their sequential extraction procedures were higher than 50% also Pb and Zn were around 30-35%. The relative standard deviations for recoveries of the four elements were within 10%. Furthermore, the sequential extraction procedure's results provided information on the potential mobility of the studied elements. Most of the Zn, Cu were bound to water-soluble and also Zn carbonate material in the fly ash samples. Most of the Pb, Cu, and As were released to bound to organic matter and bound to silicates in the fly ash samples.

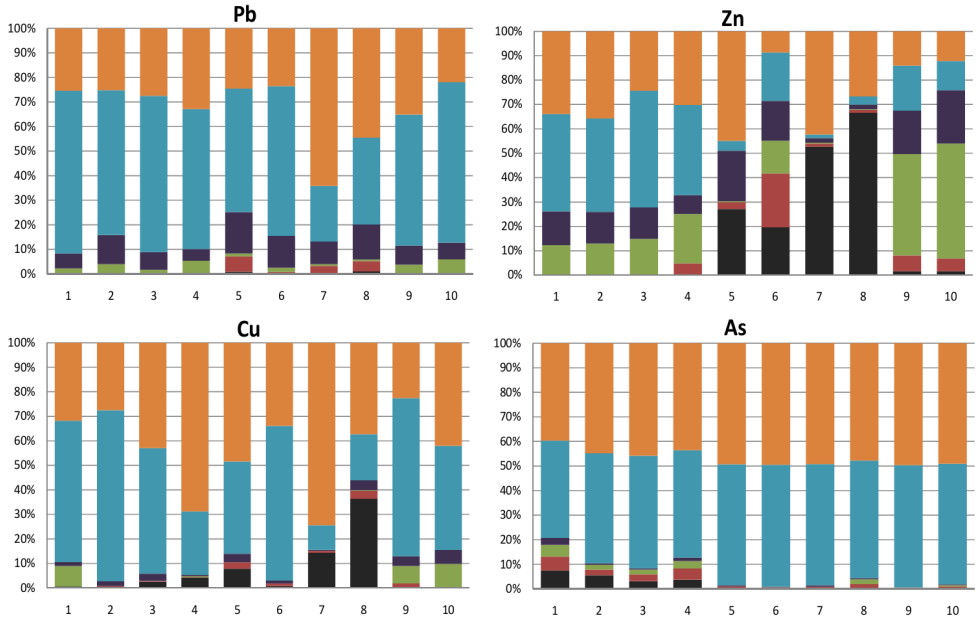


Fig. Distribution patterns of Pb, Zn, Cu, As in each step of the sequential extraction procedure [■-step 1, ■-step 2,■-step 3,■-step 4,■-step 5,■-step 6]

The metals in fly ash can be characterized into different fractions by the sequential extraction procedure. The operational species can help us to better understand the mobility and bioavailability of heavy metals in fly ash. The results of the sequential extraction procedure represent the different leaching conditions within a coal combustion wastes landfill over time. The soluble and exchangeable phases are leachable under neutral conditions; those bound to carbonates are leachable under acid conditions (pH 5); those bound to Fe-Mn oxides and organic matter are potentially leachableunder reducing conditions, while the silicates are difficult to leach under natural conditions [3]. However, from figures, Pb-75,8%, Zn-90%, Cu-75,6% and As-60% were dissolved after the five steps, respectively. Due to the existing microorganisms, the metals bound to organic matter might be decomposed and become a potential pollutant. This means that all these metals are mostly leachable in a natural environment. Since these four metals are all toxic, release of such elements during storage will have a potentially negative impact on environmental quality, human health, surface-water resources as well as ground water, so a pretreatment is needed before landfill and utilization.

References

1. Alba N., Gasso S., Lacorte T., Baldasano J. Caracterization of municipal solid waste incineration residue from facilities with different air pollution control systems // Journal Air Waste Management. Assoc. – 1997. – № 47. – p. 1170.
2. Brunori C., Balzamo S., Morabito R. Comparison between different leaching tests for the evaluation of metal release from fly ash // Journal Analytical Chemistry. – 2001. – Vol. 371. – p. 843.
3. Cheng-Yuan Chang, Hung-Lung etc. A Sequential Extraction Method Measures the Toxic Metal Content in Fly Ash from a Municipal Solid Waste Incinerator // Journal of the Chinese Chemical Society. – 2005. – Vol. 52. – pp. 921-926
4. European Coal Combustion Products Association (2005) Production and utilization of CCPs in 2005 in Europe (EU 15) [Электронный ресурс]. – Режим досутпа: http://www.ecoba.com, свободный. (дата обращения 10.01.2013).
5. Stegemann J.A., Schneider J. Lysimeter washing of MSW incinerator bottom ash // Journal Waste Management. Res. – 1995. – № 13. – p. 149
6. Tessier A., Campbell P., Bisson M. Sequential extraction procedure for the speciation of particulate trace metals // Analytical Chemistry. – 1979. – Vol. 51. – p. 844
7. Huang W.J., Chen W.C., Chou G.C., etc. Chemical speciation of Amphoteric ions on semi-dry scrubber residue and bag-house ash from MSWI // China Chemical Society. – 2004. – Vol. 51. – p. 233

STRESS-STRAIN ANALYSIS OF MULTILAYER POLYMER PIPES UNDER THERMAL EFFECTS

Y.A. Reutov

Scientific advisors associate professor A.V. Rudachenko, associate professor T.V. Korotchenko

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Nowadays, steel as a main material for pipes is being gradually replaced by different types of polymers. Growth of polymer pipes popularity is influenced by: high installation speed, absence of corrosion, high resistance to erosion, a fifty percent higher flow capacity over conventional pipes of the same dimension, design life of up to fifty years in buried applications, fast delivery, reusability, and finally light weight [2].

In order to improve strength properties, the majority of polymer pipes are multilayered. Multilayered pipes have two or three layers: bi-plastic (polyethylene pipe, reinforced by an outer fiberglass layer), three-layer pipe (plastic pipe, with an intermediate layer of synthetic reinforcement tape), metal-plastic pipe (plastic pipe, reinforced with steel wires), etc.

However, there are still some reasons why polymeric pipes are not widely applied. It is caused by impossibility of pipeline inspection with the help of the existing diagnostic tools and lack of the well-stated operability criteria of polymer pipes. The second problem can be solved through the application of stress-strain state analysis. Analytical method is a well-known method for the pipe stress-strain state analysis. However, it can be hardly implemented for multilayer pipe calculations. In this case, numerical methods are used, one of which is the Finite Element Method (FEM).

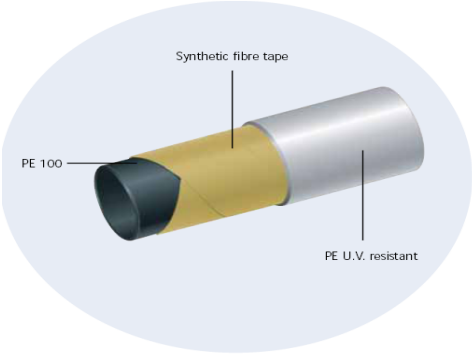


Fig. 1. Soluforce RTP composition

Three-layer pipe Soluforce [3] was chosen as a subject of the research. Soluforce RTP (reinforced thermoplastic pipe) is one of the most modern products. It has three layers. The innermost layer is composed of polyethylene (PE100), the middle layer is a polyamide, or aramid reinforcing tape, and finally the outer layer, polyethylene (PE100), which is resistant to ultraviolet radiation (Fig. 1). Characteristics of the pipe are shown in Table.

Table

Pipe name	Soluforce M480 HPG		
Inner diameter, mm	100		
Outer diameter, mm	128		
Layer	Inner	Middle	Outer
Layer thickness, mm	7	3.5	3.5
Layer material	PE 100	Aramid fiber	PE 100
Young's modulus, MPa	1300	10000	1300
Poisson ratio	0.43	0.3	0.43
Density, kg/m^3	954	1440	954
Thermal conductivity coefficient, W/(m·K)	0.38	0.04	0.38
Specific thermal capacity, J/(kg·K)	1900	1420	1900
Linear expansion coefficient, K^{-1}	$1.3\cdot10^{-4}$	$-4\cdot10^{-6}$	$1.3\cdot10^{-4}$

The pipe model was considered to experience the following loads: internal pressure 6.5 MPa (maximum for the pipe concerned) and temperature gradient caused by 0 °C at outer surface and 60 °C at inner surface (maximum for the pipe concerned).

Determination of the stress-strain state parameters with allowance for thermal effect is based on the fact that temperature gradient causes not only thermal stress, but also changes deformation-strength properties of materials, which is rather crucial during loading. The model of pipe was built and calculated in ANSYS – the most popular software in finite element analysis that could simulate static, dynamic and heat transfer problems [1].

As a result, steady state temperature distribution in pipe wall was obtained (Fig. 2).

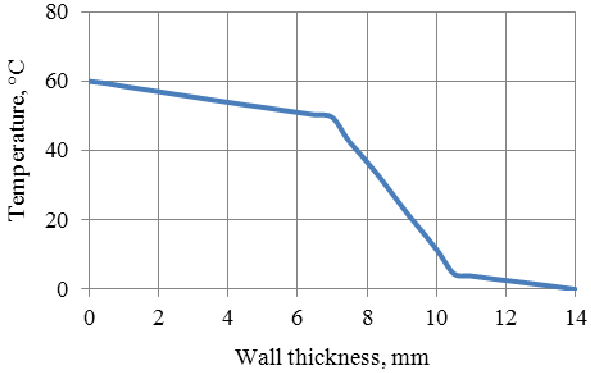


Fig. 2. Steady state temperature distribution in pipe wall

Fig. 3, 4 depict equivalent stress distribution and displacement distribution in the pipe wall under load without temperature gradient (curve 1); under load, with temperature gradient (curve 2); only with temperature gradient (curve 3).

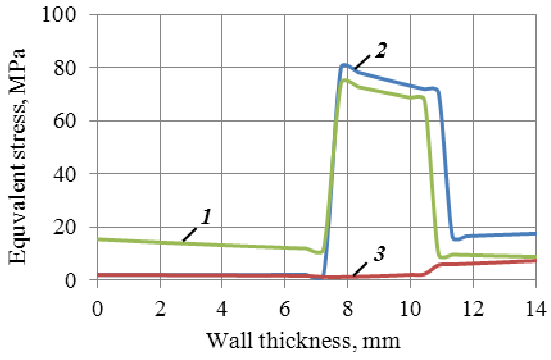


Fig. 3. Equivalent stress distribution in the pipe wall under load, without temperature gradient (curve 1); under load, with temperature gradient (curve 2); only with temperature gradient (curve 3)

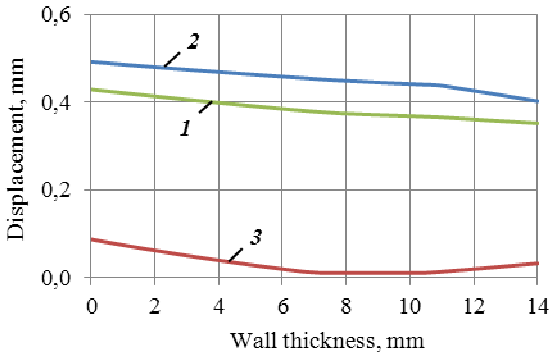


Fig. 4. Displacement distribution in the pipe wall under load, without temperature gradient (curve 1); under load, with temperature gradient (curve 2); only with temperature gradient (curve 3)

It is obvious that middle reinforcing layer is characterized by the maximum equivalent stress in the three-layer pipe Soluforce. However, the temperature being 60 °C, the inner polyethylene layer significantly softens and does not experience stress (curve 2). Consequently, middle and outer layers experience stress jump in comparison with the case when there is no temperature gradient (curve 1). In addition, stress distribution caused only by temperature gradient is also shown (curve 3).

When temperature gradient is applied, displacements in the pipe wall are 10 – 15 % greater than the displacements in simple loaded state. In a case of temperature load, displacements are inconsiderable.

Distribution of the equivalent stress and displacements do not exceed maximum allowed values. Thus, it can be stated that the application of reinforcement layers in the pipe construction can significantly increase the operating pressure of the pipeline network.

References

1. ANSYS. URL: www.ansys.com
2. Willoughby D.A., Woodson R.D., Sutherland R. Plastic Piping: Handbook – McGraw Hill Professional, 2002. – 750 p.
3. Pipelife Nederland B.V. – Soluforce® RTP. URL: www.soluforce.net

ASSESSMENT OF MOSS PEAT CAPACITY FEATURES IN REFERENCE TO COMMERCIAL OIL AND GAS CONDENSATE

D.S. Rozhkova, I.A. Hadkevich, O.L. Blokhina
Scientific advisors associate professor N.V. Chuhareva, associate professor T.V. Korotchenko
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

At present, the regions of the Russian Federation characterized by significant peat deposits face the problem of deposit development or water flooding. Primarily, this is due to the fact that peat autogenous ignition has become more frequent.

Complex processing of peat is successfully conducted in many countries. It is a well-known fact that different techniques of peat deposit development, as well as manufacture of products especially valuable to the national economy were intensively implemented in our country too. Therefore, the Russian Federation has gained a considerable experience of working with such unique natural raw materials, which will be definitely considered in a new Complex Program of Rational Environmental Management.

Development of peat-based sorbents for the removal of oil and petroleum products could become one of the aspects of the above mentioned Program. Therefore, the studies aimed at studying peat sorbent properties within different deposits are of great importance.

Purpose: to study peat capacity features.

Object of research: the moss fuscum peat from “Temnoye” deposit. Research object features are given in Table 1.

Table 1

Research Object Features

Deposit	Type, peat type	Rate of peat decay, %	Code	Technical analysis, %			Elemental content, per % del		
				Analitic humidity	Ash-content per dry fuel	Volatile content per dry fuel	C	H	O+N+S
Temnoye	highbog, fuscum	20	933-2	7,90	2,10	76,00	49,19	5,10	45,71

Experiment: peat was dried up to air-dry condition, crushed and divided into fractions, then humidity and ash-content were measured using method [1]. The data of fractions are given in Table 2.

Table 2

Dependence of humidity and ash-content of moss fuscum peat on its fractional composition.

Moss Peat Fraction (№)	Fraction, mm	Analytic Mumidity, %	Ash-Content per Dry-Fuel, %
1	0,25…0,5	7,4	5,0
2	0,5…1	8,0	4,5
3	1…2	8,5	4,6
4	2…3	9,2	4,6
5	3…4	11,4	5,0

The samples were subsequently studied to determine their oil capacity. Commercial oil and stable gas condensate were used as a sorbate. Sorbtive features are shown in Table 3.

Table 3

Features of hydrocarbon

Code of hydrocarbons	Deposit	Some parameters of hydrocarbon quality GOST 51858-2002					
		Density at 20 ^{0}C, kg/m^3	Mass content, %	Mass content of chloride salts, mg/dm^3	Mass content of sulfur, %	Fractional output (%) at 200 ^{0}C	Saturated vapor pressure, kPa
1	Vankorskoye (Krasnoyarsk region)	880,0	0,03	12,0	0,15	14,0	28,5
2	Myldzhinskoe gas-condensate (Tomsk region)	700,0	0,03	0,79	0,01	93,0	59,0

Peat Oil Capacity Determination:

1. Hydrocarbon mass was measured by grating trap (1), which had been previously weighed (m1) by the 2nd class scales accuracy. 200 ml of oil or stable gas condensate was poured into a glass bowl. Grating trap was put into sorbate for 10 minutes. The bowl with the grating trap was covered with watch glass. Then the grating trap was taken out of the bowl and put into the glass, with hydrocarbon flowing for 10 minutes. The glass was covered too. After 10 minutes, the mass of grating trap with hydrocarbon (m2) was weighed. The difference in masses (between m1 and m2) is the mass of hydrocarbon in grating trap.

$$m_3 = m_2 - m_1, g, \quad (1)$$

m_1 –grating trap mass, g;
m_2 – mass of grating trap with hydrocarbon, g;
m_3 – mass of hydrocarbon in grating trap, g.
In the course of the experiment, ambient temperature was within +18 ^{0}C.

2. Peat oil capacity was determined by the following technique. A thin layer of 3 g-peat sample (one fraction) was put into the grating trap. Then the grating trap was put into hydrocarbon and the experiment was conducted according to the above-mentioned technology. The hydrocarbon mass absorbed by peat in the grating trap was found as follows (2):

$$N_e = \frac{m_5 - m_4 - m_3}{m_т}, 1\,g\ of\ hydrocarbon\ /\ 1\,g\ of\ peat \quad (2)$$

N_e – oil capacity, 1 g of hydrocarbon/1 g of peat;
m_5 – mass of grating trap, peat and kept hydrocarbon, g;
m_4 – mass of grating trap and peat, g;
$m_т$ – mass of peat sample, g.
3. The obtained oil capacity N_e was calculated per dry peat using the following formula (3):

$$m_{тс} = \frac{m_т(100 - W_i^a)}{100}, g \quad (3)$$

$m_{тс}$ – mass of absolute dry peat, g;
W^a_i – analytic humidity of i peat sample, %.

$$N_{ec} = \frac{m_т}{m_{тс}}, 1\,g\ of\ hydrocarbon / 1\,g\ of\ peat \quad (4)$$

N_{ec} – oil capacity per dry peat, 1 g of hydrocarbon/1 g of peat.

The experiments were carried out until the reproducibility was achieved: P=0,95, n=5, the range of oil capacity results was taken within the interval ±2,5%.

The obtained results are presented in Table 4.

Table 4

Influence of moss fuscum peat fractional composition on its oil capacity

Type of peat	Fraction	Code of hydrocarbons	
		1	2
		N_e(N_{ec}), 1 g of hydrocarbon/1 f of peat	
Moss	1	1,98 (2,15) 2,08 (2,26) 2,59 (2,82) 2,19 (2,42) 1,25 (1,40)	1,87 (2,02)
	2		1,78 (1,93)
	3		1,71 (1,86)
	4		1,46 (1,61)
	5		1,13 (1,27)

The obtained results have revealed that fractions 3 and 4 are characterized by the highest oil capacity in the commercial oil, while fraction size increase leads to oil capacity decrease in stable gas condensate (Fig.).

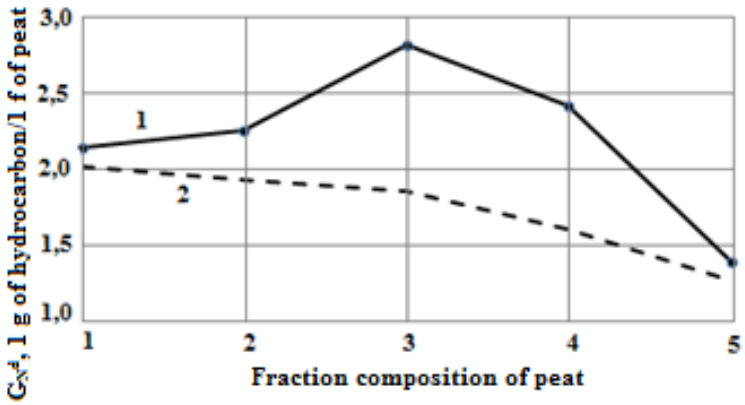


Fig. Influence of moss fuscum peat fraction composition on its oil capacity:
1 –commercial oil of Vankorskoe deposit ρ =880 kg/m^3;
2- stable gas condensate of Myldyzhanskoe deposit, ρ =700 kg/m^3

Thus, it can be concluded that in accordance with [2], the increase of hydrocarbon density of a small size fraction, can prevent hydrocarbon molecules from penetrating into the particle as a small size fraction has a very compact structure.

It should be noted, that oil capacity is influenced not only by fraction size, but also by the porous structure, the surface structure and, probably, the group composition of peat.

Conclusions:

1. Moss fuscum peat fractions having the sizes 1 to 2 mm and 2 to 3 mm sorb the commercial oil (ρ=880 kg/m^3) better.
2. The increase of peat fraction size leads to the decrease of oil capacity in stable gas condensate.
3. To increase oil capacity of peat, it should be dried to change its hydropath.

References

1. Lishtvan I.I., Korol N.T. Basic properties of peat and methods of their determination. Minsk: Science and technology, 1975. 320 p.
2. Lych A. M. Peat hydrophilicity. – Minsk: Science and technology, 1991. – 256 p.
3. Gamayunov N. I., Gamayunov S. N. Sorbtion in hydrophilic materials. – Tver: TSTU, 1997. – 160 p.
4. Larionov N. S., Bogolitsyn K. G., Bogdanov M. V. and others. Features of sorbtion properties of moss peat to d- and p-metals // Chemistry of plant raw materials. – 2008. – № 4. – pp. 147–152.

GEFÄHRLICHE SPIELZEUGE

K.A. Samarova
Wissenschaftliche Betreuerinnen Dozentin O.W. Rotarj, Oberlehrerin S.V. Schestakova
Tomsker Polytechnische Universität, Russland, Tomsk

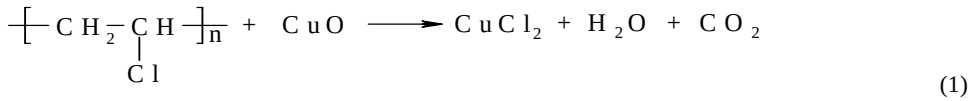
Vor jedem Fest beeilen wir uns in die Geschäfte, um unsere Kinder mit Geschenken zu erfreuen. In der festlichen Hast vergessen wir oft, und viele Leute wissen einfach nicht, dass es auf russischem Markt nicht nur Form- und Farbevielfältigkeit von Kinderspielzeuge gibt, sondern auch Spielzeuge, die schädlich für Kindergesundheit sein können. In diesem Artikel geht es um diese "Überraschungsspielzeuge".

Woraus bestehen die Spielzeuge, die wir kaufen?

Wenn man die Spielzeuge kauft, die die Markierungen CE haben, weiß man manchmal nicht, was diese Chiffren bedeuten, aber beim großen Wunsch kann man das erkennen. Schreibt man diese Information öffentlich, bedeutet es, dass diese Stoffe geprüft und erlaubt sind. Den Inhalt der Lebensmittel geben heute alle europäische und fast alle inländischen Hersteller an. Es gibt aber nie die ähnlichen Etikette bei Plastspielzeugen: „Grundlage – Polyvinylchlorid, nähendes Reagens – Schwefel, Weichmacher – Phthalat, Antioxygen – Phenol usw.“ Und dennoch bestehen die Materialien, aus denen die Gummi- und Plastspielzeuge erzeugt werden, nämlich aus diesen Zutaten. Diese Stoffe, wie zum Beispiel Polyvinylchlorid sind aber nicht so unschädlich.

In Labor prüften wir das Vorhandensein der chemischen Verbindungen in den Spielzeugen, mit denen die Kinder spielen.

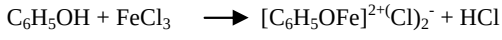
Zuerst waren alle Spielzeuge auf das Vorhandensein des Chlors geprüft. Das Vorhandensein des Chlors kann mit Hilfe der Reaktion von Flammefärbung nachweisen (1), die russischer Chemiker F.F. Bejlschtejn angeboten hat.



(1)

Aus zehn Spielzeugen haben wir Chlor in fünf gefunden. Chlorgehalt in Spielzeugen bedeutet auch, dass diese Spielzeuge leicht brennbar sind. Bei ihrer Verbrennung entsteht spezifischer Phenolsgeruch mit der Bildung des Rußes.

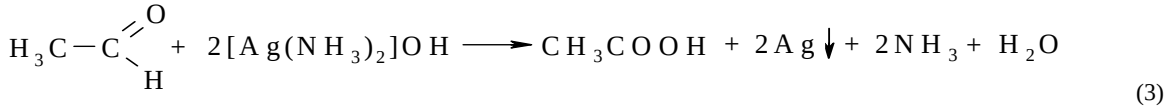
Dann haben wir den Aufzug bekommen und die Reaktion des Phenols mit Eisenchlorid durchgeführt. Diese Reaktion führt man zur Bildung der komplexen Verbindung mit intensiver violetter Farbe – Phenol (2). Diese Verbindung haben wir nur in einem Spielzeug gefunden.



(2)

Phenol verwendet man für Herstellung der Phenolfurfurolharze, der synthetischen Fasern, der Farbstoffe, der Medikamenten. Phenol hat den spezifischen Geruch, ist giftig und feuergefährdet. Die Arbeit mit Phenol fordert besondere Vorsichtsmaßnahmen. Phenolstaub und Phenollösung reizen die Schleimhäute der Augen, der Atmungswege, die Haut. Beim Kontakt mit Haut ruft Phenol starke Brandwunden hervor.

Weiter haben wir eine qualitative Reaktion auf den Formaldehyd ist die ammoniakalische Lösung des Silberoxides durchgeführt (3). Bei Vorhandensein des Formaldehyds in der Lösung fällt das Silber beim Erwärmen (die Reaktion «des silbernen Spiegels») aus. Formaldehyd ist farbloses Gas mit scharfem Geruch. Sein Siedepunkt ist 21ºC. Formaldehyd ist im Wasser gut auflösbar. Der Formaldehyd ist giftig!



(3)

So haben wir den Formaldehyd in zwei Objekten gefunden.

Die russische Organisation „Grinpis“ ist sehr beunruhigt, dass es heute so viel chinesische Spielzeuge aus Polyvinylchlorid im Verkauf gibt. Die Experten von „Grinpis“ haben die Stichprobe der Spielzeuge durchgeführt. Diese Forschungen zeigen, die Spielzeuge fällen schädliche Stoffe in den Mengen, die die vorgesehenen zulässigen Konzentrationen mehrmals übersteigen.

Die chinesischen Kinderspielzeuge sind oft bunt und schön, glänzen in allen Farben des Regenbogens, ihre Farbstoffe bestehen aber oft aus gefährlichen Stoffen, wie zum Beispiel Kadmium, der giftig ist. Es sind die Fälle der tödlichen Vergiftung durch Kadmium und seiner Verbindungen bekannt.

Wie können wir unsere Kinder von der Spielzeuggefahr schützen? Das Rezept ist einfach: das Spielzeug soll nicht riechen. Wenn der Geruch besonders scharf oder unangenehm ist, bedeutet das, dass die Technologie der

Polyrisation schlecht war und die Zusatzstoffe in Spielzeugen zweifelhafte Qualität haben. Die Experten raten die guten Spielzeuge aus Zelluloid zu kaufen. Zelluloid ist unschädlich für Gesundheit

Literatur

1. Die Rolle der Kohle in einer nachhaltigen Energiepolitik [Электронный ресурс]. — Режим доступа: URL: ftp://ftp.zew.de/pub/zew-docs/div/hearing_kohle.pdf (дата обращения: 14.01.12).
2. Kohle – ein begehrter Rohstoff [Электронный ресурс]. — Режим доступа: URL: http://www.businessdeutschland.de/branchenbuch/branchen/kohle.html (дата обращения: 14.01.12).
3. Serie "Kohle weltweit", Teil 5 Kohle in Russland [Электронный ресурс]. — Режим доступа: URL: http://www.ipp.mpg.de/ippcms/ep/ausgaben/ep200204/0402_kohle_russland.html (дата обращения: 14.01.12).

MINERALOGICAL FEATURES OF MAIN ORE-FORMING MINERALS OF COPPER-MOLYBDENUM ORES, SARICHEKU DEPOSIT

S.S. Sayitov
Scientific advisor associate professor A.I. Usmanov
National University of Uzbekistan named after Mirzo Ulugbek, Tashkent, Uzbekistan

Among the strategic mineral resources of Uzbekistan copper is one of the leading elements and it forms a wide spectrum of deposits various ore-formations and geologic-genetic types. Ore formations of copper are known in a wide range of age from Silurian to Neogene. According to I.M. Golovanov (1978) majority of copper deposits and ore manifestations (68%) are situated in the Kurama Mountain where large deposits related to copper-molybdenum-porphyritic types.

Saricheku deposit is situated on Saukbulak ore-field in the north slope of the Kurama mountain region. In the geological structure of deposit lower Paleozoic slate, Pre-Givetian alaskite, andesite-porphyrite (D_1^1), rhyolite (D_1^2), andesite-dacitic porphyrite (D_1^3), carbonate rocks (D_{2-3}), Almalyk type of syenite-diorite (C_{1-2}), granodiorite-porphyry ($C_3 - P_1$) and younger dike formations were divided by Tulegenov T.D., Korolyov A.V., Golovanov I.M. [2, 5].

The deposit is located at the tectonic wedge between Miskan and Sargalam fractures where influencing zone of deep volcano-tectonic structure - Almalyk fracture and confined at the East flank of sloping brachyanticlinal fold compounded by rhyolites and a stock of granodiorite-porphyries breaking through them. Such structural position of the deposit has caused concentration of copper-molybdenum mineralization [1, 5].

Copper mineralization mainly located in rhyolite and granodiorite-porphyry. All rocks comprising ore bodies have undergone metasomatic alteration: beresitized, propylitized, quartz-sericitized and quartz-potash feldspared. By morphological and texture-structural features copper-molybdenum ores are divided to impregnated, veinlet-impregnated, and rarely veined, nest types.

Ores have sheet-like shape with falling toward the north-east and have not constant thickness which in the central part of the deposit makes 180m., at the Sargalam area 105m. and even with overclamping it makes 25m.

At the territory of Saricheku deposit on the basis of the studied mineral associations are divided the following types of ores: 1. Ilmenite-rutile-magnetite-hematite; 2. Molybdenite; 3. Pyrite-chalcopyritic; 4. Polysulphidic. [1]

Among them industrial types are only molybdenum and pyrite-chalcopyritic ores. Primary sulfide ores contain copper and molybdenum, with 0.7-0.8% and 0.008% respectively. Gold practically does not occur. Having a significant increase in the quantity of molybdenum and a bit decrease in the amount of gold in comparison with other copper-porphyry deposits of Almalyk (Mo, Au - 0.003%, Cu - 0.48% at the Dalnee deposit, Mo - 0.005%, Au - to1.5-2%, Cu-0.58% at the Kalmakyr deposit). [3, 4]

Pyrite – the most widespread ore mineral in the deposit and formed with pyritic and pyrite-chalcopyritic ore types mainly. During researches conducted under an ore microscope (Polam-P312) the size of pyrite crystals measured, from 0.02 to 10mm. Shape of the mineral is cubic and metacrystals are often broken by cracks and cut by microveinlets of later minerals. In most cases cracks of pyrite mineral filled with chalcopyrite (Figure 1). Moreover, pyrite contains epigenetic and syngenetic macro and microinclusions of quartz, epidote, chlorite, sericite, chalcopyrite, bornite, pyrrhotite, galena and hematite.

Especially, it is necessary to emphasize on presence of ilmenite which forms subgraphic structures of disintegration of solid solution with pyrite. Behaviour of pyrite in various productive associations: in quartz-molybdenum association it occurs seldom, settles after molybdenum and quartz; in quartz-pyrite and quartz-pyrite-chalcopyrite settles one of the firsts, in the polysulphidic ores occurs seldom.

A.Kh.Turesebekov (2012) indentified by using JEOL microprobe that in composition of pyrite a significant amount of Cu, Ni, Co, Ti, Te and other rare elements' impurities which included into crystal structure of pyrite. Considerable spectrum of Cu, Ni, Co, Zn, Au, Ag, Te, Re, Se, Sb, As, Sn elements' impurities are contained by various paragenetic associations of pyrite (Table).

High quantity of some elements in composition of pyrite can be revealed with being microinclusion of chalcopyrite (Figure 2), native and occult gold and ultrafine dispersed of some minerals which synchronous with pyrite during formation process. In pyrite occurred emulsion structures of disintegration of solid solutions: pyrite-chalcopyrite, pyrite-pyrrhotite, pyrite-sphalerite and pyrite-bornite which are representative for copper-molybdenum ore formations.

Chalcopyrite is the main industrial mineral at the deposit. It is concentrated predominantly in rhyolite and granodiorite-porphyry in impregnated, veinlet and nest species and occurs in all veinlet-veined mineral associations.

Besides, chalcopyrite participates like emulsionic disintegration of solid solutions in pyrite and sphalerite (Figure 2, 3). Correspondingly to the law crystallization of minerals, emulsionic disintegration of chalcopyrite formed with increasing of temperature while crystallization of the minerals.

Chalcopyrite intimately associates with metasomatic minerals, biotite, quartz, orthoclase especially with chlorite. In quartz-molybdenum association chalcopyrite is rare mineral.

From all veinlet-veined mineral associations only quartz-pyrite-chalcopyritic association is industrial concentrator of chalcopyrite. Except pyrite chalcopyrite associated with molybdenite, sphalerite and galena.

Microimpurities of Co, Ni, Ag, Te, Au, Zn, Se elements which occur like their own minerals (native gold, selenium and tellurium minerals) or invisible fine-grained particles form in chalcopyrite were identified by using microprobe analysis (Table). [4]

Table

Chemical composition of pyrite, chalcopyrite and molybdenite of Saricheku deposit (A.Kh.Turesebekov, 2012)

№	Mineral	Fe	Cu	S	Ni	Zn	Se	Ag	Te	Co	Sb	As	Mo	Re	Au
1.	Pyrite	45.0	2.0	52.3	0.03	0.30	-	0.1	0.20	0.3	-	-	-	-	-
2.	Pyrite	44.3	0.4	52.8	-	-	-	-	0.04	0.02	-	-	-	2.2	-
3.	Pyrite	45.5	0.1	53.0	0.1	0.40	0.02	-	0.10	0.2	-	-	-	-	0.21
4.	Pyrite	42.8	0.08	56.4	0.09	-	-	-	0.10	0.49	0.05	-	-	-	-
5.	Chalcopyrite	30.1	33.4	35.2	0.10	0.04	0.20	0.10	0.02	-	-	-	-	-	0.10
6.	Chalcopyrite	31.5	32.5	34.8	-	0.30	-	0.10	0.2	-	-	-	-	-	0.4
7.	Chalcopyrite	30.1	34.2	34.7	0.02	0.20	-		0.38	-	-	-	-	-	0.25
8.	Chalcopyrite	31.6	34.0	35.0	-	0.2	0.1	-	0.02	0.02	-	-	-	-	-
9.	Molybdenite	0.2	-	37.0	-	-	0.2	-	0.2	-	-	-	62.1	0.15	-
10.	Molybdenite	0.2	-	39.6	-	-	0.2		0.05	-	-	-	60.0	-	-

Molybdenite is one of the main industrial minerals except pyrite, chalcosine and bornite. It occurs in impregnations species in quartz, pyrite and it can be met often that micro-, macroveinlet of molybdenite and gauges of molybdenite's hydrogel which were formed along cracks in ore-bearing rocks.

Form of molybdenite minerals is tabular, slender-prismatic and it has typical layered structure. Along layers of molybdenite mineral chalcopyrite formed (Figure 4). In quartz-molybdenite veinlets molybdenite occurs in vein selvages and midland of veins in flake, macro- and microinclusion species. In quartz-pyrite-chalcopyrite association molybdenite in separate flake species and occurs in pyrite and chalcopyrite.

According to microprobe analysis' data molybdenite contain Re, Se, Te, Pb (Table).

Chalcosine occurs in oxidized and secondary sulfide enrichment areas. Often chalcopyrite's relics are met in chalcosine minerals. It means chalcosine has formed by chachopyrite.

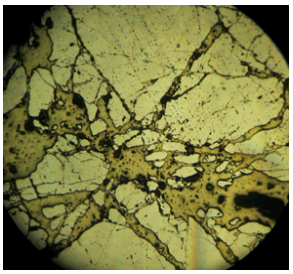


Fig. 1. Chalcopyrite veinlets along cracks of pyrite

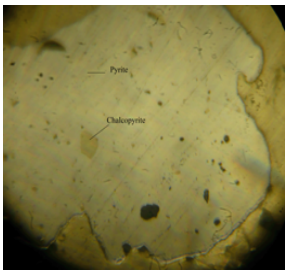


Fig. 2. Microinclusion of chalcopyrite in pyrite

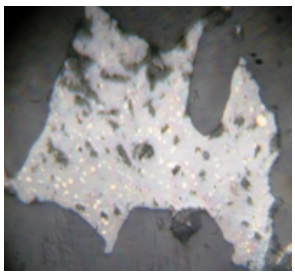


Fig. 3. Emulsionic disintegration of chalcopyrite in sphalerite

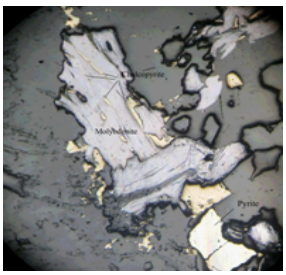


Fig. 4. Chalcopyrite veinlets along layers of molybdenite

Overall, pyrite, chalcopyrite, molybdenite, bornite are considered main ore-forming minerals in the primary ores of the deposit. In addition, the quantity of chalcosine reaches to 4-5% in secondary sulfide enrichment area. Mineralogical features of main ore-forming minerals show that the deposit related to copper-molybdenum ore-formation and at the deposit mineral crystallization formed the following order: molybdenite → pyrite → sphalerite → chalcopyrite → galena → grey ore. But, there are some exception depend on increasing temperature while crystallization of minerals. In that case, in the higher-temperature minerals have formed emulsionic disintegration of lower-temperature minerals.

References

1. Badalov S.T., Turesebekov A.Kh., Geological and mineralogical-geochemical laws of important rare elements' distribution in the Saricheku and Dalnee deposits, report, Tashkent, Uzbekistan. – 1982. – pp. 62-73.
2. Golovanov I.M. Copper ore formations of the Western Tien-Shan range, Tashkent, Uzbekistan. – 1978. – pp. 18-24, 66-69.
3. Shayakubov T.Sh., Golovanov I.M., Rakhubenkov A.T. Dalnee copper-porphyry deposit, Moscow, Russia. –1983. – pp. 61-71.
4. Turesebekov A.Kh., Kustarnikova A.A., Usmanov A.I.,Smirnova S.K, Babadjanov A.A, Musayev A.M., Metallogeny of gold and copper, monography, Tashkent, Uzbekistan. – 2012. – p. 101-120
5. Korolyov A.V., Tulegenov T.D. Influence of igneous rocks' porosity and jointing to copper ore formation, report, Tashkent, Uzbekistan. – 1960. – p. 9-14.

NATURFREUNDLICHE KUNSTSOFFE AUS MISCHSÄUREN

I.V. Sidelnikova
Wissenschaftliche Betreuerinnen Dozentin O.W. Bondaletowa, Oberlehrerin S.V. Schestakova
Tomsker Polytechnische Universität, Russland, Tomsk

Das globale Problem unserer Zeit ist ökologisches Problem. Es scheint, dass die Umweltverschmutzung das unlösbare Problem ist. Der Müll, giftige Gase, die Entwaldung, die Erwärmung des Klimas – alles ist schädlich für unseren Planeten. Um das alles zu vermeiden, muss man umweltfreundliche Produkte benutzen. Aber wie kann man es machen, wenn die Menschheit so an alltägliche Bequemlichkeiten gewöhnt hat. Alles, was uns im Alltag umgibt ist Chemie: Möbel, Kleidung, Spülmittel und sogar alltägliche Lebensmittelprodukte, die in verschiedenen Plastik gepackt sind. Die meisten Kunststoffe schaden der Umwelt. Das Problem besteht in so genannten «Wegwerfartikeln». Alles kommt später in den Müll und in die Mülldeponien. Und Zerlegung von Kunststoffen braucht zum Beispiel mehr als 100 Jahre. Deshalb ist es heute brennendaktuell solche Rohstoffe zu verwenden, deren Produkte zerlegbar sind oder für Recycling passen.

Wissenschaftler sagen heute, der einzige Weg, um das Problem der Polymerabfälle zu lösen, ist solche Polymere zu erschaffen, die in unschädliche Komponenten zersetzen. Der aktivste Bereich für heute ist die Herstellung von Polymeren auf der Basis von Hydroxycarbonsäuren.

Die bei der Polymerisation von Milchsäure bekommenen Kunststoffe und ihre weitere Verwendung sind umweltfreundlicher, als Kunststoffe, die auf Grund von Polyethylen oder Polypropylen bekommen sind.

In Russland schenkt man wenig Aufmerksamkeit der Produktion von Milchsäure und es gibt nur ein Betrieb für Synthese von Milchsäure. Die Hauptherstellung von Milchsäure befindet sich in den USA.

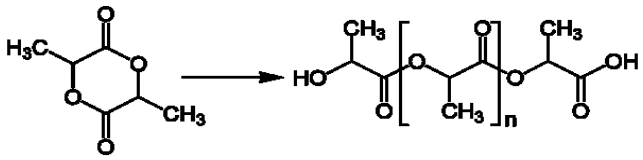
Milchsäure CH3CH(OH)COOH ist eine Hydroxycarbonsäure, die sowohl eine Carboxygruppe als auch eine Hydroxygruppe besitzt. Die Milchsäure wird durch Milchsäuregärung von Glukose bekommen (fermentativer Vorgang):

C6H12O6=2CH3CH(OH)COOH

Die Herstellung von Milchsäure kann sowohl biotechnologisch über eine Fermentation von Kohlenhydraten (Zucker, Stärke) als auch synthetisch auf der Basis petrochemischer Rohstoffe erfolgen. Etwa 70 bis 90 % der Weltproduktion an Milchsäure wird derzeit fermentativ hergestellt, wobei beide reinen optischen Antipoden (D-Milchsäure und L-Milchsäure) kommerziell durch Fermentationsverfahren mit Milchsäurebakterien in signifikanten Mengen produziert werden.

Weltweit werden etwa 250.000 Tonnen Milchsäure jährlich produziert, die vor allem in der Lebensmittelindustrie sowie zur Herstellung von Polylactiden (PLA) genutzt werden.

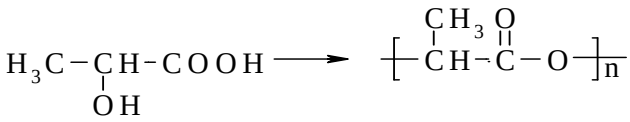
Polylactide stellt man her vor allem durch die ionische Polymerisation von Lactid, einem ringförmigen Zusammenschluss von zwei Milchsäuremolekülen. Bei Temperaturen zwischen 140 und 180 °C sowie der Einwirkung katalytischer Zinnverbindungen (z. B. Zinnoxid) findet eine Ringöffnungspolymerisation statt. So werden Kunststoffe mit einer hohen Molekülmasse und Festigkeit erzeugt (1).



(1)

Lactid stellt man durch Vergärung von Melasse oder durch Fermentation von Glukose mit Hilfe verschiedener Bakterien her.

Darüber können hochmolekulare und reine Polylactide mit Hilfe der Polykondensation direkt aus Milchsäure erzeugt werden (2). In der industriellen Produktion ist die Entsorgung des Lösungsmittels problematisch.



(2)

PLA weist aufgrund der Molekülstruktur eine biologische Abbaubarkeit auf. Die Abbaubarkeit ist stark von chemischen Zusammensetzungen und dem Einsatz eventueller Copolymere abhängig. Unter industriellen Kompostbedingungen vollzieht sich der Abbau innerhalb weniger Monate. In der Natur wird sich PLA in den meisten Fällen nicht zersetzen.

Nach dem Erhalten des Polymers, wird es in plastische Masse eingeführt. Dabei wird ein Produkt hergestellt, dessen Anwendung umweltfreundlich und gefahrlos ist. Die Materialien auf Basis von Polymilchsäure haben wesentlich kürzere Gebrauchsdauer, etwa 2-3 Jahre. Später verlieren sie seine Eigenschaften und zerfallen, das ist sehr gut bei der Verwendung von wegwerfbaren Tüten und Paketen.

Das ökologische Problem ist nicht unlösbar. Zum Beispiel die Firma Fujitsu produziert die Computermäuse, in denen alle Kunststoffe völlig durch biologisch zerlegbare Materialien ersetzt werden. Dank diesen Materialien ist die Maus für das Recycling geeignet. Dann wird von dieser Firma erste Tastatur aus erneuerten Stoffen angeboten. Die Verwendung dieser Stoffe versorgt Einsparung der Kunststoffe.

Doch nicht alle Betriebe stellen Produkte her, die für Mensch und Natur freundlich sind. Zurzeit sind wirtschaftliche Vorteile an erste Stelle und nicht die Probleme der Ökologie. Um biozerlegte Polymere zu bekommen, muss man den Ausrüstung erneuern oder ersetzen, neue Technologien erlernen und einführen. All das ist kostenintensiv für Unternehmen. Deshalb ist es heute in Russland vorteilhaft, die Kunststoffe aus Polyethylen und Polypropylen aufgrund von Erdöl herzustellen.

Es steht zu hoffen, dass der Übergang zu biologisch zerlegbaren Polymeren nicht mehr als 10 Jahre beträgt.

Literatur

1. Milchsäure [Электронный ресурс]. — Режим доступа: URL: http://www.omikron-online.de/naturhaus/angebote/info/milch.htm (дата обращения: 14.01.12).
2. Die Kunststoffe im Überblick [Электронный ресурс]. — Режим доступа: URL: http://www.biowerkstoffe.info/biokunststoffe/werkstoffe/ (дата обращения: 15.01.12).
3. Herstellung von Polymilchsäure [Электронный ресурс]. — Режим доступа: URL http://www.wer-weiss-was.de/theme51/article3715508.html (дата обращения: 14.01.12).
4. Herstellung von Kunststoffen: Polymerisation [Электронный ресурс]. — Режим доступа: URL: http://www.chemie.fu-berlin.de/chemistry/kunststoffe/pmerisat.htm (дата обращения: 14.01.12).

ENERGY EFFICIENCY AS A FACTOR OF RUSSIA'S ECONOMIC DEVELOPMENT

S.N. Shadskiy, M.L. Kim

Scientific advisors professor I.V. Sharf, senior teacher I.V. Shendorova

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

At present, low efficiency of energy resources consumption is a key problem for Russian economy development. So, the task of rational and effective natural resource usage at consumed energy volume rising and natural resources depletion, is considered to be the basic one for Russia. In general, the structure of energy resources consumption will remain till the year 2020 (Fig. 1). The rising awaits in Asia – Pacific region (7%) and South America (3%).

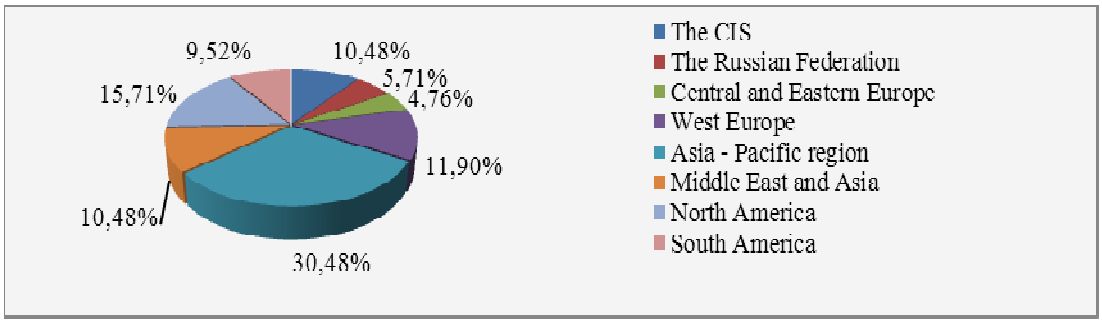


Fig. 1. Structure of energy resources consumption for the year 2020

At the same time, Russian economy has a great potential for energy saving as well as the developing of renewable power systems. According to different calculations, the energy output ration can be reduced for the year 2030 at 45% from the whole number of total crude energy consumption (Fig. 2), or not less than 360 million tons in volume term. This amount is compared with the annual energy consumption of France, Ukraine and makes up 2% from the world amount.

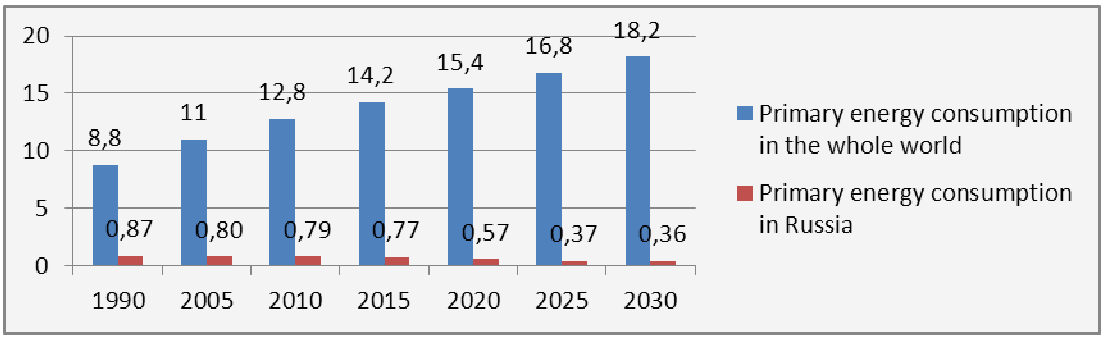


Fig. 2. World Crude Energy Consumption 1990-2030

Nowadays, to the prior methods of Russian economy development we can refer not only the infrastructure modernization and metering device usage, but the development and implementation of innovative energy effective technologies.

At present, Russian economy is the most energy-intensive in the world. If in some developing and developed countries the energy consumption is within 200-400 kg in fuel equivalent to 1000 dollars of gross domestic product, so Russia annually consumes more than 780 kg in fuel equivalent to 1000 dollars of gross domestic product. As an example, it can be said that in the countries of European Union, USA and Japan the energy consumption index is three times lower; in Canada, China and in the rest of the world, it is two times lower in comparison with Russian (Fig. 3).

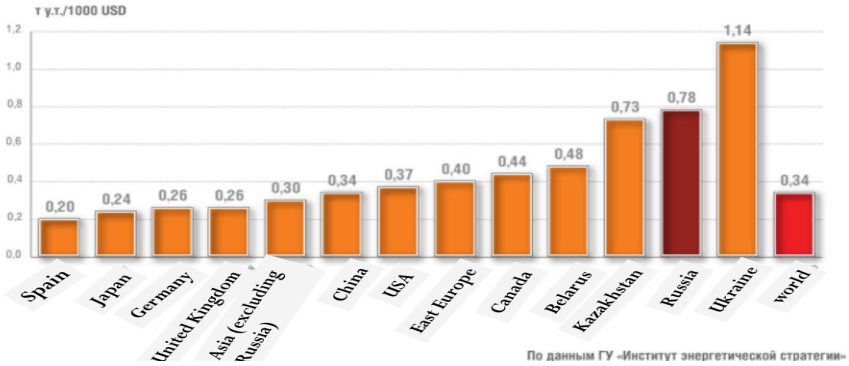


Fig. 3. World Energy Consumption in fuel equivalent

Among the basic reasons of high energy consumption in our country we can refer low average annual temperature, vast territory, a great number of power consuming industries left from the USSR period. Also we can mention technological ineffectiveness, low prices for energy resources as well as social and cultural factor.

Benefits from lowering of energy consumption:

- rising of energy security level
- rising of enterprise competitiveness
- rising of profit from exporting of saved oil and gas resources
- providing of economy with federal and local budget (up to 5 billion dollars a year)
- possibility of getting 10 billion dollars per yer from greenhouse gases emission reduction

Total energy consumption in Russia for the year 2012 is 900 tons in fuel equivalent. If the level of energy saving and energy effective equipment implementing reaches the level of European Union countries, energy consumption will low till the number of 650 mln tons in fuel equivalent. In other words our country loses about 35% of energy. So if to consider the economic potential it will be 84-112 billion dollars (Table).

Factors that hold the development of energy saving and energy efficiency:

- lack of motivation;
- lack of information;
- lack of project financing experience;
- lack of organization and coordination.

Table

Russian power resources - extraction and economic potential for the year 2012

Power Resource	Extruction (2012)	Economic Potential
Natural gas (billion m3)	950	240
Oil (million tons)	514	43
Coal (million tons .)	334,8	89
Electricity (billion kWh)	5,3	3,4
Economic effect (billion dollars)		**84-112**

This problem can be solved in two ways:

1. Capital intensive way - increasing of oil and gas extraction as well as building of new power generating objects;

2. Less capital intensive way – rising of energy resources effective usage.

In order to rise energy resources effective usage, to minimize the risk of accidental situations on power supplies, to rise the effectiveness of houses and buildings power supply, it is necessary to create:

1) Stable energy system at all levels – from local to national. This means to rise renewable energy resources usage, to reduce the losses during transportation, to rise the energy effectiveness regarding both - industry and all energy resources consuming.

2) Energy saving and ecologically clean technologies. Using of non-traditional and renewable energy resources at the stage of scientific research and development as well as implementing of these resources into the real power system, is a very expensive enterprise. All this results in the speed of Russia's energy resources effective usage.

Russian fuel and energy complex has one of the biggest potentials in the sphere of energy efficiency. Exactly it is a serious modernization of power distributional complex were still there are great losses in energy resources extraction, utilization of associated gas necessary for producing electricity as well as with the utilization of rejected heat. At proper modernization these losses can be reduced twice.

Programs in energy saving and energy efficiency rising have been realizing in almost all the petroleum companies for the several years. Enterprises are constantly developing energy effective technologies.

The analysis of energy efficiency shows that economically developed countries pay great attention to the problem of energy resources usage efficiency rising in all of the spheres. European Union carries out a great work in realization of the projects directed to the energy efficiency rising in all of the sectors and to the increasing of the renewable energy resources amount. The usage of renewable energy resources can become the key factor in the solving of ecological problems and in satisfying the increasing energy resources needs. This is especially actual in the frames of Kioto Protocol regulations realizing in reduction of hydrocarbon gases emission. Here, the energy efficiency rising plays an important role in the achieving of economic development goals.

References

1. Federal Law of 23.11.2009 № 261-FZ. On energy saving and energy efficiency and on Amendments to Certain Legislative Acts of the Russian Federation.
2. Government Decree of January 25, 2011 N 20. On approval of rules from the federal executive bodies, executive bodies of subjects of the Russian Federation and local self-government information to the public information system in the field of energy conservation and energy efficiency.
3. Official website of Rospotrebnadzor [Электронный ресурс]. — Режим доступа: URL: http://rospotrebnadzor.ru/
4. Official website of Economic Development of Russia [Электронный ресурс]. — Режим доступа: URL: http://www.economy.gov.ru/minec/main.
5. Lozina L.A. The state's role in the implementation of energy efficiency programs // Economy and management innovation. - April, 2012. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: URL: http://ekonomika.snauka.ru/2012/04/715.

DETERMINATION OF THERMODYNAMIC PROBABILITY OF DEWAXING PROCESS REACTIONS USING QUANTUM-CHEMICAL METHOD OF CALCULATION

G.Y. Silko

Scientific advisors associate professor E.N. Ivashkina, senior teacher A.A. Syskina

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The process of hydrodewaxing is assigned for manufacturing of summer- and winter-grade diesel oil with ultra-low sulphur and polyaromatic compounds content, corresponding to European standards for diesel fuel.

In spite of a wide range of choice and variety of methods, which allow improving waxy properties of diesel oil, the problem of low temperature diesel fuel manufacture is not yet solved.

There are three methods of diesel fuel production:

1. Addition of light fractions to diesel oil. This way is not rational, because output of fuel and flash temperature decrease.

2. Addition of depressor additives. These additives can decrease the chilling temperature, but not cloud point temperature.

3. Chilling temperature, cloud point temperature and limit temperature of filterability were lowered by change of hydrocarbon composition. The most effective way of low temperature properties improvement of diesel fuel is hydrodewaxing.

This problem of improving the process can be carried out by mathematical modelling method. Using this method computer modelling system of the hydrodewaxing process, which will be used for optimization and increase of resource efficiency of low temperature diesel fuel production, can be developed.

Therefore the aim of present work is to evaluate the thermodynamic probability of reactions of hydrodewaxing process using quantum chemical calculation methods for compiling formalized conversion scheme of hydrocarbons in this process.

The essence of hydrodewaxing process consists of hydrogenation sulphureous, nitrogenous and oxygen-containing compounds, polyaromatic hydrocarbons and hydrodewaxing hydrocarbons C_{10+} aiming at improvement of products low temperature properties . Raw materials of dewaxing process are: solvent stripper from hydrofining, petrol from visbreaking, virgin diesel fraction, atmospheric gas oil. Also there is hydrogenous gas fed in reactors. The process flows in 3 consistent reactors. The fist and the second reactors are hydrofining reactors, the third reactor – hydrodewaxing reactor. In the fist and the second reactor NiO – MoO3 catalyst is used. In the third reactor – CoO-MoO3 catalyst is used. The result of receiving diesel fractions is gasoline and petroleum gas.

Technological conditions of the process depend on fraction and chemical composition of raw materials, catalyst activity rating, required extent of desulfurization and dewaxing.

Influence of temperature. Selection of optimal temperature depends on quality of raw materials, requirements to the quality of products, the type of catalyst, extent of its activity and lies in the range of 313 – 398 ºC for hydrofining process and 340 – 405 ºC for hydrodewaxing.

In case of increase of the temperature extent of sulphureous compounds of hydrogenation rises, maximum amount is at 380 ºC for hydrofining process and 400 ºC for dewaxing process. With further temperature increase extent of hydrogenation decreases: for sulphureous compounds lightly, for unsaturated hydrocarbons quite strongly, which leads to decrease of light hydrocarbons output and carbon deposition on catalyst rises.

Influence of pressure. With the increase of total pressure in system extent of desufurization of raw materials rises, coke formation decreases and period of catalyst work increases. For ensuring depth of desulfurization – up to 5 ppm – partial pressure after the second reactor should be not lower than 5,2 MPa at the pressure in the first reactor 9,0 MPa.

Influence of volumetric velocity. Volumetric velocity is the ratio of raw materials volume, feeding in the reactor per hourto volume of catalyst.

In case of volumetric velocity increase the contact time decreases, and, conversely, in case of volumetric velocity decrease the contact time of raw materials with catalyst rises, and consequently extent of purification increases.

However, in case of volumetric velocity decrease the quantity of passed raw materials though the reactor falls, that leads to plant capacity decrease. Recommended velocity is: in catalyst layers of hydrofining 0,6 – 1,0 h^{-1} and hydrodewaxing 1,5 – 2,5 h^{-1};

Influence of circulating factor. Circulating factor is the volume of circulating hydrogenous gas (m^3) suited to 1 m^3 feeding raw materials. Increase in the volume of circulating hydrogen allows to decrease coke formation on the catalyst. Thermodynamic calculations shows, that in presence of theoretical requirement to quantity of hydrogen, reactions of hydrogenation can finish. And so the processes of hydrofining and hydrodewaxing are carried out at excess of hydrogen quantity. As for the process of deep hydrofining and hydrodewaxing the circulated factor of 100 % hydrogen is recommended to be no less than 150 m^3/m^3.

Initial data for the modeling of the process are technological regimes, material balance and experimental data on the composition of raw materials and products from an industrial plant (Table 1)

For the estimation of thermodynamic properties of hydrocarbons quantum-chemical methods, realized in program Gaussian, were used. The method of calculation is DFT – Density Functional Theory, theoretical approximation is model B3LYP, basis 3-21G.

The following numbers of reaction types in the hydrodewaxing process were introduced:

1 – hydrogenation of olefins to paraffin;
2 – hydrocracking of paraffin C12 – C27;
3 – hydrogenation of naphthenes to olefins;
4 – hydrocracking of naphthenes to paraffin $C_5 – C_{11}$;
5 – izomerization of paraffin $C_{12} – C_{27}$;
6 – hydrocracking of isoparaffin $C_{12} – C_{27}$;
7 – cyclization of isoparaffin to naphthenes;
8 – hydrogenation of mono-aromatic compounds to naphthenes;
9 – hydrogenation of two-aromatic compounds to mono-aromatic;
10 – coke formation;

Types of reactions in the hydrodewaxing process, and change of enthalpy, entropy and Gibbs energy during their flow, are presented in Table.

The condition of reaction reversibility is $-70 \leq \Delta G \leq +70$ kJ/mol. Table 1 shows that all reaction are thermodynamically possible at the adjusted technological conditions (temperature is 648 K, pressure 8,4 MPa). Also the reactions 1, 3 – 8 are reversible and reactions of hydrocracking of paraffin $C_{12} – C_{27}$ and coke formation pass only in forward direction.

As a result of thermodynamic analysis taking into account condition of reaction reversibility the formalized conversion scheme was made (Fig.).

Table

Thermodynamic characteristics of reactions

№	Δ*H*, kJ/mol	Δ*S*, kJ/mol*K	Δ*G*, kJ/mol
1	– 145,11	– 143,36	– 52,31
2	– 63,17	30,88	– 83,16
3	– 83,43	– 65,56	40,99
4	– 61,71	– 77,07	– 11,82
5	5,74	– 6,33	9,84
6	– 61,68	25,38	– 78,22
7	53,18	100,08	– 11,61
8	242,83	424,92	– 32,24
9	– 48,31	25,98	– 65,14
10	87,89	525,93	– 252,92

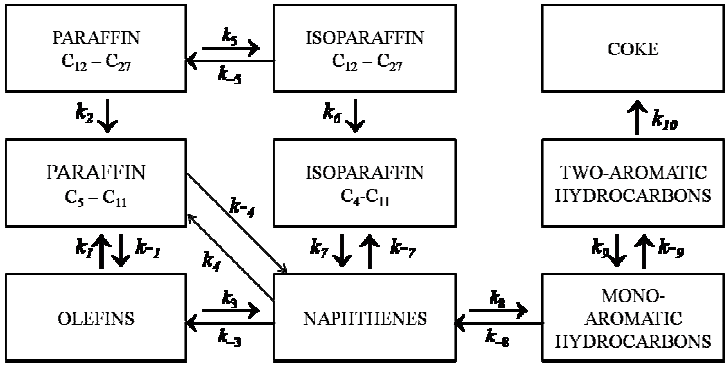


Fig. Formalized conversion scheme of hydrocarbons in the hydrodewaxing process

Thus, the thermodynamic characteristics of the reactions of the hydrodewaxing process (enthalpy, entropy, Gibbs energy) are determined using quantum-chemical method. The calculations showed that, hydrocracking of paraffinic, naphthenic hydrocarbons (ΔGr ≈ –50 kJ / mol), and the hydrogenation of olefins (ΔGr ≈– 52,31kJ / mol) are thermodynamically most likely under the technological process conditions (648 K and 8,4 MPa). Isomerization of alkanes and alkenes (ΔGr ≈ 9,84 kJ / mol) are unlikely. The main side reaction is coking (ΔGr ≈ – 252,92 kJ / mol).

Creation of the conversion scheme of hydrocarbons in process of dewaxing, development and program realization of kinetic problem are important stages of mathematical modeling, because during solution of inverse kinetic problem with use of program realized kinetic model kinetic parameters are determined.

Obtained kinetic parameters will used in mathematical model, which will based on physical-chemical laws of passing the process and allow to carry out prediction of unit work and recommended optimal technological conditions with the object of resource efficiency increase.

References

1. Technology of oil and gas refining. Part 3. Purification and rectification of oil resource, manufature of vendible products / Chernozhukov N.I. – Moscow: Publishing house of Chemistry, 1978. – 424 p.
2. Poleshyk O.H., Kigner D.M. Chemical researches by methods of electron structure calculations of molecules. – Tomsk: Publishing house of Tomsk Polytechnic University, 2006. – 146 p.
3. Salihov A.I. Catalytic hydrodewaxing of diesel fuel and petrol on ceolit catalyst: Dissertation of the candidate engineering science. – Ufa, 2002. – 156 p.
4. New units of Atyrauskogo NPZ: Hudrofining and hydrodewaxing of diesel fuel unit / Serikov T.P., Orazbaev B.B. – School book, Almaty: «Evero», 2008. – 163 p.
5. Mechanisms of reactions in organic chemistry - 3rd edition / Sykes P. – M.: Chemistry, 1977. – 319 p.

BASIN EVOLUTION AND HYDROCARBON GEOLOGY OF NORTHERN GERMANY

K. Skarupa[1], D. Murawski[1], S.S. Nalobina[2]
Scientific advisors professor G. Guggenberger[1], associate professor A.K. Wald [2], associate professor O.Yu. Perfilova[2]
[1]Leibniz-University Hannover, Hannover, Germany, [2]Siberian Federal University, Krasnoyarsk, Russia

To comprehend and to detect a hydrocarbon-system we need to understand how basins evolve. Therefore we use the Northern-German-Basin as a model to explain basin development.

This topic takes place in the surrounding of the Harz, the highest mountain range in northern Germany and its rugged terrain extends across parts of Lower Saxony, Saxony-Anhalt and Thuringia. The Harz' highest summit (Brocken) reaches a height of 1,141.1 metres (3,744) above sea level.

Northern Germany is an important hydrocarbon province. The oil production started several hundred years ago. There are still many productive gas- and oilfields [1]. Todays production of natural gas is even more important than the oil production. In 2007, 15% of the natural gas, being used in germany, came from national production. Germany has got a long history of oil recovery, all due to its well explored hydrocarbon-system.

The north german basin is a continental rift basin that forms part of the larger Central European Basin System (CEBS). After the closure of the Rhenohercynian Ocean, Central Europe was affected by the Variscan Orogeny in the late Early to early Late Carboniferous. The Central European Basins System evolved from the Carboniferous Variscan foreland basin. During the upper Carboniferous the foreland basin witnessed very high production of organic matter. Vegetation was deposited as coal seams within a up to 8km thick fill.

In Permian times, wide continental rifting in northern Germany are developed north-south striking horst and graben structures. Compression during the Devonian formed the Vatican mountain range, which was eroded during the Lower Permian. During the Lower Permian a present stress field turned into an extensional system and formed a passive rift system. The foreland's extension caused several volcanic intrusions. As a result a big, intrusion bearing, sedimentary basin was formed. The mentioned Horst-Graben structures were filled with terrestrial sediments. In this case aeolian (sanddunes) and fluvial (marine sediments) sandstones.

Initially, the main subsidence in the rift basin was created by the formation of graben structures. Later thermal subsidence (increased sediment load, tectonic activity, and thermal contraction during cooling of the crust) dominated, so the basin's accumulation space grew continuously. A marine transgression (rise of the sea-level) in the Upper Permian caused accumulation of thick layers of Zechstein evaporites (gypsum and salt) in the Central European Basin System. Thermal subsidence continued until the Mesozoic, while terrestrial and marine sedimentary were deposited in the Triassic.

During the Jurassic marine sediments were deposited. The extensional phase of the Northern German basin ended in the Late Cretaceous. The extensional stress field turned into a compression and a distinct inversion (normal faults turned into thrust faults/reverse faults) phase took place from Late Cretaceous to Early Paleocene. This inversion was caused by the rotation of the Iberian Peninsula. As a result large numbers of pillows and diapirs, composed of Permian Zechtstein salt, were formed in northern Germany. During that inversion, parts of the basin fill were folded and large thrust faults evolved. A Basin with the tectonic features for a hydrocarbon system was ready. But how were hydrocarbons generated, how did they migrate and what does a hydrocarbon system look like?

As hydrocarbons (oil and gas) evolve from organic matter, they can derive from terrestrial plants, algae or planktonic organism. Organic matter is deposited together with sediments in a sedimentary basin. After that, several boundary conditions for the formation of hydrocarbons apply.

First, there must be high bioproductivity to accumulate sufficient organic matter. In addition, deposition must take place under anoxic conditions to preserve the organic matter. During diagenesis and ongoing subsidence, temperature and pressure increase in a sedimentary basin. In a "hydrocarbon-window" the maturation process takes place, during which kerogen molecules are cracked and transformed to hydrocarbons [5]. These chemical reactions take place in the source rock. The three types of kerogen: type is derived from freshwater algae and will later generate liquid hydrocarbons, is derived from marine algae, spores and waxes and will later generate oil, is derived from higher land plants and will later produce gas.

A basic requirement for migration is permeability and porosity of the rock. Permeability depends on rock type and the rock's compaction, which can be very heterogeneous throughout the whole sedimentary basin. The source rock (sedimentary rock that is rich in organic matter) expels hydrocarbons, after a certain threshold value is reached, into the country rock. This process is called primary migration and represents a multi component flow, similar to oil water, gas + water and oil +gas + water, this migration is driven by density contrasts between hydrocarbons, surrounding water and pressure gradients in the sedimentary basin.

Migration processes taking place in the country rock are called secondary migration. During Secondary migration hydrocarbons accumulate in a "trap", consisting of a reservoir rock (container of the hydrocarbons) and a seal above the reservoir rock that prevents the hydrocarbon from further migration [2]. In Short: The layer with the kerogen is the source rock and migration into the country rock are called primary migration, migration into the reservoir rock are called secondary migration [3]. Boundary conditions: high bioproductivity of organic matter, deposition under anoxic conditions to preserve the organic matter, diagenesis and subsidence (temp and pressure increase), a reservoir rock with high permeability and porosity and a seal forming a trap. Hydrocarbon Geology of Germany there are two types of source rock in northern Germany: The Upper Caboniferous coal (gas source rock) and the Lower Jurassic Shael (oil source rock).

Two major reservoir rocks occur. Lower Permian sandstones are the reservoir rock for the Upper Carboniferous coal seams. The oil from Lower Jurassic shale is mostly stored in Middle Jurassic Sandstones. Some reservoirs are developed in Upper Permian Limestone, Triassic Limestones and In Lower Cretaceous sandstones. An important seal are low-permeability [4]. Permian evaporates like salt and gypsum. In some cases lower Cretaceous shale acts as a seal. Different traps for hydrocarbon are developed in northern Germany. Many of them are related to salt domes, where the flanking rocks are tilted and the migration is stopped by the contact to the evaporates of the salt dome. Several traps are stratigraphic traps, where the porous reservoir rocks are overlain by impermeable younger rocks.

References

1. Brandes C.,: Harztraverse, Die Geschichte eines kleinen Ozeanbeckens und eines großen Gebirges. – Leibniz University Hanover, 2012. – pp. 55-154.
2. Brandes C.Basin evolution and hydrocarbon geology of northern Germany. – Leibniz University Hanover, 2012. – pp. 34-78.
3. Brandes C. Lecture. – Leibniz University Hanover, 2011. – pp. 122-123.
4. http://www.learner.org/courses/envsci/visual/visual.php?shortname=hydrocarbon_system (20.01.2013).
5. http://petroleumsupport.com/reservoir-system-to-accumulate-hydrocarbon/ (15.01.2013

CHEMICAL COMPOSITION OF THE SPRING WATER: A CASE STUDY FROM BASANDAIKA AND TUGOYAKOVKA RIVER BASINS (TOM'-YAYA INTERFLUVE, TOMSK REGION)

E.A. Soldatova
Scientific advisors associate professor N.V. Guseva, professor S.L. Shvartsev
associate professor A.N. Oleinik
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Investigation of hydrogeochemical background level in area with different geological, structural and landscape features have particular practical value as the base for development of effective, reliable and reasonable hydrogeological prospecting technique. It is important to research because without water background level the anomaly detection is become inexpedient and uncertain. The spring water of Basandaika and Tugoyakovka river basins is being investigated due to hydrogeological prospecting technique development in the semi-enclosed areas based on work of research centre "Voda".

Basandaika and Tugoyakovka river basins are related to Tomsk district (Tomsk region) and are situated on joint of West-Siberian Plain and Altai-Sayan Mountains and represent the Tom'-Yaya interfluve as geomorphological feature. Tom'-Yaya interfluves is dissected plain characterized by extensive erosional surface with northern slope and altitude from 80 to 280 m. Territory of the Tom'-Yaya interfluve is subdivided into 2 principal groundwater types (aquifer systems) according to diversities of chemical composition and formation factors. First aquifer system of groundwater is attributed to Meso-Cenozoic sedimentary cover which corresponds to upper structural stage (porous reservoir), second aquifer system of groundwater is included to Paleozoic bedrock (fractured reservoir). Structural stages are separated from each other by clay layers of residual soils being aquitard. At the same time hydraulical connection between aquifer systems of different structural stages interpreting by frequent absence of clay residual soils which underlay upper structural stage may occur in some part of watershed and valley [2, 4, 6].

Hydrogeochemical studies were carried out during autumn of 2009 by the research centre "Voda". Eleven samples of natural spring water were collected to get chemical composition. Sampling points TG-1 – TG-9 are situated in Tugoyakovka river basin. Samples TG-10 and TG-11 are referred to Basandaika river basin (Talovskiye Chashi). In every sampling point rapidly variable components such as Eh, pH and temperature were determined *in situ.* Total chemical analysis was carried out in Basic research geochemical laboratory of TPU and chemico-analytical centre "Plasma" (Tomsk). Concentrations of chemical compounds, elements and parameters of geochemical medium were measured by titration, turbidimetric analysis, flame photometry, photocolorimetry, inductively coupled plasma mass spectrometry (ICP-MS).

Chemical data analysis showed that research spring water was identified generally as hydrocarbonate calcium according to S.A. Shchukarev classification, calcium magnesium water often appears as well. Total dissolved solid (TDS) was ranged from 349 to 802 mg/l, samples with TDS ranged from 200 to500 mg/l prevail, average TDS is 454 mg/l, that exceeds the average TDS for the temperate humid climate zone (table) [4]. PH value is ranged from 7.1 to 8.3, i.e. geochemical medium is near neutral and weak reduced. The average pH of spring water is 7.6, that exceeds average pH of the temperate humid climate zone. Research water according to hardness is classified principally as moderate hardness (3 – 6 mg-eq/l). It should be noted that increased values of hardness and TDS and, simultaneously with it, main chemical components content are typical mostly for spring of Talovskiye Chashi (sampling pointsTG-10 and TG-11).

Among regularities of changing chemical composition it should be emphasized that in the water-rock system during the certain time the collecting of chemical components corresponded to TDS takes place. Due to hydrolysis, pH value is also increased in the course of time. Consequently, direct relation between increasing alkalinity and raising chemical components content in spring water is identified. It is connected with both increase of alkalinity and raise of chemical components content depending on interaction time in water-rock system. Nevertheless, in pic.1 one can observe inverse relationship between variation of pH value and Ca2+ content. It can be explained by the fact that increasing pH up to 7.4 and raising TDS up to 0.6 g/l are enough to calcium carbonate precipitation [1, 4], that, in its turn, causes

reducing Ca2+ concentration in solution. Evidence of CaCO3 precipitation from solution is springs of Talovskiye Chashi (TG-10, TG-11) where travertine is known to occupy large geological space. In spite of the fact that spring water of Tugoyakovka river basin is probably capable to precipitate CaCO3 [3, 5] obvious interrelation between Ca2+ content and pH value is not detected, though slight downtrend is traced (Fig. 1).

Table

Chemical composition of the researched spring water

№№	TG-1	TG-2	TG-3	TG-4	TG-5	TG-6	TG-7	TG-8	TG-9	TG-10	TG-11	Clarke*
pH	8,0	7,9	7,1	7,4	7,7	7,4	7,7	7,5	8,3	7,5	7,2	6,82
Hardness, mg-eq/l	4,9	4,7	5,4	6,1	5,0	4,7	6,2	5,7	5,0	9,2	10,0	4,9
HCO_3^-, mg/l	244	256	342	378	305	293	378	354	299	549	598	222
CO_3^{2-}	24	12	-	-	-	-	-	-	12	-	-	-
SO_4^{2-}	3,89	3,72	3,46	2,16	3,85	5,19	2,77	2,42	4,76	14,54	11,08	18,2
Cl^-	1,29	1,12	1,06	1,12	3,36	1,01	0,89	0,95	1,79	0,78	0,67	15,9
Ca^{2+}	82	84	92	98	86	80	98	84	82	128	144	38,3
Mg^{2+}	9,76	6,1	9,76	14,64	8,54	8,54	15,86	18,3	10,98	34,16	34,16	16,5
Na^+	8,2	7,4	7	6,3	6,9	6,1	14	13	7,5	15	14	23,8
K^+	0,3	0,25	0,3	0,25	0,8	0,8	1,2	0,5	1	0,6	0,4	2,74
NO_2^-	0,05	0,06	0,014	0,014	0,008	0,005	0,027	0,008	0,01	0,016	0,013	0,1
NO_3^-	0,6	<0,6	2,42	7,48	6,37	2,42	<0,6	<0,6	<0,6	<0,6	<0,6	2,13
NH_4^+	<0,05	0,18	0,14	0,09	0,126	0,14	0,28	<0,05	0,28	0,57	0,94	0,52
TDS**	349	359	456	500	414	395	511	473	407	742	802	354
F-, µg/l	260	250	220	270	270	270	330	360	190	240	260	260
Al	3500	1640	62	68	11	300	160	91	44	36	14	165
Si	5950	6440	5800	5930	6500	6850	7590	7680	4600	8280	8740	6200
Fe_{total}	3570	2830	210	480	<50	530	240	<50	300	80	<50	689

Note: *Clarke of the temperate humid climate zone according to S.L. Shvartsev [4, p.109]
**TDS – Total dissolved solid

Investigation of main ions behavior and TDS indicates that increasing of TDS corresponds to raising of hydrocarbonate ion content (Fig. 2). At the same time the concentration of SO42- reveals inverse relation both for Tugoyakovka river basin springs and for Basandaika river basin spring (Fig. 3). Chlorine ion content according to Fig. 3 is not varied sufficiently with raising of TDS, although like sulphate ion behavior the tendency to slight reducing is traced. This difference between SO42- and Cl- content and HCO3- content can be interpreted by distinction in source of enrichment and scale income. Alkalinity neutralization reaction serves as source of HCO3-. Increasing of alkalinity results from hydrolysis of aluminosilicate, by-turn neutralization is provided with the help of CO2 generated by mineralization of organic matter [1, 4], while SO42- and Cl- come in water from rock or external environment as a result of anthropogenic contamination.

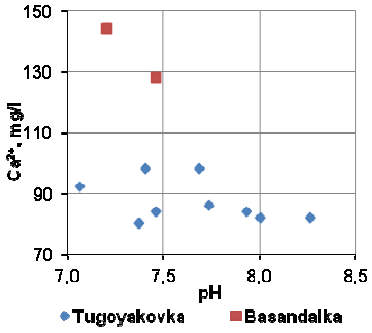


Fig. 1. Plot of relation between Ca2+ content and pH value

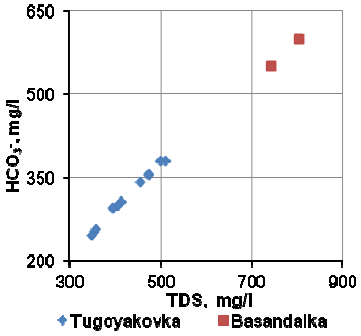


Fig. 2. Plot of relation between HCO3- content and TDS

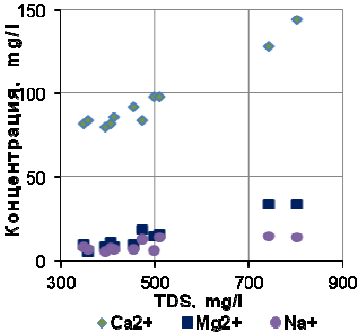


Fig. 3. Plot of relation between SO42- and Cl- contents and TDS

With an increase of TDS besides HCO3- raising the cations concentration also rises (Fig. 3). This relation is detected graphically in Ca2+ behavior the content of which in water of Talovskiye Chashi is higher than in Tugoyakovka river basin springs (Fig. 3). It also should be noted that maximum Ca2+ concentration is detected in TG-11 where pH

value is 7.2, whereas in sampling point TG-10 where pH value is increased up to 7.5, Ca2+ content is reduced. This fact confirms the statement mentioned above that equilibrium with secondary calcium carbonate is accompanied its simultaneously precipitation, this process results in removal Ca2+ from solution.

References

1. Geological evolution and self-organization of water-rock system. Vol. 2. The water-rock system in the hypergenesis zone. / Ed. B.N. Ryzhenko, S.L. Shvartsev, V.A. Alekseev and others – Novosibirsk: Publishing House of SB RAS, 2007. - 389 p.
2. Hydrogeology of USSR. West Siberian Plain (Tyumen, Omsk, Novosibirsk and Tomsk regions) / Ch. Ed. A.V. Sidorenko. – Moscow: Nedra, 1970. – Vol. XVI. – 368 p.
3. Petrova O.E., Kopylova Yu. G., Martynova T.E. Geochemical conditions of travertine formation (a case study from Tugoyakovka river basin) // Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, 2002, vol. 305, is. 6: Geology, prospecting and exploration of mineral resources in Siberia. – pp. 304–319.
4. Shvartsev S.L. Hydrogeochemistry hypergenesis zone. – 2nd ed. – Moscow.: Nedra, 1998. – 366 p.
5. Shvartsev S.L., Lepokurova O.E., Kopylova Yu. G. Geochemical mechanisms of travertine formation from fresh waters to the south of West Siberia // Geology and Geophysics, 2007, vol.48, №8. – pp. 852–861.
6. Udodov P.A., Matusevich V.M., Grigoriev N.V. Hydrogeochemical prospecting in semi-enclosed geological structure of Tom'-Yaya interfluve. – Tomsk: Publishing House of TSU, 1965. – 202 p.

EFFECTIVENESS ANALYSIS OF METHODS OF ASPHALTENE-RESINE-PARAFFIN DEPOSITS AND SALINE DEPOSITS CONTROL IN MAMONTOVSKOYE OIL FIELD

I.E. Sorokoumova, U.S. Berezovskiy
Scientific advisors assistant E.G. Karpova, associate professor L.V. Nadeina
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The formation of asphaltene-resine-paraffin deposits (ARPD) and saline deposits leads to decline in productivity of the system and in effectiveness of pump installations' work. Such deposits often bring down expensive equipment, lead to labor-intensive underground overhaul repair and additional repair work and as a result it leads to considerable loss in oil production and, therefore, to deterioration of a technical and economic indicator of the oil and gas production enterprise.

In the oil sphere, this problem today is actual as the majority of fields are at late stages of the development which are characterized with high water cutting of production, which is a favorable condition for various deposits' formation and for the complicated conditions of production.

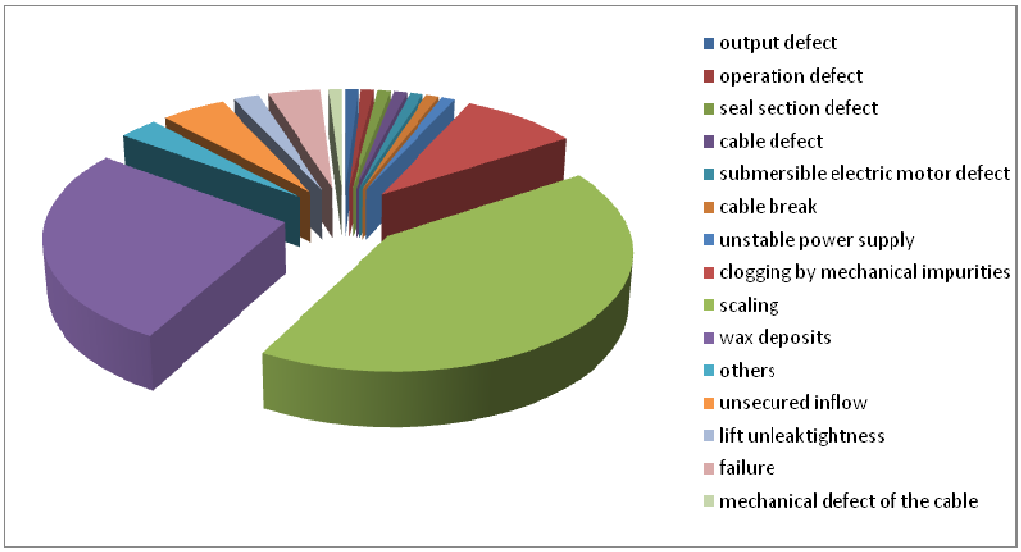


Fig. The structure of ESP failures on Mamontovskoye field for 2010

It is visible in the Figure that the most widespread and numerous causes of ESP failures in the Mamontovskoye field are scaling and wax deposits.

Asphaltene-resine-paraffin deposits

Paraffin deposits in the oil-field equipment are formed generally owing to fallout of high-molecular hydrocarbons when the temperature of oil stream is lower than the temperature of paraffin saturation of oil. Intensity of a waxing increases when the wells output decreases, water cutting of production, small difference between current reservoir pressure and pressure of gas saturation of oil, high gas factors of production, presence of permafrost layers in a

geological section, considerable content of paraffin in oil, asphalt pitch and ceresines in oil, high temperature of paraffin saturation of oil and of paraffin melting [1].

The oil of the Mamontovskoye field belongs to paraffinic type – the content of paraffins in the oil layers $АС_4$, $АС_{5-6}$, $БС_8$, $БС_{10}$, $БС_{11}$ is between 2,9% and 3,8%, and in the oil layer $ЮС_2$ reaches 11,7%. The temperature of paraffin saturation of oil reaches 30-38°C, that is the cause of fallout of asphaltene-resine-paraffin deposits in the borehole equipment, especially when outputs of wells are 30 - 40 tons per day.

The thermal and chemical methods of removal of formed asphalt, resin and paraffin materials (ARPM) are greatly used in Mamontovskoye field in combating asphaltene-resine-paraffin deposits. The thermal methods used on the field are:

1. warming up of pipes and removal of ARPD with the help of heating electric cables;
2. washing of oil well tubing column with hot oil by pumping it in hole annulus or directly in oil well tubing of the well;
3. the combined technology - thermal treatment by the heating electric cable with the subsequent washing of the oil well tubing column with hot oil or water.

The chemical method is also used for removal of ARPD on the field. This method consists of ARPD dissolution in the suitable solvents or compositions – oil solvents, mixtures of toluene and hexane fractions with the distillation residues of the butyl alcohols production (РПС-67) [2].

The use of thermal methods with electric cables for ARPD removal cannot be accepted as a successful decision because of insufficient warming ARPD often does not melt, but they are only softened and flow down on oil well tubing surface increasing the paraffin deposit thickness in the lower part of the well. The more refractory ARPD which are softened to the viscoplastic condition then they become getting old and it is rather difficult to remove them. Moreover, they create more favorable conditions for new deposits. The ARPD dissolved by thermal treatment in warmed oil can be deposited on walls of pipelines again when the oil is cooled in flow lines. Therefore, in such conditions, the chemical method is the most effective method of ARPD removal from the oil-field equipment.

The use of purely aromatic oil solvents for ARPD removal is unpractical because of their high price, high toxicity and the technological difficulties connected with swelling of rubber consolidations in strongly flavored environment.

It is recommended to use the invert dispersion “DISIN” produced by JSC Ufaneftekhim as a chemical reagent for ARPD removal. Its washing capability to ARPD of JSC Yuganskneftegaz’s oils is 92.6 – 96.9%. “DISIN” is a hydrophobic emulsion and suspension system like "water in oil". Tests dealt with “DISIN” as ARPD remover which were carried out in 1998-99 at the Southern Surgut field confirmed the high effectiveness of “DISIN” and it allows to recommend it for use in Mamontovskoye field.

At present time, the most effective methods in combating ARPD are the methods which prevent deposits of ARPM.

Each of the methods of the paraffin deposit prevention in the process of oil production has its own area of effective application. The chemical method of the preventing of ARPM deposits, which is characterized by its universality, technological efficiency not depending on geological and physical, hydro- and thermodynamic conditions of oil production becomes the most used now [3].

We carried out the analysis of laboratory research results which showed the efficiency of these inhibitors’ application on the fields with similar properties. As a result, we can make a conclusion that the use of wax deposit inhibitors (СНПХ-7212, СНПХ-7212М, СНПХ-7214, СНПХ-7215М, СНПХ-7843, ТНПХ-1А, ТНПХ-1Б, Инпар-1, Девон-1В, ХТ-48, ХТ-54) can be recommended for prevention of wax deposits in the borehole equipment. These inhibitors are used according to technologies of continuous or periodic dosing.

The results of pilot tests show that the use of inhibitors allows to increase the interclearing work period of well 3-5 times compared with the use of thermal or chemical methods of wax deposit removal.

Saline deposits in the oil-field equipment

The main source of salts separation is water, extracted together with oil. In this connection, wells and ground equipment operating under water cut conditions are subjected to the process of scaling.

The main condition of scaling is the formation supersaturated solutions of associated water. The causes salting-up are the following: the mixing of incompatible waters, change of total mineralization of water, dissolution of rocks and gases, evaporation, degassing of water, changes in temperature and pressure conditions. It is necessary to take into account the fact, that scaling occurs in difficult hydrothermodynamic conditions in the presence of oil components, the gas phase and mechanical impurities affecting on the intensity of the process, the nature and properties of deposits forming in the bottom hole formation, and in the oilfield equipment.

Reservoir waters of the productive horizons of $АС_{4-5-6}$, $ВС_8$, $ВС_{10}$ are calcium chloride type, $ВС_{11}$ - to magnesium chloride, and $ЮС_2$ - the hydro-sodium type [4].

Research of the mineral composition of salt deposits from wells Mamontovskoe oil-field shows that halite, siderite, anhydrite, aragonite, sometimes gypsum and dolomite present in sediments besides calcium carbonate. In addition to the mineral component, salt deposits usually contain a significant number of organic compounds, the weight of which sometimes reaches 25%.

Inorganic salt deposit control in Mamontovskoye oil-field is carried out by methods of removal the precipitations which have already formed. Removal of deposits of inorganic salts in the oil-field equipment is carried out by processing of 8 – 15% solution of hydrochloric acid.

According to inorganic salts clearing tests carried out in Mamontovskoye oil-field we can come to conclusions about the effectiveness of treatments 8-15% hydrochloric acid with the addition of corrosion inhibitors at a ratio of hydrochloric acid to the corrosion inhibitor 1:0,005 - 1:0.01. North-1, I-21 DM can be used as inhibitors. Frequency of

treatments to prevent salt deposits is 2 times a year. Discharge rate of hydrochloric acid in a single operation depends on hydrochloric acid impact - acid baths, simple acid treatment, high pressure processing, and is on the average 7-10 t [5].

To treat wells subjected to scaling in Mamontovskoye oil-field it will be necessary 12-90 t of 35 % synthetic hydrochloric acid every year.

Technological, physical and chemical methods are developed to prevent accumulation of salts in the oil-field equipment.

Technological methods of removal include: selection of water flooding of reservoirs, that are compatible with the formation, selective isolation or restriction of water flow into producing wells, the use of separate screening and collecting fluid, etc. In this case saline deposit prevention is achieved by limiting or excluding the possibility of mixing of the different composition waters. At present, due to the increasing volume of flooding of Mamontovskoe oil-field the capability of technological methods to prevent salt deposits is exhausted in many ways.

Physical methods of scaling prevention based on the use of magnetic, electric and acoustic fields for the treatment of the produced fluid, despite its prospectivity are still at the stage of pilot testing. The widespread introduction of these methods is constrained by the lack of reasonable limits of their applicability and conflicting test results.

One of the ways to improve the efficiency of the equipment in scaling is the use of different surface coatings in contact with the liquid. There is a positive experience with coating flow column glass, enamels. In general, the use of paints and coatings, parts and pieces of equipment from the polymers with low adhesion to salts at present due to lack of the necessary polymer materials only partially protect areas wells are most exposed to salt deposits [6].

The most effective method to prevent salt formation in the oilfield equipment is the chemical one with the use of chemical reagent-inhibitors.

To prevent salt deposits in Mamontovskoye oil-field is recommended to use the following inhibitors - CFA-13, Oxyethylidenbiphosphone, ISF-1-1 Inkredol, DFT-1, SP-181, SP-191, SP-203, Corex-7647.

Experience in implementation of the push inhibitor technology in the well to prevent the deposition of carbonate sediments in OJSC "Yuganskneftegaz" indicates that one push 0.25 t of inhibitor in the production well ensures the prevention of scaling for 180 days or more.

The need for the inhibitor to inhibit carbonate rocks in Mamontovskoye oil-field is 1 - 7.5 t / a year.

Conclusion:

Recommendations for a particular method for dealing with paraffin and scale must be done individually for each particular well, using information about its operation, and analyzing the costs of doing maintenance work on ARPD and scaling;

The priority in the control for salt and paraffin deposits in Mamontovskoye oil-field should be the use of the most cost-effective methods that do not require high material and labor costs;

The most effective chemical method to prevent paraffin deposit is with the use of inhibitors in combination with the invert emulsion flushing. Inhibitor treatment of wells has the comparatively inconsiderable cost. Analysis of the results of well treatment with chemicals against paraffin showed that after the use of inhibitors in working period of wells increases 5 times or more;

A suitable way to ensure equipment in scaling in Mamontovskoye oil-field is the use of cover flow column glass, enamels;

The most effective method to prevent salt formation in the oilfield equipment is the chemical one with reagent-inhibitors.

References

1. Akulshin A.I. Exploitation of oil and gas well. Nedra, 1989. - pp. 97-101
2. Tronov V.P. The mechanism of formation of resin-paraffin deposits and control // – M., Nedra.1970. - pp. 321-323.
3. Malyshev A.G., Cheremisin N.A., Shevchenko G.V. Choosing the best ways to control paraffin deposit // Oil Industry, 1997. - №9. - pp. 62-69.
4. Persyantsev M.N. Oil production in the complicated conditions. LLC "Core-business centers." 2000. - pp. 347-433.
5. Kaplan L.S. Technology and safety in the oil industry, 2004. - p. 55.
6. Shchurov V.M. Technology and engineering of oil production. - M., Nedra, 1983. - pp. 72-74.

SUSPENSIONSPOLYMERISATION VON METHACRYLSÄUREMETHYLESTER

K.S. Starzewa
Wissenschaftliche Betreuerinnen Dozentin L.I. Bondaletowa, Dozentin L.S. Ratner
Tomsker Polytechnische Universität, Tomsk, Russland

Das zu behandelnde Thema ist sehr wichtig, da aus Polymeren in unserer Zeit viele wichtige und unersetzbare Materialien produziert werden. Mit einer Geschichte von weniger als 100 Jahren sind die Kunststoffe eine junge Werkstoffgruppe. Trotzdem spielen sie in der Technik und im täglichen Leben schon eine so herausragende Rolle, dass unser Zeitalter mit Recht als „Polymeres Zeitalter“ bezeichnet wird.

Dabei sind ihre Anwendungsmöglichkeiten nach Ansicht von Fachleuten erst zu 15 –20% ausgeschöpft. Kunststoffe zeichnen sich gegenüber anderen Werkstoffen durch eine außergewohnliche Breite an physikalischen Eigenschaften aus. Produkte aus Polymeren nehmen den zweiten Platz in der Industrie nach den Erzeugnissen aus Metallen. Das Ziel dieser Arbeit ist die Untersuchung des Herstellungsprozesses von Polymethylmethacrylat mit Hilfe der Suspensionsmethode aus den entsprechenden Methylmethacrylatmonomeren. Bei der Arbeit wurden Suche,

Bearbeitung und Analyse der Literatur in der deutschen und russischen Sprache zum Thema „Suspensionspolymerisation von Methacrylsäuremethylester“ durchgeführt.

Methacrylsäuremethylester (MMA) ist eine farblose Flüssigkeit mit unangenehm esterartigem Geruch. MMA ist leicht entzündlich, verdunstet leicht und hat einen Siedepunkt von 101 C. Mit Wasser gemischt, sinkt der Siedepunkt von MMA auf 83 C zu einem azeotropen Gemisch.

MMA wird vor allem aus Acetoncyanhydrin hergestellt, das mit Schwefelsäure zu Methacrylsäureamid umgesetzt und anschließend verestert wird. Acetoncyanhydrin wird aus Aceton und Cyanwasserstoff hergestellt.

Methacrylsäuremethylester kann technisch auch durch zweistufige Oxidation von Isobuten und ohne Verwendung von Cyanwasserstoff hergestellt werden. Dieses sogenannte C4-Verfahren wird jedoch seltener angewandt. Isobuten selbst wird durch Dehydratisierung von tert-Butanol oder durch Spaltung von Methyl-tert-butylether (MTBE) hergestellt, beide Verfahren verlaufen in der Gasphase, werden üblicherweise durch heterogene Kontakte katalysiert und ergeben eine gute Ausbeute an Isobuten. Die erste Stufe der Oxidation verläuft zum Methacrolein, die eingesetzten Katalysatoren ähneln bzw. leiten sich ab von den Kontakten, die auch für die Propenoxidation zum Acrolein eingesetzt werden.

Ein neueres Verfahren, das erst 2008 realisiert wurde, geht von Ethylen als Rohstoff aus, das homogen katalysiert mit Kohlenmonoxid und Methanol in einem Schritt carboxymethyliert wird, es entsteht extrem effizient mit hohen TOFs ("Turnover Frequences") und TONs (Turnnover Numbers, Maß für die Effizienz eines Katalysators, bevor er sich durch Nebenreaktionen oder andere Effekte verbraucht) Methylpropionat als Zwischenprodukt. Methylpropionat wird im nächsten Schritt in der Gasphase an einem speziellen Kontakt mit Formaldehyd aldolisiert und dehydratisiert, wobei direkt MMA entsteht. Das Verfahren wurde ursprünglich von ICI entwickelt, dann durch Lucite zur technischen Reife gebracht und schließlich von MRC-Lucite in Singapur eine Produktionsanlage mit einer Jahreskapazität von 120 Kilotonnen erstellt. Das Verfahren wird in der Literatur als Alpha-Verfahren oder Alpha-Prozess bezeichnet. Ein von Lucite (heute MRCC-Lucite) als ß-Verfahren bezeichneter noch nicht umgesetzter Prozess geht von Propin als Edukt aus. Durch eine dem Alpha-Prozess ähnliche katalytische Umsetzung von Propin mit MeOH und Kohlenmonoxid wird direkt einstufig zum MMA umgesetzt. Der Prozess wurde trotz hoher katalytischer Effizienz noch nicht eingesetzt, da Propin kein gängiger, gehandelter petrochemischer Rohstoff und wenig verfügbar ist.

Methacrylsäuremethylester wird zur Vermeidung von spontaner Polymerisation nach der Herstellung stabilisiert. Methacrylsäuremethylester kann, besonders wenn er Verunreinigungen enthält, spontan polymerisieren. Hierbei kommt es aufgrund des Trommsdorff-Effekts zu einem Temperaturanstieg, der mit einem Druckanstieg einhergeht. Diese Polymerisation kann gezielt durch die Zugabe von Initiatoren, meist Peroxiden, gestartet werden.

Methacrylsäuremethylester wird vornehmlich zur Herstellung von Acrylglas (wie z. B. Plexiglas) verwendet. Weiterhin ist MMA der Hauptbestandteil jeder Dentalprothese aus Kunststoff. Dabei wird flüssiges MMA mit granuliertem PMMA (Polymethylmethacrylat) zu einem zähflüssigen Teig vermischt und ausgehärtet (polymerisiert). Es findet aber ebenso bei der Herstellung von Knochenzement für die Einzementierung von Kunstgelenken, in der Lackherstellung und als Zweikomponentenklebstoff (Methylmethacrylatklebstoff) Anwendung.

Polymethylmethacrylat (Kurzzeichen PMMA, umgangssprachlich Acrylglas oder Plexiglas) ist ein synthetischer, glasähnlicher thermoplastischer Kunststoff. Acrylglas wurde 1928 etwa zur selben Zeit in Deutschland, Großbritannien und Spanien entwickelt und 1933 zur Marktreife gebracht. Es wird heute in großen Mengen hergestellt und findet Verwendung für ein breites Spektrum von Anwendungen. Die ersten Kontaktlinsen aus Kunststoff wurden etwa 1939 aus PMMA hergestellt. Eines der ersten Alltagsprodukte aus PMMA waren Deckel von Radio-Plattenspieler-Kombinationen. Außerdem findet der Stoff in der Medizin Einsatz als sog. Knochenzement zur Stabilisierung von Implantaten im Knochen. PMMA entsteht durch Polymerisation des monomeren Methacrylsäuremethylesters.

Druck, Temperaturverlauf und Dauer des Polymerisationsprozesses haben dabei Einfluss auf die mittlere Länge der entstehenden Polymerketten sowie der Vernetzung und Verschränkung der Polymerketten untereinander. Dies hat wiederum direkte Auswirkungen auf einige physikalische und chemische Eigenschaften, die je nach Produktionsverfahren leicht von den nachfolgend genannten Werten abweichen können.

PMMA verbrennt knisternd, mit gelblicher Flamme, süßlichem Geruch, ohne zu tropfen und ohne Rückstände. Beim Beklopfen mit dem Fingernagel klingt PMMA im Vergleich zu transparentem Polystyrol wegen geringerer Härte nicht blechern.

Polymethylmethacrylat hat folgende kennzeichnende Eigenschaften:

- ausgezeichnete Lichtdurchlässigkeit,
- hervorragende Witterungs- und Alterungsbeständigkeit,
- hohe Oberflächenhärte und Kratzfestigkeit,
- gute Zug- und Biegefestigkeit,
- relativ niedrige Schlagzähigkeit bei unmodifizierten Typen,
- gute elektrische Eigenschaften,
- geschmack- und geruchlos, physiologisch unbedenklich.

PMMA ist jenseits von 100 C plastisch verformbar und diese Verformung ist thermisch reversibel. Es ermöglicht eine gute spanabhebende Bearbeitung, lässt sich sehr gut mit CO_2-Lasern schneiden oder gravieren und ist kratzunempfindlicher als andere Thermoplaste. Verbindungen durch Kleben oder Schweißen sind möglich. Es transmittiert Licht besser als Mineralglas, ist gut einfärbbar, witterungs- und alterungsbeständig, beständig gegen Säuren, Laugen mittlerer Konzentration, gegen Benzin und Öl. Alkohol, Aceton und Benzol greifen PMMA jedoch an. Daher dürfen Plexiglasflächen auch nicht mit Alkohol oder Lösungsmitteln gereinigt werden, da sonst Spannungsrisskorrosion entsteht. Es absorbiert UV-Licht (abgesehen von speziellen UV-durchlässigen Varianten für den Einsatz in der Röntgenstrahllithographie oder für Solarien).

Die gute Witterungsstabilität der Methacrylatpolymere ist bedingt durch die rein aliphatische Struktur und die sterische Abschirmung der Polymerkette. Kommen bei der Polymerisation weitere Monomere (Alkyl- oder Arylmethacrylate) zum Einsatz, ist es möglich, die Eigenschaften des Mischpolymerisats den Produkterfordernissen anzupassen. So kann durch geeignete Wahl des Alkoholrests des monomeren Esters beispielsweise die Polymererweichungstemperatur beeinflusst werden: Langkettige Ester wie Lauryl- und Stearylmethacrylate zeigen bereits wachsartige Polymereigenschaften; Ester mit stark verzweigtem Alkoholrest liefern Polymere mit reduzierter Lösungsviskosität.

Coploymer-Kombinationen anionischer und kationischer PMMA ergeben Interpolyelektrolytkomplexe (IPEC). Sie werden bevorzugt eingesetzt, Arzneistoffe zu ummanteln und sie in gut vorgegebener Weise freizusetzen.

Auch die Möglichkeiten der Formgebung sind sehr vielfältig. So kann es nicht nur als Glasersatz bei Fenstern eingesetzt werden, sondern auch für Haushaltsgegenstände wie z. B. Schüsseln. Aus Polymethylmethacrylat werden eine Vielzahl von transparenten und nicht-transparenten Bauteilen gefertigt.

PMMA ist unentbehrlich in der Zahnmedizin, wo es für Prothesen eingesetzt wird. Hierfür wird der Kunststoff mit Metallsalzen eingefärbt, so dass die typische rosa Farbe entsteht. In durchsichtiger Form wird er für Verbandsschienen eingesetzt. Der Kunststoff wird frei angemischt und härtet unter Hitze und Druck aus. Es können auch Aktivatoren zugesetzt werden.

Eine Suspension ist ein heterogenes Stoffgemisch aus einer Flüssigkeit und darin fein verteilten Festkörpern, die in der Flüssigkeit mit geeigneten Aggregaten (Rührer, Dissolver, Flüssigkeitsstrahlen, Naßmühle) sowie meist mit Hilfe zusätzlicher Dispergiermittel aufgeschlämmt und in der Schwebe gehalten werden. Eine Suspension ist eine grobdisperse Dispersion und tendiert zur Sedimentation und Phasentrennung.

Suspensionen in Wasser bezeichnet man in der Materialwissenschaft oder bei natürlichen Vorkommen auch als Aufschlämmung oder (aus dem Englischen) Slurry. Sie werden unterteilt in „grobe“ Suspensionen (Teilchengröße 0,1 bis 1mm, z.B. Kreideschlamm) und „feine“ Suspensionen (Teilchengröße 1 bis 100 µm, z. B. Kalkmilch). Noch feiner dispergierte Teilchen (kleiner als 1µm) sind Dispersionen, kleiner 1nm Molekulardispersionen.

Suspensionen oder Dispersionen in der Polymerchemie sind feinst dispergierte Polymerprodukte, die durch Suspensionspolymerisation gewonnen werden, beispielsweise Polyacrylate oder Vinylacetate.

Polymethylmethacrylat kann auf verschiedene Weise hergestellt werden. Die Suspensionsmethode gilt als beste, da von diesem Polymerisationsverfahren die Eigenschaften des resultierenden Polymers abhängen.

Zusammenfassend kann man schließen, dass die Synthese von PMMA anhand des Suspensionsverfahrens eines der wichtigsten Mittel ist, um ein Polymer mit den gewünschten Eigenschaften zu erhalten. Aufgrund des Vorhandenseins des wässrigen Dispersionsmediums verbessert die Wärme die exothermen Reaktion, die die Steuerung des Reaktors ermöglicht, ermöglicht eine breite Variation der Prozessbedingungen und erhält also eine große Auswahl an Marken aus Polymethylmethacrylat.

Die Aussetzung PMMA hat eine höhere Schlagzähigkeit und Wärmeformbeständigkeit, enge Molekulargewichtsverteilung.

Literatur

1. http://de.wikipedia.org/wiki/Methacryls%C3%A4uremethylester
2. http://de.wikipedia.org/wiki/PMMA
3. http://de.wikipedia.org/wiki/Suspension (Chemie) (2/04/2012).
4. Völkle D. Modifizierung von Polymeren mit komprimiertem Kohlendioxid als Lösemittel.Fraunhofer IRB Verlag, 2003.
5. Muth. O. Quellung, Imprägnierung und Modifizierung von Polymeren in überkritischem Kohlendioxid Fraunhofer IRB Verlag, 1999.

THE ANALYSIS OF MECHANIZED WELL STOCK OPERATION EFFECTIVENESS IN THE POKAMASOVSKOE OIL FIELD

N.A. Surmenev

Scientific advisors associate professor S.F. Sandu, associate professor L.V. Nadeina

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Pokamasovskoe oil field is located in the Khanty-Mansijsk Autonomous District of Tyumen' Region. The closest residential areas are Surgut (39 km), Langepas (20 km), Megion (66 km), settlements Pokur, Agan, Uryevskoe. The climate is extremely continental with long cold winter and short warm summer. The oil field was put into production in 1988.

We have studied reservoir rock properties UV11 of Pokamasovskoe oil field within license block "OJSC Slavneft-Megiongas". We have revealed that the porosity of examined samples varies from 15.5 to 22.1% comprising 18.2% on the average; permeability coefficient changes from 4.7 to 315.5 mD, the mean value is 62.5 mD; the values of initial oil saturation vary from 49.8 to 83.2%, the mean value is 67.0%.

Chemical composition and properties of brine water are studied on the samples of test specimens. The chemical type of brine water (according to V.A. Sulin) of upper jurassic deposits on Pokamasovskoe field is mainly chloride-calcium.

Oil of Pokamasovskoe field is characterized as light, low-viscous, low resin (5.4 %), waxy (2.6 %), and sulfur-bearing (1 %). Under reservoir conditions it has mean density 729 reserves in place g/cm3, viscosity 0.83 mPa*c.

Reserves in place of category BC1+C2 constitute 61473000 tons, recoverable reserves are 25215000 ton and oil recovery index equals to 0,410.

According to the present data we conducted the analysis of design and actual production figures 2004 to 2008. Maximum exploitation rate in Pokamasovskoe oil field was in 2005.

After 2005 we observed exploitation rate drop and considerable increase of produced fluid water cut. At the moment oil field is on the 4^{th} stage of development characterized by the low rates of drainage.

In production well stock there are 305 oil wells including 125 wells in operating well stock, suspended (155) , abandoned (7), piezometric wells (18). Active stock of production wells constitutes 97 units (22.4 %). All these wells are mechanized: 84.5% are equipped with electrically driven centrifugal pumps, 14.5 % – with bottom-hole pumps, 1% – with electro-diaphragm pumps.

Furthermore, present information indicates that the largest amount of oil is produced by means of pumps. We can observe on the diagram that the greatest part of oil is produced by the electrically driven centrifugal pumps which is 303,6 000 tons. They are followed by bottom-hole pumps which constitute 11,1 000 tons. Finally, electro-diaphragm pumps produce 0,37 000 tons.

According to the research, pumps are the key causes of failures in pump sections and premature failure of electrically driven centrifugal pumps, which constitutes 53% of all the failures. The most frequent causes of premature failure are mechanical impurity and insufficient influx which overall constitute the half of the cases of equipment premature failure. On the assumption of above-mentioned we have revealed that such values as time before failures and average pumping level are inversely proportional. When the pumping level increases pumps operation life reduces. Consequently, we can conclude that maintenance of maximum pumping level extends well operating time.

As a result of our research we can come to the conclusion that it is necessary to choose equipment more painstakingly. There are a great number of programs for pump and electrical submersible motor selection but their usage on the fields is, as a rule, unavailable.

Therefore, the best way is to use engineering approaches to predictions. Head-flow well characteristics that we have collected are combined with head-flow characteristics of three centrifugal pumps.

On the basis of formation productivity we have estimated preliminary well flow rate which is 259 m3 of fluid per day, with the help of which we determine the type of pump. It is the electrical submersible centrifugal pump M5A-1700.

As a result of well drive optimization №1063 through the pump selection we managed to receive additional oil production which is approximately 9,5 tons of oil per day.

In order to increase time before failures it is necessary to choose not only pump correctly but also an electrical submersible motor. The research has revealed that the application field of electrical submersible centrifugal pumps is high-rate, drowned, deep and inclined wells whose flow rate equals to 10–1300 m^3 per day and vertical head is 500–2000 m.

Our work has allowed us to determine the causes of the majority of failures which are as follows:

1. mechanical impurity
2. insufficient influx
3. corrosion
4. saline deposit

At the moment the set of measures to increase pumps reliability is being taken on the field in compliance with the design project. These are:

1. breaking machines application against mechanical impurity
2. gas separators usage to remove gases
3. proportioning via flexible pipeline of chemicals against saline, asphalts, resins, and paraffins deposits
4. heating cable application to struggle deposits of asphalts, resins, and paraffins
5. well drives optimization

References

1. Research report “Analysis of Pokamasovskoe field development according to license area OJSC “Slavneft-Megionneftegas”, OJSC “SibNIINP”, Tuymen’, 2004
2. Research report “Technical and economic feasibility of oil recovery efficiency of Pokamasovskoe field”, OJSC “Analytical centre SibINKOR”, Tuymen’, 1998.
3. Research report “Determination of displacement efficiency and relative permeability for producing formations of Nivagalsk, Urievsk, Lokovsk and pokamasovsk fields” LLC “KogalymNIPIneft”, Kogalym, 2004.

MAGNETIC SURVEY APPLICATION FOR EXCESSIVELY FRACTURED ZONE DETECTION IN SEDIMENT-TERRIGENOUS FORMATIONS WHILE ENGINEERING GEOLOGICAL INVESTIGATION

D.I. Tengelidi, I.B. Kovalev
Scientific advisors associate professor E.V. Gusev, associate professor D.A. Terre
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Landslide formation is one of the most essential negative geological factors in Tomsk region. The problem of Lagerny Sad is very urgent nowadays, as the memorial complex and buildings placed on the river terrace are subject to danger caused by landslides. It is hardly possible to put the processes of landslide formation out of existence despite the flattening of the slopes till base level or bank protection and other measures undertaken to solve this problem nowadays.

The drainage construction for prevention of negative landslide effects has been in progress since 1991. There are the western and eastern branches of the drainage system.

In 2007 while work resumption in the eastern flank an excessively fractured zone that handicapped future construction was discovered near the stadium “Burevestnik”.

Therefore, the aim of the present research is to detect a fractured zone from the surface and to determine its bearing. For this aim accomplishment the following objectives should be reached:

1. to carry out magnetic survey
2. to process observed data
3. to apply a new approach of processing
4. to make a qualitative interpretation of the obtained data

A magnetometer, a computer with appropriate software and acquisitive mind of an operator are equipment that is required for the research.

The detailed magnetic survey was conducted in the area near the stadium with the purpose of forecasting hyper permeable zones and studying magnetic survey potentials. Field work includes 6 profiles 200 meters each and 224 measuring points in total.

Magnetic survey for engineering geological investigation carried out over a small area is frequently close to industrial buildings. The described factor complicates interpretation and has a great influence on measurement accuracy; for this reason before field data interpretation it is necessary to eliminate the impact of industrial facilities.

The area of investigation is surrounded by a metal fence and also includes a prospecting borehole. Considering these values as rejection one should eliminate them, since they are at the bonders of the exploration area. Rejection in the middle of the section is replaced via interpolation. The second stage of data processing is delineation of regional component of the observed field. For this purpose averaging by sliding window is usually used, but it is inappropriate because of small size of the exploration area. Thereupon interpolation by Lagrange polynomial was applied. This polynomial inverse function is based on several (in this case 4) points of normal value.

The results of interpretation are 6 diagrams, a contour map and a 3D model of the regional field. Resulting field has irregular surface (Fig. 1.) with local anomalies and it is impossible to use it for accurate interpretation. This can be explained using following reasons:

- Section data are obtained independently, but regional component increases orthogonally to sections.
- Anomaly has a great impact on the polynomial because of small length of the section.
- At the borders Lagrange polynomial has low accuracy.

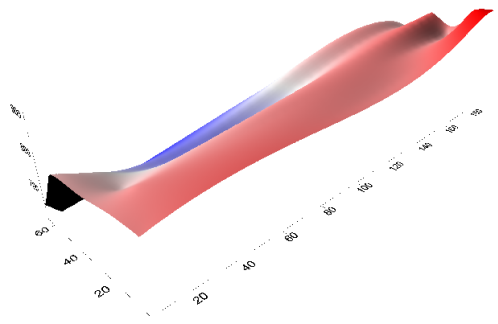


Fig. 1. 3D surface map of regional component

Thus, a wide-spread regional component calculated on the basis of Lagrange polynomial does not show the total gradient and is inappropriate for interpretation. To overcome this problem additional processing that takes into account all points was performed. This procedure was first introduced to the research under the guidance of E.V. Gusev, associate professor of geophysics department (Tomsk Polytechnic University) and applied to field gradient bearing orthogonally to sections. It comprises three stages.

The stage 1 is responsible for calculation of average values in sections. Herein field values in each picket are an average of 6 sections obtained by Lagrange polynomial, so this section includes information obtained for all the profiles.

The stage 2 is concerned with calculation of an average value for each section and, subsequently, building a diagram. As one can see this graph present a curve (Fig. 2.), which is inappropriate for regional component differentiation, consequently, using linear function approximation it is possible to determine an average value for each section.

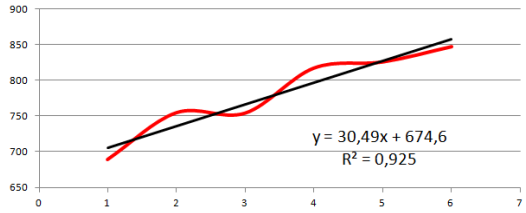


Fig. 2. Calculation of fields average value between sections

The stage 3 includes multiplying of average section and average value from those received at the previous stage. Hence the received diagrams have the same look but differ in values.

The final stage of processing is determination of local anomalies which reveal the discrepancy of the field data and regional component.

It is necessary to note that the local anomalies (Fig. 3.) evaluated using the originally developed technique have a higher accuracy than only Lagrange polynomial calculations, as this method minimizes the effect of regional components.

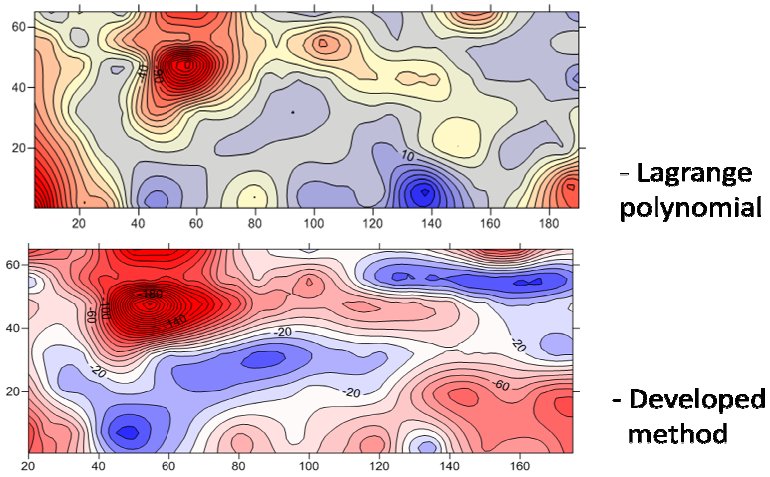


Fig. 3. Comparison of two methods

After accomplishing processing procedures one should proceed to qualitative interpretation. A linear adverse anomaly with the strike at the angle of 45° is detected through a chain of negative anomalies (Fig. 4.); it is also confirmed by displacement of positive anomalies while crossing this area. This zone corresponds to fractured rocks correlative to hyper permeability.

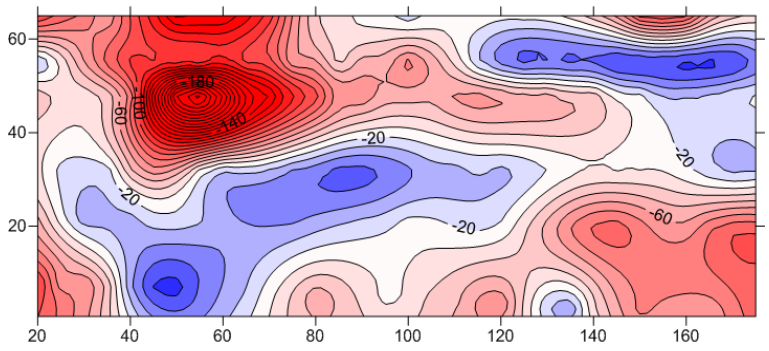


Fig. 4. Contour map of local anomalies

The conducted investigation made it possible to work out a number of promising considerations. The correlation of magnetic fields with hyper permeability of rocks allows to locate an excessively fractured zone. The developed approach gives positive results and can be applied in future to prospecting for other exploration areas at the stage of processing.

References

1. Magnetic survey. Geophysicist reference book / edited V.E. Nikitskogo, U.S. Glebovskogo.- M.: Nedra,1990.- 470 p.
2. Tafeev G.A., Sokolov K.P. Geologic interpretation of magnetic anomalies. – L.: Nedra, 1981. – 327 p.

THE INFLUENCE OF ULTRASONIC TREATMENT ON THE PROCESS OF ASPHALTENES AGGREGATION BY OPTICAL MICROSCOPY METHOD

V.V. Tikhonov
Scientific advisors associate professor L.V.Shishmina, assistant L.V. Chekantseva
associate professor M.V. Vlasova
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Oil is a complex disperse system, in which the dispersed phase is formed by macromolecular components: waxes, resins and asphaltenes. Asphaltene colloids in many cases are kinetically unstable [1]. Stabilization of asphaltene colloids is an important task for the oil industry. It's obvious, that to explain the colloidal properties of asphaltenes and their mechanism of flocculation and sedimentation process we need the scientific approach, based on the sophisticated physical methods and the fundamental theory. One of these methods is ultrasound, which is a unique, environmentally friendly way of stimulating physical and chemical processes of the modern technology. Addition of surfactants and ultrasonic treatment (UST) affects the stability of asphaltene solutions at various stages of aggregation [2]. Stabilization mechanism of the asphaltene aggregates in solvents under intense ultrasonic vibrations is not clear.

The aim of this work is to study the effect of UST on the aggregate stability and the behavior of oil asphaltenes. The object of the investigation is asphaltenes, separated from the oil with a high content of paraffin. The experiments were performed on a model system of asphaltene-toluene-heptane. The concentration of asphaltenes in toluene was 0.1 g / l. The initial solution was exposed to dispersion in an ultrasonic bath Liborette-17 for 1 minute, after UST a certain amount of n-heptane was added to the solution of asphaltenes, then it was done in 2 hours. The sample was thoroughly mixed and the volume was selected for studying by optical microscopy method using modular biological microscope Olympus SKH41. Asphaltene solutions with 65%, 75% and 85% of n-heptane were analyzed, which were subjected to a pre-UST. Size of aggregated asphaltenes in the samples was measured, and dispersion analysis of the analyzed system was performed (Fig.).

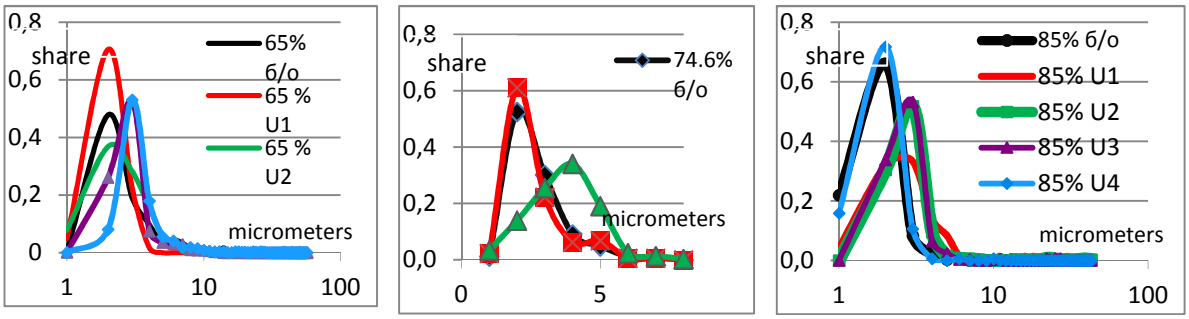


Fig. Differential distribution curves of asphaltene particles by size: a) asphaltene-toluene-UST+65% heptane, and b) asphaltene-toluene-UST+75% heptane, c) asphaltene-toluene-UST+85% heptane

In asphaltene-toluene-heptane systems without RAS for all concentrations maximum is accounted for the particles 2 microns in size, but with different content of large particles. In solutions with a concentration of 65% heptane subjected to UST immediately and in 2, 4 hours after treatment the proportion of large particles decreases up to 17 microns. 6 hours after the UST we can see that the system returned to its original state. According to the curve shape particles up to 8 mm, maximally 2 to 4 mm, present in the solution with a concentration of 75% n-heptane. In solutions with a concentration of 85% heptane, prepared immediately after the RAS, in 2 and 4 hours, there is an increase of the large particles proportion with sizes up to 41 mm and in the range of 4-5 microns to the maximum. For a solution, prepared 6 hours after the RAS, the proportion of large particles decreases up to 10 microns, and the fraction of fine particles with a maximum of 2mm in size increases.

According to studies, the differential curves of the asphaltene particles size distribution depending on UST and exposure conditions of coagulant-n-heptane. UST has a different impact on the system of asphaltene-toluene and it depends on the concentration of the precipitant. For the dispersed system of asphaltenes in toluene, treated with RAS and the subsequent addition of 75% heptane, we observed the presence of particles up to 8 mm in size.

References

1. Burya Y.G., Yudin I.K., Dechabo V.A. Anisimov M.A. Colloidal properties of crude oils studied by dynamic light-scattering: presented at the Fourteenth Symposium on Thermophysical Properties, June 25-30, 2000, Boulder, Colorado, U.S.A.
2. Yudin I.K., Nikolaenko G.L., Gorodetskii E.E., Markhashov E.L., Frot D., Briolant Y., Agayan V. A., Anisimov M.A. Universal behavior of asphaltene aggregation in hydrocarbon solution//Petroleum Science and Technology. – London, 1998. — N 3. — pp. 395-414.

GEOPHYSICAL METHODS IN FACIAL TYPES STUDIES OF THE PERVOMAYSKOE OILFIELD RESERVOIRS

E.S. Ulachina

Scientific advisors professor V.N. Ustinova, associate professor D.A. Terre

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The development of the oil and gas potential deposits in Tomsk region requires detailed studies of the peculiar geological structure of depositions of producing formations. There are the Upper Jurassic deposits of the Vasyugan suite in the Pervomayskoe oilfield. A detailed geological modeling includes the investigations of lithofacies structure section, conditions of geotectonic structure formation, secondary mineral transformations of reservoir and matrix rocks, geophysical anomalies connected with hydrocarbon accumulations. The Jurassic producing formations of the South-East sedimentary mantle of Western Siberian Plate constitute the major oil and gas bearing rock masses of Tomsk region. The stratigraphical delineation of the Jurassic formations in Tomsk region was produced by Gurary F.G., Smirnov L.V., Devyatov V.P. and others. Devyatov V.P., Danenberg E.E., Belozerov V.B., Ezhova A.V., Egorova T.G. made detailed facies analyses of particular lithological units.

The genetic traits of the Jurassic and Cretaceous producing formations have been investigated by a wide range of Siberian specialists. The peculiarities of formation, spatial spread details, lateral termination and facies replacement of the main producing formation horizons and interlayered argillaceous depositions are studied in course of predictive researches of cap rocks.

The main aggregate hydrocarbon deposits in the south-eastern part of Western Siberian Plate are detected in the Upper Jurassic formations [1]. The Pervomayskoe oilfield, one of the largest fields to the South-East of Western Siberia is located in the northern part of the Kaymysovsky petroleum province. The oilfield was discovered in 1969 and it has been developed since 1981. All discovered oilfields are restricted to the J_1 horizon of the Vasyugan suite.

The sandstone horizon J_1 delineated in the Upper Jurassic formations of the section is an applicable reservoir for hydrocarbon deposits. The overlaying argillaceous-siliceous rocks of the Bazhenov suite constitute the source of organic material and produce a regional seal. These rocks create favorable conditions for oil and gas formations.

The Vasyugan suite is divided into the upper and lower subformations [2]. The regressive and transgressive deposition cycles of the Vasyugan subformation determine two-unit structure of the suite. These two units are separated by the regional coal layer C_1 into coal-overlying unit and coal-underlying unit. The coal underlying unit section is represented by the J_1^3, J_1^4 regressive sandstones. In some prospects these layers are combined and form the J_1^{3-4} sandstone rock mass.

The coal-overlying and underlying units are separated by the coal interlaying mass. It includes the coal layer C_1 formation of which has been predicted to take place in continental environment.

The Georgiev suite is interlayed between the Vasyugan and the Bazhenov suites. It is formed by claystone-like or subbituminous clays.

The Bazhenov suite discordantly overlays the formations of the Vasyugan suite. Within the territory of Western Siberia the Bazhenov suite constitutes the main zone of oil generation.

The layer complicated structure and its variability are dependent on facies composition. The formation of J_1^1 layer under different facies conditions caused variation of reservoir properties and OWC (oil-water contact) location in the zones of marine and fluviatile facies development which comprise coastal –marine facies, the stream-mouth bar facies, swell facies, delta arms, beach and channel facies. Such delta formations as stream-mouth bars, swell-like structures, mudflow drift cones, edge bars are characterized by high FR (flow rate) in sand facies.

The main scope of seismic surveys was carried out in the Pervomayskoe field in 1980-1990. The Pervomaysk local elevation and a set of small oil and gas deposits were delineated on the basis of the data obtained by seismic surveys.

The seismic shootings on the scale of 1:50000 were performed by №3 seismic crew of the company TomskNeftegazGeology.

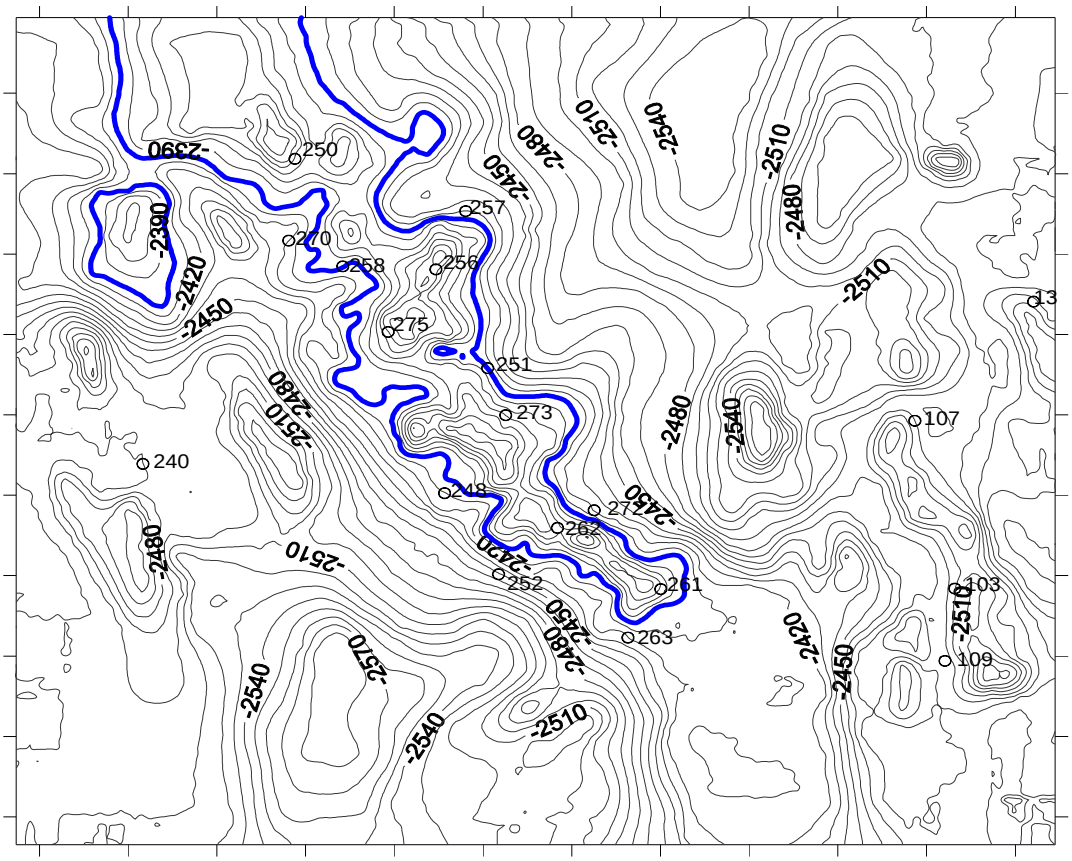


Fig. 1. The seismic structural map of the Pervomayskoe field deposits

The Pervmayskoe field includes 9 local structures (Fig. 1). Within the studied area a sand horizon J_1 is of particular interest regarding its oil-and-gas bearing capacity. The complicated reservoir structure requires a wide range of geological and geophysical surveys for its analysis. Seismic- and electrical facies models constitute the base for improving the quality of porosity, permeability, oil-saturation efficiency evaluations; thus, they are used as the basic techniques for hydrodynamic model building of the field.

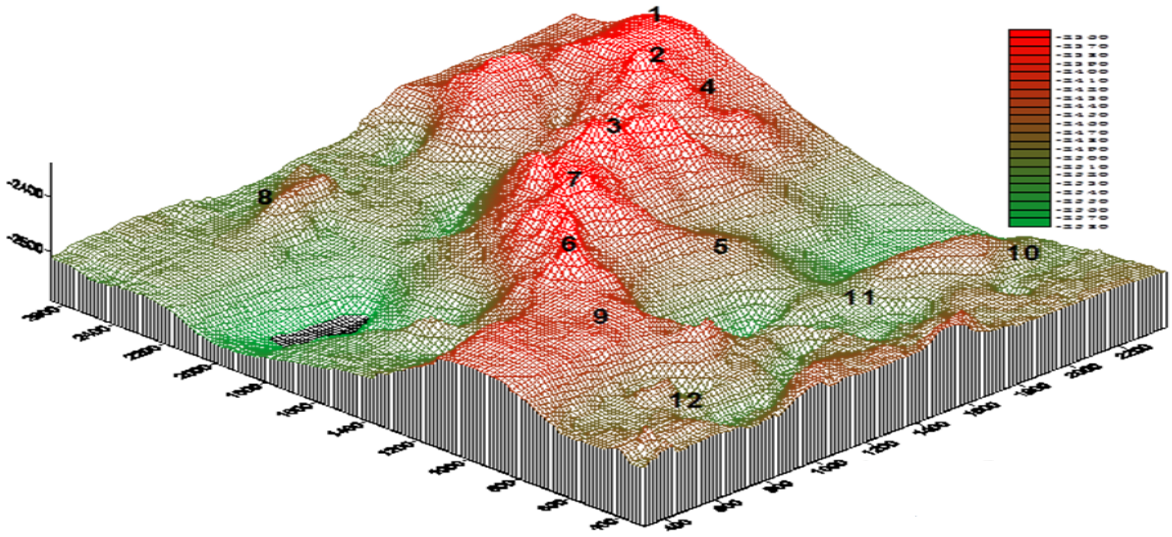


Fig. 2. The seismic structural □□a reflector model in the Pervomayskoe oilfield

The axonometric image of structural □□a surface shown in Fig. 2. was produced according to survey results obtained in 2004.

The secondary processes taking place in the reservoir and surrounding rocks affect its porosity and permeability. The detailed studies of these processes are an important part of field geological structure investigation. Since the reservoir formation considerable amounts of hydrocarbons, carbon dioxide, hydrogen sulfide, and hydrogen penetrate the host rocks over the years [3]. The secondary mineralization results in a complicated structure of pore space and is clearly traced in fractured zones. This peculiarity allows mapping the secondary mineral formations in seismic sections and fields of seismic parameters.

Thus, seismic- and electrical facies analysis, seismic morphological reconstructions of the Pervomayskoe oilfield complicated structure reveal factors which determine the maximum hydrocarbon saturation and criteria for the distinction and delineation of high-capacity reservoirs.

References

1. Пинус О.В., Куренко М.И. (Шлюмберже DCS), Шульев Ю.В., Билинчук А.В. (ОАО “Мегионнефтегаз”). Условия осадконакопления песчаных пластов Ю1 в центральных и юго-восточных районах Западной Сибири // Все о геологии, недропользовании и минеральных ресурсах Российской Федерации. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: URL: http://www.vipstd.ru/gim/content/view/625/289/ (дата обращения 20.02.2013).
2. Худорожков Г.П., Негоденко В.С., Иванов И.А. Прогноз зон развития коллекторов горизонта $Ю_1$ васюганской свиты центральной части Каймысовского свода // Геологическое строение и нефтегазоносность юго-востока Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СНИИГГИМС, 1989. – С. 123–131.
3. Устинова В.Н., Устинов В.Г. Сейсмоморфологический анализ при картировании высокоемких колекторов. II. Роль тектонической трещиноватости в форме палеорельефа и формировании проницаемых ячей коллекторов //Известия ТПУ. – 2004. - № 4. – С. 63–69.

LEAVES OF *POPULUS NIGRA L.* AS BIOINDICATOR OF HEAVY METAL POLLUTION

A.R. Yalaltdinova

Scientific advisors professor N.V. Baranovskaya, associate professor A.N. Oleinik

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

It is now well known that plants can be effectively used as biomonitors of environmental pollution. Leaves of higher plants have been used for biomonitoring heavy metals since 1950s [1]. Different types of vegetation and also different species of *Populus L.* had been used as a biomonitor by various investigatiors, for example, *Populus nigra L.* cv ‘*Italica*’ was used by Djingova et al. (1995) [3].

Ust-Kamenogorsk city area is the major industrial center of Kazakhstan Republic on the territory where the industrial giants of non-ferrous metallurgy and nuclear energy are situated.

So the purpose of the present study was to investigate the contents of 28 heavy metals by using *Populus nigra* as bioindicator in Ust-Kamenogorsk city area. *Populus nigra* was selected as the major plant type of polluted urban areas; it has a wide geographical range and ecological distribution throughout the world; and sampling, identification and cultivation is easy and inexpensive [2].

Table

The average content of chemical elements in the leaves ash of black poplar (Populus nigra L.) in different districts of the Ust-Kamenogorsk city, mg / kg

Part of the city	Central part		Northeast	Southern
Urban district	Ulba	Oktyabrskij	Sogra	Ablaketka
Zn	**3779±267**	2320±390	3227±584	1436±317
As	2,8±0,4	2,7±0,31	2±0,3	2,1±0,4
Br	122±7	95±14	**260±74**	114±23
Sr	1204±58	1209±89	**1493±100**	1256±76
Ag	**0,61±0,08**	**0,63±0,2**	0,3±0,01	0,33±0,02
Sb	**3,3±0,36**	1,23±0,11	1,1±0,2	0,42±0,06
Ta	**0,14±0,03**	0,06±0,01	0,07±0,02	0,03±0,005
Au	**0,023±0,007**	**0,022±0,008**	0,007±0,0009	0,01±0,002
U	**0,7±0,09**	0,34±0,05	0,35±0,05	0,32±0,04

Note: bold italic type was used for the highest average content of elements in the samples of Ust-Kamenogorsk region

Poplar leaves of the same age (also care was taken to avoid selecting leaves with imperfections) were sampled uniformly from 101 sites, larger sites being found near the enterprises. Sampling of leaves in the city of Ust-Kamenogorsk was conducted by the author at the end of August 2011 by the standard method. In the laboratory, the leaves were dried at room temperature to constant weight. After drying and pulverizing under the same conditions, the samples were heated at 600ºC for 2 h to the state of uniform ash. To determine the quantity of the chemical elements in leaves ash the modern instrumental neutron activation analysis (INAA), implemented at the nuclear research reactor in the nuclear and geochemical laboratory was applied (analyst - senior staff scientist Sudyko A.F.).

The results of the research showed that within the city the sites with abnormal contents of typomorphic pollutants have been revealed (> x 3 * σ, where x is an average content of the element, and σ is a standard error). In the central part of the city, in the vicinity of lead-zinc plant and Ulba metallurgical plant, the highest concentrations of Ta, U, Zn, Ag, Au, As, Sb, Cr and Fe were marked. At the same time there are elevated levels of Br and Sr were stated in the northeast, near to the titanium-magnesium plant. Zn, As, Sb, Ag and Au comes from lead-zinc plant and its refinery plants, while Ulba metallurgical plant, producing tantalum and fuel pellets for nuclear power plants, can be considered as a source of Ta and U in the environment (Table).

Thus, the peculiarities of major city enterprises are reflected in the element composition of Populus nigra L. and the poplar leaves can be used as a bioindicator of the urban area state.

References

1. Al-Shayeb S.M., Al-Rajhi M.A, Seaward M.R.D. The data palm (*Phoenix dactylitera L.*) as a biomonitor of lead and other elements in the environments.// Science of the Total Environment. – 1995. – 168 (1). – pp. 1-10.
2. Baslar S., Dogan Y., Yenil N., Karagoz S., Bag H. Trace element monitoring by leaves of *Populus nigra L.* from Western Anatolia, Turkey. // Journal of Environmental Biology. – 2005. – 26 (4). – pp. 665-668.
3. Djingova R., Wagner G., Peshev D. Heavy metal distribution in Bulgaria using *Populus nigra "Italica"* as a biomonitor. // Science of the Total Environment. – 1995. – 172. – pp. 151-158.

RESEARCH OF THE MATERIAL COMPOSITION OF SOILS ON THE TERRITORY OF THE AMUR OIL REFINERY

A. A. Yuzhanina, A.E. Moiseeva
Scientific advisors assistant V.I. Rybalko, associate professor I.A. Matveenko
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Methods for studying the material composition can reveal many different problems in the geoecological, geochemical areas.

Refineries have a negative impact on all the shell of the biosphere: air, water and solid. Emissions produced during refining affect the atmosphere; waste water runs into natural water and pollutes the Earth hydrosphere; waste, sludge has a negative effect on the soil cover directly or indirectly.

The pollution of soil with oil occurs in the refineries and pipelines to a considerable depth, and in the subsoil horizons lenses of oil products are formed that may migrate to the groundwater causing environmental pollution. It poses a serious global problem - contamination of soil with oil and oil products. In addition, there is a serious danger due to removal of lands from agricultural use, degradation of soil quality, soil erosion. Burning out (especially on the soil surface) is the most dangerous form of the elimination of environmental pollution, since incomplete combustion of oil produces persistent carcinogenic substances that are spread over a large area and get into the food chain of plant and animal communities, and, ultimately, result in a sharp increase in cancers rate of the local population [5].

The objectives of this research can be defined as the study of soil samples from "Amur refineries." The problem is solved by the complex laboratory research (schlich analysis and local spectral analysis with laser sampling), including laboratory facilities of the Department (stereoscopic binocular microscope MBS-9 unit LMA-10 multi-channel analyzer and atomic emission spectra MAES).

The location of the studied object of this paper is the Amur refinery. Administratively, the object of study "Amur Refinery" is located in the Ivanovo region of Amur region.

The climate of the studied area is monsoon continental temperate. Winters are cold and with little snow, snow cover is 10 to 50 cm average; the January temperature ranges from minus 24 ° C in the south-west to minus 36 ° C in the north-east. Summers are wet and rainy. The average July temperature ranges from 16-19 ° C in the north to 20-21,5 ° C in the south.

The river water regime reflects the climatic conditions of the region involved. According to B.D. Zaikov's classification [4], the water regime of the studied area belongs to the Far Eastern type with distinct predominance of rainfall runoff.

The sharp continental climate with features of monsoon has conditioned the peculiarities of soil cover of the studied area. The predominance of precipitation over evaporation leads to the flushing water regime on the well-drained sites and periodically stagnant – on the heavy grain soil-forming rocks. The uneven distribution of rainfall in seasons leads to soil oversaturation of these rocks, the groundwater formation and the extensive development of gley processes during the monsoon season [6].

The researched sample is referred to the dark meadow chernozem soils. Dark meadow chernozem soils occur in the Amur region, where they occupy vast flat plains sites within Arharinskoy plain water dividers mezoponizheniya Zeya-Bureya plain, and the lower parts of very gentle slopes to the river valleys and canyons of the bottom. Soils are formed under mixed grass or sedge-reed-sedge meadows, under the conditions of surface moisture with formation of temporary perched. Later thawing is typical for the middle of the vegetation season. Parent rocks are alluvial and diluvial heavy loam and clay.

In these soils there is some removal of silt from the upper levels and its accumulation in the middle ones. Profile in bulk composition is not differentiated; only little increase in SiO2 is stated in the humus horizon. Absorbing complex is saturated with bases. In some sections absorbed sodium is present in noticeable quantities (up to 10% of the absorption capacity) [4].

The soil selection is made according to GOST 17.4.3.01-83 [1], GOST 17.4.4.02-84 [2]. Soil profile sampling is performed in the range of 0-20 cm. Soil samples weighing not less than 0.2 kg, are selected with buffed described pit wall, starting from the bottom, from the middle, or multiple locations of the genetic horizons, and, certainly, the surface. Sample weight must be not less than 1 kg. The selected samples are packed into bags or into a dense brown paper and tied with a string. All samples from a single point of observation are packed together in a box or boxes, which are specified with the number of observation points; heavily wet or saline samples are packed in parchment paper or plastic wrap. Point samples are intended for determination of the heavy metals, they are necessary to be selected by a tool that does not contain metal. All samples are fixed in the register and GPS-navigator.

Preparation of soil samples for analysis is of no less importance than sampling itself. It consists of a number of consistently proceeding stages: pre-drying soil, removing any impurities, soil grinding and sifting through a sieve with a mesh diameter of 1 mm [7].

Then schlich analysis is conducted. Schlich is referred to concentrates of loose natural deposits produced from washing in water and enriched with heavy minerals.

The composition of washings and ore concentrates can include a large number of minerals. Therefore one needs to pre-fractionation with some minerals. Fractionation is based on separation by size, the magnetic properties and mineral specific gravity.

Spectral analysis is the most widely used method for element content determination in terms of the characteristic emission lineal spectrum of free, neutral and ionized atoms of a chemical element in the optical range of electromagnetic waves in a wide variety of natural and artificial media. It can be used to analyze solids, liquids and gases, more than 70 elements, including radioactive [3].

In the course of material composition analysis the samples taken in vicinity of the Amur refinery revealed the following mineral particles: quartz (SiO2), magnetite (Fe3O4), calcite (SaCO3), orthoclase (K (AlSi3O8)). Besides, during the study of soil samples technological component particles were found (particles produced by burning different types of fuels, municipal waste, and the particles of the different technological processes in industrial plants).

Local spectral analysis with laser sampling allows for determination of the elemental composition in soil samples.

As a result of the analysis elemental composition of schlich samples was determined and found the following:

- The elements of the first hazard class: As, Pb, Zn, Hg;
- Elements of the second hazard class: Cu, Ni;
- Other elements: Fe, Mg, Al, Si, Ca.

The spectra obtained in the process of the study have showed that the highest concentrations of heavy metals of the first and second hazard classes (Pb, Fe, Cu, As, Hg) are found in man-made particles.

When comparing the detected elements of the first and second hazard classes (Pb, Cu, As, Zn, Ni) with the MAC, the excess is not fixed.

But if we compare the background values of soils provided by FGBU "CAC" Amur " for the territory of the SS Dmitrievka and Ivanovka of Ivanovo region of Amur Oblast, we see a high content in the sample of elements such as lead, arsenic, and copper.

One should analyze samples in more details for these components and draw conclusions by comparing the data with MACs and background characteristics. These measures are necessary for prevention of nearby communities from pollution and related diseases.

References

1. ГОСТ 17.4.3.01-83. Охрана природы. Почвы. Общие требования к отбору проб. – М.: Госстандарт СССР, 1994. – 3 с.
2. ГОСТ 17.4.4.02-84. Охрана природы. Почвы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа. – М.: Госстандарт СССР, 1994. – 7 с.
3. Волостнов А.В., Таловская А.В. Методы исследования вещественного состава природных объектов: методические указания к выполнению лабораторных работ по курсу «Методы исследования вещественного состава природных объектов» для студентов, обучающихся по специальности 020804 «Геоэкология» / А.В. Волостнов, А.В. Таловская – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 16 с.
4. Зайков Б.Д. Классификация рек // Техническая и учебно-методическая документация: URL:http://www.pppa.ru/geology/about08/water15.php (2012)
5. Инженерно-экологические изыскания / Исп. Соловьев Н. Н., Терехов А. Н., Ефремов А. Н., Салахов А. М. и др. // Технический отчет по инженерно-экологическим изысканиям. Комплекс по переработке нефти и транспортировке нефтепродуктов «Амурский нефтеперерабатывающий завод». Инженерно-экологические изыскания трасс канализационного коллектора, подъездной автодороги и подпитывающей ВЛ / ГИП Решетников Е.В. – Омск: ЗАО «ПИРС», 2012. – 265 с.
6. Отчет по комплексным инженерным изысканиям. Продуктопровод Берёзовка (Благовещенск) – Хэйхэ (КНР) / ГИП Буньков А. В. – Владивосток: ОАО «Дальэнергосетьпроект», 2007. – 58 с.
7. Язиков Е.Г., Шатилов А.Ю. Геоэкологический мониторинг: учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 276 с.

THE FUTURE COMPANIES IN THE CHINESE RARE EARTH ELEMENTS MARKET

S.V. Zagaynov[1]
Scientific advisors professor G.Y. Boyarko[1], associate professor P. Mitchell[2]
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia[1]
National Research Tomsk State University[2]

The Chinese rare earth elements market has been developing very fast. China is the most powerful rare earth elements player in the world. Nowadays, only China can reduce and raise rare earth elements prices. The Chinese companies are able to do that for the one reason - the country produces nearly 95 percent of the world's rare earth materials [1]. China used to have around 155 companies with legal rights for working in this sphere of business, but in July of 2012 Chine cut mining rights for the materials by about half to 65 [6]. Why? There are advantages when you have a lot of enterprises and there are disadvantages. The biggest disadvantage is that all the little companies do not care about the environment and become smugglers. That is why the Chinese government decided to restructure its domestic rare earth elements market. The restructuring should help bigger enterprises to purchase the shares of smaller ones to create a more integrated market. In an ideal situation, three to five giant enterprises should be left to exploit the rare earth [4].What companies are going to be monopolists and what will this restructuring look like?

The main goal, as stated in "Plans for Developing the Rare Earth Industry 2009-2015," is to establish three large rare earth production districts and two production systems nationwide. The plan will divide the industry into three districts: North (Inner Mongolia and Shandong), South (mainly Jiangxi, Guangdong, Fujian, Hunan, and Guangxi), and West (Sichuan). The two rare earth systems involve light rare earths in northern China and medium-to-heavy rare earths in southern China, as illustrated in Fig.

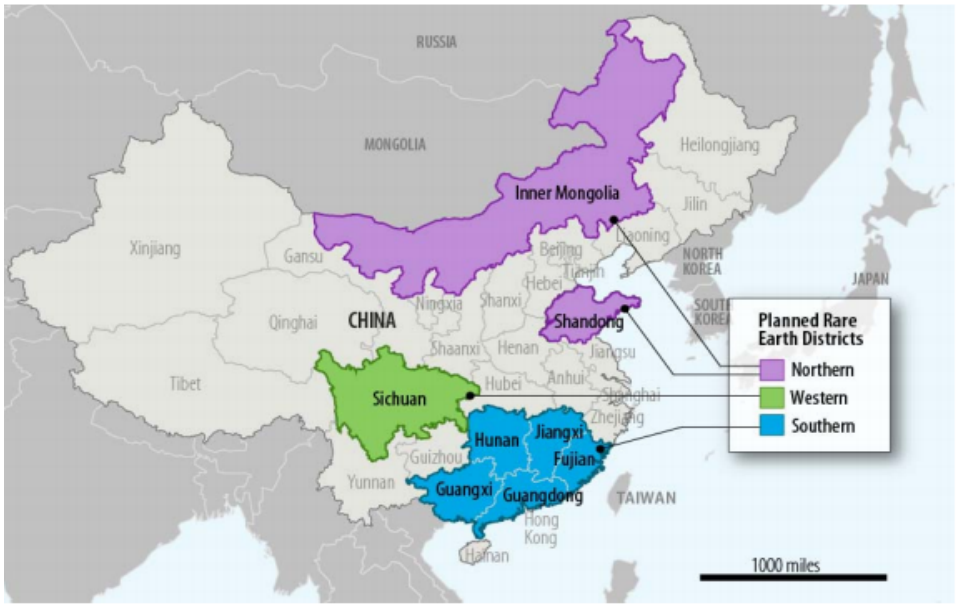


Fig. The plan for developing the Rare Earth Industry

In northern China, where the industry tends to be more concentrated than the southern part of the country, Baotou Steel Earth High-Tech Company (Baotou Rare Earth) has been chosen as the forerunner in industry consolidation [2]. Baotou Rare Earth is becoming the monopolist in the northern market and in December of 2012 signed framework agreements on consolidating and restructuring with other rare earth firms based in Inner Mongolia. Under the agreement, the 12 companies and their shareholders will transfer 51 percent of the companies' combined equity to Baotou Steel Earth High-Tech Company for free while Baotou Steel Earth High-Tech Company will plan their management and production [5].

In western China, we assume, the largest company – Sichuan JXCC Rare-Earth Magnet LLC, which consists of JL Mag Rare-Earth Company, Limited and Sichuan JXCC will be the monopolist. There are not any other big opponents for the new cooperation.

And there is still no information about what companies will be the leaders in southern China. Many companies are involved in the ion absorbed-type rare earth industry, but only six are considered competitive on a large scale. They are: China Minmetals Corporation, Aluminum Corporation of China, China Non-Ferrous Metal Industry's Foreign Engineering and Construction Company Limited, Guangdong Rising Nonferrous Metals Group Company Limited, Xiamen Tungsten Company Limited and Ganzhou Rare Earth Mineral Industry Company Limited [3]. It is very hard to guess which three companies will be chosen, but let us see. The first one company is China Minmetals Corporation. In our opinion, the company will definitely remain an independent player and will not be the part of another company.

There are a lot of facts which can confirm our supposition. China Minmetals Corporation is an international metals and mining corporation. It has 17.7 thousand employees and controls nine listed companies at home and abroad, with total assets amounting to RMB242.1billion Yuan. In 2011, China Minmetals achieved operating revenue of RMB355.2 billion Yuan and total profit of RMB12.765 billion Yuan, ranking number 169 among the Fortune Global 500 and Number 4 among metal companies. The company has its own divisions in China, Japan, India, Singapore, Korea, the USA, Australia, New Zealand, Republic of South Africa, Germany, Italy etc. [7]. We see no reason to close the company. The second one – Chinalco or Aluminum Corporation of China. There are a lot of suppositions about the company, but it is going to be the second company which will stay. As of the end of June 2008, its assets totaled 377.7 billion Yuan, with its value growth rate on fixed assets and return on equity leading among the state-owned enterprises with assets over 10 billion Yuan. It is the world's second largest alumina producer and the third largest primary aluminum producer. With Chinalco being the holding company, Aluminum Corporation of China Limited is listed on the New York, Hong Kong and Shanghai stock exchanges. Aluminum Corporation of China Limited is rated BBB+ by Standard & Poor's for three consecutive years [8]. The third company in the list is China Non-Ferrous Metal Industry's Foreign Engineering and Construction Company Limited. The company is an international and has 30 branches, but we see no reason why the company will remain. Probably, the main reason is that there are a lot of companies in China like this one. In spite of the fact that the company has been developing very fast its name will change. The fourth company in the list is Guangdong Rising Nonferrous Metals Group Company Limited. The company, with registered capital of 6.58 million US dollars, has over 4000 employees and a total capital of 263 million US dollars today [9]. Those are typical numbers for a company which works in the rare earth elements industry and the company is not the biggest in southern China. That is why we think that the company will be connected with some more powerful enterprise. The fifth and sixth companies are Xiamen Tungsten Company Limited and Ganzhou Rare Earth Mineral Industry Company Limited both are powerful players. Xiamen Tungsten Company Limited operates in the nonferrous rolling & drawing sector and the company has been developing very fast. The enterprise reported sales of 11.91 billion Chinese Renmimbi for the year ending December of 2011 [10]. But Ganzhou Rare Earth Mineral Industry Company Limited seems more potentially attractive to remain the third largest company in southern China. The company is the only ganzhou rare earth mining right entity, to the city within the scope of the rare earth mine mining implementation of unified planning, unified mining, unified management, and unified management. The company has the southern ionic rare earth 88 mining right certificate, accounting for 84.6% of the national production 9000 tons, grasps more than 60% of the ionic rare earth quota production and rare earth oxide supply, market influence is big, rare earth products offer ionic rare earth market has formed the leading strength, is the rare earth first big resource platform. Also, the company has the ganzhou rare earth research and design institute, ganzhou keyuan rare earth resources development company, ganzhou ungodly of motor companies, such as the three companies holding enterprise, and JiangXiJin force permanent magnet technology companies, JiangXiGuang sheng rare earth company, LongNa new source porcelain clay comprehensive utilization company three shareholding enterprises, constructs the mining, processing and application of industry chain, formed to promote the industrial development of the integrated scientific research, detection, trading platform. (http://ganzhourare.lookchem.com/about.html)

In our modern world it is necessary to know the latest information, especially the information about such an important market in the world as the rare earth elements market. We cannot say for sure what the Chinese government will decide; we just can analyze the latest information and attempt to predict China's intentions. In our opinion the future forerunners in the Chinese rare earth elements market are Baotou Steel Earth High-Tech Company in the North; Sichuan JXCC Rare-Earth Magnet LLC in the West; China Minmetals Corporation, Aluminum Corporation of China and Ganzhou Rare Earth Mineral Industry Company Limited in the South.

References

1. Bradsher K. China consolidates grip on Rare Earths, New York Times, (September 15, 2011), [Электронный ресурс]. — Режим доступа: URL:http://www.nytimes.com/2011/09/16/business/global/china-consolidates-control-of-rare-earth-industry.html?pagewanted=all&_r=0
2. Morrison E., Wayne M., Tang R. China's Rare Earth Industry and Export Regime: Economic and Trade Implications for The United States, (April 30, 2012), [Электронный ресурс]. — Режим доступа: URL:http://www.fas.org/sgp/crs/row/R42510.pdf
3. Yin M. Top 3 rare earth firms to be named, Chinadaily.com.cn (June 13, 2011), [Электронный ресурс]. — Режим доступа: URL:http://www.chinadaily.com.cn/business/2011-06/13/content_12685875.htm
4. Zhang X. Rare Earth elements undervalued, Xinhuanet (October 12, 2010), [Электронный ресурс]. — Режим доступа: URL: http://news.xinhuanet.com/english2010/indepth/2010-10/12/c_13552684.htm
5. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: URL:http://www.chinadaily.com.cn/business/2012-12/28/content_16065713.htm
6. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: URL:http://usa.chinadaily.com.cn/business/2012-07/17/content_15590317.htm
7. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: URL:http://www.minmetals.com.cn/index.jsp
8. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: URL:http://www.chalco.com.cn/zl/web/chinalco.jsp
9. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: URL:http://www.mr-guandong.com/suppliers/cinfo_2011.html
10. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: URL:http://www.corporateinformation.com/Company-Snapshot.aspx?cusip=C156IZ200

LEGAL STATUS OF WATER PROTECTION ZONES OF RUSSIAN FEDERATION'S RIVERS AND RIVERS OF THE UK BY THE EXAMPLE OF TOM' RIVER AND THAMES RIVER

E.V. Zippa
Scientific advisors professor V.V. Yankovskiy, associate professor I.A. Matveenko
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Water is a main component of life on the Earth. You can live without meal a few weeks but people would die without water in a few days. In modern economic life, water is of great importance for agriculture, industry, electricity and transport. Therefore, rational water management of our planet, protection of water resources from depletion and pollutions are one of the main problems in technologically advanced countries of the entire world.

Protection of water resources from depletion and prevention of pollutions with deleterious substances implies the development of definite orders. We will focus in more detail on the study of the relevant legislation; consider specifically those laws which are directly responsible for the protection of water bodies.

This research work has several objectives:

1. Familiarity with the Water Code of the Russian Federation (RF VC);
2. Review of the articles responsible for protection of water bodies of the Russian Federation;
3. Practical application of these articles of legislation by the example of Tom' river;
4. Familiarity with UK water legislation (Water Act 2003);
5. Review of the articles responsible for protection of water bodies of UK;
6. Practical application of these articles of legislation by the example of the Thames river;
7. Comparative analysis of the Water Codes in the Russian Federation and the water legislation of Great Britain.

Water legislation includes Water Code of the Russian Federation and is accepted in accordance with these federal laws and other regulations, as well as the laws and other regulatory legal acts of the Russian Federation's bodies (republics, territories and regions).

The purpose of the water law is to regulate relations in the use and protection of water bodies. In this case the use of water bodies for drinking and domestic water supply is a priority. For the specific type of water supply it is necessary to use surface and underground water protected from contamination and pollution. A major part in the protection of water resources is played by the state registration of surface and ground water use, which is performed for the purpose of current and future planning of rational water resources management, recovery and protection. It is based on data of the state monitoring and accounting data, which are provided by water users. A corpus of systematic data on water resources, mode, quality and use of water, and water users are included in the Water Cadastre.

Surface water includes those permanently or temporarily occurring in the earth's surface. This water is that of rivers, temporary watercourse, lakes, storage reservoir, lagunas, ponds, swamps, glaciers and snow cover.

To maintain the quality of water bodies, which corresponds to the environmental requirements, excludes pollution, contamination and depletion of surface water and keeps the habitat of animals and plants water protection zones are to be organized.

According to paragraph 1 of Art 65 VC RF protection zones are areas that are adjacent to the shoreline of the seas, rivers, streams, canals, lakes, reservoirs, and in which a special regime of the economic and other activities is set in order to prevent pollution, contamination, siltation of water bodies and depletion of their water and habitat conservation of marine biological resources and other fauna and flora.

On the basis of Article 65 paragraph 3 VC RF outside the territories of cities and towns the width of water protection zone of rivers, streams, canals, lakes, reservoirs, and width of coastal protective strip is set from the corresponding set of coastline, and width of the water protection zone of the seas and their width coastal protection belt - from the line on the tide. In the presence of storm drainage and embankments border coastal protection strips these water bodies coincide with parapets embankments, the water protection zone width in such areas is set from the parapet of waterfront.

In accordance with paragraph 4 of Article 65 of the current VC RF the width of water protection zone of rivers or streams is set from their source to the length of rivers or streams:

1) to ten kilometers - of fifty feet;
2) from ten to fifty kilometers - one hundred meters;
3) from fifty kilometers or more - in the amount of two hundred meters.

Besides, according to Article 65 paragraph 5 of the VC RF for the river, streams which are less than ten kilometers from the source to the mouth of the water protection zone coincides with the coastal protection strip. Radius of the source water protection area for the river, stream is set at fifty meters.

According to Article 65 of the Water Code of the Russian Federation the border of protection zones for the Tom River is 200 meters from the shoreline (within the city of Tomsk in areas of levee water protection zone of 200 meters from the crest of the dam). Coastal protection zone is 30 m on flat floodplain areas up to 50 m on steep slopes. Within the city the coastal protection zone coincides with the Tom River levee centerline.

Studying the Water Code of the Russian Federation, we would like to correlate it with that of the Water UK law for direct comparison as the UK is considered to be a more developed country in this sphere than our country.

The rights relating to water companies in England and Wales are mainly included in the Acts of the water sector in 1991 and 1999 and the Water Act 2003.

In 1963 river authorities were arranged, whose responsibilities include the implementation of the law relating to water resources, pollution of rivers, land drainage, fisheries and resort areas.

In accordance with Article 81 of the Water Preservation Act 2003, the relevant authorities should, where necessary, take steps to encourage water conservation. The relevant authorities are: English Secretariat of State, Welsh Assembly. After three years from the effective date of this section and at the expiration of each successive period of three years, the Secretariat is to prepare a report on the measures taken by it in accordance with section and any other measures that are suggested to be taken.

Assembly may order the preparation of relevant reports and when and in what terms the report should be prepared.

Every report is to be submitted to the Parliament, if prepared by Secretary of State and, if prepared by the Assembly, will be laid beforehand and published by the Assembly.

Unfortunately, in the UK water legislation the border protection zones are not clearly marked. One can assume that this is due to high urbanization and dense population of its territory.

Thereby, comparing the water legislation of the two countries, Russia and the UK, we can draw several conclusions. In the Water Code of our country there are some borrowings from the laws of other states, which is not surprising, since the legal system of the Russian Federation has undergone significant changes since 1993. UK legislation, in its turn, is developed in accordance with the established centuries-old tradition, being the classic example of the legal system. Such an approach is characteristic for the legal systems of the UK as well as some other countries, such as the United States of America. In this case the sources of law are customs taken as the law and legal precedents.

Each state has its own type of legislation. Stable in economic and political aspects UK is characterized by the classic style of law, but for developing Russia corresponds to the enhancing legislation.

References

1. Водный Кодекс РФ 3 июня 2006 года N 74-ФЗ
2. Water Act 2003 (Закон о воде 2003)
3. http://www.gicpv.ru/book27-20.htm
4. http://b-energy.ru/biblioteka/ekologiya-konspekt-lekcii/254-ohrana-vodnyh-resursov.html
5. http://green.tsu.ru/dep/water%20management/vodohrannye%20zone/
6. http://www.tnews.tomsk.ru/stats/33/2360/

SUBMERSIBLE PUMP UNIT SELECTION AND WELL FLOW RATE ENHANCEMENT THROUGH "ROSPUMP" SOFTWARE APPLICATION

R.K.Abdulaev

Scientific advisors: associate Professor V.N. Arbuzov, senior teacher T.V.Korotchenko

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Today submersible pump units have already become a common place in hydrocarbon production. However that's why it's essential to find out the ways to apply them more effectively and that's quite a critical point in this current growth in global oil demand. The first objective of the research is to examine RosPump software, the second is to analyze each stage of procedure, then based on the data provided byTomskneft to define the parameters which will enhance well-flow rate.

RosPump is a corporate software product for calculation and the analysis of installations of electrocentrifugal pumps and installations sucker-rod pumps. It is designed to optimize flow rate parameters of wells equipped with both submersible pump and beam pump units. Ir's a corporate software product for calculation and analysis of installations of submersible and beam pumps. One of the main advantages of this program is a possibility to provide a great database about the reservoirs concerned. The program is so easy to apply and it unites a lot of other software applications.

In order to select pump units properly it's essentially to follow a definite procedure which consists of several stages. First of all we got such info as numbers and codes of well, well head or reservoir etc. and filled it in the table. At the second stage based on the results of inclination measurements a 3-D model of the well was developed. Then we calculated physic-chemical properties of the well. To do this we applied black oil model. We assumed that hydrocarbon mixture mainly contained two components: oil and gas. It's well known that viscosity is one of the important parameters and that's why at this very stage we calculated three categories of viscosity correlations: the saturated, undersaturated and degased oil viscosity. To obtain more accurate calculations calibration of oil and gas properties were carried out. After that a very important dependence of well flow rate on bottom hole pressure was examined which is explained through the flow equation. It's is a characteristic of the well which is specific at any stage of well life. So the well-known indicatior diagram (or IPR curve) was designed.

It's very important to choose the efficient pump running depth in order the equipment to work well, right? And the well bore doesn't go straight through the layers as it is on pictures, it's very curvy at all its length. That's why we have to define pump running depth in order not to cause pump failure. So we divided the well into 10-meter intervals and calculated the curving intensity on each interval and chose the safest depth to place the pump.

The 6^{th} step requires the pump selection. And one of the main parameters is the number of pump working steps which can be calculated using the equation (1) for total pump head where X – is the number of working steps.

$$\Delta P = \sum_{i=1}^{x} g\rho_i H(q_i) \quad (1) \qquad \rho_i = \rho(P_{i-1}, T_{i-1}) \quad q_i = q(P_{i-1}, T_{i-1}) \quad (2)$$

Density and flow rate can be calculated with the help of the equations (2). As all reservoir engineers know, each pumping unit has its own rating describing pump head on flow rate dependence. But we had to make some corrections considering oil viscosity and current frequency. The manufacturer haven't provided us with any efficiency curve so we calculated the efficiency using hydraulic capacity. We went to the next step remembering that in the end we will get the pumping unit that follows certain criteria: first of all the diameter of the pumping unit must be smaller than the production string, then required power has to be 20% higher or lower than rated power and last but not least the pump should work in the acceptable temperature regime, because that's the cause of many pump failures. We had to take that into consideration here, we developed graphical dependence of temperature distribution and even found the best coating and cabels we needed.

The research was made on a new real oil well #1205 of Luginetskoe oilfield with the support of Tomskneft. Based on the calculation we got some great optimization results. A flow rate enhancement by 5.3 ton per day was achieved. At the last step the new data and design protocol can be displayed and printed.

References

1. Rosneft URL: http://www.rosneft.com
2. Aziz, K., Settari, A. (1979). Petroleum reservoir simulation. Applied Science Publishers Ltd, 497 p.
3. Mishenko I.N. "Oil well production", M. "Oil and gas" Gubkin RGU, 2003., 816 p.
4. H.-Q. Zhang, Q. Wang, C. Sarica, and J. P. Brill: "Unified Model of Heat Transfer in Gas/Liquid Pipe Flow", SPE March 28-31, 1999.

Круглый стол

МОЛОДЕЖЬ. НАУКА. ОБРАЗОВАНИЕ. ПРОБЛЕМЫ. ПЕРСПЕКТИВЫ.

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ НАУЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ВУЗАХ РОССИИ

Е.И. Короткова, профессор, заместитель проректора-директора ИПР
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Жизнь современной человеческой цивилизации невозможна без научных достижений, использование которых пронизывает все сферы деятельности людей, от повседневных, бытовых забот и до всемирных проблем эпохи. Наука, как сложная социально-когнитивная система, имеет три главных предназначения на глобальном и национальном уровнях. Это –

1) обеспечение национальных интересов;
2) улучшение качества жизни людей;
3) рост знаний о природе, человеке и обществе.

Современное состояние Российской науки по целому ряду объективных показателей, далек от совершенства. Тому есть причины объективного свойства, как, например, несовершенство нормативно-правовой базы, явившееся следствием перехода России на новую модель экономики и стремительности мирового научно-технического прогресса в последнем десятилетии. По объективным причинам экономического характера общее финансирование научно-технической сферы в современной России значительно уступает как таковому в СССР, так и современному уровню финансирования во многих развитых и развивающихся странах.

Основные проблемы развития современной науки в ВУЗах России, на наш взгляд, заключаются в следующем:

- Стремительное отставание России в мировом поле научных исследований.
- Проблема воспроизведения квалифицированных научно-инженерных кадров.
- Проблема внедрения научно-технических инноваций в производство и включения их в цепочку отраслевых и межотраслевых экономических связей (доведение до конечного продукта и конечного потребителя). Отсюда проблема низкой доли малых и средних предприятий в структуре высокотехнологичного производства и низкая доля производств с высокой добавленной стоимостью в структуре ВВП. Как следствие, отсутствует масштабный спрос на научные разработки со стороны частных компаний, что усугубляет все описанные выше проблемы и ведет к развитию негативных тенденций.

В дополнении к этому к проблемам Вузовской науки можно отнести:

- недостаточную результативность проводимых исследовании и разработок (в том числе в категориях публикационной активности, цитируемости, патентной активности);
- недостаток реальной продуктивной конкуренции между научными коллективами при распределении бюджетных средств на проведение перспективных исследовании и разработок;
- недостаточное развитие системы внешней независимой самооценки научных сообществом проводимых исследовании.
- старение научных кадров (прежде всего, высшей квалификации), сокращение доли исследователей наиболее активного творческого возраста;
- неразвитая инфраструктура обслуживания научных исследований;
- недостаточная обеспеченность современной материально-технической базой для выполнения исследовании и разработок.

Для решения вышеуказанных проблем необходимо предпринять ряд шагов:

- Пересечение национальных границ и юрисдикций;
- Осуществление сетевого взаимодействия в реальном и виртуальном времени и пространстве;
- Обеспечение двойственности между конкуренцией и сотрудничеством;
- Организация высокой мобильности ресурсов, идей, людей, инфраструктуры и технологий;
- Ответственность перед государственными и частными вызовами.

В качестве примера можно привести рисунок, отражающий изменение публикационной активности в ряде стран мира.

Из данного рисунка видно, что устойчивый рост публикационной активности наблюдается в таких странах, как Китая, Индия, Бразилия, Южная Корея. В России наблюдается снижение публикационной активности.

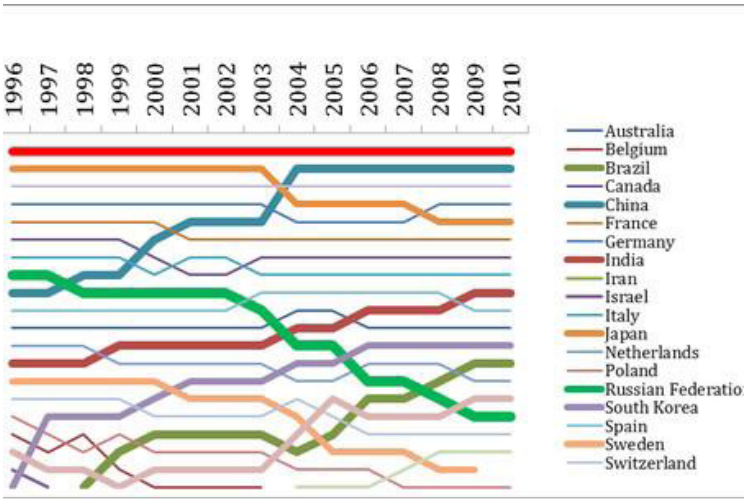


Рис. Изменение публикационной активности в ряде стран мира с 1996г по 2010г

Чтобы повысить публикационную активность Российской наук и, необходимо решить ряд проблем:

Россия недостаточно представлена в международной науке.

Самые эффективные способы улучшения ситуации: либо самим публиковаться в рейтинговых международных журналах, либо повышать уровень своих журналов, для индексирования в престижных международных базах данных.

Необходим значительный сдвиг в количестве и качестве научных публикаций

Необходим доступ к современным информационным аналитическим ресурсам

Пути решения проблем мы видим в следующем:

- увеличить базовое финансирование на науку в целом;
- упростить систему оценки результативности научных и научно-образовательных организаций, сделав основной упор на публикационную активность: количество публикуемых статей, уровень научных журналов, в которых статьи публикуются;
- использовать такие инструменты, как постоянные и срочные контракты. Это позволит, с одной стороны, обеспечить выдающихся ученых постоянными контрактами, с другой стороны, расширит возможность для молодых ученых работать в сильных научных группах в рамках конкретной научной темы или контракта;
- инициировать создание или развитие ведомственных конкурсных программ фундаментальных исследований для финансирования научных коллективов мирового уровня. На финансирование указанных программ направлять не менее 10% средств, выделяемых ведомствам на осуществление научной деятельности в рамках госзаданий.

Необходимо также совершенствование грантовой системы поддержки научных исследований Вузовской науки по основным фондам:

Финансирование фундаментальных исследований: Фонды РФФИ (Российский фонд фундаментальных исследований), РГНФ (Российский Гуманитарный научный фонд);

ФЦП (Федеральная целевая программа). Действует по приоритетным направлениям (8 направлений):

1. Безопасность и противодействие терроризму.
2. Индустрия наносистем.
3. Информационно-телекоммуникационные системы.
4. Науки о жизни.
5. Перспективные виды вооружения, военной и специальной техники.
6. Рациональное природопользование.
7. Транспортные и космические системы.
8. Энергоэффективность, энергосбережение, ядерная энергетика

- Частные фонды (Фонд Потанина, Фонд Прохорова и т.д.)
- Зарубежные фонды на мобильность студентов, аспирантов, молодых ученых (7-рамочная программа Евросоюза (программа Марии Кюри), фонд DAAD и др.).

Помимо упомянутых выше «базовых» грантов в области естественных наук, должны существовать грантовые программы с меньшими объемами финансирования грантов и продолжительностью выполнения проектов. Такие гранты должны быть ориентированы на научные группы из области общественно-гуманитарных наук и группы, не ведущие затратных экспериментальных исследований, а также на научную молодежь. Грантовые программы с более скромным финансированием могут быть рассчитаны и на решение специфических задач, к примеру, важной задачи развития науки в региональных вузах – на поддержку тех научных коллективов из этих вузов, которые еще не обладают соответствующей мировому уровню квалификацией, но способны повышать свой научный уровень.

ОБРАЗ АДВОКАТА. КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ ЕГО РАБОТЫ ПО ИТОГАМ СОЦИОЛОГИЧЕСКОГО ОПРОСА СТУДЕНТОВ ТЕХНИЧЕСКОГО ВУЗА

Л.Л. Агаджанян[1], магистрант; В.А. Пономарёв[2], доцент
Научный руководитель доцент В.А. Пономарёв[2]
[1]Университет Григора Нарекаци, г. Степанакерт, Нагорно-Карабахская Республика
[2]Юргинский технологический институт (филиал) Национального исследовательского Томского политехнического университета, г. Юрга, Россия

В последнее время в обществе отношение к адвокатам приобрело новые оттенки. Если раньше, в советское время, доминировало отношение к адвокатам как к людям, защищающим преступников и изменников Родины, то сегодня на смену такому «пониманию» роли адвокатуры на смену приходит очень опасное мнение: адвокаты – это дельцы, которые за сумасшедшие гонорары ловко устраивают дела богатых людей, обслуживают только крупный бизнес и криминальные структуры или защищают проворовавшихся чиновников от справедливого возмездия (этим, в частности, объясняется недовольство адвокатурой у простых людей, депутатов, следователей) [1. С. 17].

Государство предъявляет к адвокату очень высокие требования. Они определяются в кодексе адвокатской этики и научных исследованиях, посвящённых этическим требованиям, предъявляемым к адвокатам. Основные этические требования, предъявляемые к адвокатам, составляют: честность, добросовестность, компетентность во всех областях адвокатской деятельности.

Высокое представление о целях и задачах адвокатской деятельности, забота об общественном авторитете и престиже адвокатской профессии настоятельно требует изучения сложных, многогранных и малоисследованных вопросов адвокатской этики. Законом невозможно определить все моральные обязанности и права защитника с точки зрения требований основных начал нравственности.

Для установления этих этических начал необходимо определить, что нравственно позволено и недозволено в тактике адвоката при защите подсудимого. Нельзя согласиться с мнением, что «границы дозволенного определяются здесь нравственными критериями, и для того, чтобы адвокаты их не переходили, вероятно, есть одни путь – совершенствовать их профессиональное мастерство, воспитывать потребность всегда следовать нравственным принципам» [2. С. 158].

Адвокат должен быть компетентен в решении поставленной перед ним проблемы. Проще говоря, адвокат должен обладать знаниями о правовом регулировании, уметь правильно разобраться в ситуации, а так же владеть навыками, необходимыми для применения соответствующих правовых норм. В том случае, если адвокат недостаточно компетентен в правовой проблеме, он должен прямо предупредить об этом клиента [3 С. 112].

В этой связи необходимо отметить, что один из основных критериев оценки работы адвокатов и, соответственно, одна из основных к ним претензий – морально-этического свойства: судя по всему, зачастую респондентов волнуют не уровень профессионализма и компетентность адвоката, а его личностные и человеческие качества.

В частности, это очевидно по рассуждениям участников опроса о том, каким они представляют себе сегодняшнего российского адвоката и каким адвокат должен быть.

Среди непременных характеристик хорошего адвоката упоминались такие, как образованность, изощрённый ум и доскональное знание законов. Но наряду с этим и чуть ли не чаще утверждалось, что адвокат должен быть честным, справедливым, принципиальным, морально стойким, бессребреником и т. д.

Ста респондентам – студентам 4 курса Юргинского технологического института (филиала) Национального исследовательского Томского политехнического университета, изучающих учебную дисциплину «Правоведение» – участникам опроса, было предложено ответить на открытый вопрос: «Опишите, пожалуйста, сегодняшнего российского адвоката. Каким Вы себе его представляете?»

Опрос проводили: Л.Л. Агаджанян, студентка группы 17А00 и В.А. Пономарёв – доцент кафедры гуманитарного образования и иностранных языков Юргинского технологического института (филиала) Национального исследовательского Томского политехнического университета, магистрант 2 года обучения юридического факультета Университета Григора Нарекаци (г. Степанакерт, Нагорно-Карабахская Республика).

Более трети от числа ответивших на вопрос характеризовали адвокатов с профессионально-ролевой точки зрения.

1. Одни говорили, что адвокаты – это грамотные, компетентные, опытные специалисты, защитники интересов и прав людей (по крайней мере, что они должны таковыми быть) (Всего: 36 чел. – 36%).:

а) «В совершенстве знает законы»; «должен быть хорошим специалистом»; «имеет юридическое образование, разбирается в законах, может защищать»; «образованный, очень хорошо знает свою работу»; «человек грамотный, нормально разбирающийся в судебных делах» (22 чел. – 22%).

б) «Адвокат есть адвокат, защищает и тех, кто виновен, и тех, кто невиновен»; «защитник потерпевшего»; «он должен защищать права граждан, должен помочь, если отправиться за помощью»; «посредник между обвиняемым и судом»; «человек, представляющий интересы обратившихся к нему»; «человек, призванный в судебном порядке защищать права подсудимого» (14 чел. – 14%).

2. Другие отмечали, что сегодняшние российские адвокаты в большинстве своём, напротив, некомпетентны, безграмотны, бездеятельны и непрофессиональны (Всего: 4 чел. – 4%).

а) «...Дармоед»; «...много обещает, а делает мало»; «любят потрепаться»; «несерьёзный»; «обещают много, но не выполняют»; «скорее близки к бюрократам»; «трепло»; «...обещает золотые горы, а делает часто меньше, чем на него рассчитывали» (2 чел. – 2%).

б) «Не совсем компетентный»; «перепроизводство юристов, слабые специалисты»; «слабее, чем зарубежные адвокаты, в профессиональном плане, не так основательно вникают в дело, которое разбирают » (2 чел. – 2%).

Но чаще респонденты характеризовали адвокатов с морально-этической точки зрения – о подобных качествах упоминал каждый третий опрошенный (или каждый второй из числа ответивших на вопрос).

3. Некоторые говорили, что сегодняшние российские адвокаты – взяточники, продажные люди, нечестные, несправедливые и беспринципные, действующие вопреки или в обход закона, алчные и зависимые от властей (Всего: 28 чел. – 28%).

а) «Адвокаты все куплены за деньги»; «взяточник и ворюга, вымогатель»; «все деньги собирают, бесплатно ничего не делают»; «коррумпированный человек»; «купленный, в своей работе учитывает в первую очередь свои интересы» (14 чел. – 14%).

б) «Алчный человек»; «больше смотрят на выгоду»; «идёт за золотым тельцом»; «их интересуют только гонорары» (4 чел. – 4%).

в) «Беспринципный, умеющий пользоваться законодательством в собственных интересах»; «в плане честности и вопрос не стоит»; «завязаны с нечистыми делами»; «мало справедливости у адвокатов»; «повернут куда выгодно»; «я сомневаюсь в честности его работы» (6 чел. – 6%).

г) «Если он на местном уровне, то не пойдёт против местных руководителей»; «и нашим, и вашим – нет твёрдой позиции»; «марионетка»; «сильно зависимый от кого-то, от мафии»; «служат власти...» (2 чел. – 2%).

4. Отмечалось, что адвокаты должны быть (или в действительности такими и являются) людьми честными, справедливыми, принципиальными и следующими законам, неподкупными и независимыми, человечными (Всего: 32 чел. – 32%).

а) «Бескомпромиссный»; «объективным, справедливым должен быть»; «порядочность, принципиальность»; «человек, который должен придерживаться законов в своей работе, защищая людей»; «честно надо работать» (24 чел. – 24%).

б) «Бескорыстным»; «не должен брать взятки»; «независимый»; «неподкупный»; «работает по совести, а не от кошелька»; «чтоб защищал не за деньги» (6 чел. – 6%).

в) «...Человечный»; «доброжелательный»; «он хорошо относится к людям, внимательный, умеет выслушать, помочь»; «сердечные люди»; «...готовый всем помочь» (2 чел. – 2%).

Таким образом, в основу критериев оценки работы адвокатов и одну из основных к ним претензий закладываются их морально-этические свойства. Это видно из социологического опроса студентов-респондентов, которых в большей степени волнуют не уровень профессионализма и компетентность адвоката, а его личностные и человеческие качества.

Литература

1. Барщевский М. Ю. Адвокатская этика. 2-е изд., испр. – М.: «Профобразование», 2000. – 312 с.
2. Кокорев Л.Д. Нравственные начала процессуальной деятельности адвоката / Горский Г.Ф., – Воронеж, 1973.
3. Кокорев Л.Д., Котов Д.П. Судебная этика. – Воронеж, 1973. – 271 с.
4. Петрухин И.Л. Вам нужен адвокат… – М.: Прогресс, 1993. – 464 с.

МАГИСТЕРСКАЯ ПОДГОТОВКА – ВОСПИТАНИЕ КВАЛИФИЦИРОВАННЫХ СПЕЦИАЛИСТОВ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА

В.Д. Евсеев, профессор
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Обращается внимание на то, что основной целью обучения в магистратуре является подготовка высококвалифицированных кадров для производства.

Современное название по нашему направлению «Магистерская подготовка: воспроизводство научных кадров» способно ввести в заблуждение. В наших магистерских учебных группах учится примерно по 20 студентов, но ведь только 2-3 из них желают и могут заниматься наукой. Вот и получается, что только для них, т.е. 2-3 человек это название верно отражает действительность. А с остальными студентами как быть? Они ведь тоже обучаются по магистерской траектории. Для чего учатся они?

Для преподавателей кафедры бурения скважин ответ на прозвучавший выше вопрос очевиден, так как кафедра из года в год распределяет своих выпускников в буровые организации Западно-Сибирского региона. По этой причине выпускник кафедры, как бы он ни назывался (бакалавр, инженер, магистр), должен быть на рынке труда (в буровой организации) более предпочтителен по сравнению с выпускниками кафедр бурения других ВУЗов страны. И этого нужно добиваться, постоянно совершенствуя в том числе и учебный план подготовки.

Бакалаврская и магистерская траектории обучения родились и успешно развиваются многие десятилетия в Западном мире. Они развивались с этим миром и выглядят для него органично. Выпускник бакалавриата рассматривается как полуфабрикат, который на крупном предприятии «затачивается» для выполнения конкретной работы. Так происходит, например, в известной фирме «Шлюмберже», с чем автор этой заметки познакомился, находясь в тренинговом центре фирмы «Шлюмберже», расположенном в г. Тюмени.

Обучение в магистратуре рассматривается как необходимое для успешного развития карьеры молодого сотрудника – изменение сферы деятельности после 3-5 лет работы на предприятии. Причем, магистратура находится в ряду других направлений, по которым может совершенствоваться молодой работник фирмы Шлюмберже. В магистратуре обучаются работники фирмы, проявляющие интерес к научной работе и выполняющие ее в интересах фирмы. Много таких работников не бывает.

В нашей стране подготовка инженеров также органично вписывалась в наше общество: предприятие получало молодого инженера – выпускника высшего учебного заведения, который, пройдя 2-3 производственные практики в период обучения в учебном заведении и изучив ряд профессиональных и специальных дисциплин, сразу включался в конкретную работу на буровой без всякой дополнительной «заточки». Причем, учебная подготовка его всегда была столь универсальна, что он мог работать практически на любом рабочем месте: в лаборатории буровых и тампонажных растворов, секторе направленного бурения скважин, и пр.

Слепо копировать западную систему подготовки бакалавров и магистров и внедрять ее в нашей стране нельзя. Это приведет к различным неизбежным «деформациям»: необученный конкретным буровым делам бакалавр техники и технологии, не побывав на производственных практиках, сразу обратит на себя внимание бурового мастера, бурильщика, вызовет негативную реакцию не только непосредственно на буровой, но и у руководства буровой организации. Однозначно можно утверждать, что в дальнейшем это буровое предприятие уже не будет с большим желанием обращаться к руководству данного высшего учебного заведения с просьбой о распределении к ним выпускников для трудоустройства подготовленных по этой системе. Скорее всего, буровое предприятие обратится к другим кафедрам страны, на которых обучаются студенты по профилю «Бурение скважин» направления «Нефтегазовое дело». А таких кафедр в нашей стране более 20. Такой вход на рынок труда выпускников может завершиться выходом из него кафедры бурения скважин ТПУ.

С нашей точки зрения, путь по которому пошел ТПУ, выравнивая учебные планы подготовки профилей, входящих в одно направление, в конечном итоге может привести нас к подобной тупиковой ситуации: потерей конкурентоспособности наших выпускников**.** Это относится как к подготовке бакалавров, так и магистров.

Кафедра бурения скважин ИПР ТПУ с похожей ситуацией однажды столкнулась, когда в ТПУ приехали несколько выпускников бакалаврской подготовки из университета г. Южно-Сахалинска доучиваться на пятом курсе по программе специалитета. Приехавшие к нам бакалавры учились по стандартному «бакалаврскому» учебному плану подготовки, который содержал все необходимые дисциплины. Но не был нацелен на подготовку таких бакалавров, которые нужны производственным организациям нашей страны. Бакалавры про многое слышали во время обучения (про бурение нефтяных и газовых скважин, про разработку нефтяных месторождений, про транспорт и хранение нефти и газа, даже видели однажды из окна автобуса буровую, находясь в это время на экскурсии), но ничего конкретного про технологию бурения, разработку месторождений, транспорт и хранение нефти и газа не знали. После 4-х лет обучения они были одинаково «готовы» к работе по направлению «Нефтегазовое дело», их оставалось только «заточить». Но они не знали, что сделать это они нигде не смогут в РФ!

За два семестра (один из этих семестров отводится для написания выпускной квалификационной работы) обучения в ТПУ им удалось побывать на буровой и немного поработать помощником бурильщика эксплуатационного и разведочного бурения, но не удалось ликвидировать все пробелы в бакалаврском образовании. Из буровых организаций, куда они были распределены на работу после окончания ТПУ, последовали телефонные звонки и звучал один и тот же вопрос: «Как вам таких инженеров удалось подготовить? Откуда вы таких взяли?».

Можно смело сказать, что аналогичный результат будет получен совсем скоро, если на магистерскую программу будут поступать и учиться люди, до этого не обучавшиеся в бакалавратуре направления «Нефтегазовое дело», профиль «Бурение скважин». В учебном плане, по которому учатся магистранты, только в одном третьем семестре (!?) предусмотрено изучение буровых дисциплин. А учебные дисциплины, которые изучают студенты, пришедшие учиться на различные магистерские программы направления «Нефтегазовое дело», во время первого и второго семестров совершенно одинаковы (?!). При таком подходе к обучению магистров технологию бурения забудут и те студенты, которые четыре года обучались до этого по профилю «Бурение скважин» направления «Нефтегазовое дело». Магистерская программа выбирается взрослыми людьми и тратить целый год на то, чтобы они осмотрелись и правильно выбрали магистерскую программу – непозволительная роскошь. За один семестр изучения основ бурения квалифицированным буровиком не стать. Не спасет ситуацию и последний семестр, в течение которого магистрант будет выполнять выпускную квалификационную работу. Российские буровые организации не имеют в штате сотрудников, задача которых заключается в «заточке» полученного из высшего учебного заведения полуфабриката - магистра. Российское буровое производство ждет готовых к работе на буровой магистров.

Что из себя должна представлять выпускная квалификационная работа магистранта? Научное исследование? Убежден, что нет! Если мы принимаем на учебу в магистратуру группу студентов, перед этим обучавшихся в бакалавратуре, выпускная квалификационная работа, в основном, должна быть проектом на сооружение скважины. При наличии 2-3 студентов в группе, способных заниматься научными исследованиями, только у этих студентов выпускная квалификационная работа может быть научной работой. Именно этих магистрантов и нужно ориентировать на продолжение учебы в аспирантуре, причем ориентировать их на это необходимо еще на стадии обучения в бакалавратуре. Остальных выпускников ждут на работу производственные организации, если, конечно, распределение выпускников реальное.

Полагаем, что учебный план подготовки бакалавров должен соответствовать учебному плану инженеров, которых мы готовили несколько лет назад. Если мы не хотим затеряться на рынке труда, то необходимо убрать из учебного плана бакалавров некоторые гуманитарные дисциплины и заменить их дисциплинами, которые более необходимы для формирования буровика. Только тогда будет возможно вместить в 4 года обучения в балакавратуре те учебные дисциплины, которые необходимы для формирования профиля «Бурение скважин», т.е. ввести профессиональные и специальные дисциплины, которые изучали инженеры в течение 5 лет обучения в специалитете.

Распределять на работу выпускников нужно после окончания ими бакалавратуры. В магистратуру же принимать производственников, открывая для них узко нацеленные магистерские программы, необходимые производству. Например, «Проектирование буровых растворов для конкретных геологических условий» и пр. Необходимо сократить срок обучения в такой магистратуре до одного года. Такая учебная программа будет большим преимуществом данной магистерской программы обучения.

Нужно открыть дорогу для поступления студентов на магистерскую программу прямо со студенческой скамьи только тем бакалаврам, которые тяготеют к выполнению научной работы и занимаются научными исследованиями.

ОПЫТ МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ ПО ПРИВЛЕЧЕНИЮ СТУДЕНТОВ К НАУЧНОЙ И ТВОРЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

А.В. Епихин, ассистент; А.В. Ковалев, ассистент; К.М. Минаев, старший преподаватель
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В период больших перемен, когда Томский политехнический университет должен форсировать свое развитие при движении в ТОР-100, особенно важна активность каждого из сотрудников вуза в проведении научных исследований и реализации учебно-методической работы высокого качества. В подобных условиях огромным ресурсом любого учебного заведения являются студенты и магистранты. При правильной мотивации их свежий взгляд на научные проблемы, гибкое критическое мышление и желание реализовать себя могут в совокупности дать приличные дивиденды. В связи с этим, каждая кафедра нуждается в молодых кадрах. Однако для выпускника существует соблазн уйти на производство, который подпитывается высокой заработной платой, возможностью быстрого карьерного роста. Перспектива остаться в вузе кажется, чаще всего, туманной, потому что нет гарантии, что выпускник защитит диссертацию на исходе трех лет обучения в аспирантуре, что он сможет выиграть серьезный грант, позволяющий ему получать достойную заработную плату. Это приводит к скептическому взгляду студентов на научную деятельность, неполной реализации своих интеллектуальных и творческих возможностей. Следовательно, возникает вопрос, каким образом привлечь студентов к научной деятельности с последующим продолжением работы на кафедре, каким образом мотивировать их?

Роль молодых ученых в мотивировании студентов и магистрантов к научной и творческой деятельности нельзя недооценивать. Это те люди, которые не побоялись сделать ставку своей карьеры на научную деятельность, прошли этапы сложного выбора и имеют большой опыт решения организационных, научных и методических сложностей. Именно молодые ученые своим примером и опытом должны мотивировать студентов и магистрантов к продуктивной научной деятельности. В работе представлен опыт решения проблем привлечения студентов и магистрантов к научной и творческой деятельности молодыми учеными кафедры бурения скважин Института природных ресурсов ТПУ.

В 2005-2010 гг. на кафедре бурения скважин обострилось положение в отношении привлечения молодых сотрудников к научной и учебной деятельности. Причиной этого является серьезный упадок престижа науки и образования в 1990-е года, когда авторитет профессии преподавателя и ученого приблизился к одному из своих самых существенных минимумов в XX веке. Это серьезно ударило по наполнению образовательных учреждений, в том числе вузов, молодыми кадрами, в науку и образование шли по большей части энтузиасты и творческие личности, но рационализм преобладал. Кроме того, по окончании кафедры бурения выпускники традиционно получали распределение на работу в нефтяные компании, где, работая помощниками бурильщика или рядовыми технологами, они имели уровень заработной платы, сравнимый с трехмесячным заработком доцента университета. Поэтому надежды на успешное привлечение выпускников к работе на кафедре бурения скважин практически не было. Только в 2000-х годах в образовательной среде появились серьезные денежные ресурсы на оплату труда, стажировки и командировки, системы поддержки и надбавок, но проблемы оставались. Чтобы обеспечить себе достойный заработок, молодой ученый должен был проработать 2-3 года, наработать высокие научные показатели. При этом даже продуктивная научная работа в студенчества не всегда позволяла получить молодому сотруднику тот стартовый уровень показателей, который бы обеспечил ему достойный заработок и возможность с головой окунуться в творческую деятельность. Таким образом, получался замкнутый круг: отсутствие стабильного достойного финансирования – потеря мотивации к продуктивной деятельности – падение коэффициента полезного действие деятельности – отсутствие стабильного достойного финансирования.

Подобная ситуация имела место практически во всех подразделениях вуза, но на кафедре бурения скважин она обострялась некоторыми дополнительными факторами. К началу 2000-х годов средний возраст сотрудников на кафедре стал расти высокими темпами и приближаться к отметке 50-55 лет. В такой ситуации крайне высока потребность в молодых ученых, которые остались бы работать на кафедре и направили совместные усилия на вывод ее на новый виток эффективного развития. Это могло обеспечить преемственность опыта, многие научные направления получили бы свое развитие, а не остались на уровне специальных вопросов

к курсовым и выпускным квалификационным работам. Возникла та ситуация, когда верхи (старшее поколение кафедры) не могут (отсутствие преемников, а соответственно мотивации), а низы не хотят (нет достойной оплаты, престижа, перспектив развития и роста).

Одним из вариантов выхода из сложившейся ситуации являлось привлечение сотрудников ведущих буровых компаний, которые могли поделиться опытом и обеспечить увеличение показателей научной и учебно-методической работы. Но этот подход также не позволил обеспечить желаемый эффект. Приглашенные молодые специалисты ведущих буровых компаний готовы на работу в вузе только в виде совместительства, что, естественно, не позволяет надеяться на повышение эффективности работы подразделения (поддержания на плаву – да, повышения эффективности – однозначно, нет). Преподаватели, завершившие свою карьеру на производстве и пришедшие на кафедру, могут поделиться со студентами огромным производственным опытом, но для адаптации в стенах вуза им требуется длительное время. Основная проблема – сложность перехода от регламентированной работы на производстве к творческой научной и учебной деятельности в вузе. Следовательно, возникает острая потребность кафедры в молодых сотрудниках, для которых она была бы основным местом работы.

В период 2000-2010 гг. для работы на кафедре периодически оставались выпускники, но, чаще всего, их пребывание здесь заканчивалось с завершением срока аспирантуры. Начиная с 2010 года ситуация стала меняться. Три выпускника 2010 года А.В. Епихин, А.В. Ковалев и Д.А. Буянкин остались работать на кафедре и поступили в аспирантуру. С начала своей трудовой деятельности они стали реализовывать научные, учебные и творческие проекты, привлекать студентов к научной деятельности. Их критический взгляд всколыхнул кафедру, к существующим научным направлениям стали привлекаться студенты и магистранты, открывались новые направления. За период 2010-2012 гг. благодаря взаимодействию студентов и молодых ученых кафедры бурения скважин были обеспечены следующие научные показатели:

- Дважды выигран конкурс «У.М.Н.И.К» (Епихин А.В., 2010; Алиев Ф.Р., 2012) общей суммой на 800 тыс. руб. Причем, Алиев Ф.Р. являясь студентом 2 курса, стал одним из самых молодых победителей конкурса.
- Выигран грант Эндаумент фонда Томского политехнического университета на сумму 95 тыс. руб. (Епихин А.В., Ковалев А.В., 2012).
- Выиграно более 18 дипломов, из них: 6 дипломов университетских конкурсов НИРС, 5 дипломов Всероссийского конкурса НИР студентов и аспирантов, 4 диплома Международных конференций и симпозиумов, 2 диплома творческих конкурсов и бизнес-идей.
- Опубликовано более 25 научных работ, 7 из которых в журналах из перечня ВАК.
- Студенты и аспиранты регулярно становились победителями конкурсов на соискание званий и получение стипендий: Алиев Ф.Р. (повышенная академическая стипендия, стипендия БСК «Гранд»), Епихин А.В. (стипендия компании British Petroleum, лауреат конкурса «Лучший аспирант 2012 года»), Ковалев А.В. (стипендия компании British Petroleum).

Помимо научных показателей были запущены в работу и учебно-методические проекты:

- Разработка 3D-моделей оборудования и технологических процессов бурения для повышения эффективности обучения студентов и магистрантов (Буянкин Д.А., Епихин А.В., Ковалев А.В.).
- Проектная работа «Проектирование куста скважин для разработки участка пласта **-кого месторождения» для работы в подгруппах в рамках дисциплины «Наклонно-направленное бурение нефтяных и газовых скважин» (Епихин А.В.);
- Применение активных методов обучения при работе со студентами заочного отделения в рамках дисциплин «Заканчивание скважин» и «Осложнения и аварии в бурении нефтяных и газовых скважин» (Ковалев А.В. и Епихин А.В.).

В процессе, работы со студентами инициативной группой (Епихин А.В. и Ковалев А.В.) был сформирован перечень постулатов, которые должны помочь молодому ученому обеспечить эффективную трудовую деятельность студента [1].

1. Информированность о понятии «научно-исследовательская деятельность».

Другими словами, студент, прежде чем принять решение о занятии учебной деятельностью должен получить максимум информации о том, что она из себя представляет. Подход в этом вопросе должен строиться на максимуме честности и откровенности. Научный руководитель должен донести до своих студентов все достоинства и недостатки занятий научно-исследовательской работой (НИР), дать возможность им самим сделать выбор. Из разряда распространенных минусов научной деятельности обычно обозначаются: отсутствие материального удовлетворения (также встречается наряду с повышенными стипендиями); необходимость затрат на научно-исследовательскую деятельность свободного времени. Каждый научный руководитель может сформировать свой список «плюсов и минусов», но он должен понимать, что честность – это приоритет в общении со студентами.

2. Руководитель – наставник студента в обучении работе с информацией.

Это одна из основных задач, которая требует, чтобы научный руководитель в первую очередь обучил своих студентов использовать все возможности университета – его материальную и виртуальную базу. В этом случае руководителю может помочь организация экскурсий в лаборатории и мастер-классы по работе с базами данных и интеллектуальной собственностью, тренинги по подготовке публичного доклада и презентации.

3. Приоритет студента – самообразование.

Именно работа над постоянным совершенствованием своих знаний в теме научной работы, стремление быть «самым лучшим среди сверстников» в данном направлении, дает хорошие результаты в будущем. Поэтому с первых моментов работы со студентом важно дать ему направление на самообразование. Это, в частности,

может быть выражено в виде двух заданий – углубленное изучение процесса бурения в целом по специальности и детальная работа в области исследуемой проблемы. Таким образом, студент изучает как объект, так и предмет исследования.

4. Индивидуальный подход.

К каждому студенту, занимающемуся НИРС, необходим индивидуальный подход, который выражается в составлении индивидуального графика работы. Эта работа требует получения информации о научных интересах студента и его амбициях, связанных с данной деятельностью. Индивидуальный подход – есть залог успеха научного руководителя в работе со студентами и оптимизация его личного рабочего времени.

5. Регулярные консультации – залог высокой эффективности.

Работа со студентами требует серьезного отношения к их научному труду – еженедельные консультации, обсуждения, дискуссии, работа по календарному плану с отчетами и семинарами по отдельным частям выполненной работы. Обстоятельный подход мотивирует студента к более серьезному отношению и продуктивной деятельности.

6. Самостоятельность.

Именно предоставление студенту свободы мысли и самостоятельности в принятии некоторых решений позволяет ему не только ощутить свою значимость, но и заряжает его на самостоятельные выводы, открытия, идеи.

В 2012 году к коллективу из Епихина А.В. и Ковалева А.В. присоединился Минаев К.М., кандидат химических наук, который с 2011 г. работал на кафедре и занимался аккредитацией и развитием научно-инновационной лаборатории «Буровые промывочные и тампонажные растворы». Для повышения эффективности научно-исследовательской деятельности и привлечения студентов к ней молодыми учеными была предложена идея создания научного коллектива. Он должен был стать консорциумом студентов, магистрантов и молодых ученых и обеспечить постоянный приток молодежи на кафедру. С января 2013 года этот проект начал свою жизнь.

За несколько месяцев с начала существования коллектив студентов, магистрантов и молодых ученых кафедры бурения скважин вырос из 3 молодых ученых в полноценную команду, которая на данный момент насчитывает 17 человек в общей сложности с 5 кафедр ТПУ (ИПР и ИФВТ) и ТУСУРа. Среди членов коллектива есть кандидат наук, 2 аспиранта, 4 магистранта и 10 студентов. Коллектив уже обрел свое название – «Синергия». Причем определение термина «синергия» удачно характеризует миссию коллектива: совместная деятельность, которая позволит единомышленникам повысить эффективность своего труда и обеспечить высокие показатели научной, учебно-методической и творческой деятельности.

Работа коллектива направлена, прежде всего, на адаптацию студентов и магистрантов в научно-исследовательской работе, начиная с первого курса. Коллектив создан для работы небезразличных, целеустремленных молодых людей, которые желают достигать свои жизненные задачи через творческое развитие и научную деятельность.

За время существования коллектива (1 квартал 2013 года) были получены, запущены и частично реализованы следующие проекты, а также обеспечены научные показатели:

- Ежеквартальная стендовая газета «Вестник кафедры бурения скважин» (выпущен один номер «Научные направления кафедры бурения скважин»).
- Еженедельные собрания коллектива с постановкой задач и отчетом по выполнению недельного плана.
- «Искусство презентации» - проведение занятий со студентами при их подготовке к выступлению на конференциях и конкурсах.
- «Свежий взгляд» - каждая публикация членов коллектива изучается и получает оценку от большинства коллег.
- «Сделай сам» - командная работа в рамках творческого проекта по созданию макетов буровой установки студентами 1го курса.
- Сотрудниками коллектива опубликовано более 14 статей из них 4 в журналах из перечня ВАК; выигран диплом VI региональной открытой молодежной конференции ТомскНИПИнефть; выиграно 8 именных стипендий («Лифт в будущее», повышенная академическая стипендия, повышенная стипендия для аспирантов, стипендия БСК «Гранд»).

Успешное начало работы коллектива подтверждает правильное направление его движения. Молодыми учеными был также сформирован перечень тех проектов, которые будут постепенно реализовываться на кафедре бурения скважин.

«Научный семинар» – обеспечение проведения научных семинаров кафедры с привлечением сотрудников нефтяных компаний, студентов, магистрантов и ученых с периодичностью 1-2 раза в месяц. По итогам года опубликование трудов семинаров в формате: статья – презентация – стенограмма дискуссии.

«Наставник» – организация системы наставничества при реализации научно-исследовательской деятельности. Руководитель (молодой ученый, кандидат или доктор наук) является куратором направления, он делит его на несколько тем и отдает на второй уровень, на котором находятся аспиранты. Аспиранты при написании своих диссертационных работ, в свою очередь, разбивают их на несколько направлений и выдают магистрантам, которые проводят подобную процедуру и выдают перечень задач для студентов 3-4 курса. Студенты 3-4 курса становятся кураторами студентов 1-2 курса и обучают их основам ведения исследований, поиска и анализа информации, курируют их. Результаты исследований попадают в обратной последовательности к руководителю направления, который в свою очередь производит корректировки и дальнейшее планирование

экспериментов. Решения по разбивке на темы производится студентами и магистрантами по согласованию с руководителем.

«Наука – это просто и интересно!» - создание лекционно-практического курса научной адаптации для студентов, в котором они будут проходить обучению правилам ведения научной деятельности, оформления ее результатов, проведению информационного поиска и анализа, искусству презентации и создания портфолио и т.д.

«Буровая кладовая» – создание базы данных информации в области сооружения и эксплуатации скважин (статьи, книги, диссертации, фильмы, презентации, нормативные документы, программное обеспечение и т.д.).

«Досье» – создание и обеспечение работы базы данных в виде портфолио членов коллектива (краткое биография, контактные данные, сводная таблица из учебных, научных и общественных достижений с хронологической и статусной привязкой).

«Научные мероприятия» – создание и обеспечение работы базы данных научных мероприятий (конференции, гранты, выставки, конкурсы, журналы из перечня ВАК).

«День библиотеки» – выделение одного дня в неделю каждым сотрудником коллектива, который посвящается работе с литературой и самообразованию. Результатами являются краткие доклады, конспекты, выдержки, которыми пополняется база данных.

«Летопись кафедры бурения» – сбор информации о корифеях и сотрудниках кафедры, создание летописи и фильма.

«3D» – создание коллекции 3D моделей оборудований и технологических процессов бурения для обучения студентов.

«УМД» – формирование учебно-методического комплекса дисциплин (лекции; методические указания; учебные пособия; рабочие программы; базы данных экзаменационных вопросов; электронная платформа дисциплин).

«ТРИЗ-CASE» – создание базы данных реальных производственных задач и проблем, как основы для проведения исследовательских работы, тем для написания выпускных квалификационных работ бакалавров и магистров.

«Дух кафедры» – проведение корпоративных мероприятий, направленных на единение кафедры, повышение уровня корпоративной культуры (спортивные состязания между студентами и сотрудниками кафедры, творческие вечера).

Основной целью молодежного объединения студентов, магистрантов и ученых «Синергия» (МО «Синергия») является объединение и успешное выполнение предлагаемых проектов, которое должно обеспечить новый уровень организации научной и учебно-методической деятельности на кафедре. Важно понимать, что успешность научно-исследовательской работы студентов во многом зависит и от самого руководителя, от его мотивации к работе со студентами. В случае, когда усилия заинтересованных людей объединяются для достижения единой цели, эффект может быть достигнут более значимый в разы.

Литература

1. Епихин А.В., Пак А.Я. Реализация научной деятельности студентов в техническом вузе// Сборник трудов I Международной заочной научно-практической конференции «Проблемы и перспективы современного образования в России и зарубежных странах». – Томск, 2013.

НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ЛУЧШИХ ТРАДИЦИЙ ВУЗА ПО ПОДГОТОВКЕ ВЫСОКОКЛАССНЫХ ТВОРЧЕСКИХ СПЕЦИАЛИСТОВ В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ: ДОСТОИНСТВА И НЕДОСТАТКИ

Г.М. Иванова, доцент; Е.Ю. Пасечник, доцент

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Сегодня, в XXI веке, как и в прошлом столетии, наука и образование являются одной из наиболее эффективных производительных сил общества и ускорителем его социально-экономического развития и прогресса. Это выдвинуло повышенные требования к подготовке специалистов в сегодняшних жёстких 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 одарённой и талантливой молодёжи и воспитания творческой личности.

Механизмом реализации столь сложной задачи является:

- Единство науки-образования-производства и инновационной деятельности в вузе.
- Постоянный поиск и отбор одарённой и талантливой молодёжи, воспитание творческой личности.

Методы реализации данных задач, как и прежде, традиционные, отработанные за десятилетия:

- НИРС (научно-исследовательская работа студентов) и УИРС (учебно-исследовательская работа студентов) – основа эффективного учебно-научно-воспитательного процесса. Они включают в себя создание в процессе обучения условий для раскрытия и реализации личностных творческих способностей молодёжи,

обучение студентов методологии научных исследований и эксперимента, формирование и развитие у обучающегося способности к быстрой адаптации в сегодняшних изменяющихся условиях, приложения своих знаний и умений и поддержания научно-конструкторско-изобретательской деятельности. Осуществить это можно только 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.

Фото 1. Академик В.А. Обручев

- Внедрение развивающих технологий обучения.
- Непрерывная сквозная система подготовки творческих высокопрофессиональных кадров:

НРУ (научная работа учащихся) → НИРС (научно-исследовательская работа студентов) → НТИИТМ (научно-техническое и инновационно-исследовательское творчество молодёжи) с привлечением УИРС (учебно-исследовательская работа студентов в учебном процессе) → НИРМ (научно-исследовательская работа магистрантов). В итоге – поступление в аспирантуру, или в качестве специалиста на производство.

НИРМ (научно-исследовательская работа магистрантов) → НИРА (научно-исследовательская работа аспирантов). В итоге защита кандидатской диссертации → НИРД (научно-исследовательская работа докторантов). В итоге защита докторской диссертации.

Подобная система воспитания творческой личности складывалась и развивалась в Институте природных ресурсов (ранее ГРФ и ИГНД) годами и является одной из лучших традиций ИПР, бережно сохраняемой и развивающейся и по сей день. Истоки такой системы воспитания идут от основателей факультета (сейчас Института) – талантливых педагогов, учёных, академиков В.А.Обручева и М.А.Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы, юбилей которых мы отмечаем в этом году.

Примером может служить сам В.А.Обручев (фото 1), который нашёл и воспитал, как своих сыновей, талантливого ученика М.А.Усова (фото 2), выпускника первого выпуска горных инженеров в Сибири, ставшего первым из сибиряков академиком, с именем котрого связано становление горнодобывающей промышленности Сибири. Примером служит и сам М.А.Усов, который подобно В.А.Обручеву нашёл в степях Казахстана одарённого 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 одарённой молодёжи было воспитано и у других учеников В.А.Обручева и М.А.Усова.

С 1984 г. в ИПР (ГРФ, ИГНД) 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 молодёжи ИПР для поощрения их творческой научной деятельности. Эта связь поколений не прекращается в ИПР уже более 100 лет. Пройдя научную школу в Институте (факультете) и впитав его традиции, его лучшие выпускники, как правило, не прерывают связь с ИПР и учителями, становясь проводниками научных идей Сибирской геологической школы, основанной академиками В.А.Обручевым и М.А.Усовым, и помогая в дальнейшем родному институту и вузу.

Фото 2. Академик М.А. Усов

Учебно-научно-воспитательная система, заложенная основателями Института природных ресурсов, успешно действует и развивается в новых социально-экономических условиях страны.

Формы привлечения студентов к научно-исследовательской деятельности.

- Индивидуальная работа научного руководителя со студентом.
- Коллективная форма привлечения студентов к научной деятельности через вовлечение их в работу молодежных научных объединений (МНО) или научных лабораторий.

Одной из наиболее эффективной формы успешного и активного привлечения студентов к научной работе является деятельность молодежных научных объединений. В их основе лежат единство научных школ и научных исследований Института природных ресурсов – научных академических институтов РАН и производства.

Первый научный кружок в ТПУ возник на горном факультете в 1909 году. Руководил им академик В.А.Обручев. В 30-х годах на факультете при поддержке М.А. Усова создается научно-техническое общество. В 30-40-х годах работало несколько научных студенческих кружков. С 70-х годов активно работают научные кружки (СНК): «Палеонтолог», «Петрограф», переводческое бюро, лекторская группа НИРС и др (фото 3).

В 70-х годах появляются первые молодежные научные объединения (МНО): «Геолог», «Поиск» и др., студенческие конструкторские бюро (СКБ) – «Проходка» и др., студенческие научно-исследовательские лаборатории (СНИЛ) – «Луч», «Факел», «Гидрогеохимик», «Литолог», «Петрофизик» и др. Постепенно с годами

они развивались, изменялись, совершенствовались в соответствии с требованиями времени, становились более разнообразные и сложные по структуре организации. В последние годы работает 17 научно-молодежных объединений, в 2013 г. – 14 (фото 4). В 1996 г. создается по инициативе молодежи Молодежно-патриотический центр (МПЦ) «Отечество», основанный исключительно на студенческом самоуправлении.

В 2007 году появляются молодежные инновационные научно-производственные объединения, такие как «Union Petroleum UP», ООО «Нефтьинверт» и завод сварочной техники, организованные и возглавляемые самими студентами (фото 5). В 2012 г. по инициативе аспирантов и студентов создается Молодежное научное объединение (МНО) «Синергия», которое за последние 2 года имеет высокие научные достижения и пользуется немалым авторитетом у студентов.

Фото 3. Научный руководитель студенческого кружка «Палеонтолог» доцент ИПР Э.Д.Рябчикова с группой студентов, занимающихся научной работой (с 1972 г. по настоящее время)

Фото 4. Научный руководитель СНИЛ «Литолог» доцент Н.Ф. Столбова с лучшими студентами ТПУ Линой В. Жорняк и Лелей В. Жорняк за работой в научной лаборатории (с 2001 г. по настоящее время)

Формы привлечения учащихся и студентов-первокурсников к научной деятельности (традиционные, они продолжают успешно действовать и развиваться и сегодня).

Система отбора талантливой молодежи и воспитание творческой личности. Эта система включает в себя:

- Поиск и отбор способной, талантливой молодежи в школьный период – геологическая школа «Юный геолог», работа научных кружков в лицее ТПУ («Эколог» и др.).
- Привлечение школьников и первокурсников к НИР в МНО, СНИЛ, СНК, СКБ ИПР и др.
- Участие школьников и первокурсников в профессиональных олимпиадах, студенческих научных конференциях и конкурсах научных работ студентов младших курсов.

Учебно-исследовательская работа, ее формы.

В ИПР ТПУ традиционно взаимосвязаны наука и учебный процесс:

1. С 1906-1940 гг. *выпускники* Института природных ресурсов (ГРФ, ИГНД) ТПУ *выполняли, кроме дипломного инженерного проекта, еще и научно-исследовательскую дипломную работу*, в основе которой лежали научные исследования автора-студента-выпускника. Это было введено В.А. Обручевым и М.А. Усовым.

2. В 1942 году *на практических занятиях в учебное время были введены индивидуальные научные задания*. На такие занятия отводилось до 30 часов учебного времени (это введено впервые в ТПУ профессором ГРФ (ИПР) Л.Л. Халфиным).

3. В 1966-1967 годах профессором ИПР С.С. Сулакшиным впервые в ТПУ *введен в учебную программу курс «Основы научных исследований» и лабораторные занятия к ним*. К научной работе привлекаются студенты с младших курсов и преподаватели ведут с ними индивидуальную работу до окончания учебы.

4. В 70-80-х годах в ИПР (ИГНД) был *введен в учебную программу курс «Основы научного эксперимента»* (разработчик – профессор П.С. Чубик). С тех пор и по настоящее время в ИПР распространены курсовые, дипломные работы с элементами исследования.

5. В 70-е годы и по настоящее время студентами *ведутся индивидуальные задания исследовательского характера, выполняемые в учебные часы самостоятельной работы*.

Фото 5. Магистрант ИПР А.В. Кокорин – создатель и директор научно-производственного предприятия ООО «Нефтьинвест», на награждении дипломом Международной выставки «Нефть. Газ. Геология – 2007». А.В. Кокорин – лучший выпускник мира 2008 г. по своей специальности. Ныне он – генеральный директор созданного им самим завода «Сварочная техника» (г. Москва)

6. В 70-80 годы распространено было *проведение лабораторных и практических занятий с элементами исследований*.

7. В 70-80 годы *в курсовых и дипломных работах спецглавы*, как правило, *носили исследовательский характер*.

8. В 75-85 годах ежегодно *проводились университетские конкурсы на лучшие курсовые и дипломные работы исследовательского характера* или с элементами исследований. Лучшие работы и их авторы всегда поощрялись.

9. С 2012 г. *введен курс «Введение в инженерную деятельность» для студентов 1 курса с последующей реализацией Творческих проектов* в течение 3 семестров. В советское время был курс «Введение в специальность», который решал те же задачи.

Привлечение студентов и молодых ученых к инновационной деятельности в современных условиях.

С 2000 года студенты и молодые ученые ИПР активно участвуют в индивидуальных и коллективных инвестиционных грантах различного уровня для проведения научно-исследовательских работ и выигрывают их:

1. Конкурс Российского молодежного научно-инновационного конкурса грантов «У.М.Н.И.К.». В ИПР ежегодно выигрывают от 3 до 7 студентов и аспирантов-участников гранта «У.М.Н.И.К», но это крайне мало (фото 6).
2. Федеральный коллективный инновационный грант для научных исследований в поддержку молодёжи, но их крайне мало.
3. Гранты Президента и Правительства РФ.
4. Гранты ТПУ для молодых ученых.
5. Гранты Российского фонда фундаментальных исследований.
6. Гранты Федеральной целевой программы и т.д.

Фото 6. Победители федеральных грантов «У.М.Н.И.К.» – студенты и аспиранты ИПР ТПУ (2006 г)

Ежегодно студенты ИПР зарабатывают по грантам на научные исследования и премиям до 20 млн. рублей.

В постсоветское время большое значение стало играть участие студентов в работе вновь созданных в Институте природных ресурсов Инновационно-научно-образовательных Центров. А именно, участие студентов в научной деятельности Инновационно-образовательного Центра «Урановая геология», Инновационно-научно-образовательного Центра подготовки магистрантов и специалистов трубопроводного нефтегазового транспорта, в Центре подготовки специалистов нефтегазового дела по программе Heriot-Watt (Великобритания), в научно-образовательном Центре «Вода», в научно-инновационно-образовательном Центре космогеологических исследований «Космогеология», инновацинном научно-образовательном Центре «Золото-платина», научно-образовательном Центре «Биотехнология» ИПР ТПУ и др.

Конструкторская деятельность молодежи ИПР.

Это одно из важнейших направлений по привлечению студентов к научной работе в технических вузах. Конструкторская деятельность традиционно активно ведется в ИПР (ГРФ, ИПР) с начала основания вуза и по сей день.

С 70-х гг. по настоящее время студенты ИПР за конструкторские разработки ежегодно получают авторские свидетельства, патенты, лицензии на изобретения и полезную модель. Например, И.Б. Бондарчуком (кафедра БС) получено до 15 патентов и лицензий на изобретения и полезную модель (2007-2010 гг.). Большое количество лицензий и на изобретение и на полезную модель получают студенты, аспиранты и молодые ученые на кафедрах ХТТ и ФАХ ИПР ТПУ.

Олимпиадное движение в вузе.

В постсоветское время широко развернулось в вузах профессиональное олимпиадное движение, которое позволяет выявлять наиболее одаренных студентов, привлекая их затем к научной деятельности, используя самые разнообразные формы. Так, в ИПР ТПУ ежегодно проводятся разнообразные профессиональные олимпиады различного ранга:

1. С 2001 г. по настоящее время в ИПР ежегодно проводится 30 университетских профессиональных олимпиад.
2. С 2001 по 2007г. ИГНД проводило 7 Всероссийских олимпиад (III тур) по разным геологическим специальностям.
3. С 2007 г. по настоящее время – 4 Всероссийские олимпиады (II и III тур): по комплексу фундаментальных геологических наук; по поискам и разведке подземных вод и инженерно-геологическим изысканиям; по геофизическим методам поисков и разведки месторождений полезных ископаемых; по геологии нефти и газа, по геоэкологии и природопользованию.
4. С 2013 г. ИПР ТПУ организует Всероссийские олимпиады (II тур)

Фото 7. Студенты выполняют практические задания по Всероссийской олимпиаде (III тур) по комплексу фундаментальных геологических наук (2007 г.)

по разработке нефтяных и газовых месторождений; по бурению нефтяных и газовых скважин; по транспортировке нефти и газа; по технологии и разведке твердых полезных ископаемых.

Участие студентов, магистрантов, аспирантов и молодых ученых в Международных, Всероссийских симпозиумах, конференциях.

Участие молодежи в крупных научных форумах, симпозиумах, конференциях Международного и Всероссийского рангов играет большую роль в мотивации студентов, бакалавров и магистрантов к занятиям активной научной деятельностью. В связи с этим традиционно в Институте природных ресурсов (ГРФ, ИГНД) ТПУ этому придавалось большое значение.

Первая научная студенческая конференция на факультете была проведена в 1946 году, но она в 40-50-е годы не была ежегодной. В 50-60-е годы студенты выступали, в основном, с научными сообщениями на научных конференциях преподавателей и научных сотрудников факультета.

С 1972 г. на факультете стала ежегодно проводиться межвузовская, а затем Всесоюзная научная студенческая конференция, а в 1976 году – ей было присвоено имя академика М.А. Усова (фото 8). Благодаря многолетней работе конференций факультет (ИПР) установил тесные связи со всеми геологическим вузами страны. Последние 17 лет труды участников конференций публикуются в специально выходящих сборниках. В 1996 году на базе ИПР (ГНФ, ГРФ, ИГНД) 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» (фото 9). Организация и проведение ежегодных теперь уже Международных научных молодежных симпозиумов «Проблемы геологии и освоения недр» явились новой традицией института. Подобные научные симпозиумы ИПР проводит ежегодно с 1996 г. по настоящее время. В таких научных форумах принимают участие до 1400 молодых ученых и лучших студентов России, стран Содружества Независимых государств, а также представителей дальнего зарубежья – США, Германии, Великобритании, Норвегии, Китая, Франции, Сирии, Марокко, Венгрии, Польши, Италии, Чехии, Судана, Алжира, Монголии, Индии, Вьетнама и других стран.

Фото 8. Открытие Всесоюзной научной студенческой конференции в 1976 г. на базе ГРФ ТПИ. Выступает зам. декана по НИРС доцент Г.М. Иванова. В президиуме (слева направо) – председатель Студенческого Совета НИРС студент гр. 2620 Е.Г.Язиков (ныне – профессор, проректор ТПУ); Лауреат медали Академии наук СССР студент гр. 2360 В.В. Хитров (ныне – крупнейший специалист по морской геологии Дальневосточных морей России); Заслуженный деятель науки и техники, профессор Д.С. Миков, основатель Сибирской геофизической школы

Фото 9. Открытие VIII Международного научного симпозиума студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр» (2005 г.)

Международные связи студентов и молодых ученых.

В настоящее время сильно развились международные научные связи между вузами и научными организациями, что играет немаловажную роль в активизации молодежной науки. Международные связи осуществляются в нескольких направлениях.

- 1 направление – в процессе организации и проведения ИПР (ГРФ, ИГНД) Международных молодежных научных симпозиумов.
- 2 направление – участие и выигрыши студентами, магистрантами и аспирантами ИПР в конкурсах грантов на научные стажировки и обучения за рубежом.
- 3 направление – активное участие студентов ИПР в зарубежных научных конференциях, поездки студентов, магистрантов и аспирантов на эти конференции.
- 4 направление – издание сборника трудов ежегодного Международного молодежного научного симпозиума «Проблемы геологии и освоения недр», одна из секций которого проводится и публикуется на английском и немецком языках.
- 5 направление – развитие международных контактов кафедр в научной деятельности и подключение к ним молодых исследователей, работающих на кафедрах, а также студентов и магистрантов, обучающихся на данных кафедрах.

Участие и награды студентов на конкурсах и выставках НИР.

Для студентов, магистрантов – это сильный стимул к активной научной деятельности, появление у них уверенности в своих силах. Медалями Академии наук СССР и Российской Академии наук за научную работу награждено 7 студентов ИПР (ГРФ, ИГНД): В.В. Хитров (1976 г.), А.Ю. Фальк (1999 г.), Т.А. Архангельская (2000 г.), Ю.С. Тимакова (2002 г.), А.В. Таловская (2004 г.), Е.Ю. Пасечник (2005 г.), В.Д. Покровский (2012 г.). Это высшая награда для студентов за их научно-исследовательскую работу (фото 10-16).

Звание «Лучший выпускник мира» по своим специальностям получили 6 выпускников ИПР ТПУ: А.В. Кокорин (2009 г.), Б.В. Белозеров (2007 г.), Т.Ю. Жарова (2010 г.), Е.А. Филимоненко (2012 г.), И.Ш. Ислямов и Е.С. Хлебникова (2013 г.).

Звание «Лучший выпускник России» с 2004 г. получили 28 выпускников ИПР ТПУ.

Студенты ИПР ТПУ становятся победителями Международного конкурса «Золотой резерв нефтегаза». С 2006 по 2010 гг. 23 студента стали победителями в своих профессиональных номинациях.

Медалями Минобразования СССР и РФ за научную работу награждены 42 студента ИПР (с 1970 по 2013 гг.).

Дипломами Минобразования СССР и РФ за лучшую научную работу награждены 250 студентов ИПР.

Абсолютными победителями на звание «Лучший студент ТПУ» становились с 2001 г. по настоящее время 7 студентов ИПР ТПУ. Это А.Ю. Фальк (2000 г.), А.В. Таловская (2001 г.), Е.Ю. Сурова (2005 г.), Е.Ю. Пасечник (2006 г.), Т.Н. Игнатова (2007 г.), Д.В. Федин (2011 г.), А.Ф. Бархатов (2012 г.) (фото 19, 20).

СТУДЕНТЫ ИПР (ГРФ, ИГНД) – ЛАУРЕАТЫ МЕДАЛЕЙ АКАДЕМИИ НАУК СССР И РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК

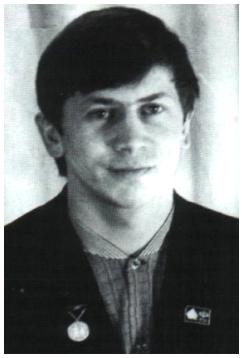


Фото 10. В.В.Хитров – студент ГРФ (ИПР), Лауреат Медали и Диплома Академии наук СССР за научную работу, первооткрыватель золоторудного месторождения в шельфе Японского моря (1976 г.), в настоящее время – крупнейший специалист по морской геологии Дальневосточных морей

Фото 11. Ю.С.Тимакова (Сыроватко) с научным руководителем доцентом Н.Г.Наливайко после награждения Медалью и дипломом Российской Академии Наук за лучшую НИР (2002 г.). Сегодня она к.г.-м.н., доцент ТГАСУ

Фото 12. Т.А.Архангельская – студентка ИГНД (ИПР), Лауреат Медали и диплома Российской Академии Наук за лучшую НИР (2000 г.), лучший студент ТПУ, сегодня она – к.г.-м.н., доцент ИПР ТПУ

Фото 13. Вручение Медали и диплома Российской Академии Наук за лучшую НИР студентке ИГНД (ИПР) А.Ю.Фальк Президентом РАН Ю.С.Осиповым (1999 г.). А.Ю.Фальк – абсолютный победитель конкурса на звание «Лучший студент ТПУ» (2000 г.), сегодня она – к.г.-м.н., доцент ИПР ТПУ

Фото 14. 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 после награждения. Сегодня она – к.г.-м.н., доцент ИПР ТПУ

Фото 15. 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 после награждения. Сегодня она – к.г.-м.н., доцент ИПР ТПУ

Фото 16. Вручение медали и диплома Российской академии наук за лучшую НИР Покровскому В.Д., студенту ИПР Президентом РАН (2012 г.), Лучший студент ТПУ» (2009 – 2012 гг.), «Лучший выпускник России» (2012 г.). Сегодня он – аспирант ИПР ТПУ.

Фото 17. Б.В.Белозеров – студент ИГНД (ИПР), победитель конкурса на звание «Лучший выпускник России» (2007 г.), победитель на звание «Лучший выпускник мира» по своей специальности (2007 г.), лучший студент ТПУ (2007 г.). Ныне он – к.г-м.н., доцент ИПР ТПУ

Фото 18. А.В.Кокорин – Победитель конкурсов «Лучший выпускник мира» по своей специальности и Е.А.Галочкина – победитель в конкурсе «Лучший выпускник России» в номинации «Экология» (2009 г.)

Дипломами Министерства образования и науки РФ за лучшие выпускные квалификационные работы с 2002 г. по настоящее время награждены 110 выпускников ИПР ТПУ. Все эти награды студентов свидетельствуют о том, что Институт природных ресурсов ТПУ продолжает готовить специалистов высочайшего уровня.

Именные стипендиаты.

Большую роль в мотивации студенческой молодежи к занятиям научно-исследовательской работы играют именные повышенные стипендии, которые студенты выигрывают в открытых конкурсах с учетом их достижений в научной деятельности. Такие стипендии были и в советское время, но теперь количество их значительно увеличилось.

В 90-х гг. были учреждены именные стипендии и премии в честь выдающихся ученых – сотрудников ИПР, которые выплачиваются студентам за отличную учебу и успешную научную работу. Это стипендия Академии наук РФ; стипендия Президента РФ; стипендия Правительства России; стипендия Государственной Думы РФ; Международная стипендия им. академика В.И. Вернадского; стипендия геологической службы России; Международная стипендия Евро-Азиатского геофизического общества; стипендия им. академика В.А. Обручева; стипендия им. академика М.А. Усова; стипендия им. профессора М.К. Коровина; стипендии губернатора Томской области и мэрии г.Томска; стипендия имени Ученого Совета ТПУ; стипендия имени Ученого Совета ИПР.

Кроме того, выплачиваются разнообразные спонсорские стипендии. Поскольку обычная стипендия недостаточна для проживания, то повышенные именные стипендии довольно высокие. Но, чтобы их получить, нужно не только отлично учиться, но и иметь высокие результаты в научной деятельности. Это тоже сильно стимулирует их к научной деятельности, а затем они и увлекаются научной проблемой, которую исследуют. Многие студенты и магистранты становятся именными стипендиатами.

Система организации НИРС.

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. В настоящее время в соответствии с новыми требованиями ИПР организован и работает отдел по организации НИР студентов и молодых ученых (до 35 лет). 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. На ГРФ (ИПР) 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 ИПР уже на протяжении десятков лет занимает первые места среди других факультетов (институтов) ТПУ.

Фото 19. Е.Ю. Сурова – стипендиат Президента РФ, абсолютный победитель на звание «Лучший студент ТПУ-2006». Ныне – ведущий технолог НК «Шлюмберже» в Канаде.

Организаторы НИРС и научные руководители.

В ИПР (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 высокими правительственными наградами. Так, в 1985 г. Почетным знаком Минвуза СССР, Всесоюзного Совета научно-технических обществ СССР за вклад в успешное развитие научно-исследовательской работы студентов в вузах страны награждена доцент ИПР Г.М. Иванова, в 1986 г. она же награждена Медалью ВДНХ СССР, 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 за руководство научной работой студентов награжден доцент ИПР Е.В. Черняев. В 2007 г. Почетным знаком Министерства образования РФ за руководство научной работой студентов награждены доцент Ю.Г. Копылова, в 2008 г. – доцент Н.Г. Наливайко. Дипломами Минвуза РФ за руководство научной работой студентов награждены: 32 сотрудника ИПР (ИГНД).

Профессиональная подготовка в учебном процессе в Советское время

В 50-60-70-80 годы:

1. Учебные программы отличались глубиной и большим объемом профессиональных знаний по изучаемым дисциплинам.
2. Многие учебные дисциплины сопровождались курсовыми работами, некоторые из них носили научный характер с использованием современных технологий передовых для того времени.
3. Изучение учебных дисциплин основывались на изучении проблемного для студента конкретного материала и использовании в решении заданий новейших методов и методик исследований.
4. С первых курсов студенты ГРФ проходили серьезные учебные и производственные практики, на которых работали в должностях техников, буровых мастеров и рабочих, овладевая при этом профессиональными навыками в работе.
5. Ежегодно в ИПР (ГРФ, ИГНД) проводится конкурс отчетов по учебным и производственным практикам. Лучшие отчеты награждаются. Проводится он и сегодня.
6. Лабораторные и практические занятия проводились с элементами научных исследований.
7. В курсовых и дипломных работах спецглавы носили исследовательский характер.
8. Авторы лучших учебно-исследовательских работ (курсовых, дипломных и др.) всегда поощрялись, награждались по итогам ежегодных университетских конкурсов.

Таким образом, уровень инженерной подготовки в советское время был высоким. Профессиональные и научные достижения выпускников ГРФ свидетельствуют об этом.

Профессиональная подготовка в учебном процессе в современных условиях

С 1996 года по настоящее время:

1. Обучение переводится на двухуровневую подготовку: бакалавров и магистров. Инженерная подготовка постепенно ликвидируется. В некоторых случаях это приводит к негативным последствиям.
2. Учебные программы по профессиональным дисциплинам (лекции, лабораторные и практические занятия) в часах резко сокращаются, что не позволяет в достаточной степени освоить студентам необходимые для профессии знания.
3. Переход всех специальностей на двухуровневое обучение приносит резкий спад инженерной подготовки, особенно в технических профессиях. На производстве не нужны магистры, там нужны горные инженеры, а подготовка таких исчезает.

4. Сегодня мало часов отводится на производственную практику. Она становится неполноценной, часто студенты работают не на рабочих местах, или не по своей профессии, не получая достаточно профессиональных навыков.

5. Преподаватели в вузе получают низкую заработную плату несоответствующую, объему работы и уровню их квалификации и профессиональной деятельности. Требования к профессорско-преподавательскому составу сегодня переориентированы на самостоятельное зарабатывание денег. Это резко влияет на качество их профессиональной работы по подготовки научных и профессиональных кадров, т.к. им не хватает времени на индивидуальную работу со студентами и аспирантами.

Проблемы организации НИР студентов и молодых ученых в современных условиях и пути их решения.

Наука и вузы России сегодня теряют профессионально подготовленный талантливый кадровый резерв, т.к. не могут дать им достойное материальное обеспечение, прежде всего – это аспиранты, молодые ученые и преподаватели – научные руководители студентов. Необходимо срочно решать эту проблему как на государственном, так и на университетском и институтском уровнях. Молодые, талантливые, высокопрофессиональные, будущие большие ученые вынуждены уходить на высокооплачиваемую работу или на производство, или работать не по своему профилю. Мы их часто теряем.

В сегодняшних условиях очень важна поддержка инвесторов и спонсоров. Но у современного бизнеса РФ нет интереса к вложению денежных средств в неприбыльную для них науку, воспитание и подготовку элитных специалистов. Государство, администрация вуза и представители взрослой науки должны помочь в этом научной молодежи.

В современных условиях необходим инновационный путь развития молодежной науки в виде создания самостоятельных молодежных инновационных научно-производственных центров и объединений. Но на этом пути много трудностей. Необходима помощь взрослых инновационных центров вузов и создание крупных научных проектов с подключением к ним молодежи.

В университете не отработана система юридической финансовой помощи становления инновационных молодежных научно-производственных объединений. Это создает сложности. Необходимо иметь школу, семинары и консультативный центр по созданию таких научно-производственных объединений в вузе.

Важным источником денежных средств на научные исследования молодежи сегодня являются выигранные гранты, в конкурсе которых идет колоссальная конкуренция. Таких грантов для молодежи недостаточно. Они даются лишь по отдельным техническим прикладным направлениям, а по естественным наукам, тем более по фундаментальным – практически отсутствуют. Выиграть их чрезвычайно сложно. В связи с этим необходимо активно развивать внутривузовскую систему молодежных грантов, а также активно включать талантливую молодежь в научные проекты и гранты взрослых ученых.

Фото 20. Студенты ИПР – Лауреаты и победители конкурса на звание «Лучший студент ТПУ – 2003» (слева направо) О.В.Лысова, О.Е.Петрова (Лепокурова), с научным руководителем доцентом Ю.Г.Копыловой, А.В.Таловская с первым проректором ТПУ П.С.Чубиком (ныне – ректором ТПУ) и руководителем НИР СиМУ ИПР (ИГНД) Г.М.Ивановой на ректорском приеме

Сегодня уровень подготовки молодых ученых и качество работы с ними научных руководителей в значительной степени определяется публикациями научных статей молодежи в рецензируемых изданиях ВАКа с высоким импакт-фактором. В то же время таких журналов геологического направления в стране и за рубежом очень мало, это создает большие сложности для молодых ученых.

Основные выводы.

Сегодня воспитание и подготовка высоко профессиональных специалистов России, сохранение и развитие ее высокоинтеллектуального потенциала, помощь одаренной и талантливой молодежи очень актуальны. Поэтому государство, вузы, научные организации и сообщества России должны понимать их важность и решать эти задачи сегодня как жизненно необходимые. Решение этих задач должны стать сегодня приоритетными.

Только наука, ученые и высокопрофессиональные специалисты с гражданским самосознанием могут вывести Россию в дальнейшем из кризиса и обеспечить ее перспективное будущее.

О РОЛИ НАУЧНОЙ ШКОЛЫ В РАЗВИТИИ НАУЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ВУЗЕ И ПОДГОТОВКЕ НА ЕЕ БАЗЕ НАУЧНЫХ КАДРОВ

Э.Д. Иванчина, профессор; Е.Н. Ивашкина, доцент; Е.В. Франчина, ассистент
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время в современной науке необходимо развитие научных школ и повышение квалификации талантливой молодежи. Одной из таких научных школ, созданной в 80-е годы профессором Кравцовым А.В. в Томском политехническом университете, является научная школа «Математическое моделирование на физико-химической основе многокомпонентных промышленных процессов переработки

углеводородного сырья». С уходом профессора Кравцова А.В. из жизни его научная школа не перестала существовать, она активно работает и развивается.

Выполняемые в рамках научной школы работы не имеют аналогов в России. Учениками профессора А.В. Кравцова создаются и внедряются математические модели процессов промысловой подготовки, первичной и каталитической переработки углеводородного сырья, которые позволяют реализовывать наиболее эффективные варианты реконструкции промышленных установок и обеспечивают загрузку наиболее активных и селективных катализаторов с учетом специфики сырья и технологии конкретного нефтеперерабатывающего предприятия.

Сформированный научный коллектив принципиально нового уровня знаний химической технологии, способный, с позиции химической логики, решать задачи построения интеллектуальных систем для анализа и оптимизации промышленных производств, а также создания на этой основе тренажеров для целей подготовки инженеров – технологов, плодотворно работает и сейчас.

Одним из важнейших достигнутых результатов деятельности научной школы А.В. Кравцова является развитие в системе современного образования принципа непрерывности и энциклопедичности в двухуровневой системе подготовки химика-технолога (бакалавр – магистр) на основе метода математического моделирования и с использованием технологических моделирующих систем с элементами искусственного интеллекта. Причем этот принцип распространяется и на последующие этапы подготовки кадров (магистр – аспирант – кандидат наук – доктор наук), рис. 1.

Математическое моделирование процессов нефтепереработки и нефтехимии является одним из приоритетных научных направлений в России и за рубежом для оптимизации и проектирования промышленных предприятий , а также для подготовки специалистом высокого уровня. Решение проблем повышения эффективности работы действующего оборудования, проектирования новых установок стало возможным с разработкой технологических моделирующих систем процессов промысловой подготовки нефти, газа, газового конденсата, процессов нефтепереработки и нефтехимии, т.е. на стыке наук математики, информатики и химической технологии. Особенно актуально данное направление является для предприятий нефтегазопромысловой, нефтегазоперерабатывающей и нефтехимической отраслей Российской Федерации.

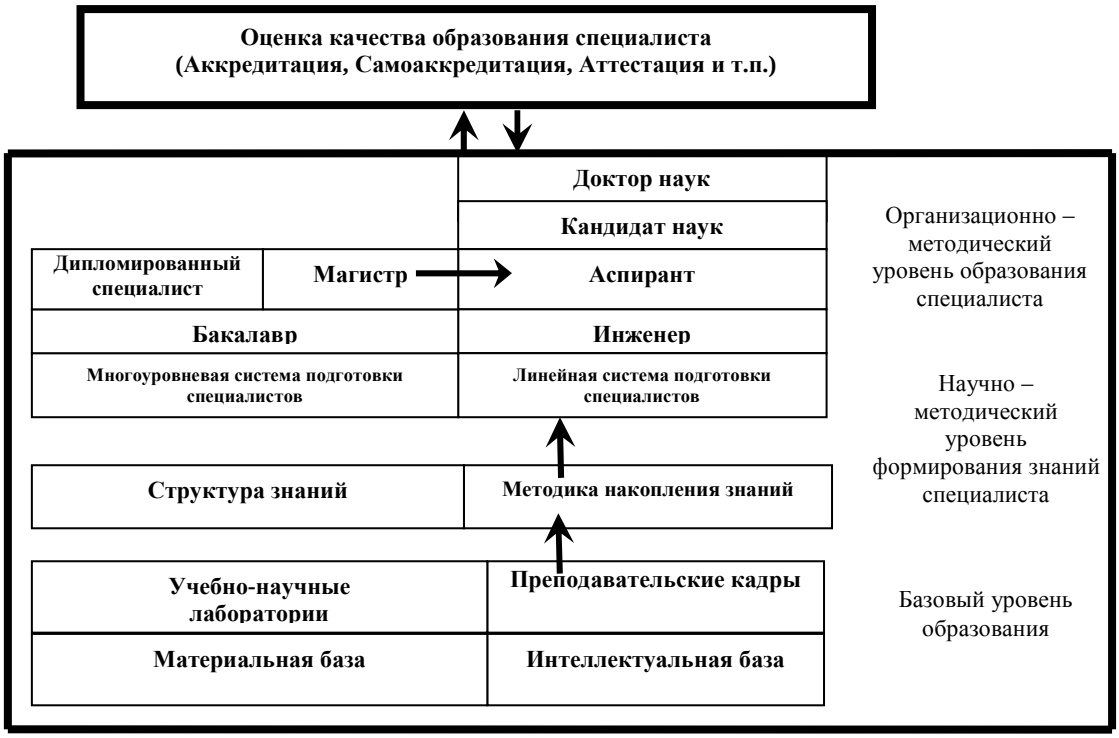


Рис.1. Внедрение принципа непрерывности и энциклопедичности в системе подготовки кадров нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности

Такие моделирующие системы позволят учить студентов – будущих технологов – не только решать инжиниринговые задачи проектирования новых производств, которые успешно решаются аналогичными программными средствами западных производителей (PRO-II, HYSYS и др.), но и прогнозировать работу действующих установок и химико-технологической схемы в целом, решать задачи реконструкции устаревшего оборудования и в режиме реального времени определять оптимальные технологические параметры проведения процесса. Это позволяет существенно повышать глубину переработки углеводородного сырья при фиксированном потребительском спросе на товарную продукцию.

Методологически новой формой для реализации непрерывной технологической подготовки специалистов с энциклопедической структурой знаний явилось внедрение в практику метода математического

моделирования и искусственного интеллекта, базирующихся на стратегии системного анализа, который представляет процесс, как сложную иерархическую систему и выполняет качественный и количественный анализ ее структуры с последующей технико-экономической оценкой режимов функционирования.

Известно множество отечественных и зарубежных аналогов обучающих систем. Однако при этом в большинстве случаев компьютерное обучение базируется на информационном и статистическом подходах и не затрагивает физико-химической и технологической сущности изучаемых промышленных процессов. Нами представлены основные этапы построения новой обучающей системы с элементами искусственного интеллекта и учетом научных основ прикладного катализа, кинетики и макрокинетики процесса.

Однако проблема подготовки химиков-технологов усугубилась тем, что осуществленный переход на двухуровневую систему (студент-бакалавр-магистр) дискретного накопления знаний привел к модификации принципа сущностной непрерывности этого процесса и, как следствие, к проблеме повышения уровня энциклопедичности знаний, а значит, и объективному росту качества подготовки инженера-технолога, что раньше не входило в систему традиционной российской школы высшего образования (студент → инженер).

Таким образом, реально существующая ситуация в структуре образования, как результат глобальных реформ, требует укрепления базового уровня профессионального образования (рис.1), повышая эффективность предлагаемого метода управления качеством подготовки инженеров - технологов. Решение этой проблемы видится, на данном этапе, только в избирательной поддержке не только профильных кафедр, но и ведущих научных школ отраслевыми предприятиями и компаниями.

Иерархическая структура накопления знаний позволит реализовать поэтапный анализ и систематизацию информации о протекании промышленных процессов переработки углеводородного сырья и дальнейшее их совершенствование с использованием технологических моделирующих систем. На сегодняшний день научные результаты, полученные в рамках школы по моделированию многокомпонентных процессов переработки углеводородного сырья на физико-химической основе, обеспечили базу для внедрения системы контроля работы катализатора риформинга бензинов, изомеризации, дегидрирования, алкилирования на ряде отечественных НПЗ (ООО «ПО «Киришинефтеоргсинтез», ОАО «Стрежевской НПЗ», ОАО «РН-Комсомольский НПЗ», ОАО «Ачинский НПЗ» и др.).

Создана база моделей процессов нефтепереработки и нефтехимии, разработанных с точки зрения системного подхода. Т.е описываемый процесс развивается на множество элементарных стадий, для каждой из стадий разрабатывается математическая модель. Затем, при моделировании процесса в целом, используются модели необходимых стадий.

Выполнение описанных работ вписывается в научно-исследовательскую деятельность кафедры химической технологии топлива и химической кибернетики Томского политехнического университета и включает следующие этапы: 1) построение нестационарных математических многокомпонентных каталитических процессов на основе агрегирования компонентов по реакционной способности в псевдокомпоненты; составлении схемы превращения агрегированных компонентов; установлении зависимости реакционной способности углеводородов, принадлежащих одной гомологической группе, от их физико-химических свойств; 2) разработка кинетических моделей дезактивации катализаторов, с учетом одновременно протекающих явлений коксообразования, старения, отравления примесями в сырье; влияния технологических условий процесса и углеводородного состава перерабатываемого сырья на дезактивацию катализатора; 3) программная реализация и разработка технологических моделирующих систем процессов нефтепереработки и нефтехимии; 4) оценка с использванием разработанных моделирующих систем качественных показателей процессов (октановое число бензина, выход жидких углеводородов и водорода, срок службы катализаторов и др.); 5) тестирование катализаторов процессов нефтепереработки и нетфехимии с учетом специфики технологий конкретного завода и состава перерабатываемого сырья по критериям производительности, селективности и стабильности; 6) расчет вариантов реконструкции дейтсвующих установок; 7) внедрение разработанных моделирующих систем в образовательный процесс при подготовке кадров высокой профессиональной квалификации по направлениям 240100 «Химичесая технология» и 241000 «241000 – Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии».

Кроме того, разработанные технологические моделирующие системы внедряются на НПЗ в качестве компьютерных тренажеров для обучения инженерно-технического персонала при управлении производством. Это позволит существенно повысить уровень квалификации персонала (приобретение опыта и навыков поведения в аварийных ситуациях, глубокого понимания причинно-следственных связей в объекте, быстрой реакции на неполадки, увеличения уверенности в правильности принятия решения в задачах оптимизации и прогнозирования производства).

Таким образом, развитие и внедрение в практику ВУЗа принципа непрерывности и энциклопедичности двухуровневого образования позволяет повысить качество подготовки специалистов химиков-технологов за счет максимального сближения с производственными объектами – предприятиями нефтехимического и нефтеперерабатывающего профиля как с будущими сферами их трудовой деятельности молодых специалистов. При этом в качестве накопителя знаний используются технологические моделирующие системы, которые позволяют проводить моделирование нестационарных производственных объектов, прогнозировать и оптимизировать эти объекты не только по технологическим, но и по экономическим показателям.

ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ ВОСПИТАТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ СО СТУДЕНЧЕСКОЙ МОЛОДЕЖЬЮ В СОВРЕМЕННОМ ВУЗЕ

С.Ю. Максимова, начальник отдела по социально-воспитательной работе ИПР
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Образование является важнейшим стратегическим ресурсом развития современного российского общества и определяет положение государства в современном мире и человека в обществе. В современных условиях главной целью образования становится формирование профессионально и социально компетентной личности, способной к творчеству и самоопределению в условиях меняющегося мира, обладающей развитым чувством ответственности и стремлением генерировать и реализовывать инновационные идеи в интересах общества. Задача вузов заключается не просто в том, чтобы дать студентам сумму знаний, но и в том, чтобы сформировать личность конкурентоспособного специалиста-профессионала, а именно социально положительную, здоровую и творческую личность. Именно эта специальная работа преподавателей и других сотрудников вузов, направленная на формирование у студентов общекультурных компетенций, убеждений и личностных качеств, предусмотренных получаемым образованием в виде государственных стандартов, требованием работодателей, общепринятых нравственных норм и т.д. понимается в вузе под воспитательной работой. Современными ориентирами для решения воспитательных задач в системе образовательной деятельности являются:

- Федеральны йзакон «Об образовании» от 29.12.2012 г.;
- Стратегия государственной молодежной политики в Российской Федерации на период до 2016 года;
- Концепция долгосрочного социально- экономического развития РФ на период до 2020 года;
- Ежегодное Послание Президента Российской Федерации Федеральному Собранию Российской Федерации от 12 декабря 2012 года;
- Концепция федеральной целевой программы «Молодежь России» на 2012-2016 годы и др.

Институт природных ресурсов Томского политехнического университета создан 01.06.2010 г. в соответствии с программой развития ГОУ ВПО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» на 2009-2018 годы на базе кафедр Института геологии и нефтегазового дела и химико-технологического факультетов и объединил старейшие отделения университета - горное и химическое в Институт природных ресурсов. Реализация воспитательных задач осуществляется системно через учебный процесс, учебную и производственные практики, научно-исследовательскую работу студентов, студенческое самоуправление и систему внеучебной воспитательной работы по всем направлениям:

- оздоровление студентов (активное участие студентов ИПР в общеуниверситетских акциях и мероприятиях, направленных на формирование здорового образа жизни);
- социально-бытовые вопросы (регулярно проводятся ремонт и оснащение общежитий с учетом потребностей студентов с целью улучшения условий проживания);
- студенческое самоуправление (сбалансированное сочетание административного управления и студенческого самоуправления);
- институт кураторов, адаптация студентов-первокурсников;
- гражданско-патриотическое и трудовое воспитание (Так, на базе ИПР организован и активно действует Молодежно-патриотический центр «Отечество», который организует и проводит ежегодно университетские студенческие творческие конкурсы коллажей «Подвиг героя бессмертен!», областные и университетские олимпиады «Подвиг молодежи по спасению Родины в ВОВ 1941-1945 гг.» и другие мероприятия);
- профориентационная работа (на базе ИПР проведены олимпиады (бои) школьников гг. Томска и Северска по физике, математике, химии, взаимодействие с выпускниками, школа юных геологов, участие преподавателей ИПР в подготовке томской команды для участия в IX Всероссийской полевой открытой олимпиаде Юных геологов);
- культурно-эстетическое воспитание (организация профессиональных праздников совместно со старшим поколением, культурно-творческие конкурсы, в том числе и на иностранном языке);
- спортивно-массовая работа («Кубок ИПР по зимнему футболу», Открытая спартакиада по якутскому многоборью и т.п.);
- научно-исследовательское творчество студентов (на многих кафедрах сформировались научные школы, действуют студенческие научные объединения), ежегодно проводится и организуется Международный научный симпозиум студентов, аспирантов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр», студенты активно и успешно участвуют с НИР в разнообразных конкурсах высшего ранга.

Структура организации воспитательной работы института включает отдел по социально-воспитательной работе и связям с общественностью, Совет кураторов (46 кураторов 1 и 2 курсов), студенческий актив (старостат, профбюро, студенческие советы общежитий), заместителей заведующих кафедрами по УМР (15 кафедр). К определению актуальных задач воспитательной деятельности решаемых в ООП вовлекаются как студенты, преподаватели и сотрудники университета, так и работодатели. Все так или иначе участвуют в воспитательном процессе и реализуют поставленные перед ними цели по созданию того или иного воспитательного продукта: отдельного мероприятия, совокупности взаимосвязанных мероприятий или проекта, совокупности проектов или программы. Основные формы внеучебной деятельности постоянно совершенствуются. Этому способствуют и организационно-технологические инновации в сфере молодежной

политики, решающие ключевую задачу формирование мировоззрения молодежи с опорой на базовые ценности, такие как «успешный человек в успешной стране», патриотизм, здоровый образ жизни, уважение к себе и бережное отношение к окружающей среде.

Воспитательная система каждого современного образовательного учреждения уникальна как по содержанию, так и по результатам деятельности. Вместе с тем воспитательные системы не могут быть статичными, они развиваются вместе с обществом и направлены на развитие системы образования и воспитания в России.

ПРОБЛЕМЫ ПРЕПОДАВАНИЯ ПАЛЕОНТОЛОГИИ, СТРАТИГРАФИИ И ИСТОРИЧЕСКОЙ ГЕОЛОГИИ НА СОВРЕМЕННОМ ЭТАПЕ В ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ВУЗАХ РОССИИ

Э.Д. Рябчикова, доцент; И.В. Рычкова, доцент
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Палеонтология и стратиграфия – это самостоятельные науки, используемые в исторической геологии, тесно связанные с геологией, поэтому палеонтологов готовят только на геологических специальностях. В Институте природных ресурсов Томского политехнического университета курс палеонтологии, стратиграфии и исторической геологии преподается со дня основания кафедры в 1901 г. Палеонтологию и историческую геологию в начале и середине 20-века на кафедре преподавали такие корифеи, как М.Э. Янишевский, М.А. Усов, М.К. Коровин, Л.Л. Халфин. Благодаря их широкой эрудиции, таланту организаторов на кафедре были подготовлены учебные пособия, монографии, статьи по палеонтологии, а также собраны многотысячные коллекции ископаемых остатков флоры и фауны со всего мира. Фундаментальные коллекции палеонтологических остатков были заказаны в Германии в начале XX в. В.А. Обручевым.

В последнее время наблюдается тенденция уменьшения количества аудиторных часов для данных дисциплин. Недальновидная политика, проводимая в этом направлении, ведет к ухудшению успеваемости студентов. За непродолжительное время, отводимое для занятий, студенты не успевают освоить и усвоить не только основные вехи истории развития Земли, но и понять значение этих наук для геологии вообще.

Тем не менее, на кафедре общей геологии и землеустройства постоянно обновляются, в связи с новейшей информацией, учебные пособия и методические указания к изучению палеонтологии, стратиграфии и исторической геологии, совершенствуется способ подачи материала. С 1997 г. при чтении лекций используется демонстрация слайдов, что значительно облегчает усвоение большого количества геологических событий, происходивших на Земле с начала архейского акрона до четвертичного периода. В последние десятилетия произошли большие изменения в преподавании, подготовке учебно-методических изданий, в т.ч. учебных пособий по программе «Основы палеонтологии, общая стратиграфия», были изданы учебные пособия: «Историческая геология с основами палеонтологии» М.Д. Парфенова (1999 г), «Палеонтология» Э.Д. Рябчикова, И.В. Рычкова (2010, 2012 г.), «Словарь терминов по исторической геологии, основам стратиграфии и палеонтологии» Э.Д. Рябчикова, И.В. Рычкова (2012 г.), «Практикум по исторической геологии» Э.Д. Рябчикова, И.В. Рычкова (2013 г.). Для лучшего усвоения учебного материала разработаны таблицы, в которых в процессе изучения истории развития земной коры по отдельным периодам отражаются основные события.

Чтобы дать студентам основу классификации органического мира Земли, увлечь историей развития Земли в прошлые геологические эпохи, показать и рассказать в доступной и интересной форме на кафедре общей геологии и землеустройства есть все необходимое. Собранная сотрудниками кафедры и студентами богатейшая коллекция окаменелостей, из которой составлена учебная палеонтологическая коллекция; коллекция руководящих форм (с кембрия до кайнозоя). На кафедре в 1997 г. создан палеонтологический музей, где экспонируются уникальные образцы, позволяющие восстановить развитие органического мира Земли в прошлые геологические эпохи.

Значение стратиграфии неосмотрительно принижается при изучении других геологических дисциплин и порой игнорируется при написании бакалаврских и магистерских работ. А ведь будущий специалист-геолог должен со студенческой скамьи усвоить, что без прочного стратиграфического фундамента не построить хорошую геологическую карту, пригодную для поисковых работ, и даже не пробурить дорогостоящую скважину, фонтанирующую нефтью. Сэкономив тысячи рублей на проведение палеонтологических исследований, можно потерять миллионы, поскольку без знаний стратиграфии, основанной на палеонтологии, невозможно бывает разобраться в геологическом строении района. Всё это негативно отражается на уровне подготовки специалистов-геологов.

Многие студенты затрудняются выучить латинские названия палеонтологических таксонов, геологические термины. Порой они не имеют элементарных знаний географии. Но все это усваивается не в одночасье, а систематически, начиная со школьной скамьи, где они должны были освоить азы естественно-научных дисциплин: биологии, географии, химии, физики. У школьников в этом направлении сегодня крайне слабые знания.

Работа палеонтолога зачастую бывает незаметна, но она крайне важна в геологических исследованиях как фундаментальных, так и прикладных. Палеонтологами становятся не все, а только те, кому нравится заниматься ископаемыми остатками животных и растений, а практические потребности этой науки выясняются впоследствии, когда они приедут на производство. Космонавт К.П. Феоктистов говорил на одной из пресс-конференций: «Я убежден, что готовясь к плаванию на своих каравеллах, Христофор Колумб в какой-то степени втирал очки королю и королеве, когда говорил о заокеанских сокровищах… Он просто хотел найти нечто новое.

Любознательность и любопытство были и остаются одним из важнейших рычагов человеческого прогресса»» (Мейн, 1981).

ШКОЛА «ЮНЫЙ ГЕОЛОГ» – УСПЕШНЫЙ ОПЫТ ПРОФОРИЕНТАЦИИ ОДАРЕННЫХ ШКОЛЬНИКОВ ДЛЯ БУДУЩЕЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

И.В. Рычкова, доцент

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Современная система подготовки высококвалифицированных специалистов в различных отраслях науки и производства предъявляет все новые требования к организации процесса обучения. В этих условиях возрастает роль довузовской подготовки. В Институте Природных ресурсов (ИПР) ТПУ с 2007 г. восстановлена Школа Юного Геолога (ШЮГ), которая активно работала в советское время.

К учебному процессу привлекается профессорско-преподавательский состав ИПР, обладающий большим опытом работы с довузовской молодежью. Преподаватели проводят занятия со школьниками по студенческим программам, адаптируя их для школьников, по следующим дисциплинам: палеонтология, геологический разрез, гидрология, полевая стоянка, радиометрия, шлиховое опробование, геологический маршрут. В геологическом маршруте ребят учат отбирать образцы, наблюдать, собирать окаменелости, вести полевые наблюдения. Школьники посещают геологические памятники природы: Звездный ключ, Лагерный Сад, Синий Утес, Томская Писаница и др. Несколько раз ребятам удалось побывать на геологическом полигоне в Хакасии, где они готовились к Олимпиадам. В конце обучения учащимся ШЮГ выдаются сертификаты об окончании.

Много лет по всей стране проходят геологические движения. Учащиеся школ юных геологов, геологических кружков раз в два года встречаются на Всероссийских открытых полевых слетах (олимпиадах) юных геологов, где обмениваются опытом, соревнуются в знаниях и умениях по основным геологическим дисциплинам: петрографии и минералогии, палеонтологии, геологическому разрезу, геологическому маршруту, гидрологии, радиометрии, шлиховому опробованию, основам техники безопасности, полевой стоянки. Успехи, которых добиваются школьники из ШЮГ на этих соревнованиях очевидны: 2005 г. – г. Уфа, 2007 г. – г. Красноярск, 2009 г. – г. Таганрог (3 место), 2011 г.– г. Томск (1 и 2 место). Олимпиада для ребят - это вершина трудов, затраченных на занятиях в Школе Юного Геолога. Между Всероссийскими Олимпиадами ездят на соревнования Международного и регионального ранга: 2008 г. – г. Горячий Ключ, 2010 г. и 2012 г.– Казахстан.

Очевидно, что такое раннее вхождение в профессию положительно скажется на развитии профессионалов в геологии. Из этих ребят получатся отличные специалисты: знающие, умеющие, не равнодушные к своему делу; они смогут найти новые месторождения для увеличения благосостояния области и страны в целом.

Школа юного геолога ТПУ – это первая ступень в подготовки высококвалифицированных геологических кадров нашего региона. Она должна всесторонне поддерживаться властью и недропользователями.

Даже если кто-то и не станет профессиональным геологом, знания, полученные им в этой школе, пригодятся в будущей жизни.

Фото 1. Учащиеся ШЮГ на геологическом памятнике природы Лагерный Сад под г. Томском (2013 г.).

Фото 2. Почетное III место томских школьников из ШЮГ на VII Всероссийской полевой олимпиаде в г. Таганроге, 2009 г.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭЛЕКТРОННЫХ ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫХ РЕСУРСОВ НА БАЗЕ MOODLE ПРИ ПОДГОТОВКЕ КАДРОВ НА КАФЕДРЕ ГИГЭ ИПР

М.В. Решетько, доцент; Л.А. Строкова, доцент
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Современное общество с его сложным, высокотехнологичным и быстро меняющимся производством, стремительно развивающейся информационной средой, предъявляет качественно новые требования к подготовке специалистов в области водных ресурсов – обучение в течение всей жизни, развитие общенаучных, инструментальных и системных компетенций, позволяющих специалистам успешно работать в избранной сфере деятельности и быть устойчивым на рынке труда.

Повышение качества образования и результативности самостоятельной работы может быть достигнуто с помощью технических средств обучения, к которым в настоящее время относится, прежде всего, использование подсистемы электронного обучения Learning Management System, представляющей совокупность электронных ресурсов и интерактивных коммуникативных элементов. Она содержит электронные курсы, включая систему управления ресурсами, доступа и мониторинга учебного процесса. Развитие и активное внедрение современных образовательных технологий на базе электронного обучения во все виды образовательного процесса (очную, заочную формы, повышение квалификации и т.д.) должно быть качественно обоснованным и дополняющим фактором в системе современного образования.

На кафедре Гидрогеологии, инженерной геологии и гидрогеоэкологии Института природных ресурсов ТПУ широко используются новые технические и педагогические возможности и средства, позволяющие реализовать новые технологии обучения для улучшения качества образования, а именно инструменты и технологии разработки и публикации мультимедиа ресурсов в средах e-learning (*MOODLE и ADOBE CONNECT PRO Meeting*). На кафедре ГИГЭ создана электронная образовательная среда по дисциплинам «Механика грунтов» для студентов специальности «Поиски и разведка подземных вод и инженерно-геологические изыскания» и «Гидрология, климатология и метеорология» (рис. 1) для бакалавров направления «Природообустройство и водопользование».

Структура образовательных ресурсов каждого курса состоит из блока организационных материалов (рабочая программа дисциплины, описание и расписание курса), модули, на которые разделен материал курса, содержат помимо теоретического материала вопросы для самоконтроля, тесты, задания, а также инструментами коммуникации – системой Adobe® Acrobat® Connect™ Pro meetings, которая хорошо себя показала при проведении вебинаров и online консультаций.

При использовании среды e-learning в очном обучении хочется отметить ее перспективы для активизации обучения, когда педагог отходит на уровень обучающихся и в роли помощника участвует в процессе их взаимодействии с учебным материалом, таким образом, преподаватель становится руководителем

самостоятельной работы, реализуя принципы педагогики сотрудничества. Благодаря этим возможностям можно концентрировать внимание студентов на тех элементах курса, которые определены преподавателем-разработчиком.

Электронные технологии обучения способствуют раскрытию, сохранению и развитию личностных качеств студентов, позволяют использовать различные элементы для управления вниманием слушателя в ходе прохождения обучения. Это могут быть различные графические объекты, анимация, аудио, видео и т. д. Интернет технологии могут сделать процесс обучения более интересным, отвечающим реалиям сегодняшнего дня, предоставляя нужную информацию в нужное время. Этот процесс во многом определяется ранее полученными знаниями, ожиданиями и получаемыми результатами, которые формируют среду обучения.

Кроме того, в рамках курса можно автоматически отслеживать эффективность достижения каждой сформулированной цели, так как она связана с конкретными заданиями, тестами и оценками курса. Таким образом, после завершения курса мы можем получить не просто общую оценку, а понять, что именно каждому конкретному слушателю давалось наиболее легко, а где он нуждается в дополнительном обучении.

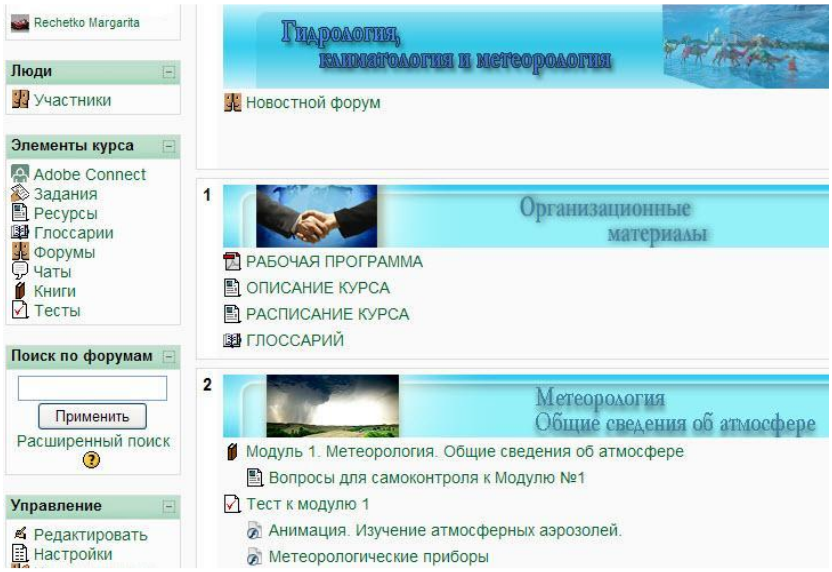


Рис. 1. Часть страницы курса «Гидрология, климатология и метеорология»

Гибкое сочетание традиционных приемов и образовательных методик с современными образовательными технологиями на базе электронного обучения позволяет модернизировать и интенсифицировать учебный процесс; он становится более эффективным за счет реализации дидактических возможностей и активизации учебно-познавательной деятельности, более интересным, интерактивным, позволяющим включать различные каналы восприятия информации, что, несомненно, повышает качество знаний студентов, тем более что уровень профессиональной компетентности молодых специалистов оценивается способностью приобретать новые знания самостоятельно и применять их на практике.

С 2000 г. преподавателями кафедры ГИГЭ проводятся краткосрочные курсы повышения квалификации по программе «Инженерно-геологические изыскания» для сотрудников сторонних организаций. За прошедшие годы более 150 специалистов прошли обучение по этой программе, только в 2012 г. в рамках реализации Президентской программы повышения квалификации инженерных кадров по данной программе прошло обучение 64 человека, благодаря использованию дистанционного обучения в среде LMS – подсистеме e-learning (рис. 2).

Для обеспечения желаемого качества обучения под запланированный результат – компетентностную модель выпускника, при разработке тематики курсов повышения организаторы постарались отойти от дисциплинарной модели процесса обучения к модульной структуре учебного процесса, где в качестве модулей слушателям наряду с традиционными дисциплинами «Инженерная геодинамика», «Методика инженерно-геологических исследований», «Мерзлотоведение» были предложены 2 комплексных модуля «Обработка инженерно-геологической информации», «Работы по видам изысканий» связанных с реализацией производственного процесса отдела изысканий организации.

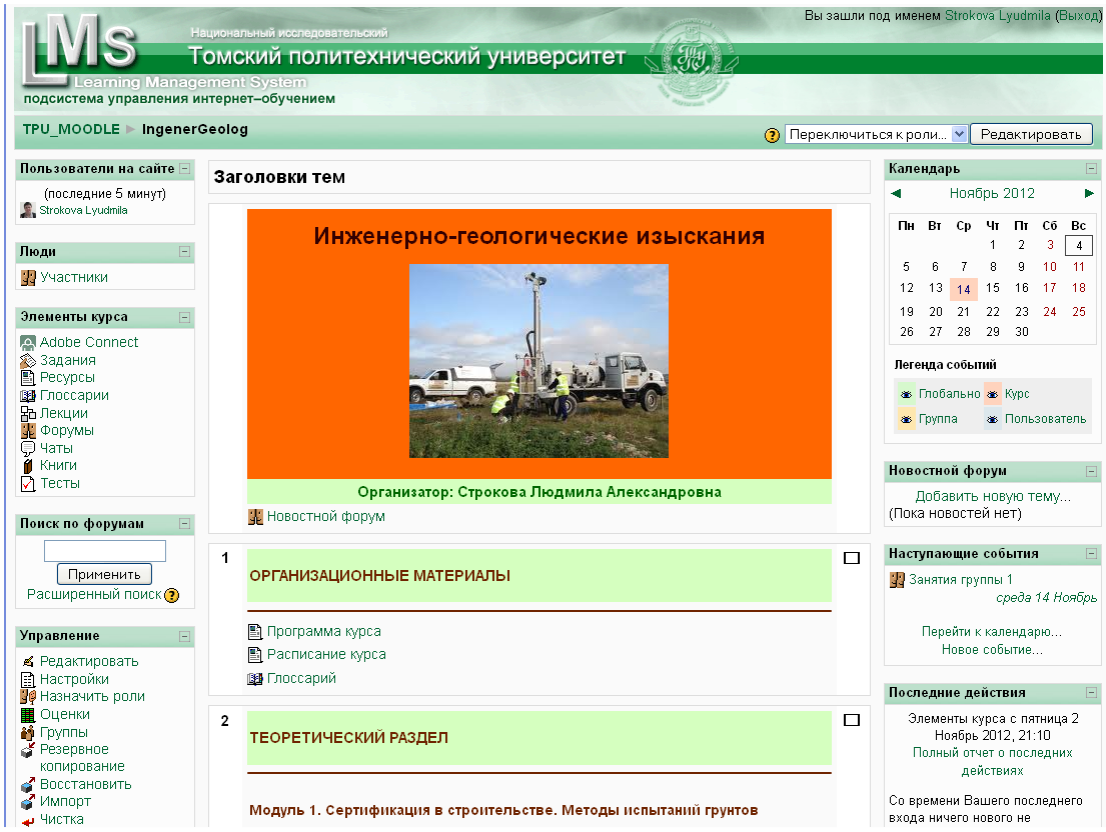


Рис. 2. Часть страницы курса «Инженерно-геологические изыскания»

Слушателям предоставлялось право быть самостоятельным в подборе содержания своего обучения исходя из личных потребностей, тем самым были созданы благоприятные условия для личностного развития обучающихся.

В рамках дистанционного обучения возможно и было осуществлено комбинирование синхронного и асинхронного обучения. В начале обучения проводилось синхронное обучение, в рамках которого слушатели дистанционного обучения общались с преподавателями. В дальнейшем они могли просматривать записи занятий, учебный материал, размещенный на сервере, в любое удобное для слушателей время, получая необходимую им методическую поддержку через вебинары, чаты, электронную почту.

Разработанный дистанционный курс содержит большой диапазон элементов: информационные слайды (флеш-файлы); симуляции работы со специализированными программами; интерактивные тренажеры; задания и тесты; в также блок документов (задания, презентации, карты) в pdf- формате.

Размещение всего учебного материала на единой платформе способствовало не только быстрому размещению и предоставлению учебного контента обучаемым и его возможному многократному использованию, но также планированию, проведению и управлению всеми учебными мероприятиями при реализации программы.

Все занятия были записаны в среде электронного обучения Moodle, и доступны слушателям с момента начала занятий и после их окончания (рис. 3, 4). Значимость этого момента отметили практически все слушатели в своих отзывах после завершения обучения.

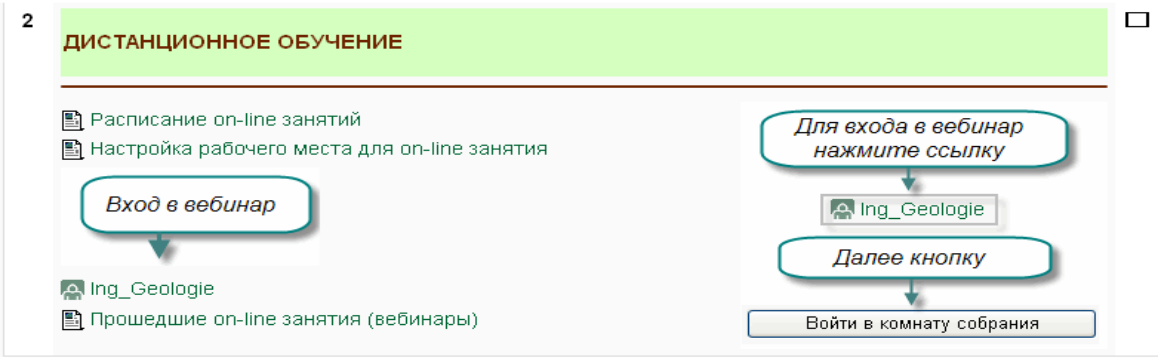
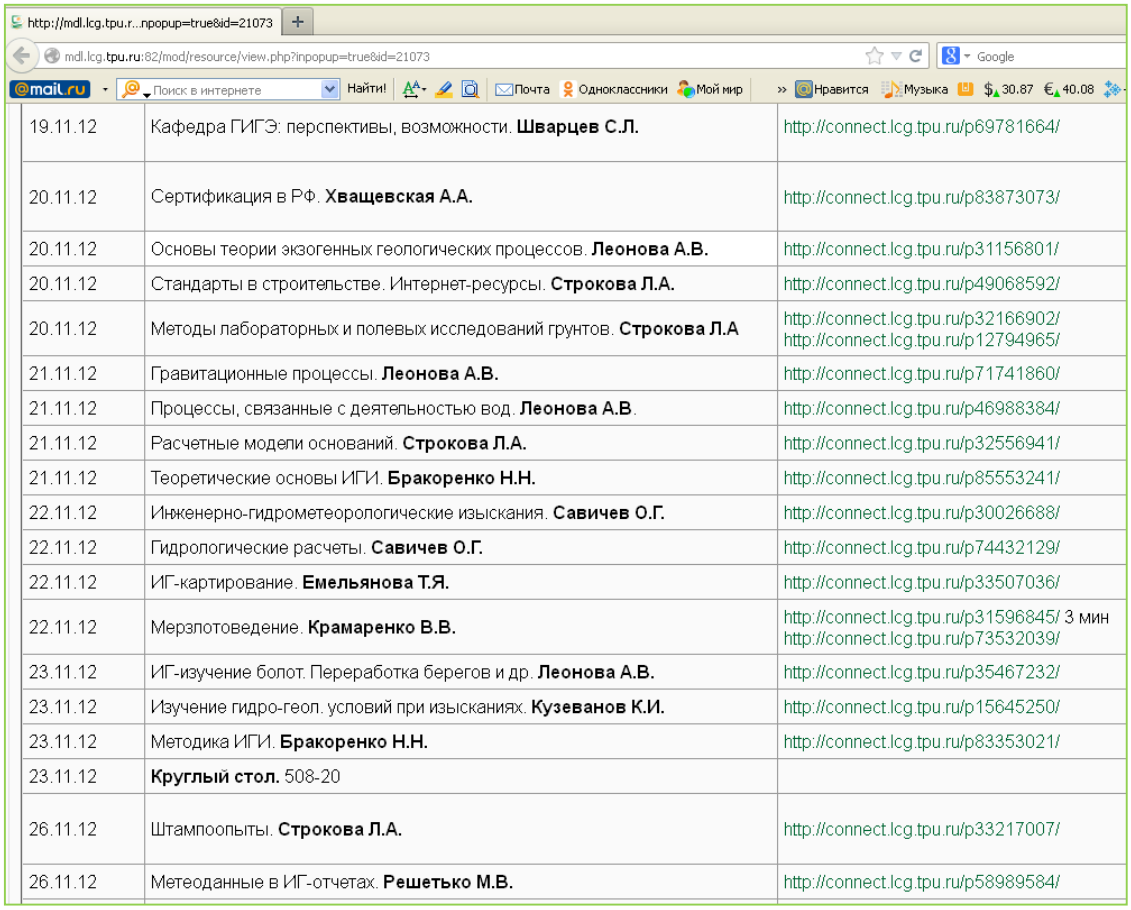


Рис. 3. Вид интерактивной ссылки на вебинар



19.11.12	Кафедра ГИГЭ: перспективы, возможности. **Шварцев С.Л.**	http://connect.lcg.tpu.ru/p69781664/
20.11.12	Сертификация в РФ. **Хващевская А.А.**	http://connect.lcg.tpu.ru/p83873073/
20.11.12	Основы теории экзогенных геологических процессов. **Леонова А.В.**	http://connect.lcg.tpu.ru/p31156801/
20.11.12	Стандарты в строительстве. Интернет-ресурсы. **Строкова Л.А.**	http://connect.lcg.tpu.ru/p49068592/
20.11.12	Методы лабораторных и полевых исследований грунтов. **Строкова Л.А**	http://connect.lcg.tpu.ru/p32166902/ http://connect.lcg.tpu.ru/p12794965/
21.11.12	Гравитационные процессы. **Леонова А.В.**	http://connect.lcg.tpu.ru/p71741860/
21.11.12	Процессы, связанные с деятельностью вод. **Леонова А.В**.	http://connect.lcg.tpu.ru/p46988384/
21.11.12	Расчетные модели оснований. **Строкова Л.А.**	http://connect.lcg.tpu.ru/p32556941/
21.11.12	Теоретические основы ИГИ. **Бракоренко Н.Н.**	http://connect.lcg.tpu.ru/p85553241/
22.11.12	Инженерно-гидрометеорологические изыскания. **Савичев О.Г.**	http://connect.lcg.tpu.ru/p30026688/
22.11.12	Гидрологические расчеты. **Савичев О.Г.**	http://connect.lcg.tpu.ru/p74432129/
22.11.12	ИГ-картирование. **Емельянова Т.Я.**	http://connect.lcg.tpu.ru/p33507036/
22.11.12	Мерзлотоведение. **Крамаренко В.В.**	http://connect.lcg.tpu.ru/p31596845/ 3 мин http://connect.lcg.tpu.ru/p73532039/
23.11.12	ИГ-изучение болот. Переработка берегов и др. **Леонова А.В.**	http://connect.lcg.tpu.ru/p35467232/
23.11.12	Изучение гидро-геол. условий при изысканиях. **Кузеванов К.И.**	http://connect.lcg.tpu.ru/p15645250/
23.11.12	Методика ИГИ. **Бракоренко Н.Н.**	http://connect.lcg.tpu.ru/p83353021/
23.11.12	**Круглый стол.** 508-20	
26.11.12	Штампоопыты. **Строкова Л.А.**	http://connect.lcg.tpu.ru/p33217007/
26.11.12	Метеоданные в ИГ-отчетах. **Решетько М.В.**	http://connect.lcg.tpu.ru/p58989584/

Рис. 4. Интерактивные ссылки на записи вебинаров

В результате апробации системы дистанционного обучения Moodle для организации курсов повышения квалификации слушателями были отмечены следующие преимущества:

− четкая структуризация и наглядное представление учебного материала;

− повышение доступности распределенных информационно-образовательных ресурсов;

− составление индивидуальной траектории обучения слушателей, выбор темпа, времени и места аудиторной и внеаудиторной работы;

− организация информационного взаимодействия субъектов образовательного процесса, расширение сотрудничества в процессе обучения.

Таким образом, система Moodle позволила создать компьютерную среду обучения, которая способствует повышению качества организации образовательного процесса на основе возможностей информационно-коммуникационных технологий.

СОДЕРЖАНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ……... 5

ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ

Чубик П.С. ТПУ: от лучших практик в стране к лучшим университетам в мире…… 25
Дмитриев А.Ю. Институт природных ресурсов – современный институт с вековыми традициями……..... 32
Васильев Б.Д. К 150-летию академика В.А. Обручева…… 35
Шалдыбин М.В. К 130-летию первого академика Сибири М.А. Усова – первого выпускника горных инженеров томского политехнического института (университета), основателя сибирской горно-геологической школы……. 40

Секция 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ ОСВОЕНИЯ И ПЕРЕРАБОТКИ МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ
Подсекция 1: ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ И ГАЗА

Ерофеев В.И. Проблемы и перспективы развития нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности России..... 44
Гатиятов А.Р. Спектрально-люминесцентный анализ некоторых нефтей месторождений Томской области ..…… 47
Задорожная Е.И., Власова Н.В., Нурмаканова А.Е. Получение пленкообразующих на основе циклопентадиеновой фракции жидких продуктов пиролиза 49
Искрижицкая Д.В., Дегтярев Д.Н. Адсорбция нефтяных загрязнений природными сорбентами...…… 51
Карпов Ю.О., Кривцов Е.Б., Головко А.К. Кинетика термических превращений высокомолекулярных компонентов тяжелого углеводородного сырья……..……. 53
Карпова А.М. Изучение каталитических и физико-химических свойств цеолитных катализаторов, модифицированных гетерополисоединениями, в процессе превращения прямогонных бензиновых фракций газового конденсата в высокооктановые бензины марок «Евро-4, 5»..…… 55
Карпова А.М., Хомяков И.С. Процесс конверсии прямогонных бензиновых фракций газового конденсата Мыльджинского месторождения в высокооктановые бензины марок «Евро-4, 5» на цеолитных катализаторах, модифицированных бинарными системами оксидов Sn (III) и Bi (III) ….. 56
Козлов В.В., Коробицына Л.Л., Восмериков А.В. Неокислительная конверсия метана на никель-молибденсодержащих цеолитах…….. 59
Копытов М.А., Филатов Д.А., Дмитриев Д.Е. Сравнительный анализ термического разложения и биохимического окисления смол и асфальтенов, выделенных из высоковязкой нефти Усинского месторождения……. 61
Кривцова К.Б., Кудряшов С.В., Очередько А.Н. Использование низкотемпературной плазмы барьерного разряда для очистки углеводородных газов от сероводорода..... 63
Молокотин С.А. Применение активатора вязкопластичных сред для транспортирования нефти……. 64
Нуранбаева Б.М., Ахмеджанов Т.К. Современные технологии освоения скважинной продукции при добыче и переработке ванадийсодержащих нефтей…… 66
Похарукова Ю.Е., Вахрамеева А.А., Лымарева А.В. Цинкнаполненные покрытия на основе нефтеполимерных смол для противокоррозионной защиты……. 66
Русаков Д.А., Славгородская О.И., Ляпков А.А. Исследование динамики окисления промышленных мономеров дициклопентадиена методом ИК-спектроскопии……. 68
Свириденко Н.Н., Кривцов Е.Б., Головко А.К. Влияние озонирования на кинетику превращения высокомолекулярных компонентов природного битума…… 70
Седельникова И.В., Кошеварова А.Н. Использование ароматических нефтеполимерных смол с эпоксидными группами для модификации битумов 72
Синьшинов Д.А., Синьшинов П.А., Подоплелов Е.В. Способ получения нефтяных битумных эмульсий под воздействием ультразвука……. 74
Старцева К.С., Славгородская О.И. Модификация битума эпоксидированными нефтеполимерными смолами на основе фракции C_9……. 76
Степанов А.А., Арбузова Н.В., Козлов В.В. Неокислительная конверсия метана в ароматические углеводороды на Fe-Mo/ZSM-5 катализаторах…….. 78
Сухих В.С. Каталитическая активность цеолитсодержащих катализаторов, модифицированных оксидами галлия различной концентрации……. 80
Сухих В.С. Влияние температуры и модифицирующей добавки на каталитическую активность цеолитных катализаторов…….. 82
Трушков П.В., Барбашин Я.Е., Восмерикова Л.Н. Исследование каталитической стабильности Zn-пентасила в процессе ароматизации этана…… 84
Тулина Н.Л., Устименко Ю.П. Модификация нефтяного битума окисленной нефтеполимерной 86

смолой.....
Хасанов В.В., Балалаев В.В. Исследование влияния добавок гетерополисоединений W-Bi-Co на каталитические свойства цеолитов..... 88
Хасанов В.В., Колобова Е.Н. Конверсия легких углеводородов C_2-C_4 попутных нефтяных газов в арены на цеолитсодержащих катализаторах..... 90
Хомяков И.С., Карпова А.М. Каталитические и физико-химические свойства цеолитных катализаторов, модифицированных ГПС вольфрамового ряда, для процесса конверсии прямогонных бензиновых фракций газового конденсата в высокооктановые бензины..... 92
Шамсутдинова А.Н., Величкина Л.М., Госсен Л.П. Влияние связующего вещества на каталитическую активность цирконийсодержащего цеолита..... 95
Шевченко А.А. Использование отходов производства в качестве сорбентов для регенерации отработанных масел …… 97
Busse O., Gille T., Reschetilowski W. Influence of Metal Loading on Hydrocracking of Vegetable Oil using bifunctional Micro-Mesoporous Composite Materials ……. 99
Daumer D., Seifert M., Reschetilowski W. Deactivation Mechanism of H-ZSM-5 Zeolites during the Conversion of Ethanol into Hydrocarbons……. 100
Daumer D., Seifert M., Reschetilowski W. Durability Improvement of H-ZSM-5 Zeolite during the Conversion of Ethanol into Hydrocarbons by removal of Extra-Lattice Species……. 101
Danilina N., Toufar H., Reschetilowski W. Selective Catalytic Conversion of Bioethanol to Bio-Based Products over Modified H-ZSM-5 Zeolites…….. 102
Gohlich M., Rauchle K., Reschetilowski W. Isomerization of Long-Zhain n-Parafines on Mesoporous Alumosilicates ……. 102
Neumann M., Reschetilowski W., Armbruster M. Catalytic Properties of Supported In-Pd Intermetallic Compounds in Methanol steam Reforming …….. 104
Schwarz S., Borovinskaya E.S., Reschetilowski W. Kinetic Modelling of the Base Catalyzed Ethanolysis of Soybean Oil in a Microreactor…….. 105
Thomas A., Rufer A., Borovinskaya E.S., Reschetilowski W. Evaluation des reaktionsschemas der isomerisierung von n-decan mittels kinetischer modellierung in kombination mit intervallanalyse..... 106

Подсекция 2. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Иванчина Э.Д., Ивашкина Е.Н., Белинская Н.С., Долганова И.О. Роль метода математического моделирования в повышении эффективности нефтехимических процессов…….. 108
Борисов Г.В. Математическое моделирование реактора полимеризации дициклопентадиена……. 110
Будовая Е.А., Хлебникова Е.С. Обоснование выбора математической модели для расчета процесса сепарации тяжелых нефтей……. 112
Дубровский Д.А., Семёнов И.А., Нисковская М.Ю. Создание математической модели процесса производства товарных метиламинов…….. 114
Епифанова И.А. Очистка сточных вод микробиологическим методом на НПЗ ООО «Томскнефтепереработка»……. 116
Зобнин А.А., Иванов С.С., Жиряков В.Ю. Оптимизация режимов работы установок комплексной подготовки газа…… 118
Иванова Т.В., Бешагина Е.В. Исследование действия присадок на свойства нефтей……. 120
Индыгашева Е.В., Митянина О.Е. Использование неравновесной модели при моделировании совмещенных процессов……. 122
Каплунова А.С. Исследование влияния механоактивации на групповой состав торфа……. 123
Каракулов А.Г., Шарова Е.С. Оптимизация работы установки каталитического риформинга бензинов Ачинского НПЗ…… 124
Карандашев А.А. Исследование влияния технологических факторов на окусковывание каменноугольной мелочи…… 126
Ким С.Ф. Расчет материального баланса установки подготовки нефти с применением моделирующей системы Hysys……. 128
Киргина М.В., Чеканцев Н.В. Оптимизация производства товарных бензинов на ОАО «Газпромнефть-ОНПЗ»…… 130
Киселёва С.В. Исследование влияния различных параметров на эффективность процесса дегидрирования парафинов с использованием компьютерной моделирующей системы…… 132
Мархаева К.Е. Моделирование процесса разрушения водонефтяных эмульсий…….. 134
Новикова Т.В., Лоскутова Ю.В. Влияние магнитной обработки на процесс осадкообразования и вязкостно-температурные свойства нефтегазоконденсатной смеси……. 135
Осипенко Е.А. Создание термодинамической модели пластового флюида одного из месторождений Томской области……. 138
Пикалова М.И. Кластерный анализ палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири …….. 140
Платонов В.В., Франдина Е.В. Прогнозирование работы установки получения олефинов при изменении состава сырья…….. 142

Свиридова Е.В., Киргина М.В. Исследование влияния присадок и добавок на октановое число бензина…… 144
Силко Г.Ю., Белинская Н.С. Этапы построения математической модели производства дизельного топлива…… 146
Татаурщиков А.А. Выбор оптимального типа катализатора процесса гидроочистки с использованием компьютерной моделирующей системы……. 148
Фан Фу Разработка компьютерной моделирующей системы для расчета физико-химических свойств реагентов в процессах превращения нефтяных углеводородных систем…….. 150
Хлебникова Е.С. Исследование процессов промысловой подготовки газового конденсата с применением моделирующей системы…….. 152
Чузлов В.А. Математическое моделирование процесса регенерации катализатора риформинга…… 154
Шеин В.В. Решение вопроса комплексного рационального использования бурых углей……. 156
Широкова М.С. Анализ эффективности промышленных катализаторов риформинга различных марок на установке Л-35-11/1000 ОНПЗ с применением математической модели…… 157
Щербакова Ю.А., Линов А.И., Короленко М.В. Этапы математического моделирования процесса алкилирования изобутана олефинами…….. 159
Юдина О.С., Хасанова Р.Т. Исследование платиновых катализаторов риформинга с использованием компьютерной моделирующей системы…… 161
Якупова И.В. Применение метода математического моделирования при мониторинге промышленной установки каталитического риформинга бензинов Ачинского нефтеперерабатывающего завода……... 163

Подсекция 3 ПЕРЕРАБОТКА МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ

Тихонов В.В., Налесник О.И. Техногенные месторождения – перспективный источник минерального сырья…… 166
Долинина А.С. Кинетика электрохимического окисления кадмия и меди в растворах NH_4Cl и NaCl 167
Ершова О.В. Перспективы разработки участка «Титановый-1» Ярегского нефтяного месторождения 169
Захарова А.Ю. Исследование направлений утилизации отходов от сжигания древесины…… 171
Колбасюк Ю.А. Получение магнезиальных вяжущих веществ на основе цеолитовых пород…….. 173
Крупко И.В., Ежов А.М. Гранулирование пыли, образующейся при производстве керамзита……. 175
Лежнина М.И. Влияние концентрации хлорида калия и плотности тока на электрохимическое окисление меди под действием переменного тока……. 177
Нгуен Мань Хиеу, Маланова Н.В. Очистка воды от солей временной жесткости гидродинамическим способом с применением аммиачного раствора…… 178
Нгуен Тхи Нгок Ань. Разработка ресурсосберегающей технологии получения диоксида кремния из растительного сырья…….. 180
Полторанина А.П., Черкашина К.Ю., Клюйкова Ю.И. Исследование физико-механических свойств золы углей Кузбасса с целью её утилизации…… 181
Савельев В.В. Зависимость степени превращения органического вещества горючих сланцев и состава продуктов от pH среды механообработки…… 183
Усольцева Н.В. Моделирование условий карбонизации продуктов неравновесного электрохимического окисления меди и алюминия…… 184
Харитоненко С.Н., Чан Ван Чинь. Исследование возможности получения комплексного удобрения на основе золы уноса от сжигания древесины…….. 186
Черкасов С.О. Совершенствование методики расчёта на прочность ротора центрифуги……. 189
Шевченко А.А. Использование отходов производства в качестве сорбентов для регенерации отработанных масел……. 191
Штумпф О.А. Получение магнезиальных вяжущих веществ на основе природного сырья…….. 193

Секция 12. БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Евсеев В.Д. Развитие нефтегазового комплекса Западной Сибири и подготовка специалистов для бурения нефтяных и газовых скважин в Томском политехническом университете……. 195
Афиян В.Ю. Основные факторы, влияющие на эффективность очистки ствола наклонно-направленной скважины от шлама…….. 198
Балацкий А.Н., Шленчак А.П. Лабораторные исследования влияния буровых растворов на коллекторские свойства…… 201
Бузанов К.В. Особенности применения РУО как способа решения проблем осложнений при бурении ствола скважины…… 203
Гаврилов И.В. Разработка жидкости для повышения качества отбора изолированного керна…….. 204
Минаев К.М., Горбенко В.М., Кайль В.А., Бубнов А.С., Бойко И.А. Облегченные тампонажные растворы на основе вермикулита…… 206
Горшенев А.В., Чернышов К.Д. Применение цементных силосов на автономных объектах……. 209
Епихин А.В., Батеев Е.А. Новые подходы в методике проведения экспериментов по регистрации релаксационных токов, возникающих при разрушении горных пород бурением…….. 211
Епихин А.В., Захаров А.С., Батеев Е.А. Оценка влияния расхода промывочной жидкости на релаксационные токи, генерируемые при разрушении горных пород бурением…… 215

Иванников В.И., Иванников И.В., Курбанов Х.Н. Нестационарный режим промывки забоя скважин при бурении……. 218
Ковешников А.А. Использование геонавигации при бурении нефтяных и газовых скважин…… 221
Клиценко Г.В. Строительство горизонтально-разветвленных скважин в России. Современное состояние и перспективы…… 223
Мезенцев Д.Н. Оценка восстановления проводимости проппанта при моделировании процессов глушения с использованием блокирующих составов…… 225
Минаев К.М., Захаров А.С., Паносюк Е.В., Мартынова Д.О. Исследование свойств глинистых буровых растворов модифированных глиоксалем…… 227
Новосельцев Д.И. Особенности техники и технологии современного морского бурения…… 230
Новосельцев Д.И. Основные проблемы и методы их решения при сооружении скважин на шельфовой зоне…… 232
Павлов П.П. Разработка тампонажного коррозионноустойчивого материала для условий магнезиальной агрессии…… 234
Пахлян И.А. Модели и методы расчета струйного аппарата, применяемого в технологиях при строительстве и капитальном ремонте скважин…… 236
Поломошнов А.Л. Анализ и разработка рекомендаций по методам уменьшения вибраций долот PDC с целью повышения износостойкости их вооружения…… 238
Сагитов Р.Р. Сравнительный анализ проектирования потерь давления на кафедрах бурения Томского и Ухтинского университетов…… 240
Сараев Ю.Р. К вопросу прогнозирования осложнений при бурении боковых стволов наклонно-направленных и горизонтальных скважин…… 242
Сахибгареев Р.Р. Комплексная технология и техника газогенераторной перфорации скважин на **-ском месторождении. Алгоритм подбора скважин – кандидатов…… 244
Фам Минь Кыонг Общая характеристика методов ориентирования отклонителей…… 246
Чулкова В.В. Регрессионный анализ результатов отработки долот с поликристаллическими алмазными резцами…… 249
Чумакова Т.А., Иванов И.Ю. Тампонажные растворы для горизонтальных скважин в условиях аномальных пластовых давлений…… 251

Секция 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ТЕХНИКА РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Ботурходжаев Э.Д. Зависимость степени расширения быстросхватывающейся расширяющейся тампонажной смеси от времени пребывания в подвижном состоянии и относительного содержания НРС-1М в смеси …… 254
Бурыкин А.Ю., Морев А.А. Установка для упрочнения породоразрушающего инструмента методом криогенной обработки…….. 255
Гольдеров С.Ф. Исследование параметров шума и вибрации отбойных молотков на соответствие гигиеническим требованиям…… 257
Григорьев Б.В., Кельциев С.С., Кычкин Д.Э О совершенствовании алмазной коронки для бурения с продувкой сжатым воздухом в условиях месторождений Якутии…… 259
Гусев А.В. Реологические свойства растворов с низким содержанием твердой фазы для бурения комплексами ССК на основе бентонитов Таганского месторождения…… 261
Ковалев А.В., Алиев Ф.Р., Горбенко В.М., Якушев Д.А. Лабораторный стенд для исследования процессов абразивного разрушения горных пород…… 263
Ковалев А.В., Алиев Ф.Р., Якушев Д.А. История развития шароструйного бурения…… 266
Константинов М.В. Современные тенденции в создании оборудования для бурения скважин на нефть и газ…… 268
Кривошеин А.В. Разработка двойного колонкового снаряда для качественного отбора проб в сложных геологических условиях…… 269
Морев А.А., Бурыкин А.Ю. Анализ способов объемного упрочнения породоразрушающего инструмента с целью выявления перспективных направлений дальнейшего исследования…… 272
Морев А.А. Оценка перспектив применения алмазно-твердосплавных пластин в современном породоразрушающем инструменте для бурения геологоразведочных скважин…… 274
Насимов Д.А. Критерии оценки и выбора рациональных технических средств бурения геологоразведочных скважин…… 276
Петенев П.Г. Разработка средств повышения эффективности работы бурильных колонн при бурении геологоразведочных скважин…… 278
Тарасов А.В. Геомеханическое обоснование методов расчета крепи вертикального ствола в условиях Севера…… 280
Тян Е.В., Горшенин Н.Е. Практический опыт создания компьютерной системы управления буровым станком «ИНСАБ»…… 282
Шубина Е.А. Проектирование геологоразведочных работ с учетом многофункционального использования скважин с целью снижения природной газоносности угольных пластов…… 283

Эверстов Э.А., Тимофеев Н.Г. О применении бурового способа при разведке россыпных месторождений…… 286
Юрин М.Г. Пути повышения эффективности бурения шарошечными долотами…… 287

Секция 14. ГОРНОЕ ДЕЛО. РАЗРАБОТКА РУДНЫХ И НЕРУДНЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Лукьянов В.Г. Направления развития горного дела в третьем тысячелетии……. 290
Еремян Г.А., Яцковский Л.В. К 90-летию академика, Лауреата государственной премии О.Д. Алимова, основателя Сибирской научной школы горного машиностроения, автора успешного космического эксперимента по бурению скважин на Луне, забору и доставки первого лунного грунта на Землю……. 290
Аникин П.А. Комплексный показатель удароопасности по данным геоакустического мониторинга массива горных пород…… 293
Асонов С.А. Методы и средства контроля технического состояния приводов исполнительных органов комбайнов «Урал-20Р»…… 295
Бельснер Р.А. Способ сейсмоакустического мониторинга динамических проявлений горного давления в очистных забоях…… 297
Борзых Д.М., Никитина А.М. Обоснование технологии вскрышных работ с использованием природного ландшафта при открытой разработке угольных месторождений…… 299
Былин Д.С. Проветривание забоя при горно-разведочной штольни в сложных условиях вентиляции 300
Былин Д.С. Выбор способа проветривания и параметров вентиляционного оборудования на горно-разведочных выработках…… 302
Возгрин Р.А., Миронов Ю.А., Молдован Д.В. К вопросу о свойствах материала для изготовления скважинных и шпуровых забоек…… 304
Волков А.А. Разработка конструкции вращательно-подающего механизма бурового станка для бурения скважин в сложно-структурных горных породах…… 305
Гапий А.В., Ожигин Д.С. Определение зоны деформирования горного массива при производстве буровзрывных работ…… 308
Даничкина А С. Прогнозирование зон повышенного горного давления в лавах…… 310
Дортман А.А. Возведение металлической рамной крепи в горизонтальных горных выработках…… 311
Дронов А.А. Обоснование необходимости разработки узла сопряжения секций геоходов…….. 313
Забуга В.С. Роль забойки шпуров в процессе взрывного разрушения горных пород…….. 314
Забуга В.С. Роль контурного взрывания в процессе проведения горизонтальных горных выработок 317
Иванюк И.М. Оценка возможных способов отработки Бакчарского железорудного проявления….. 318
Капустин А.Н. Предпосылки разработки формы корпуса геохода…… 320
Красюк Н.Ф., Фортунатов Г.А. Определение газоносности соляных пород методом растворения…. 322
Кузнецов И.В Разработка силового гидроимпульсного механизма для интенсификации процесса разрушения горных пород…… 324
Масловский А.Н. Сравнение механического способа и буровзрывных работ с прямыми врубами при проведении дополнительных выработок угольных месторождений Кузбасса…… 325
Николаев А.В., Королёв Н. А. Защита горнорабочих от проникновения дымовых газов в рабочую зону…… 326
Ожигин Д.С., Гапий А.В. Обоснование параметров рабочего борта разреза в зоне бестранспортной отработки вскрыши…… 328
Озарян Ю.А. Оценка устойчивости вторичных фитоценозов при открытой разработке месторождения строительного камня…… 330
Панова Н.В. Анализ осевых нагрузок на радиально-упорную подшипниковую опору высоконагруженных роторов вентиляторов серии ВО…… 332
Петраков А.Е. Бурение направленных дегазационных скважин из подземных горных выработок…. 334
Плотников И.С., Мигунов В.И. Разработка классификации горнодобывающего и перерабатывающего оборудования…… 336
Потапчук М.И., Потапчук Г.М. Оценка влияния горных работ на напряженно-деформированное состояние горного массива Николаевкого месторождения…… 339
Русский Е.Ю. Исследования вибрационных свойств лопаточных узлов тоннельных осевых вентиляторов…… 340
Седнев Д.Ю., Пьянков А.Ю. Регулирование теплопроизводительности калориферных установок с целью исключения возможности возникновения «воздушных пробок» в воздухоподающих стволах 342
Стеклова А.В. Опыт контроля газодинамических явлений в подготовительных забоях шахт……. 344
Тагатов М.Т. Влияние трещиноватости при определении зоны разрушения с помощью математического моделирования …….. 345
Федин Д.В., Кузнецов И.В. Исследования механизма формирования гидравлических импульсов для интенсификации разрушения горных пород…… 347

Федин Д.В. Разработка технико-экономической модели рабочих процессов бурения скважин из подземных горных выработок……. 349
Цыганкова М.В. Исследование математической модели гидроимпульсного силового механизма……. 353
Чернухин Р.В. Отличительные особенности насосной станции геохода…… 355
Чижик Ю.И., Петрова О.А. Моделирование процессов миграции метана и распределения напряжений и деформаций в горном массиве при подземной разработке угольных месторождений… 356
Чумляков В.А. Деформирование приконтурных уступов при производстве взрывных работ на карьере «Восточный»…… 358
Шигин А.О., Шигина А.А. Сравнительный анализ эффективности работы станков шарошечного бурения…… 360
Шигин А.О. Разработка электромагнитного привода подачи рабочего органа бурового станка…… 362

Секция 15. СОВРЕМЕННАЯ НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ТЕХНИКА И ЕЕ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ

Крец В.Г. Эффективность качественного ремонта скважин…….. 365
Большаков М.С. О явлении теплового удара в установке электроцентробежного насоса…….. 366
Гресь А.П. Оптимальные гидроэжекторные смесители в нефтегазопромысловом деле. ……. 368
Ковырева А.П., Федорова М.В. Химические методы и технологии повышения нефтеотдачи пласта.. 370
Комлев И.М. Современная технология внутритрубной очистки магистральных нефтепроводов…….. 372
Комлев И.М., Чаплин И.Е. Увеличение срока безотказной эксплуатации магистральных газопроводов. …….. 374
Кучкин Д. С. Повышение надежности резьбовых соединений…… 376
Ненашева М.Г. Опытно–промысловые исследования комплексной гидромониторной технологии…… 377
Новоженов А.В. Метод расчета надежности распределительного коллектора системы поддержки пластового давления в случайном режиме работы…… 379
Пащенко А.П. Повышение коррозионной устойчивости обсадных труб…… 380
Ракитин О.И. Внедрение двухвинтовых погружных насосов CAN–K на месторождениях ЗАО «ВАНКОРНЕФТЬ»…… 382
Сергеев А.Г. Хвостовик–электронагреватель…… 384
Тесленко Е.С. Проблемы ручного метода очистки нефтяных резервуаров…… 386
Хоанг Д.В., Дадыдова А.Е. Эффективность машин для подготовительных работ при строительстве нефтепроводов…… 388
Чехлов А. Н. Повышение коррозионной стойкости обсадных и насосно–компрессорных труб……. 390
Шадрина А.В., Хоанг Д.В. Новые приводы для шаровых кранов магистральных газопроводов…… 392
Шефер Я.Е. Современные технические средства ликвидации аварийных разливов нефти на акваториях при механическом сборе…… 394

Секция 16. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ТЕХНИКА НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ И НЕФТЕГАЗОХРАНИЛИЩ

Хижняков В.И. Современные проблемы трубопроводного транспорта нефти и газа…….. 397
Байдюкова Д.М., Околот А.А. Конструкция резервуара большого объёма повышенной надежности 397
Вертинская О.В. Проблемы исследования напряженно-деформированного состояния технологических трубопроводов нефтеперекачивающих станций…….. 399
Герасименко А.А.Разработка методики прогнозирования остаточного ресурса резервуаров с трещиноподобными дефектами с учетом двухосного напряженного состояния…… 400
Климова В.А., Глазков М.А. Конструкция вантового покрытия резервуаров повышенной надежности…… 401
Евдокимова Я. Ю.Расчет осадки торфяного основания для нефтепроводов большого диаметра……. 403
Ермолаева А.В.Разработка программного приложения для паспортизации узлов измерений расхода газа…… 405
Иванова И.К. Синергетический эффект ароматических и нафтеновых компонентов в гексане при растворении асфальтосмолопарафиновых отложений парафинистого типа…….. 406
Комлев И.М., Чаплин И.Е.Увеличение срока безотказной эксплуатации магистральных газопроводов 408
Комлев И.М.Современная технология внутритрубной очистки магистральных нефтепроводов……. 409
Кувшинов К.А., Вострилова А.А., Смайлов С.А. Скважинный насос с улучшенными характеристиками…… 411
Кувшинов К.А., Смайлов С.А.Устройство для одновременно-раздельной эксплуатации двух пластовой скважины…… 412
Кузнецова Л.П., Холодов О.Н.Беспилотные летательные аппараты, как средство непрерывного мониторинга линейной части трубопроводов…… 413
Куприянов С.Л. Абсорбционная холодильная установка для заморозки грунта оснований объектов добычи и транспортировки нефти и газа…… 414
Михайлова Э.Н. Тепловое взаимодействие газопровода с многолетнемерзлым грунтом……. 415
Околот А. А., Якупов Р. Р. Конструкция фундамента резервуара повышенной надежности……. 417

Охременко И.А., Иванов Д.С. История и развитие механизированного способа добычи нефти……. 418
Савельев В.В., Грузин А.В. Выбор рациональных параметров сваи для устройства фундамента РВС-50000…… 420
Семелит В.Ю., Грузин А.В. Влияние температуры грунта на несущую способность сваи в условиях вечной мерзлоты…… 422
Степкин Н.А. Анализ отказов оборудования морских газопроводов и факторов, определяющих их надежность……. 423
Филькин Н.Ю. Экспериментальное исследование и сравнительный анализ шумоизоляции технологических трубопроводов…… 425
Хафизова О.Ф. Возможность повышения надежности нефтегазопроводов на основе применения вибрационной обработки их сварных соединений……. 427
Чаплин И. Е. Очистка газовых выбросов от углеводородов…… 429
Чаплин И. Е.Выявление опасностей техногенного характера на объектах нефтяных и газовых производств…… 430

Секция 17. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ НЕФТИ И ГАЗА

Харламов С.Н. Информационные технологии и ресурсоэффективные модели в решении задач энергосбережения и транспорта вязких сред: история, достижения, перспективы……. 433
Абдулаев Р.К. К вопросу о распределении поля скорости при обтекании трубопровода внешней стенки……. 440
Альгинов Р.А. Гидродинамика в узлах и сочленениях трубопровода……..……. 443
Альгинов Р.А. Тепловая и гидродинамическая ламинаризация при транспорте углеводородных сред 444
Бармаева Е.С., Горбунов А.С., Корнеева О.А. Краевая задача математического моделирования процессов трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов ……. 446
Гагарин А.А. Исследование параметров течения газожидкостных дисперсных смесей различной конфигурации ……..……. 448
Голубин С.И., Николаев М.Л. Исследование параметров технического решения по стабилизации подводного перехода магистрального газопровода ……..…… 450
Горбунов А.С., Бармаева Е.С., Корнеева О.А. Оптимальное управление переходными режимами работы магистральных нефтепроводов ……...……..…… 452
Губанов А.С. Моделирование температурных полей при заморозке грунта опор магистральных трубопроводов.....……. 454
Гусев П.Ю. Особенности моделирования закрученных потоков вязких сред в трубопроводах ……. 456
Зайковский В.В. Численное моделирование процессов электромагнитного разделения водонефтяных эмульсий…….. 460
Ислямов И.Ш. Моделирование гидродинамики и теплообмена при транспортировке высоковязкой нефти в северных районах с помощью индукционного подогрева ……..… 462
Малоземов А.А. Математическое моделирование установившегося течения двухфазных потоков….. 464
Малоземов А.А. Гидродинамика двухфазных потоков…… 466
Павлов С.А. О закономерностях процессов переноса импульса в жидко–жидкостных потоках ……. 468
Павлов С.А. Законы подобия в двухфазных средах (теория, лабораторное моделирование, эксперимент)…….. 471
Palombo A., Bizzarri M. The computational systems biology cloud at the sbglab (www.sbglab.org)…….....……..... 474
Реутов Ю.А. Методы моделирования гетерогенных сред, их перспективы и приложения к расчёту гидравлического сопротивления в высоковязких средах……..…… 480
Семенов М.Е. Газогидраты – как основа альтернативного способа транспортировки и хранения природного газа……..……..... 482
Сляднев И.М. Теплообмен при ламинарном течении жидкости в трубе…… 484
Сорокоумова И.Е. Исследование локальных и интегральных параметров предельного вязкостно-инерционного потока в трубах…….. 488
Терещенко Р.Е. Математическое моделирование течения и теплообмена реологически сложных жидкостей в трубопроводах……..…… 488
Терещенко Р.Е. Расчет гидравлических сопротивлений при транспорте высоковязких неньютоновских жидкостей по трубопроводам……. 490
Терещенко Р.Е Исследование влияния переменности реологических свойств на теплогидродинамичес-кие параметры течения неньютоновских жидкостей во внутренних системах... 492

Секция 18. ГЕОЭКОЛОГИЯ, ОХРАНА И ЗАЩИТА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ. ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ В ГЕОЭКОЛОГИИ

Алдонгарова Ж.М. Воздействие хромовой промышленности на здоровье населения и окружающую среду (на примере г. Актобе, Республика Казахстан)…… 509

Алексеева М.Н., Ященко И.Г. Экологическая оценка воздействия нефтеразливов на растительный покров с использованием спутниковых данных…… 510

Андрушко С.В. Историко-экологический анализ – метод исследования антропогенной эволюции геосистем (на примере юго-востока Беларуси)…… 512

Архипова О.И. Исследование закономерностей очистки техногенных вод от ионов тяжелых металлов с использованием керамического фильтрующего гранулированного материала……. 514

Баранова Е.В. Почвы северной тайги на примере Берегового нефтегазоконденсатного месторождения…… 517

Белякина М.А. Геохимические особенности зольного остатка организма человека…… 519

Бердина Е.И. Оценка качества ландшафта на нефтепромысле за 40 лет разработки Советского месторождения…… 520

Бердникова И.В. Анализ методов интенсификации реагентного осаждения тяжелых металлов из сточных вод горных предприятий …… 522

Бояринцева В.П., Шерхоева А.А. Особенности тектонического строения и рельефа впадины озера Байкал…… 524

Будаев С.Л., Цыбикова Б.А. Использование современных комбинированных окислительных методов для решения проблем очистки высокотоксичных сточных и оборотных вод ЗИФ…… 526

Варфоломеева С.И. Анализ чрезвычайных ситуаций природного характера в Республике Саха (Якутия) в 2011 году…… 527

Варфоломеева С.И. Техногенные опасности в Республике Саха (Якутия) в период с 2009 по 2011 год 529

Василенко Д.В. Изучение химического состава дождевых выпадений в регионе Ile-de-France (Orsay) 530

Васильева М.М., Галушкина Д.Н., Макаревич Т.Г. Использование ультразвуковой активации наноразмерных материалов для очистки сточных вод от урана…… 531

Ведменский А.М., Барышников А.А. Технология очистки водоемов от загрязнения нефтью при помощи магнитной жидкости…… 532

Верщков А.И. Особенности геохимической и биогеохимической миграции таллия, кадмия и мышьяка в рудах и техногенных образованиях Кличкинского рудного узла…… 533

Воробьева Т.Н. Организация лесного питомника для восстановления нарушенных земель…….. 535

Габдрахманов Н.К. Геоэкологические особенности урбанизированных территорий в концепции единого демографического пространства……. 536

Гадушкина Д.Н., Васильева М.М., Макаревич Т.Г., Муксунова Ю.А. Использование композитных наноразмерных материалов на основе оксида алюминия для очистки сточных вод от урана…….. 538

Голдырева Е.В. Критерии состояния окружающей среды техногенно-нарушенной территории…… 539

Джакупов Д.А. Радиоэкологическая обстановка на территории и динамика заболеваемости злокачественными новообразованиями населения Акмолинской области…… 541

Дыкина Е.А. Элементный состав хвостохранилищ Алтайского горно-обогатительного комбината и их экологическая опасность…… 542

Елдоева Э.А. Геохимические особенности солевых отложений питьевых вод Республики Алтай……. 543

Злобина А.Н. Сравнительная геохимическая характеристика почв китайской провинции Гуандун и почв французского региона Овернь…… 545

Иванов А.В., Смирнов Ю.Д. Управление процессами пылеподавления на предприятиях минерально-сырьевого комплекса…… 547

Капустина М.Ю., Филимоненко Е.А. Оценка риска воздействия загрязняющих веществ на здоровье человека в зоне влияния нефтегазодобывающих предприятий Томской области…… 548

Кемкин И.И. Состав и формы вхождения потенциально экологически опасных химических элементов в гипогенных минералах Комсомольского района…… 550

Клименко Д.П. Хвостохранилища Ак-Тюз Чуйской долины. Проблемы экологической безопасности и трансграничные последствия……. 552

Коваль Е.В. Изучение индикаторной роли редкоземельных элементов в крови человека (на примере Томской области)…….. 554

Кондратенко А.В. Изменения геологической среды под воздействием геологоразведочных работ в Припятской нефтегазоносной области…….. 556

Кравченко Я.Н. Радиогеохимические аномалии в почвах Кожевниковского района…… 558

Кубышкина Н.А. Негативное воздействие Байкальского целлюлозно-бумажного комбината на экосистемы озера Байкал и его бассейна……. 559

Куликова М.А. Разработка методики проведения мониторинга почвенно-растительного покрова в условиях мегаполиса…… 561

Курочкина А.В., Сетун Н.И. Оценка качества состояния водных ресурсов бассейна реки Нижний Дон и экологические следствия…… 563
Ласовский П.В. Анализ палеосейсмических дислокаций Колывань-Томской складчатой зоны в рамках геоэкологических исследований…….. 564
Маерков П.О. Влияние антропогенной нагрузки на экологию подземных и поверхностных вод окрестностей с. Орешное Манского района…… 567
Макаревич Т.Г., Галушкина Д.Н., Васильева М.М., Муксунова Ю.А. Использование композитных наноразмерных материалов на основе оксида титана для очистки сточных вод от урана…….. 568
Манюк О.Р. Оценка влияния на окружающую среду подземных хранилищ газа Предкарпатья…… 569
Мележ А.А. Природно-техногенная система «геологическая среда-магистральный трубопровод» (на примере Республики Беларусь)……. 571
Минхаирова Л.Х. Минимизация загрязнения водных объектов фармацевтическими предприятиями 573
Митев А.Р., Горбунова В.И. Накопление Cs-137 растениями, произрастающими на гидроморфных почвах……. 575
Митрофанова К.А. Эколого-геологическая обстановка южного окончания Кузнецкого Алатау ……. 576
Монич Т.Е. Воздйествие полигона глубинного захоронения жидких радиоактивных отходов ОАО «СХК» на подземную гидросферу……. 578
Никитина (Шевчук) Ю.Г. Космические методы исследования антропогенных трансформаций ландшафтов……. 580
Озарян Ю.А. Оценка устойчивости вторичных фитоценозов при открытой разработке месторождения строительного камня…… 582
Омельчук М.В. Численный эксперимент как метод исследования в области техносферной безопасности…… 584
Павлова К.С. Экспресс-определение жизненного состояния древостоя рекреационных территорий (на примере Катунского района)…… 586
Пасецкая Е.А., Федоренко А.Н. Экологическая и промысловая обстановка в Цимлянском водохранилище при его комплексном использовании…… 588
Перминова Т.А. Геохимические особенности экосистем минеральных источников Байкальской рифтовой зоны…… 589
Першина Т.С. Почвенный покров долины р. Огне, техногенно измененной эксплуатацией дражного полигона…….. 591
Петров А.И. Радиоактивные элементы в бурых углях Забайкалья…….. 592
Петрова В.А. Исследование техноседиментогенеза бассейна реки Ковдор…… 594
Петрова Т.А. Экологический мониторинг газораспределительных станций и сетей…… 596
Пиянтинов А.С. Эффективность существующей системы ООПТ для сохранения ландшафтного и биологического разнообразия Республики Алтай …… 598
Плотников Д.С. Радиационные выбросы от угольных ТЭС…….. 599
Поликанова С.А., Самохина Н.П., Филимоненко Е.А. Оценка загрязнения фтором снегового покрова г. Томска и его окрестностей…… 601
Потапов М.М. Анализ последствий техногенных чрезвычайных ситуаций за 2006-2010 года в Республике Саха (Якутия) 603
Потапова В.А. Экологическое состояние реки Лена 604
Пятернева А.А., Власов А.А. Перспективные направления в технологии сухой очистки электролизных газов 605
Рыбникова В.И. Экологические аспекты каталитических процессов с участием олефинов (на примере эпоксидирования олефинов)…… 607
Саймова А.С. Дифференциация почвенного покрова в долине р. Оя (центральная часть Западного Саяна)…… 609
Селезнева Ю.А. Режим суммарной солнечной радиации в юго-восточной части Горного Алтая…….. 611
Сидорова М.Г. Информационная система «MEDISA» автоматизированной обработки и анализа данных гидрохимического мониторинга…….. 613
Силин А.А., Разумова В.В. Минералого-геохимическое преобразование породных отвалов и их влияние на окружающую среду …….. 615
Силицкая Е.С. Рекультивация нарушенных земель в условиях Крайнего Севера …….. 617
Степанова В.Б. Результаты геоэкологического обследования рудника Вершино-Дарасунский…..... 619
Столярова Г.В. Применение шунгита в качестве сорбента для очистки сточных вод……... 621
Стриженок А.В. Снижение техногенной нагрузки хранилищ отходов обогащения на атмосферный воздух……. 623
Усенова Ш.Ж. Уран и торий в солевых отложениях Павлодарской области (Республика Казахстан) 625
Федотова И.В. Основные проблемы рекультивации территории разработки россыпных месторождений золота в Республике Хакасия…… 626
Филиппова К.А., Лонщакова Г.Ф., Кайгородова С.Ю. Формы нахождения мышьяка в верхних горизонтах почв геотехнических систем Южного Урала ……. 628
Хайруллина Г.Г. Возможность использования высших водных растений (ВВР) при очистке сточных вод…….. 631

Харанжевская Ю.А. Оценка содержания и выноса органических веществ с болот южно-таежной подзоны Западной Сибири …… 632
Хоанг Зыонг Хуан Применение дистанционных методов в изучении растительности, наблюдения и прогнозирования лесных пожаров …… 634
Чубаров Д.Л. Методика оценки интегрального негативного антропогенного воздействия на окружающую среду при разработке рудно-россыпных месторождений золота…… 636
Чукаева М.А. Проблема загрязнения природных вод ионами фтора в зоне влияния ОАО «Апатит» 638
Шайхитдинов Р.Р. Экологическое состояние реки Иртыш и источники загрязнения ртутью…… 639
Шакирова К.В. Изучение особенностей элементного состава органов и тканей золы свиньи домашней (Sus Scrofa Domestica)…… 641
Шалаева С.Н. Растительный покров техногенно-трансформированных долин рр. Успенский и Огне (северо-западная часть Енисейского кряжа)…… 643
Шоншабаева З.Т. Проблема загрязнения природных вод фтором в районах предприятий по переработке фосфоритов (на примере суперфосфатного завода г. Тараз, Республика Казахстан)…… 644

Секция 19. КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ

Верещагин В.И., Казьмина О.В. Использование вторичного и некондиционного силикатного сырья для получения теплоизоляционных пеностеклокристаллических материалов по энергоэффективым технологиям …….. 646
Абишева А.Б., Кузнецова Н.А. Химическая стойкость гранулированного пеностеклокристаллического материала и его поведение в цементной матрице…….. 649
Адыкаева А.В. Кислотоупорные материалы на основе природного сырья …… 650
Ветрова В.Е. Получение сфеновых керамических пигментов из природного минерального сырья… 653
Говорова Л.П., Токарева А.Ю. Иксинские глинистые бокситы – перспективное сырье для получения высококпрочных алюмосиликатных пропантов…… 655
Говорова Л.П., Токарева А.Ю. Особенности использования сухарного огнеупорного глинистого сырья в технологии высокопрочной алюмосиликатной керамики…… 657
Ергешбаев Е.Д., Трифонова Е.П. Влияние измельчения бакчарской железной руды на прочность торфорудных материалов…… 659
Ибраев К.А. Зологравий на основе золошлаковых смесей, удаляемых гидравлическим путем……. 661
Кабанова В.В., Сухушина А.В. Особенности гидратации магнезиальных вяжущих……. 663
Карабелеева О.В. Разработка состава связки магнезиальных огнеупорных бетонов…… 665
Карионова Н.П., Абильбаева Н.К. Особенности твердофазового синтеза волластонита с использованием маршаллита…… 668
Кириллов А.В., Нигматов И.Н., Королев М.А. Оптимальный комплекс методов оценки кварцевого сырья……. 670
Клёсова А.И., Голубева О.А. Влияние комплексных метакаолиновых добавок на свойства цементного камня…… 672
Лим С.В. Конструкционные материалы с использованием вермикулита…… 674
Лытаева Т.А. Проблемы утилизации шламов черной металлургии на примере предприятия ОАО «Северсталь»…….. 675
Мухортов Е.С., Абрамов А.О., Резвая Е.А. Проектирование составов особо тяжелых бетонов…….. 677
Сенников Н.С. Быстротвердеющие растворы на основе доменного гранулированного шлака…… 679
Федорова О.С. Влияние кислотной обработки на свойства алюмосиликатных пропантов…… 681
Хабибулин Ш.А. Изменение структуры мусковита в процессе фторидной обработки……. 683
Хошжанова К.К., Холиеров С. Комплексирование методов исследований при изучении рудных месторождений Узбекистана…… 685
Шевяков И.В. Золосиликатные конструкционные материалы ……. 687

Секция 20. ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. ГОРНОЕ ПРАВО

Шарф И.В. Сланцевая газовая индустрия: тенденции и последствия…… 690
Абдулаев Р.К. Эколого-экономические условия повышения надежности системы газоснабжения в южном федеральном округе…… 694
Антошкина А.В. Формирование программы ресурсоэффективности на предприятиях нефтегазовой отрасли……. 696
Ахмадеев К.Н. Современные стратегии развития бизнеса в нефтегазовой отрасли России……. 698
Аюшеев Б.В. Анализ нефтегазовой отрасли Томской области и динамики развития компании ОАО “Томскнефть”……. 700
Ведерников А.Е. Технологический аудит нефтегазовых компаний как основа разработки инновационной стратегии ОАО "Газпром"……. 702
Вершкова Е.М. Особенности компетентностно-ориентированного управления персоналом……. 704
Гадзиковская К.А., Иванова М.С. Утилизация попутного нефтяного газа……. 705
Гаман Л.А. Проблемы и перспективы развития биогазовых технологий как альтернативного топлива будущего в России и мире…….. 707
Герасимович Г.К. Анализ результатов ввода налогового режима «60-66» …….. 709
Герасимович Г.К. Проблема действующей системы налогообложения в нефтяной отрасли…… 711

Давыдова А.Е. Анализ процесса ценообразования на нефть……. 713
Иванова М.С., Гадзиковская К.А. Проблемы газификации Бурятии…… 715
Иванова М.П. Платежи за негативное воздействие на окружающую среду (за размещение отходов) 716
Ирхин Р.П. Актуальность разработки залежей сланцевой нефти на месторождениях Западной Сибири и перспективы нефтесервисных компаний…… 717
Казанцева А.Ю., Вершкова Е.М. Сравнительный анализ ERP-систем в сфере управления персоналом 718
Кнор М.М. Ресурсоэффективность в нефтегазовой отрасли России…… 719
Ковалева Я.И. Проблема аварийных разливов нефти и нефтепродуктов в России…… 722
Козырева С.М., Колчерина В.В. Золотое правило финансирования как инструмент управления финансовыми потоками компании на примере ОАО «Сургутнефтегаз» …… 723
Колмаков А.Ю.Проблемы финансирования геологоразведочных работ на предприятиях малого бизнеса…….. 725
Кочу Р.Р. Зависимость порывов трубопроводов нефти и величины страхового взноса…… 727
Кутыкова М.В. Проблемы нефтегазовой транспортной логистики северного морского пути…… 728
Лазарева Д.Ю. Анализ методов эффективного использования трудовых ресурсов…… 730
Лескова А.Н. Устойчивое развитие нефтегазовой промышленности…… 732
Махметов Д.Е. Проблемы экспорта энергоресурсов из России……. 734
Петрова Т.А. Расчет риска возникновения аварийных ситуаций на магистральных газопроводах…… 736
Салата Д.В. Природные ресурсы как объекты гражданских прав…… 738
Свинарёв А.Н. Аудиторские риски на примере деятельности ОАО «Сургутнефтегаз»……. 740
Свинарёв А.Н. Налоговый учёт и консолидация финансовой отчетности нефтегазовой компании…… 741
Серчиди К.Д. Объем иностранных инвестиций в нефтегазовый комплекс России…….. 744
Соколов А.Н.Выделение энергетически обоснованных извлекаемых запасов нефти…… 748
Соколов А.Н. Нетрадиционные источники жидкого топлива: проблемы и перспективы…… 750
Сорокоумова И.Е. Анализ состояния системы мотивации и стимулирования персонала на предприятиях нефтегазового комплекса…….. 751
Спицына Л.В. Взаимодействие органов местного самоуправления и товариществ собственников жилья…….. 753
Тесленко Е.С. Проблемы и перспективы экономического развития ОАО «АК «Транснефть»…… 755
Титаева Ю.А. Оптимизация структуры капитала ОАО «Лукойл» для достижения финансовой устойчивости…… 756
Туреханов Р.К. Холдинговые компании в нефтегазовом секторе…… 758
Ульянова Е.И. Повышение эффективности учета использования попутного нефтяного газа…… 760
Фам Минь Кыонг Экономическое сотрудничество России и Вьетнама в нефтегазовой сфере…… 762
Хабибуллаев Д.Ш. Дивидендная политика ОАО «НК «Роснефть»…….…… 765
Хабибуллаев Д.Ш. Технологическая модернизация нефтеперерабатывающих заводов на примере ЗАО «Антипинский НПЗ» ……..…….…. 767
Хайруллина Ю.И. Организация обучения персонала в ОАО «Томскнефть» ВНК……. 769
Ходзинская Е.И. Проблемы развития нефтепереработки в России…….. 770
Худяков Д.В.Принципы оценки компетентности персонала…….. 772
Худяков Д.В. Современный этап развития профиля компетенций специалистов…… 774
Шадский С.Н., Ким М.Л. Энергоэффективность как фактор экономического развития России…… 775
Шевцова А.И. Особенности организации материально-технического снабжения предприятий нефтегазовой отрасли……. 778
Энгельбрехт-Зенкина З.В. Роль мотивации в функционировании кластеров……. 779

Section 21. GEOLOGY, MINING AND PETROLEUM ENGINEERING (ENGLISH, GERMAN)

Aliev F.R., Yakushev D.A., Gorbenko V.M., Kovalev A.V. Abrasive drilling with the jet-type drill bit …… 782
Anufrienkowa A.M. Mineralogisch-Geochemische Charakterisierungen der Zonalität von Golderzvorkommen bei West-Kalba ……. 784
Babinovich L.V., Fedotova D.D. GIS application in land use planning of specially protected natural territories …….. 786
Belinskaya N.S., Dolganova I.O., Martemyanova E.Y. Optimal technological conditions of ethylbenzene manufacture search using mathematical modeling method …… 788
Belokonov G.V. Problems and possible solutions of energy supply of Germany: the geoscientist perspective 790
Belyakina M.A. Biogeochemical features of human organism ash residue of Novosibirsk residents …… 792
Bulycheva E.V., Voronova O.A. Investigation of lactic acid bacteria properties …… 793
Dmitrieva A.O. Kohlevorräte in Grundstück «Kedrovoe» …….. 795
Dyorina K.V., Dorozhko E.V. Voltammetric zink determination at mercury film electrode …….. 796
Ermolaeva A.V. Optimization of pipeline route selection and row development through application of geographic system «Mapinfo Professional» …….. 798
Filippow D.A. Die Wirtschaftsbegründung der Anwendung von Plaststoffrohrleitungen……. 800
Galnemekh O. Uranium deposits of Mongolia …… 802
Gorshkov A.M. Effect of magnetic and ultrasound fields on process of petroleum asphaltenes aggregation in model system …….. 803
Kalacheva N.I. 3D cadastre modelling in Russian Federation …… 806

Karamchakova A.A. Research of the material composition of mineral deposites (scale) in the town of Asino and the village of Hurtaga ……. 807
Karnaukhova O.M., Skarupa K. Soil composition on the substrate of magmatic rocks in the environs of the city of Krasnoyarsk ……. 809
Khafizova R.E. Land assesment work as a means of ecologization of urban areas ……. 810
Khasanov V.V. Application of zeolite catalysts in conversion process of hydrocarbons C_2-C_4……. 812
Kovalev I.B., Tengelidi D.I. Forecasting of perspective oil-bearing areas based on magnetic anomaly transformations ……. 813
Kustova A.A. Lektrochemische Oxidation von Zinn in Kaliumchloridlösungen …… 815
Kuzmina O.N., Oitseva T.A. The main genetic types of rare metal's deposit of Qalba region (East Kazakhstan) ……. 817
Mineyev G.I. Problem of radiophobia in our society ……. 819
Morozov D.I. Lokalisationsbesonderheiten der Festen Bitumen in Doleriten der Roten Anhöe (die Republik Chakassija)…… 821
Moskalenko A.V. Development of the composite sorbent for radioactive water treatment …… 823
Nalobina S.S., Murawski D., Konovalchik E.A. Ore-forming processes Frieberg deposit …… 825
Perminova T.A. Geochemical specification of ecosystems in hot and cold springs in the Baikal rift area … 826
Petrova E.V., Voronova O.A., Retinskiy K.P. Voltammetric determination of coenzyme Q_{10} ……. 828
Pokrovskiy V.D. Value estimation of Tomsk town technogenic underflooding using GIS-technologies…… 830
Rakhmonkulova Sh.Sh. Chemical forms of heavy metals in coal combustion wastes of Angren thermal power station (Uzbekistan) …… 832
Reutov Y.A. Stress-strain analysis of multilayer polymer pipes under thermal effects …… 833
Rozhkova D.S., Hadkevich I.A., Blokhina O.L. Assessment of moss peat capacity features in reference to commercial oil and gas condensate …… 835
Samarova K.A. Gefährliche Spielzeuge …….. 838
Sayitov S.S. Mineralogical features of main ore-forming minerals of copper-molybdenum ores, Saricheku deposit …….. 839
Sidelnikova I.V. Naturfreundliche Kunstsoffe aus Mischsäuren …… 841
Shadskiy S.N., Kim M.L. Energy efficiency as a factor of Russia's economic development …… 842
Silko G.Y. Determination of thermodynamic probability of dewaxing process reactions using quantum-chemical method of calculation ……..….. 844
Skarupa K., Murawski D., Nalobina S.S. Basin evolution and hydrocarbon geology of Northern Germany … 847
Soldatova E.A. Chemical composition of the spring water: a case study from Basandaika and Tugoyakovka river basins (Tom'-Yaya interfluve, Tomsk region) ……. 848
Sorokoumova I.E., Berezovskiy U.S. Effectiveness analysis of methods of asphaltene-resine-paraffin deposits and saline deposits control in Mamontovskoye oil field…….. 850
Starzewa K.S. Suspensionspolymerisation von Methacrylsäuremethylester ……. 852
Surmenev N.A. The analysis of mechanized well stock operation effectiveness in the Pokamasovskoe oil field……. 854
Tengelidi D.I., Kovalev I.B. Magnetic survey application for excessively fractured zone detection in sediment-terrigenous formations while engineering geological investigation …… 856
Tikhonov V.V. The influence of ultrasonic treatment on the process of asphaltenes aggregation by optical microscopy method ……. 858
Ulachina E.S. Geophysical methods in facial types studies of the Pervomayskoe oilfield reservoirs …… 859
Yalaltdinova A.R. Leaves of Populus nigra L. as bioindicator of heavy metal pollution …… 861
Yuzhanina A. A., Moiseeva A.E. Research of the material composition of soils on the territory of the Amur oil refinery ……..... 862
Zagaynov S.V. The future companies in the Chinese rare earth elements market …….. 864
Zippa E.V. Legal status of water protection zones of Russian Federation's rivers and rivers of the Uk by the example of Tom' river and Thames river …… 866
Abdulaev R.K. Submersible pump unit selection and well flow rate enhancement through "RosPump" software application ……..……..……. 867

Круглый стол. МОЛОДЕЖЬ. НАУКА. ОБРАЗОВАНИЕ. ПРОБЛЕМЫ. ПЕРСПЕКТИВЫ.

Короткова Е.И. Современное состояние научных исследований в ВУЗах России…… 869
Агаджанян Л.Л., Пономарёв В.А. Образ адвоката. Критерии оценки его работы по итогам социологического опроса студентов технического вуза…… 871
Евсеев В.Д. Магистерская подготовка – воспитание квалифицированных специалистов для производства…… 872
874
Епихин А.В., Ковалев А.В., Минаев К.М. Опыт молодых ученых по привлечению студентов к научной и творческой деятельности…….. 877
Иванова Г.М., Пасечник Е.Ю. Направления развития лучших традиций вуза по подготовке высококлассных творческих специалистов в современных условиях: достоинства и недостатки……... 885
Иванчина Э.Д., Ивашкина Е.Н., Франциина Е.В. О роли научной школы в развитии научных исследований в вузе и подготовке на ее базе научных кадров……..

Максимова С.Ю. Тенденции развития воспитательной работы со студенческой молодежью в современном вузе……. 888
Рябчикова Э.Д., Рычкова И.В. Проблемы преподавания палеонтологии, стратиграфии и исторической геологии на современном этапе в геологических вузах России……. 889
Рычкова И.В. Школа «Юный геолог» – успешный опыт профориентации одаренных школьников для будущей геологической деятельности…….. 890
Решетько М.В., Строкова Л.А. Использование электронных образовательных ресурсов на базе MOODLE при подготовке кадров на кафедре ГИГЭ…… 891

Научное издание

Проблемы геологии и освоения недр
Труды XVII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых

II Том

Издательство ТПУ
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30
Тел./факс (3822) 563535, 564557
e–mail: publish@tpu.ru

Подписано к печати 920 с. 2013. Формат 60x84/8. Бумага «Снегурочка».
Печать XEROX. Усл. печ. л. . Уч.-изд. л. .
Заказ . Тираж 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.
Тел. / факс: 8(3822) 56-35-35. www.tpu.ru

Центр профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела ТПУ

Вход в Центр

В последнее время крупнейшие нефтяные компании мира ставят перед собой ряд вопросов, решение которых будет способствовать развитию отрасли: интенсификация добычи нефти, развитие технологий добычи и др. Все больше внимания уделяется качеству образования работников, уникальности их знаний и пониманию процессов, происходящих на рынке нефти. Появление новых технологий на нефтедобывающих предприятиях требует участия специалистов, обладающих комплексными знаниями. В связи с этим, в сентябре 2001 года на базе Томского политехнического университета при поддержке НК "ЮКОС" был открыт Центр профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела. Обучение в Центре проводится на основе магистерских программ шотландского университета Heriot–Watt (Шотландия, г. Эдинбург). Центр осуществляет подготовку специалистов по трем направлениям: Нефтяной инжиниринг (MSc in Petroleum Engineering), Геология нефти и газа (MSc in Reservoir Evaluation) и Технология нефти и газа (Msc in Oil and Gas Technology). Обучение в Центре проходит в течение 12 месяцев и дает слушателям

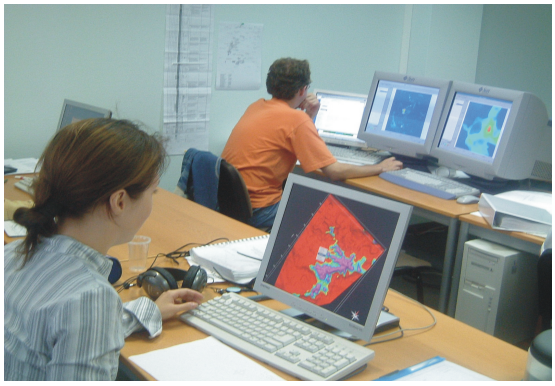
Лекция

Студенты в библиотеке

интегрированные знания и навыки командной работы, что является необходимым условием для успешной карьеры в современной нефтегазовой промышленности.

Лекции читаются на английском языке профессорами Эдинбургского университета, а также аккредитованными преподавателями Центра. После завершения программ слушатели приобретают образование международного стандарта, степень магистра университета Heriot–Watt и диплом о профессиональной переподготовке Томского политехнического университета. Каждая магистерская программа состоит из 4–х семестров, во время которых слушатели посещают лекционные и практические занятия.

Обучение ведется по основным специальным дисциплинам: нефтепромысловой геологии, геофизике, физике пласта, разработке месторождений, моделированию, технологии добычи, бурению и экономике. По каждой дисциплине студенты сдают письменные экзамены на английском языке. Знания, полученные в рамках теоретических модулей, затем реализуются на практике при выполнении группового проекта,

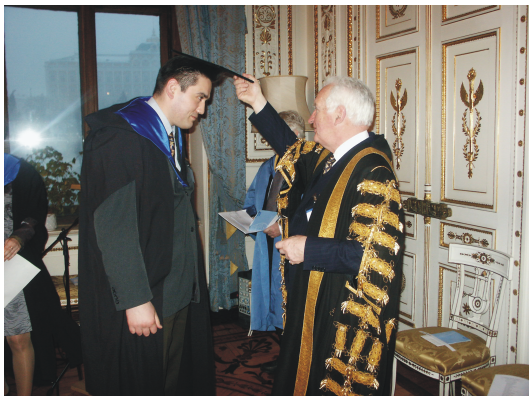


В компьютерном классе

главная цель которого – интеграция полученных знаний при работе с реальными промысловыми данными. Студенты защищают свои групповые проекты перед экспертной комиссией. Имея все необходимое оборудование, Центр проводит видео–конференции с университетом Heriot–Watt в режиме реального времени. Поэтому в состав экспертной комиссии входят также и преподаватели из Эдинбурга. Более глубокие знания по выбранной специализации слушатели получают при работе над индивидуальными проектами, когда каждый студент проводит исследование по конкретной проблеме и по результатам работы подготавливает отчет. Индивидуальные проекты разрабатываются с учетом реальных проблем нефтяных и газовых месторождений.

Зал 3D-визуализации.
Защита геологами дипломных работ

Данная исследовательская работа является эквивалентом магистерской диссертации. Центр имеет современное техническое оснащение – более 150 персональных компьютеров, 5 рабочих станций SUN и единственный в Сибири зал 3D–визуализации. Данный зал используется в учебном процессе и позволяет наглядно продемонстрировать модель месторождения в трехмерном пространстве. Для практической работы Центр располагает грантами на использование специализированного программного обеспечения: Shlumberger GeoQuest, Landmark Graphics, EPS, Bentley, Aspen Technology.



Вручение дипломов магистрам в Британском посольстве

Для студентов и преподавателей в Центре имеется своя библиотека, где собрана учебная литература по основным модулям, которые читаются во время обучения. Информация представлена на бумажных носителях, видеокассетах и компакт–дисках на русском и английском языках. Кроме этого, Центр располагает периодическими специализированными изданиями и справочной литературой. Библиотека постоянно пополняется новинками.

На сегодняшний день уже третий набор слушателей готовится к получению магистерских дипломов. Выпускники Центра прошлых лет уже проявили себя как опытные и высококлассные специалисты в различных компаниях нефтяного сектора. Качественные знания и системность мышления делают выпускников конкурентоспособными на рынке труда.

Выпускники ЦППСНД в посольстве Британии

Обучение в ЦППСНД ТПУ по магистерским программам шотладского университета Heriot-Watt

WWW.HW.TPU.RU

nqa.
ISO 9001
Registered

Лицензия на право образовательной деятельности
Серия А №169068 от 01.06.2005.

ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
1896
SCIENTIA LIBERTAS PROSPERITAS
TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY

Инновационный научно-образовательный

ЦЕНТР

подготовки специалистов трубопроводного транспорта нефти и газа

Адрес: г.Томск, пр.Ленина, 2, строение 5 (20 корпус ТПУ), Россия, 634050.
Телефон: +7(3822) 42-61-53,
Факс: +7(3822) 41-90-17.
E-mail: ktxng@tpu.ru, sspost@mail.ru

Почтовый адрес: г. Томск, пр. Ленина, 30, ТПУ, Россия, 634050

Инновационный научно-образовательный центр подготовки специалистов трубопроводного транспорта нефти и газа

Инновационный научно-образовательный центр создан с целью подготовки для ведущих транспортных и нефтегазодобывающих компаний специалистов мирового уровня с исключительными компетенциями в области транспортирования и хранения нефти и газа

Научный руководитель: Рудаченко Александр Валентинович, доцент, кандидат технических наук, заведующий кафедрой транспорта и хранения нефти и газа

О ЦЕНТРЕ

Центр создан на базе кафедры транспорта и хранения нефти и газа Института геологии и нефтегазового дела Томского политехнического университета и обеспечивает подготовку магистров по Double – Degree программе.

Центр обладает современными мультимедийными классами, научно-исследовательскими лабораториями, конференц-залом с системой 3D-визуализации.

Учебный процесс проходит с использованием самого современного оборудования и программных продуктов: программы CFD, AUTODYN, LS-DYNA, Turbo Tools, Parallel processor, Spider Project, Fluent, стенд гидравлический универсальный ТМЖ 2, стенд «Гидродинамика», А1040М ПОЛИГОН - низкочастотный ультразвуковой томограф, дефектоскопы, цифровая акустико - эмиссионная система Valen AMSY-5, тепловизор, вибродиагностическое оборудование, ультрозвуковой сканер, система лазерной центровки валов, лазерный доплеровский измеритель скорости потока (ЛДИС) и многое другое.

ЦЕНТР ВКЛЮЧАЕТ В СЕБЯ

- лабораторию гидрогазодинамики;
- лабораторию моделирования процессов трубопроводного транспорта углеводородного сырья;
- лабораторию технической диагностики оборудования нефтегазопроводов;
- лабораторию неразрушающих методов контроля;
- лабораторию трубопроводно-строительных материалов;
- лабораторию геодезического обеспечения строительства нефтегазопроводов и хранилищ;
- лабораторию оборудования нефтегазопроводов;
- лабораторию противокоррозионной защиты;

- лабораторию проектирования газонефтепроводов и хранилищ;
- лекционные аудитории;
- компьютерные и мультимедийные классы;
- кабинеты курсового проектирования.

Инновационный научно-образовательный центр подготовки специалистов трубопроводного транспорта нефти и газа

ОБУЧЕНИЕ В ЦЕНТРЕ

Обучение проходит по очной форме продолжительностью 2 года. Первый учебный год предполагает обучение по магистерской программе ТПУ **«Надежность газонефтепроводов и хранилищ»**. Параллельно проводятся интенсивные языковые курсы, чтобы подготовить будущих магистров ко второму году обучения.

Обучение на втором курсе выполняется по методическим разработкам University of Calgary по магистерской программе Pipeline Engineering. Занятия проводятся на английском языке профессорами университета Калгари и преподавателями Томского политехнического университета, прошедшими специальную стажировку в Канаде.

Слушатели Центра, при успешном окончании обучения, получают степень магистра соответствующей специальности университета Калгари и диплом магистра ТПУ, что гарантирует им трудоустройство в компаниях нефтегазовой отрасли и проектных институтах.

Преподавательский состав – 15 человек, в том числе:2 профессора, доктора технических наук и 8 доцентов, кандидатов технических наук.

МАГИСТЕРСКАЯ ПРОГРАММА «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Структура программы подготовки:

- теоретическая подготовка: 3 сем.- 756 часов аудиторных занятий;
- самостоятельная работа магистра: 3 сем. – 1170 часов;
- научно-исследовательская работа: 3 сем. - 774 часа;
- научно-исследовательская практика – 216 часов;
- подготовка и защита магистерской диссертации: 1 сем. - 1080 часов.

Всего: специализированной подготовки – 3996 часов.

Дисциплины направления магистерской программы:

- современные проблемы науки;
- история и методология науки;
- компьютерные технологии в науке и образовании;
- философские проблемы естественных, гуманитарных и технических наук;
- мировая экономика нефтегазовых ресурсов;
- финансово-экономический анализ нефтегазовых проектов;
- основы ресурсо- и энергосберегающих технологий углеводородного сырья;
- современные представления о нефтяных дисперсных системах;
- физико-химические методы исследования материалов, реагентов и углеводородных систем;
- автоматизация управления нефтегазовыми технологическими процессами и производствами;
- иностранный язык.

Специальные дисциплины магистерской подготовки:

- мониторинг оборудования трубопроводного транспорта;
- компьютерные технологии решения задач трубопроводного транспорта;
- автоматизация проектирования систем трубопроводного транспорта;

Инновационный научно-образовательный центр подготовки специалистов трубопроводного транспорта нефти и газа

• прочность оборудования газонефтепроводов и хранилищ;

• алгоритмы при моделировании гидродинамических процессов;

•исследования напряженно-деформированного состояния трубопроводов.

Требования к кандидатам:

• средний балл по диплому не менее 4,5;

• профессиональная ориентированность в области технических наук (механика, гидравлика, сопротивление материалов, основы конструирования, сварка, технология металлов и конструкционных материалов);

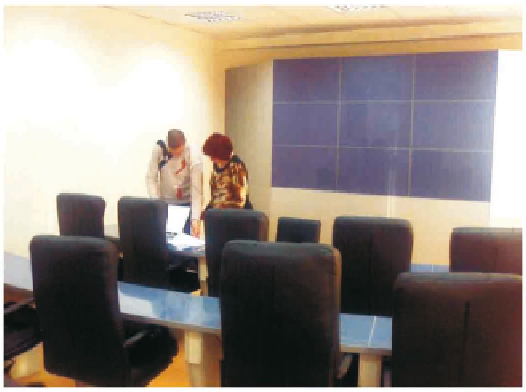
• способность к обучению и переобучению;

• знание английского языка;

• мобильность;

• знание компьютера;

• возраст до 35 лет.



ИСКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ КОМПЕТЕНЦИИ СПЕЦИАЛИСТОВ:

• сочетать в себе углубленные знания по теории надежности технологического оборудования с учетом динамических, гидромеханических и термодинамических процессов при его эксплуатации;

• владеть современными компьютерными средствами группового и индивидуального проектирования газонефтепроводов и хранилищ с использованием геоинформационных технологий;

• проводить нестандартные расчеты по оптимизации технологических режимов транспортирования нефти и газа с учетом эксплуатационных параметров оборудования газонефтепроводов и хранилищ;

• в совершенстве владеть методами моделирования сложных гидродинамических процессов, выбирать оптимальные технологические режимы перекачки нефти и газа и параметры трубопровода с учетом профиля трассы;

• знать современные системы технического обслуживания и ремонта оборудования газонефтепроводов и направления их дальнейшего развития;

• в совершенстве владеть иностранным языком.

КОНКУРЕНТНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА СПЕЦИАЛИСТОВ:

• способность проводить сложные аналитические расчеты по анализу динамических, гидравлических и термодинамических характеристик оборудования трубопроводного транспорта;

• умение пользоваться сложным современным экспериментальным оборудованием при исследовании процессов, влияющих на эксплуатационные и прочностные характеристики газонефтепроводов ихранилищ;

• владение современными методами группового проектирования объектов трубопроводного транспорта с использованием автоматизированных систем управления проектами;

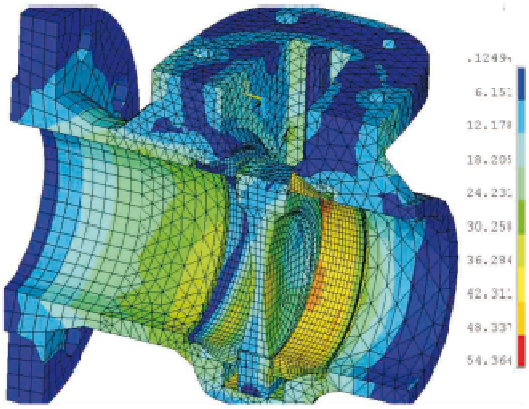
• знание современных методов повышения надежности оборудования трубопроводного транспорта нефти и газа на этапах проектирования иэксплуатации;

• умение работать в команде.

Инновационный научно-образовательный центр подготовки специалистов трубопроводного транспорта нефти и газа

НАПРАВЛЕНИЯ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЙ РАБОТЫ

- диагностика, оценка и прогноз технического состояния трубопроводов и насосно-компрессорного оборудования с использованием вибродиагностического и тепловизорного оборудования;



- исследование и оценка коррозионного состояния трубопроводов;
- исследования напряженно-деформированного состояния трубопровода и оборудования (применяются экспериментальные методы и методы численного моделирования с использованием методов конечных элементов);
- повышение надежности технического состояния трубопроводов;
- разработка новых типов природных сорбентов для локализации и утилизации аварийных разливов нефти;
- прикладные и фундаментальные, численные и экспериментальные исследования в ламинарных и турбулентных, прямоточных и закрученных потоках жидкостей и газов в трубопроводах со сложной границей области движения рабочей среды.

ПАРТНЕРЫ ЦЕНТРА ПО НАУЧНЫМ ИССЛЕДОВАНИЯМ И ПОДГОТОВКЕ КАДРОВ:

- ОАО «АК «Транснефть»;
- ОАО «Газпром»;
- ООО «Стройтрансгаз»;
- ООО «Сибтрубопроводстрой»;
- ООО « Старстрой»;
- ОАО «Гипротрубопровод»;
- ОАО «ВНИИСТ»;
- ТомскНИПИнефть;
- Университет г. Калгари (Канада);
- Институт нефти и природного газа университета г. Мишкольц (Венгрия);
- Институт турбулентности г. Марселя (Франция);
- Институт нефти и газа г. Парижа (Франция);
- Институт технической теплофизики НАН Украины;
- Европейская организация исследований вопросов промышленной теплотехники МАТЭК (Словакия, Италия, Голландия, Германия, Украина).

КОНТАКТЫ:

634050, Россия, г.Томск, пр.Ленина, 2, строение 5 (20 корпус ТПУ).

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ:

Тел.: +7(3822) 42-61-53,
Факс: +7(3822) 41-90-17.
E-mail: ktxng@tpu.ru, sspost@mail.ru

Почтовый адрес:
634959, Россия, г. Томск,
пр. Ленина, 30, ТПУ.

ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Международный инновационный научно-образовательный центр

«Урановая геология»

ПРИОРИТЕТНЫЕ НАЦИОНАЛЬНЫЕ ПРОЕКТЫ
«Образование»

Международный инновационный научно-образовательный центр «Урановая геология»

Цель создания центра:

подготовка элитных специалистов в области геологии, поисков и разведки месторождений руд редких и радиоактивных элементов для минерально-сырьевого уранового комплекса России, высококвалифицированных геологов, подготовленных к профессиональной деятельности с учетом современных рыночных отношений и наукоёмких технологий.

Руководитель: Рихванов Леонид Петрович, профессор, доктор геолого-минералогических наук, Заслуженный геолог РФ, Заслуженный деятель науки РФ

СТРУКТУРА МЕЖДУНАРОДНОГО НАУЧНО-ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО ЦЕНТРА «УРАНОВАЯ ГЕОЛОГИЯ»

- Учебно-научная лаборатория оптической и электронной микроскопии
- Учебно-научная лаборатория изотопной спектрометрии
- Учебно-научная лаборатория геотехнологии
- Учебно-научная лаборатория микроэлементного анализа
- Учебно-научная лаборатория ядерно-геохимических исследований

МАГИСТЕРСКАЯ ПРОГРАММА «ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА РУД РЕДКИХ И РАДИОАКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ»

(Срок обучения: 2 года. Степень: магистр геологии)

Необходимость реализации магистерской программы «Геология, поиски и разведка руд редких и радиоактивных элементов» вызвана **потребностью отечественных и зарубежных компаний, занимающихся разработкой урановых и редкометалльных месторождений в специалистах**, умеющих интегрировать весь комплекс доступных данных по месторождениям урана (геохимия, минералогия, ядерная геофизика, радиогидрогеохимия и гидрогеология и др.):

- для прогнозирования, поисков и геолого-экономической оценки месторождений урана и редких элементов на основе системного анализа всех совокупных данных по минералого-геохимическим, геофизическим и другим характеристикам объектов;
- для создания моделей формирования урановых и редкометалльных месторождений и обоснования способа их отработки с максимальной эффективностью и наименьшим воздействием на окружающую среду.

Подготовка специалистов нового уровня основана на реализации следующих основных принципов:

- **принцип элитарности:** набор лучших из лучших из **12** вузов России;
- **принцип элитарности научных, инженерных и педагогических школ:** 40-летний опыт подготовки геслогов-редкометальщиков; привлечение ведущих специалистов России и Мира для чтения мастер-курсов;

- **принцип уникальности образовательных программ и технологий с использованием мировых информационных ресурсов и HiTek оборудования:** ядерный реактор, альфа-и гамма-спектрометры, электронные и оптические микроскопы и анализагоры, колллекции минералов и руд всего Мира;
- **принцип стратегического партнёрства:** ООО «Компания «Базовый элемент» («БазЭл»), Университет Нанси (Франция), ФГУП «Урангео», Россия, производственные компании «Казатомпром», Казахстан и др.

Международный инновационный научно-образовательный центр «Урановая геология»

КОНКУРЕНТНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА ПОДГОТАВЛИВАЕМЫХ СПЕЦИАЛИСТОВ:

- Наши выпускники умеют то, что не умеют выпускники потенциальных конкурентов. Наши выпускники привносят в компании уникальные компетенции.
- Создают модели месторождений.
- Разрабатывают прогнозно-поисковые критерии и признаки для выявления месторождений на основе моделирования.
- Выбирают и обосновывают технологии эксплуатации на основе использования численных методов моделирования миграции радионуклидов и формирования месторождений урана (3D - визуализация).
- Подготавливают ТЭО проектов разработки месторождений в соответствии с международными стандартами.
- Умеют получать новую минералого-геохимическую информацию с использованием современных ядерно-физических методов, в том числе на базе ядерного реактора.
- Управление проектами – менеджмент.
- Свободно владеют английским языком.

КЛЮЧЕВЫЕ ОТРАСЛЕВЫЕ ПРОБЛЕМЫ, К РЕШЕНИЮ КОТОРЫХ ПОДГОТОВЛЕНЫ ВЫПУСКНИКИ:

- Поиски, разведка, геолого-экономическая оценка и разработка месторождений радиоактивного и редкометалльного сырья.
- Поиск и подбор максимально рентабельных технологий добычи, схем вскрытия руды на месторождениях.
- Создание модели месторождения. Моделирование для оценки запасов руд и выбора кондиционных параметров.
- Разработка прогнозно-поисковых моделей различных геолого-промышленных типов месторождений.

ОСНОВНЫЕ И СПЕЦИАЛЬНЫЕ ИЗУЧАЕМЫЕ ДИСЦИПЛИНЫ

Первый год обучения в магистратуре включает изучение дисциплин общего направления, предусмотренных для этой специальности требованиями ГОС ВПО Министерства образования и науки РФ.

Второй год обучения предусматривает обучение по дисциплинам узкой специализации с прохождением научно-исследовательской и производственной практик в одной из урановодобывающих компаний.

- Минералогия радиоактивных элементов;
- Геохимия радиоактивных элементов;
- Промышленно-генетические типы месторождений радиоактивных элементов. Металлогения;
- Радиогидрогеология и гидрогеохимия;
- Методы исследования радиоактивных руд;
- Геофизические методы при разведке и разрабстке урановых месторождений;
- Радиоактизные элементы в окружающей среде и проблемы радиоэкологии;
- Рациональная методика прогнозирования , поисков и геолого-экономической оценки месторождений руд, редких и радиоактивных элементов;
- Технико-экономическое обоснование проектов разработки месторождений по международным стандартам;
- Геотехнология добычи урановых руд;
- Основы технологии и переработки ядерных сырьевых материалов;
- Технология бурения эксплуатационных скважин при отработке месторождений урана методом ПСВ;
- Гидродинамика флюидных систем и моделирование гидродинамических процессов;
- Численные методы моделирования геомиграции радионуклидов.

Международный инновационный научно-образовательный центр «Урановая геология»

НАУЧНАЯ ШКОЛА И ПРОФЕССОРСКО-ПРЕПОДАВАТЕЛЬСКИЙ СОСТАВ

Международный инновационный научно-образовательный Центр подготовки специалистов в области урановой геологии создаётся на базе кафедры Геоэкологии и геохимии ТПУ, которая ранее под названием «Кафедра Геологии и разведки руд редких и радиоактивных элементов» с 1956 года на протяжении 35 лет готовила специалистов для Первого Главка Министерства Геологии СССР, главной задачей которого было обеспечение страны урановым сырьём.

История создания кафедры уходит в далёкие 30-е годы, когда создавалась кафедра Месторождений полезных ископаемых. Она была открыта в 1931 году. Организатор и первый заведующий – член-корреспондент АН СССР **Ф.Н. Шахов**.

В 1954 году из состава кафедры месторождений полезных ископаемых была выделена в связи с открытием специализации по геологии редких и радиоактивных элементов (приказ Мингео СССР от 29.09.1954 г.) кафедра геологии и разведки руд редких и радиоактивных элементов (зав. кафедрой профессор В.К. Черепнин).

С 1956 г. по 1997 гг. по урановому профилю было выпущено 756 специалистов-редкометальщиков, в т.ч. 61 чел. получили дипломы с отличием.

Таким образом, за этот период времени сложился коллектив преподавателей и выпускников, знающих урановую геологию, умеющих решать как тактические, так и стратегические задачи.

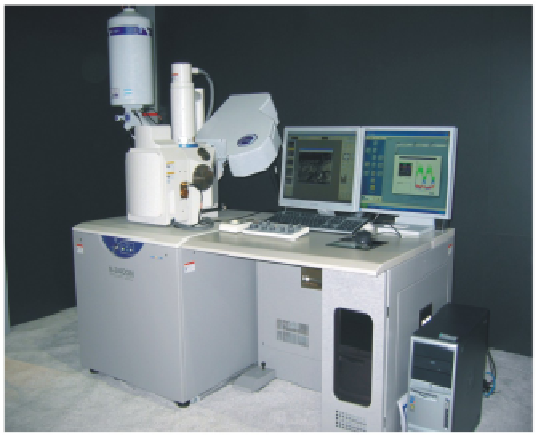
На кафедре сформировалась общепризнанная школа по урановой геологии и геохимии, имеющая традиции, опыт работы и, сравнительно молодые кадры, способные вести подготовку геологов-уранщиков на новом качественном уровне.

Подготовку специалистов в Центре осуществляют доктора наук, профессора **(9)** и доценты, кандидаты наук **(4)** Томского политехнического университета, а также ведущие ученые Российской академии наук, специалисты с предприятий, зарубежных вузов.

МАТЕРИАЛЬНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

Центр располагает самым современным компьютерным, мультимедийным и уникальным лабораторным оборудованием. Здесь представлены:

- сканирующий электронный микроскоп Hitachi S-3400N с приставкой для микроанализа;
- спектрофотометр «Флюорат-02 Панорама» с приставкой «Крио-2»;
- хроматограф «Хроматэкс-Кристалл 5000»;
- лабораторный микроскоп Axioskop 40 с системой анализа изображений;
- ртутный анализатор РА-915;
- лабораторный альфа-спектрометр;
- спектрометр для нейтронно-активационного анализа на основе аналогового модуля NIM;
- портативный гамма-спектрометр GS-512;
- переносной радиометр-спектрометр РСУ-01 «Сигнал М»;
- микроскопы серии «ПОЛАМ» разного типа;
- аппаратура для рентгеноструктурного анализа «ДРОН-3»;
- лазерный анализатор вещественного состава «LMA-10» с приставкой МААС;



- полевые гамма-спектрометры: РКП-305, РКП-305М;
- РЗА-4А – измеритель концентрации радона;
- стационарные (лабораторные) гамма-спектрометры «РУГ»;
- термолюминесцентные дозиметры разных типов и др.

Международный инновационный научно-образовательный центр «Урановая геология»

В учебном процессе по подготовке специалистов для урановой отрасли используются **уникальные коллекции минералов и руд различных типов урановых и редкометалльных месторождений бывшего СССР**, которые хранятся в специально оборудованном хранилище общей площадью 20 м². Этот коллекционный фонд насчитывает около 2000 образцов (аналогов в России нет).

Кроме того, в подготовке специалистов для урановой отрасли будет задействована ядерно - геохимическая лаборатория базовой кафедры, размещенная на площадях **Исследовательского ядерного реактора** Томского политехнического университета, активно использующаяся как современный инструмент подготовки специалистов для урановой геологии и проведения научных исследований в области разработки радиогеохимических методов прогнозирования и поисков руд редких и радиоактивных элементов.

СТРАТЕГИЧЕСКИЕ ПАРТНЕРЫ ЦЕНТРА

Вузы, академические и отраслевые институты:

- Университет Анри Пуанкаре (Нанси-1), Франция
- Университет Париж-11 (Орсей, Франция)
- Российский государственный геологоразведочный университет (Москва)
- Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии (ИГЕМ) РАН
- Всероссийский научно-исследовательский институт минерального сырья (ВИМС)МПР
- Всероссийский научно-исследовательский геологический институт (ВСЕГЕИ) МПР
- Институты СО РАН (Новосибирск, Улан-Удэ, Иркутск, Чита)

Государственные и частные компании:

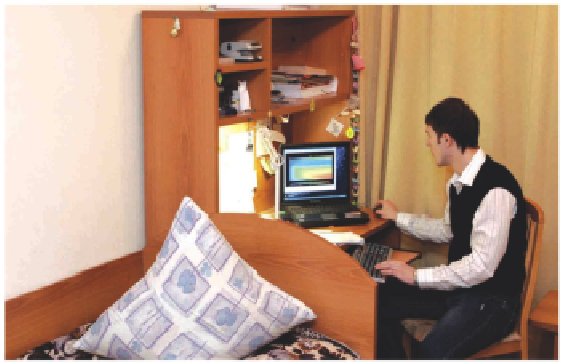
- ООО «Компания «Базовый элемент»» («БазЭл»)
- ФГУП «УРАНГЕО РФ» и его дочерние предприятия в Новосибирске «Берёзовгеология», Иркутске «Сосновгеология» и др.
- «Урановый холдинг АРМЗ» (ОАО «Атомредметзолото»)
- Национальная атомная компания «КАЗАТОМПРОМ» (Казахстан)
- РОСАТОМ и его предприятия «Горнорудная урановая компания ТВЭЛ»
- «AREVA» (Европейский урановый консорциум)
- «BHP» (Австралия) и др.

СТРАТЕГИЧЕСКИЕ КЛИЕНТЫ ЦЕНТРА

- ООО «Компания «Базовый элемент»» («БазЭл»)
- ОАО «КАЗАТОМПРОМ» (Казахстан)
- ОАО «Урановая горнорудная компания» РОСАТОМА
- ФГУП «УРАНГЕО» (МПР РФ)

ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА:

Слушатели обеспечиваются комфортабельным общежитием и стипендией.

Заключившим контракт с предприятием, предполагается выплата стипендии размером 300 евро.

По окончании гарантируется трудоустройство и достойная оплата труда.