

**ПЕРМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ФАКУЛЬТЕТ
СТУДЕНЧЕСКОЕ НАУЧНОЕ ОБЩЕСТВО ГФ ПГНИУ
EAGE PERM STUDENT CHAPTER
SEG PERM STUDENT CHAPTER
ПЕРМСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ ЕВРО-АЗИАТСКОГО
ГЕОФИЗИЧЕСКОГО ОБЩЕСТВА (ЕАГО)**



ГЕОЛОГИЯ В РАЗВИВАЮЩЕМСЯ МИРЕ

**Сборник научных трудов
(по материалам IX Международной научно-практической
конференции студентов, аспирантов и молодых ученых)**

В ДВУХ ТОМАХ

Том 2

Пермь, 2016

УДК 550.8+622(234.852)

ББК 26.3

Г 36

Геология в развивающемся мире: сб. науч. тр. (по материалам IX Междунар. науч.-практ. конф. студ., асп. и молодых ученых): в 2 т. / отв. ред. Р. Р. Гильмутдинов; Перм. гос. нац. исслед. ун-т. – Пермь, 2016. – Т.2. – 582 с.: ил.
ISBN 978-5-7944- 2691-5 (т.2)
ISBN 978-5-7944-2689-2

Материалы IX Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых, состоявшейся 4-7 апреля 2016 г. на геологическом факультете Пермского государственного национального исследовательского университета, отражают тематику курсовых, дипломных и диссертационных работ.

Издание адресовано инженерам-геологам, гидрогеологам, геофизикам, минералогам, палеонтологам, нефтяникам и геологам широкого профиля.

УДК 550.8+622(234.852)

ББК 26.3

Печатается по решению ученого совета геологического факультета
Пермского государственного национального исследовательского университета

Редколлегия: Р.Р. Гильмутдинов – отв. редактор, К.И. Асанова, А.П. Боталов, Н.С. Гусева, Э.М. Даутова, И.И. Капатская, Ю.О. Мальгина, А.С. Мурыськин, Ф.А. Тихомиров.

ISBN 978-5-7944- 2691-5 (т.2)
ISBN 978-5-7944-2689-2

© Пермский государственный
национальный исследовательский
университет, 2016

**ВЛИЯНИЕ ПОСТСЕДИМЕНТАЦИОННЫХ
ПРЕОБРАЗОВАНИЙ НА КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА
КАРБОНАТНЫХ ПОРОД
НАДЕЙЮСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Д.А. Абилкаир

*Уфимский государственный нефтяной технический университет,
магистрант 1 года обучения, abilkairdarkhan@gmail.com*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент М.В. Рыкус

***Аннотация:** в работе оценена важность и влияние постседиментационных преобразований карбонатных коллекторов на Надейюском месторождений Тимано-Печорской провинции.*

***Ключевые слова:** карбонатные породы, Надейюское месторождение постседиментационные преобразования.*

**EFFECTS OF POST-DEPOSITIONAL CHANGES ON
CARBONATE RESERVOIR QUALITY
NADEUSKY OIL FIELD**

D.A. Abilkair

*Ufa State Petroleum Technological University,
1st year Master's Degree Student, abilkairdarkhan@gmail.com*

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy,
Reader M.V. Rykus

***Abstract:** in this article evaluated importance and effects of the post-depositional changes of carbonate reservoirs of the Nadeusky oil field within the Timan-Pechora province.*

***Key words:** carbonate rocks, Nadeusky oil field, post-depositional changes.*

Проведенная детальная корреляция разреза и микрофациальный анализ Надейюского месторождения позволили решить вопросы об условиях формирования и закономерностях распространения карбонатных пород-коллекторов. Фильтрационно-емкостные параметры отложений верхнего силура – нижнего девона определялись как условиями образования осадков, так и вторичными постседиментационными преобразованиями. Первичная седиментационная структура карбонатных осадков во многом

предопределила дальнейшее развитие постседиментационных процессов, что в совокупности окончательно сформировала емкостные и фильтрационные свойства карбонатных пород. Силурийские и нижнедевонские отложения в процессе их геологической истории испытали следующие преобразования: уплотнение, доломитизация, перекристаллизация, сульфатизация, окремнение, кальцитизация, стилолитизация, трещиноватость, выщелачивание. Детальное изучение вторичных процессов, протекавших в карбонатных породах, показало их существенную, но неоднозначную роль в формировании коллекторских свойств в зависимости от стадии литогенеза и характера внешних воздействий. Ниже коротко рассмотрены основные процессы и их влияние на фильтрационно-емкостные свойства пород.

Уплотнение карбонатных осадков происходит под влиянием возрастающего геостатического давления. На стадии раннего диагенеза происходит уменьшение первичной (седиментационной) пористости за счет отжима межзерновой воды. Наиболее резко это выражается в пелитоморфных карбонатных илах, меньше этому процессу подвержены органогенные карбонатные осадки с преобладанием зернистых (биокластовых и форменных) элементов (на 40-50%). В ходе позднего диагенеза и эпигенеза процесс из физического становится физико-химическим, а именно, при росте литостатического давления снижается растворимость компонентов поровых вод, что приводит к заполнению этими компонентами порового пространства. С этим процессом тесно связана и **перекристаллизация**, реализующая тенденцию к сокращению удельной поверхности зерен в уже литифицированном осадке. Уплотнение и перекристаллизация, в данном случае, приводят к сокращению объема порового пространства, однако перекристаллизация имеет и положительный эффект, выражающийся в увеличении среднего размера пор.

Иной характер имеют постседиментационные преобразования пород в условиях направленных (стрессовых) давлений. В этом случае большую роль начинает играть **трещиноватость**. При этом возникает разница давлений в порах и вновь образованных трещинах, которая обуславливает разницу в растворимости компонентов и, следовательно, их концентраций (химических потенциалов). При непрерывном медленном нарастании давления и пликвативном характере деформаций образующаяся трещиноватость имеет локальный характер. Разность давлений различна в коротких слабооткрытых неветвящихся трещинах разной ориентации по отношению к направлению напряжений и максимальна в

субпараллельных напряжениям и тангенциальных трещинах. Для этого этапа, вероятно, характерно образование стилолитов и переотложение карбонатов в субпараллельных и диагональных трещинах. Общая пористость изменяется незначительно, зато возможно некоторое увеличение эффективной пористости за счет укрупнения пор. При переходе к дизъюнктивным деформациям возрастает масштаб трещиноватости и раскрытость трещин, что приводит к большей разности химических потенциалов компонентов между поровым и трещинным пространством. Разность поддерживается улучшенной циркуляцией вод в трещинах и выносом растворенных компонентов за пределы системы. Для процесса выщелачивания характерна не только фильтрационная составляющая коллектора, но и емкостная. Для этих условий характерен большой масштаб **выщелачивания** и перекристаллизации со значительным увеличением эффективной емкости коллекторов.

Интенсивное выщелачивание происходит также вблизи поверхностей размыва на расстоянии в верхних ~50 м от поверхности размыва. Удаление от поверхности размыва влечет за собой закономерное снижение пористости. При этом градиент снижения наиболее низок у фаций литорали, а наиболее высок – сублиторали. Ниже глубин 150 м разнофациальные осадки практически однотипны с точки зрения наличия в них пористости [1].

Доломитизация карбонатных илов, по мнению В.Г. Кузнецова, возможна при сопряжении диагенеза с субаэральными этапами развития территории в аридной обстановке, т.е. незначительного выхода карбонатных осадков выше приливно-отливной зоны в виде низменной прибрежной равнины [2]. При процессе доломитизации возможно возникновение компенсационной пористости за счет того, что молекула доломита меньше молекулы кальцита на 12%. Эти условия могли возникать при периодических обмелениях раннепалеозойского бассейна седиментации, связанных с эвстатическими колебаниями уровня моря в районе Адзвинского палеосвода. Аридный климат в этих условиях способен сконцентрировать морскую воду, увеличить в ней содержание магния и создать необходимый флюидодинамический механизм доломитизации. Многократная проработка известкового материала высокомагнезиальными морскими рассолами в субаэральные этапы (низменные приморские равнины – супралиторальные и литоральные обстановки осадконакопления) способствовала образованию массивных доломитов в диагенезе. Вероятно, подобный механизм имеет и образование **сульфатов** кальция.

Доломитизация осадков глубокой литорали, вероятно, происходила менее интенсивно, вследствие постоянного нахождения этих осадков в субаквальных условиях даже в регрессивные этапы развития бассейна. Преимущественное развитие известняков с гребенского времени (поздний силур) по раннеовинпармское (ранний девон) вероятно, связано и с изменением климата в сторону его гумидизации.

Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов являются результатом воздействия различных сочетаний или всех перечисленных процессов. Ниже закономерности изменения этих свойств для верхнесилурийско-раннедевонских карбонатных коллекторов вала Гамбурцева анализируются по данным прямых лабораторных измерений и других видов исследований.

Таким образом, продуктивность Надеюйского месторождения связана с карбонатными коллекторами нижнедевонско-верхнесилурийского возраста, имеющими неравномерное распределение по разрезу и площади, что связано как с первичными условиями осадконакопления, так и с дальнейшими постседиментационными преобразованиями отложений. Формирование большей части эффективной емкости резервуара связано именно с процессами трещиноватости, выщелачивания и доломитизации.

Литература

1. Еременко Н.А., Челингар Г.Б. Геология нефти и газа на рубеже веков. М.: Наука, 1996. 89 с.
2. Кузнецов В.Г. Природные резервуары нефти и газа карбонатных отложений. М.: Недра, 1992. 138 с.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ЛИТОФАЦИЙ

А.М. Акбашева

**Уфимский государственный нефтяной технический университет,
магистрант 1 года обучения, alsou9305@gmail.com**

Научный руководитель: д.т.н., профессор Ш.Х. Султанов

Аннотация: в статье рассматриваются основные методы и принципы построения литофациальных моделей.

Ключевые слова: моделирование, куб литофаций, вариограмма.

MODELING OF FACIES

A.M. Akbasheva

Ufa State Petroleum Technological University,

1st year Master's Degree Student, alsou9305@gmail.com

Research Supervisor: Doctor of Technical Sciences, Professor

S.H. Sultanov

Abstract: *this article discusses the main methods and principles of the building of facies models.*

Key words: *modeling, volume of facies, variogram.*

Построение цифровых трехмерных геологических моделей в нашей стране относительно молодое направление. Появлению данного вида моделирования, как самостоятельного направления, способствовали разработка математических принципов и алгоритмов трехмерного моделирования, разработка специализированных программ, предназначенных для построения моделей, появление мощных компьютеров, способных выполнять сложные математические расчеты.

В настоящее время построение трехмерных цифровых геологических моделей обычное явление, это естественная составляющая составления планов разработки месторождений углеводородов, подсчета запасов, выделения залежей, так же как основа для последующего цифрового гидродинамического моделирования и т.д. Точность выполнения данных задач зависит от точности распределения свойств, а точность распределения этих свойств зависит от того какой метод распространения был использован в ходе построения модели.

Рассмотрим, к примеру, построение куба литотифаций. Это важный этап построения трехмерной модели. Есть упрощенный подход, когда построение куба литотифаций не проводится, а выполняется интерполяция значений пористости, далее по зависимости Кп-Кпр рассчитывают куб проницаемости, принимают граничное значение, отсекают лишние значения и данные ячейки становятся неактивными и выполняется дальнейшие фильтрационные расчеты. Но такой метод подходит лишь для залежей с простым геологическим строением, так же искажается распределение ФЕС в объеме пласта.

Перейдем к методам, которые используются при построении литотифациальных моделей. Выделяют детерминистические методы и стохастические. Отличие данных методов в том, что в первом случае

при одних и тех же настройках получается всегда один и тот же результат, когда как во втором случае при одних и тех же настройках различные равновероятные случайные реализации. При стохастических методах получаются реализации пиксельные или объектные. На рисунке представлены основные используемые методы построения литофациальной модели.

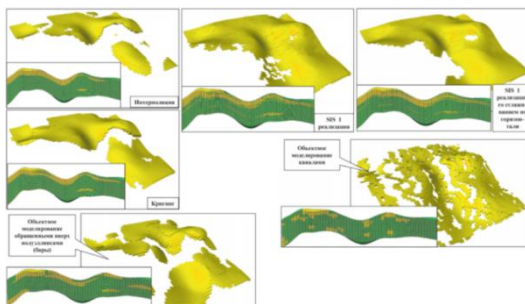


Рис. Сопоставление результатов построения куба литологии различными способами [3]

Геолог, на основе имеющейся информации, решает, какой именно метод он будет использовать. Нельзя сказать какой из методов будет лучше. Можно лишь сказать, что наиболее точные результаты достигаются при комбинировании различных методов. В некоторых случаях оценив исходные данные и условия осадконакопления, геолог выберет тот или иной метод. Так, для русловых отложений будет оправдано объектное моделирование.

Из всех методов наиболее простым способом построения литологической модели является интерполяция (кригинг) параметра «коллектор/неколлектор» по скважинам и получение, таким образом, непрерывного куба песчанистости (NTG) [3]. В дальнейшем куб дискретизируется, производится отсечка по значению 0.5 и получаем дискретный куб литологии.

Успешность построения литофациальной модели зависит не только от выбора метода моделирования, но и от правильно заданных параметров вариограммы.

Вариограмма – неотрицательная функция, описывающая изменение дисперсии значений пространственной случайной переменной между двумя произвольными точками в зависимости от их взаимного расположения в пространстве. Другими словами – это мера различия между парами выборочных данных, разделенных данным

расстоянием в данном направлении исходных данных от расстояния между ними [1].

Для оценки ранга вариограммы, требуется знание обстановки осадконакопления моделируемых отложений. Ранг – это радиус корреляции, если ранг вариограммы равен 0,7 км, это означает, что корреляция данных литологии дальше 0,7 км отсутствует. Значит, чем больше песчаное тело, тем больший ранг вариограммы мы можем задавать.

Следует отметить, о выборе методике по адекватному определению принадлежности отложений к той или иной лито-фациальной обстановке осадконакопления. Результатом корректного применения методики является достоверная оценка промышленной значимости проделанной работы [2]. Предложенный в работе [4] метод экспресс подготовки баз данных позволяет значительно сократить затраты времени на подготовку данных, оперативно пополнять ее и реконструировать литолого-фациальную обстановку.

Для прогнозирования распределения коллекторов по разрезу в межскважинном пространстве используется ГСР (геолого-статистический разрез). Он представляет собой кривую вероятности проявления коллектора в интервале продуктивного горизонта.

Таким образом, при построении модели литофаций следует изучить все имеющиеся данные, оценить обстановку осадконакопления, оценить размеры песчаных тел; выбрать подходящий метод построения, установить подходящие настройки. Если все учтено и сделано, верно, то в результате на выходе мы получим адекватную литофациальную модель.

Литература

1. Бирун Е.М., Гаврилова Е.В., Ставинский П.В., Левин Д.Н., О.В. Лисунова, Савичев К.С., Меркушина О.В., Сальникова Н.В., Сидоркина Е.А., Федчук В.В., Охотина С.В. // Типичные ошибки моделирования: методическое пособие. М.: ОАО «Роснефть», 2009. 84 с.
2. Дулкарнаев М.Р., Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х., Каждан М.В., Габитов А.А. Дифференциация продуктивного пласта по литолого-фациальным зонам на основе электрометрических моделей кривых альфа-ПС для обоснования технологий доизвлечения нефти // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. 2013. №6. С. 81-102.
3. Закревский К.Е. Геологическое 3D моделирование // М.: ООО «ИПЦ Маска», 2009. 376 с.
4. Каждан М.В., Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х., Дулкарнаев М.Р. Восстановление литолого-фациальной обстановки формирования продуктивного горизонта с использованием современных геоинформационных технологий // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. 2013. №6. С. 103-125.

ВЛИЯНИЕ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ПРОДУКТИВНОСТЬ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

М.О. Андреянов

*Национальный исследовательский Томский политехнический
университет, студент 4 курса, manche5t3r4@gmail.com*

Научный руководитель: ассистент Л.К. Кудряшова

Аннотация: статья посвящена анализу эффективности проведения гидроразрыва пласта на низкопроницаемых коллекторах Западной Сибири. Сравниваются показатели работы скважины до и после проведения ГРП. Установлена рентабельность и эффективность выполнения ГРП.

Ключевые слова: Западная Сибирь, гидроразрыв пласта, пласт-коллектор, продуктивность, эффективность.

INFLUENCE OF FRACTURING ON PRODUCTIVITY OF LOW-PERMEABILITY RESERVOIRS WESTERN SIBERIA

M.O. Andreyanov

Tomsk Polytechnic University, 4th year Student, manche5t3r4@gmail.com

Research Supervisor: Assistant Lecturer L.K. Kudryashova

Abstract: this article analyzes the effectiveness of fracturing in low permeability reservoirs Western Siberia. The performances of well performance before and after fracturing were compared. Profitability and efficiency of fracturing were installed.

Key words: Western Siberia, fracturing, reservoir, productivity, effectiveness.

Нефтяная промышленность в России развивается с давних времен и является основополагающей экономики. Добыча нефти и газа осуществляется в огромных объемах. Многие месторождения находятся на III-IV стадии разработки, т.е. происходит истощение ресурсов. Основным способом повышения нефтеотдачи пласта является гидроразрыв (ГРП). С момента внедрения в производство процесса ГРП, он является одним из основных инженерных инструментов увеличения производительности скважин.

Рассмотрим применение ГРП на одном из месторождений Томской области, приуроченном к Васюганской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [1]. Пласт Ю₁² надугольной пачки васюганской свиты является основным нефтегазоносным объектом на изучаемой территории. На месторождении пласт прослеживается в разрезе всех скважин. Залежь

пласта Ю₁² – пластовая, сводовая, имеет нефтяную оторочку и газовую шапку с двумя куполами.

Породы пласта Ю₁² сложены светло-серыми, мелко-, среднезернистыми, слабослюдистыми, крепко сцементированными песчаниками с обугленным растительным детритом. В разрезе пласта выделяется две пачки, которые существенно различаются по характеристикам фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЕС) и гранулометрическому составу. Песчаники пласта Ю₁^{2a} характеризуются высокими ФЕС (пористость 20-23%, проницаемость 60 – 100·10⁻³ мкм²). Ниже по разрезу пласта (Ю₁^{2б}), до его подошвы, залегают мелкозернистые глинистые (12-16% глины) песчаники с пониженными ФЕС (Кп – 12,1-17,2%, средняя пористость 15,3%; Кпр – 0,5 – 14,6·10⁻³ мкм², среднее – 5,8·10⁻³ мкм²).

В связи со столь неоднородным распределением ФЕС по пласту в целом, для интенсификации притока необходимо проведение ГРП, несмотря на то, что месторождение находится еще на первой стадии разработки.

Проведение ГРП необходимо для достижения следующих целей:

- 1) увеличения добычи из пласта;
- 2) изменения темпов падения добычи;
- 3) восстановления добычи из пласта;
- 4) увеличения дебита скважины;
- 5) оптимизации работы скважины.

Перед проведением ГРП необходимо разработать дизайн ГРП, потому что для получения максимального результата необходимо учитывать множество параметров ГРП. Некоторые из них являются постоянными и непосредственно зависят от характеристик пласта: глубина, пластовое давление, пластовая температура, толщина продуктивного интервала и т.д. Также существует множество переменных параметров, связанных с планируемой операцией по ГРП: объем закачки; тип и концентрация рабочей жидкости; тип, размер и концентрация проппанта; скорость закачки.

В большинстве случаев перед основным ГРП для уточнения параметров, полученных при дизайне ГРП, проводится мини-ГРП (информационный ГРП) – нагнетательный тест для уточнения информации о пласте. Он показывает, как будет вести себя порода во время основного ГРП. Также во время проведения мини-ГРП можно получить информацию о потерях давления в перфорационных отверстиях и в призабойной зоне, а также определить вероятность создания множественных трещин [2].

Для анализа результатов ГРП на изучаемом месторождении рассматриваются данные по 11 добывающим скважинам. Следует отметить, что ряд скважин перед ГРП не эксплуатировался, либо дебиты их были очень низкие. Проведение ГРП совместно со спуском ЭЦН позволили достичь повышения промышленных дебитов.

В качестве оцениваемых параметров были выбраны следующие показатели: изменение дебита скважин, пластового давления, обводненности, величина закрепленной трещины, пористость, проницаемость, скин-фактор, а также объем закаченного проппанта.

Во всех случаях объект, на котором планируется проведение ГРП, должен обладать высокими энергоёмкими свойствами: достаточной нефтенасыщенной толщиной и объёмом подвижных запасов нефти, способных обеспечить после операции планируемые приросты дебита нефти и накопленной добычи нефти на скважину. Кроме того, пласт в районе скважины должен характеризоваться значением пластового давления желательнее выше, чем в действующих соседних добывающих скважинах.

Амплитуда прироста дебита жидкости составила в среднем от 25 до 80 м³/сут. Однако на некоторых скважинах после проведения ГРП, наблюдается увеличение обводненности продукции. Так, вода, возникающая при последующей добыче в эксплуатационных скважинах (скв. 4, 5, 10, 11), возможно, обусловлена близким расположением водонефтяного контакта. Так как система трещин, сообщающаяся с продуктивным интервалом, позволяет повысить продуктивность скважины, а если она затрагивает соседние интервалы (вторжение в водонасыщенную зону) или прорывается в газовую шапку, то вскоре вероятно возникновение проблем при добыче.

Стоит отметить, что по результатам ГРП был составлен прогноз изменения дебита скважины в течение года, но он не всегда оправдывается. После запуска скважины в работу после ГРП дебит в большинстве скважин ниже проектного, и сильного последующего роста не наблюдается.

Как правило, если газовый фактор или обводненность высокие, то после проведения ГРП они будут увеличиваться. Поэтому на всех 11 исследуемых скважинах наблюдается прирост обводненности от нескольких процентов (скв. 7, 8) до 85% (скв. 5). После получения нежелательного притока воды или газа в последующем сложно будет изолировать обводненные зоны. Это может отрицательно повлиять на дальнейшую добычу углеводородов из пласта.

С помощью проведения ГДИС оценивается степень загрязнения призабойной зоны (скин-фактор). Если скин-фактор положительный

(>0), то загрязнение призабойной зоны пласта существует, и относительная величина скин-фактора указывает на степень загрязнения. Отрицательный скин-фактор (<0) показывает, насколько был увеличен эффективный радиус скважины после проведения воздействия на пласт.

Проведение ГРП позволяет изменить величину скин-фактора от положительного до отрицательного значения, например, на скважине 1 скин-фактор изменяется с 12,0 до -5,6 за счет увеличения проницаемости призабойной зоны пласта, что положительно влияет на добычу нефти.

Масса проппанта, используемая для ГРП, варьируется от 15 до 60 т, в среднем масса проппанта составляет 40 т. Из анализа результатов ГРП можно сделать вывод, что, чем большее количество проппанта было закачено в скважину, тем больше созданная закрепленная длина трещины. Поэтому получаются весьма различные размеры трещин – их полудлина составляет от 91,6 до 237,2 м. Выявить четкую зависимость между созданной трещиной и дебитом скважин не удалось, что связано с разной продуктивностью скважин.

Помимо ГРП существует широкий спектр других методов и способов удаления загрязнения призабойной зоны пласта и улучшения притока углеводородов к скважине. Так как операции по воздействию на пласт могут быть очень дорогими, а результаты непродолжительными, то экономическая эффективность всегда очень важна. С другой стороны, воздействие на пласт может быть использовано как эффективный инструмент для интенсивного улучшения технико-экономических показателей работы скважины, при этом ГРП является одним из наиболее рентабельных методов.

Для оценки экономической эффективности проведения ГРП были учтены полученный прирост УВ по исследуемым скважинам. Расчеты выполнены в соответствии с РД 153-39-007-96 «Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений» [3].

При осуществлении гидравлического разрыва пласта дополнительная добыча составит 38,3 тыс. т нефти. По результатам основных экономических расчётов ГРП является эффективным. Компания получит дополнительный доход в размере порядка 280 млн. руб., срок окупаемости проведенного ГРП составит около 5 месяцев.

Однако существует ряд отрицательных моментов при освоении скважин с помощью ГРП, а именно остро встает вопрос промывки проппанта, разложения и утилизации труднообрабатываемых «стойких» эмульсий, образованных во время ГРП. В настоящее время

отечественная нефтяная промышленность не располагает экологически чистой технологией и техникой по переработке нефтешламов и утилизации образующихся остатков, что представляет собой значительные экологические риски.

Таким образом, проблема разработки нефтегазоперспективных объектов в юго-восточных районах Западной Сибири связана со сложным характером распределения коллекторов, способных концентрировать значительные объемы УВ, и, как следствие, – с приуроченностью залежей нефти и газа к сложнопостроенным структурно-литологическим и литологически экранированным ловушкам, которые изначально требуют дополнительного проведения методов повышения нефтеотдачи. Но стоит учитывать, что эффективность подобных мероприятий составляет порядка 30-70% на разных месторождениях.

Литература

1. Конторович А.Э., Салманов Ф.К. Геология нефти и газа Западной Сибири. Москва, Недра, 1975. 678 с.
2. Лысенко В.Д. Разработка малопродуктивных нефтяных месторождений. Москва, Недра, 2001. 284 с.
3. РД 153-39-007-96. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газовых месторождений. Москва, ВНИИ, 1996. 98 с.

ИЗУЧЕНИЕ НЕКОТОРЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ КОЛЛЕКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА РАЗРАБОТКУ ПЛАСТА В₃В₄ КУДРЯВЦЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Д.С. Анисимова

***Пермский национальный исследовательский политехнический
университет, студент 4 курса, made_in_uzyar@mail.ru***

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент И.А. Козлова

Аннотация: в работе проведен анализ некоторых геологических характеристик коллекторов, влияющих на процесс извлечения нефти из пласта В₃В₄ Кудрявцевского месторождения; даны рекомендации по поддержанию темпов отбора жидкости и более полного извлечения углеводородов.

Ключевые слова: залежь, эффективная нефтенасыщенная толщина, проницаемость, дебит скважин.

STUDY OF SOME FEATURES OF GEOLOGICAL RESERVOIR AFFECTING THE DEVELOPMENT OF FORMATION V₃V₄ KUDRYAVTSEVSKOYE FIELD

D.S. Anisimova

State National Research Polytechnic University of Perm,

4th year Student, made_in_uzyar@mail.ru

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader

I.A. Kozlova

Abstract: *this paper analyzed the some geological characteristics of the collectors, affecting the process of extracting oil from the reservoir B3B4 Kudryavtsevsky field; recommendations for maintaining the pace of the drainage and fuller extraction of hydrocarbons were given.*

Key words: *deposits, effective oil-saturated thickness, permeability, well discharge.*

Кудрявцевское месторождение открыто в 1988 году. Разработка месторождения началась в 1989 году. Запасы нефти приурочены к трем поднятиям: Кудрявцевскому, Западно-Кораблевскому и Кораблевскому. В пределах трех нефтегазоносных комплексов, связанных с залежами пластов Т, Тл₂₋₆ и Бб; V₃V₄ и KB₁, установлена промышленная нефтеносность [2]. Более подробно в работе проанализирован пласт ВЗВ4, данный объект имеет карбонатный состав коллектора, пластово-сводовый тип залежи, характеризуется высокой емкостью, хорошей и средней проницаемостью. Макронеоднородность пласта выражается в низком процентном содержании коллекторов (0,26 д. ед) и низкой расчлененности (2,85 д. ед). Нефти пласта высоковязкие, тяжелые и обладают средним газосодержанием [1,2].

На Кудрявцевском поднятии годовые уровни добычи нефти и жидкости намного превышают проектные значения. На 2010 г. фактическая добыча нефти составила 12,7 тыс. т при проектной – 8,7 тыс. т, при этом, фактический дебит скважин по жидкости – 16,9 т/сут., при проектном – 5,5 т/сут. Обводненность добываемой продукции практически в два раза выше проектной (факт – 44,0%, проект – 24,3%). На Западно-Кораблевском куполе, начиная с 2010 года фактические уровни добычи нефти (10,4 тыс. т) оказались ниже проектных значений (11,9 тыс. т), при том, что фактический средний дебит скважин по жидкости был выше проектного (факт –

12,9 т/сут., проект – 10,1 т/сут.). В связи с этим, обводненность добываемой продукции стала быстрой (факт – 43,3%, проект – 36,0%). Также причиной отставания от проектных уровней добычи нефти на Западно-Кораблевском куполе является и меньший фонд действующих добывающих скважин.

Изучим влияние некоторых геологических параметров на процесс работы скважин в пласте ВЗВ4. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта изменяется на обоих поднятиях в небольших пределах – от 3,4 м до 5,4 м. При анализе влияния данного параметра на дебит скважин по нефти, установлена прямая значимая зависимость, при коэффициенте корреляции $r=0,829$ (рис. 1а).

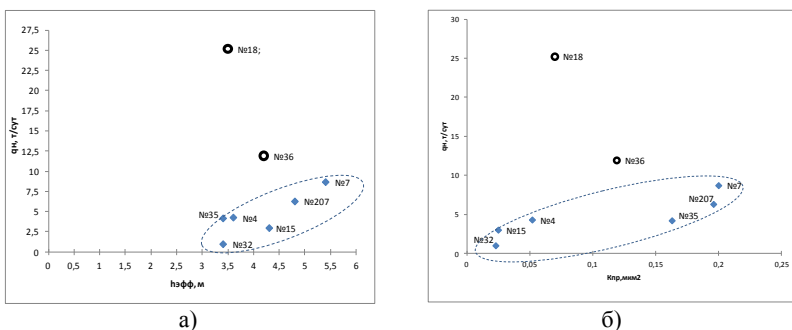


Рис. 1. Графики зависимости промысловых параметров. а) $q_n = f(h_{эфф.н})$, б) $q_n = f(k_{пр})$

Изменение дебита скважин при этом составляет от 1 до 8,7 т/сут. Исключение из наблюдаемой зависимости представляют скважины №18 и №36, в которых при небольших значениях эффективной нефтенасыщенной мощности пласта добыча нефти самая высокая и составляет 25,2 т/сут. и 11,9 т/сут. соответственно. Рассмотрим местоположение этих скважин на карте текущего состояния разработки (рис.3). Указанные скважины расположены в частях залежи с незначительной плотностью разбуривания и, вероятно, отсутствие взаимовлияния скважин, обуславливает их высокие дебиты при средних значениях толщин. Основным фильтрационным параметром является проницаемость. В пласте она изменяется от 0,023 до 0,2 мкм². На графике зависимости q_n от $K_{пр}$ (рис.1б), установлена прямая зависимость для всех работающих скважин ($r=0,845$). Коллектора с проницаемостью больше 0,15 мкм² имеют дебиты от 4,4 т/сут. и выше, за исключением тех же скважин №18 и №36. Причиной низких дебитов скважин №7 и №35 при высоких значениях

проницаемости является недостаточность воздействия системы ППД - удаленность нагнетательной скважины №58.

Таким образом, и толщина и проницаемость коллектора оказывают существенное влияние на дебиты скважин. В промысловой практике существует комплексный параметр – гидропроводность, позволяющий учесть обе эти характеристики, а также вязкость пластового флюида. Гидропроводность определяет производительность пласта в скважине и характеризует пропускную способность коллектора при течении сквозь него насыщающего флюида, рассчитывается по формуле (1):

$$\varepsilon = \frac{k_{пр} h_{эфф.н}}{\mu_{ж}} \quad (1)$$

где $k_{пр}$ – коэффициент проницаемости, мкм²; $h_{эфф.н}$ – эффективная нефтенасыщенная толщина, м; $\mu_{ж}$ – вязкость нефти, мПа*с

Рассчитав данный параметр для скважин, дренирующих пласт В₃В₄ и построив корреляционное поле параметров q_n и ε , получили прямую значимую зависимость с коэффициентом $r=0,91$ (рис.2).

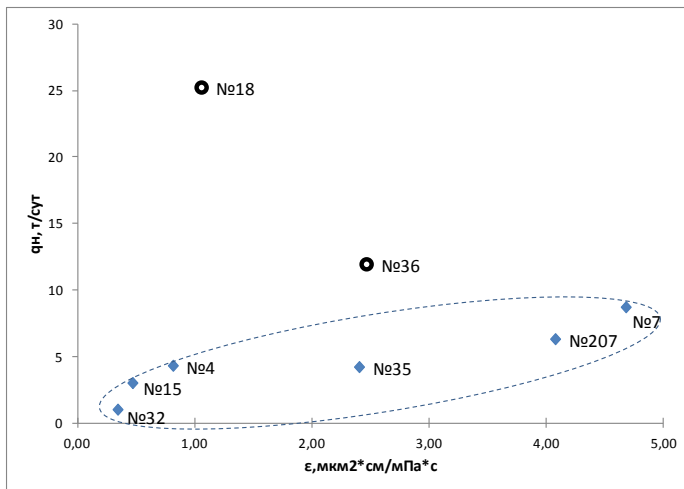


Рис. 2. График зависимости $q_n=f(\varepsilon)$

Анализируя полученное распределение гидропроводности можно сделать вывод, что большее влияние на дебиты нефти

**РОЛЬ КАРБОНАТИЗАЦИИ В ИЗМЕНЕНИИ
ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ (НА ПРИМЕРЕ
ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА БУ₁₀₋₁₁ УРЕНГОЙСКОГО
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)**

А.Д. Астафьева, С.А. Горбунова

Московский государственный университет

имени М.В. Ломоносова,

магистранты 1 года обучения, astafyeva.arina@mail.ru

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Е.Е. Карнюшина

Аннотация: описаны и установлены структурно-минеральные новообразования терригенных коллекторов в катагенезе и под влиянием наложенных процессов водно-углеводородных контактов. Определена степень влияния наложенных процессов на фильтрационно-емкостные свойства пород.

Ключевые слова: породы-коллекторы, катагенез, водно-углеводородные контакты, карбонатизация.

**ROLE OF CARBONATIZATION IN CHANGE OF
TERRIGENOUS RESERVOIRS (IN CASE OF PRODUCTIVE
LAYER BU₁₀₋₁₁ OF THE URENGOY OIL-GAS CONDENSATE
FIELD)**

A.D. Astafeva, S.A. Gorbunova

Lomonosov Moscow State University,

1st year Master's Degree Students, astafyeva.arina@mail.ru

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor

E.E. Karnyushina

Abstract: the structural and mineral growths of terrigenous reservoirs in katagenesis and under the influence of imposed processes of water-hydrocarbon contact were described and established. The measure of the impact of imposed processes on reservoir properties of rocks was defined.

Key words: reservoir rocks, katagenesis, water-hydrocarbon contacts, carbonatization.

Вторичные преобразования осадочных толщ в недрах нефтегазоносных бассейнов происходят не только под влиянием различных факторов катагенеза, но и в результате наложенных процессов в ареалах залежей нефти и газа. Наиболее интенсивно наложенные процессы проявляются в породах-коллекторах зоны

водно-углеводородных контактов (ВУК) [1]. С целью выявления их роли в изменении состава и ёмкостных свойств терригенных коллекторов авторами работы из коллекции образцов профессора Г.Н. Леоненко по пласту БУ₁₀₋₁₁ верхнего валанжина, залегающего в интервале 2780-2925 м (скважины 44, 48, 70, 85), Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения были изучены в 20 петрографических шлифах песчаники и алевролиты. Также были обобщены опубликованные данные по составу и ёмкостным свойствам коллекторов этого пласта, находящегося в пределах градации МК₁ подзоны мезокатагенеза [1,2]. По характеру структурно-минеральных новообразований (СМН) выделены две группы отложений: I – измененных катагенетически с рассеянными формами преобразования и II – связанные с совокупностью катагенетических и наложенных процессов в зоне ВУК, что выражено концентрированными формами минерализации.

СМН катагенеза в песчаниках и алевролитах с содержанием цемента меньше 5%. Особенности изменений терригенных пород наблюдаются прежде всего в характере типа цементации. Преобладает цемент соприкосновения зерен, межзерновые контакты прямолинейные, конформные, иногда инкорпорационные. Глинистый пленочный цемент встречается спорадически. Карбонатность таких пород не превышает 1,0%. Поры реликтовые первичные. Открытая пористость ($P_{от}$) варьирует от 14,4 до 17,2%. Подобные СМН наблюдались в аркозовых (кварц – 30-55%, полевые шпаты – 15-50%, слюды – 5-12%, обломки пород – 10-20%) и кварцево-граувакковых (кварц – 30-35%, полевые шпаты – 20-30%, слюды – до 10%, обломки пород – 30-35%) песчаниках и алевролитах. Микротекстура их в основном беспорядочная, реже встречается неясно слоистая и слоистая. Последняя выражена чередованием через доли миллиметра-миллиметр слоев из зерен разных размеров либо содержащих ориентированно расположенные чешуйки биотита. Алевролиты крупнозернистые средне отсортированы, диаметр (d) зерен в них 0,02-0,1 мм, чаще встречаются зёрна d 0,05-0,075 мм. Структура песчаников средне-мелкозернистая и мелкозернистая, сортировка зерен плохая и средняя, d зерен достигает 0,2-0,4 мм, преобладающий – 0,1-0,25 мм. Среди типоморфных признаков порообразующих компонентов отмечается волнистое погасание кварца (5-15% зерен) и включения рудных минералов в них. В калиевых полевых шпатах встречаются четко выраженные решетки микроклина, в плагиоклазах наблюдаются пертитовые вставки. Вторичные изменения характеризуются коррозией и регенерацией кварца, серицитизацией и хлоритизацией полевых

шпатов и обломков пород, альбитизацией плагиоклазов, пелитизацией калиевых полевых шпатов (изменено до 30-40% зерен) и обесцвечиванием биотита. Встречаются единичные чешуйки практически не измененного мусковита. Аутигенные минералы в порах представлены хлоритом, сидеритом, лимонитом и пиритом.

СМН катагенеза в разностях обломочных пород с содержанием цемента 5-12%. В отличие от вышеописанного типа количество участков с цементом соприкосновения сокращено, глинистый цемент образует не только пленки вокруг зерен, но и заполняет поры между ними и отмечается кальцитовый микритовый цемент. Эти преобразования наблюдались в аркозах полевошпатовых граувакках (кварц – 20-25%, полевые шпаты – 40-50%, обломки пород – 25-30%, слюды – 10%), представленных алевролитами и алевролитами песчанистыми, сложенными угловатыми, реже полуокатанными зернами (до 15%). Среди них преобладают зерна d 0,05-0,1 мм, встречаются песчаные зерна d 0,2 мм. Их сортировка от плохой до средней. Типоморфные признаки рассматриваемых разностей не отличаются от вышеописанных типов пород. Среди вторичных изменений количество корродированных зерен кварца и пелитизированных калиевых полевых шпатов возрастает до 60-80%.

СНМ катагенетических и наложенных процессов в зоне древних прогрессивных ВУК с содержанием цемента до 20-40%. Карбонатный цемент базального и базально-порового типа имеет кристаллически-зернистое строение. Следы катагенетических изменений выражены присутствием остаточного глинистого цемента пленочного и неравномерно порового типа (3-5%). В алевролитах и песчаниках с содержанием кальцита 12,2-36,2% и доломита 1,1-2,1% $P_{от}$ составляет 1,8-6,4%, реликтовые первичные поры редуцированы. Подобные СМН встречены во всех минеральных типах терригенных коллекторов, находящихся в зонах древних прогрессивных ВУК. Обломочные зерна, их структура, а также микротекстура пород затушевана вторичными карбонатами и является теневой. Карбонатизированные слои контактируют с выщелоченными разностями обломочных пород, что характерно для зоны ВУК.

Выводы:

1. Стадиально измененные терригенные коллекторы пласта БУ₁₀₋₁₁ на градации МК₁ обладают реликтовой первичной пористостью и относятся к коллекторам IV класса;

2. Наложённая карбонатизация связанная с процессами на прогрессивных древних водно-углеводородных контактах приводит к преобразованию реликтово-первичных коллекторов во вторичные

малоёмкие типы либо к инверсии их в неколлектор и формирование локального вторичного флюидоупора.

Литература

1. Карнюшина Е.Е. Осадочные формации в зоне катагенеза нефтегазоносных бассейнов. М.: АО «Институт Гидропроект». 96 с.
2. Леоненко Г.Н., Соколов Б.А. Зоны коллекторов нефти и газа и эффективность их вскрытия перфорацией // Разведочная геофизика. Обзорная информация. М.: АО «Геоинформмарк», 1993. Выпуск 4. С. 1-55.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСТНОСТИ ДУВАНСКОЙ ПЛОЩАДИ

Р.М. Асфандияров

*Уфимский государственный нефтяной технический университет,
магистрант 1 года обучения, asandiyarov.renat@gmail.com*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент В.Н. Минкаев

Аннотация: в статье рассматриваются перспективы нефтегазоносности Дуванской площади.

Ключевые слова: Дуванская площадь, прогноз нефтегазоносности.

OIL AND GAS POTENTIAL OF THE DUVAN AREA

R.M. Asfandiyarov

*Ufa State Petroleum Technological University,
1st year Master's Degree Student, asandiyarov.renat@gmail.com*

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy,

Reader V.N. Minkaev

Abstract: this article discusses the oil and gas potential of the Duvan area.

Key words: Duvan area, oil and gas potential.

В административном отношении проектная Дуванская площадь расположена на северо-востоке, Башкортостана, занимая большей своей частью Дуванский, незначительно захватывая на востоке Мечетлинский и на юге Салаватский районы РБ. В тектоническом отношении площадь занимает юго-западную часть Юрюзанно-Сылвенской депрессии.

Дуванская площадь глубоким бурением изучена крайне слабо, наиболее полно она изучена сейсморазведочными работами МОГТ. Непосредственно на проектной площади открытых месторождений нет. Севернее от нее находятся Метелинское, Кызылбаевское, Алегазовское месторождения нефти и газа. Залежи в них массивные, сводовые или пластово-сводовые, небольшие по размерам, приуроченные, в основном, к куполовидным структурам, осложняющим террасовидные уступы. Промышленная нефтегазоносность связана с известняками верхнего карбона, верейского горизонта и башкирского яруса.

Редкой сетью глубоких скважин изучена только северная окраина Дуванской площади. Остальная территория не разбурена.

Из пробуренных 7 скважин прошли девон и вскрыли кровлю венда. Остальные скважины бурились до отложений верхнего, среднего карбона, турнейского яруса. В пробуренных скважинах признаки нефтегазоносности были встречены по всему палеозойскому разрезу.

Ниже приводится краткая характеристика встреченных нефтепроявлений.

В подошве кошелевской свиты кунгурского яруса в скв. 4, 8 Бар, 12 Сив встречались прослой темно-серых мергелей, алевролитов и песчаников с примазками черного битуминозного вещества и многочисленными включениями гудрона. На приток нефти эти отложения в указанных скважинах не испытывались.

В отложениях артинского яруса в пределах внешней зоны Юрюзано-Айской впадины повсеместно залегают мощные пачки серых, темно-серых и черных битуминозных мергелей и известняков (таймеевская и исмагиловская свиты) с рассеянным битуминозным веществом. Шлам, керн и грунты, поднятые из этих отложений, издают запах нефти, газа и битума. Кроме того, были встречены включения гудрона в виде линзочек и мелких пластинок. Так же, в некоторых скважинах были отмечены примазки загустевшей нефти и прослойки органогенных и кавернозных известняков, содержащих по кавернам жидкую желтую нефть.

При бурении артинских отложений отмечалась обильная пленка желто-коричневой газированной нефти на поверхности промывочной жидкости. Проведенный анализ показал, что нефть имеет большую плотность – 0,9608 г/см, содержание легких фракций в сумме составило 41%, а ароматических (температура кипения от 95 до 200°C) – 68%, содержание серы 2,9%.

Н.П. Егоровой в работе «Геохимическая характеристика палеозойских отложений Предуральского прогиба (Юрюзано-Сылвенской депрессии)» сивокаменская нефть отнесена к типу ароматических. Автор пишет, что «нефти подобного типа известны пока в единичных месторождениях. Сопоставление всех параметров сивокаменской нефти с нефтями других нефтеносных районов позволяет отметить полное сходство ее с нефтью месторождения Верхне-Чусовские Городки, приуроченного к рифовому массиву, осложняющему западный борт Предуральского прогиба».

Коллекторские свойства известняков артинского яруса определены: пористость 0,5-18,41%, проницаемость 0-0,12 мкм².

В сакмаро-ассельском ярусе нефтепроявления приурочены обычно к нижней части разреза, где залегают органогенные и кристаллические известняки с прослоями доломитов и мергелей. Пористость их 6%, проницаемость – 0-0,214 мкм².

Перспективы нефтеносности сакмарского яруса рассматриваются как довольно высокие, так как в пределах Юрюзано-Айской впадины, к северу от проектной площади, из отложений сакмарского яруса из двух скважин были получены промышленные притоки нефти. В одной из скважин (в северной части Устьикинской террасы), при опробовании сакмарских отложений через колонну из интервала 902-940 м получен приток нефти дебитом 32 т/сут. При опробовании совместно отложений сакмарского яруса и верхнего карбона (после НС1) получен фонтанный приток нефти дебитом 400 т/сут.

В верхнем карбоне нефтепроявления в каменном материале были встречены лишь в одной скважине в виде запаха битума в свежем сколе и пятен окисленной нефти. Так же в двух других были отмечены повышенные газопоказания по газовому каротажу в интервалах 848-866 м и 895-909,6 м.

Отсутствие притоков нефти и газа из отложений верхнего карбона на проектной площади не дает основания рассматривать эти отложения как бесперспективные. Получение промышленных притоков нефти на Кызылбаевском, Алегазовском, Устьикинском месторождениях выдвигают верхний карбон в число перспективных горизонтов.

В отложениях мячковского горизонта среднего карбона нефтепроявления были зафиксированы в виде запаха нефтяного газа по керну и шламу, вкраплений окисленной нефти.

В верейском горизонте нефтепроявления, выраженные в виде запаха битума, слабой нефтенасыщенности пород, встречаются в четырех скважинах

На интервале 1175-1186 м и 1181,6-1192 м в колонне был получен приток пресной воды с пленкой окисленной нефти. Пленка нефти была получена также при совместном опробовании отложений верейского горизонта и башкирского яруса. В остальных скважинах результаты испытания были отрицательными.

В разрезе верейского горизонта в данном регионе выделяются два пласта значительной толщины, обладающих хорошими коллекторскими свойствами — «средний известняк» и «верейский репер», залегающих в нижней части разреза. Пористость известняков их составляет 14,88%, а проницаемость 1,9 мкм.

На Кызылбаевской площади из «среднего известняка» получен газ дебитом 300 тыс. м³/сут. Из «верейского репера» получен приток нефти и воды дебитом 31,5 т/сут (нефти 12,8 т/сут).

Промышленные притоки газа и нефти из отложений верейского горизонта были получены на Метелинском, Кызылбаевском и Алегазовском месторождениях, расположенных севернее проектной площади.

В башкирском ярусе были отмечены признаки нефтеносности по каменному материалу в виде запаха нефти, слабой пропитанности густой или окисленной нефтью пористых участков органогенных известняков. Интервалы 1372-1392 м и 1304-1316 м в скважине были опробованы через колонну. Из верхнего интервала получен приток соленой воды, из нижнего — притока не было.

При опробовании интервала 1265-1296 м (башкирский ярус) был получен приток гидронизированной нефти с водой дебитом 1 т/сут. В другой скважине из интервала 1297,7-1327,3 м был получен приток пластовой воды с запахом сероводорода.

По немногочисленным определениям пористость известняков изменяется от 0,7 до 11,5%, проницаемость от 0 до 0,009 мкм.

Получение промышленных притоков нефти и газа из отложений башкирского яруса на Метелинском, Алегазовском и Устьикинском месторождениях свидетельствуют о высокой перспективности этих отложений и на проектной площади.

Подводя итоги описания нефтегазоносности Дуванской площади, стоит отметить ее крайне низкую изученность бурением, за исключением ее северной части. Однако, исходя из установленной промышленной нефтегазоносности, на соседних с севера площадях, и отмеченных нефтегазопроявлений по пробуренным на проектной

площади скважинам, нефтегазоперспективными горизонтами на площади будут отложения нижней перми (P1a-sm), верхнего карбона, верейского горизонта и башкирского яруса. Необходимо обратить особое внимание на изучение разреза потенциально нефтегазоносных отложений бобриковского горизонта, турнейского, фаменского и франского ярусов.

Литература

1. Егорова Н.П. Геохимическая характеристика палеозойских отложений Предуральяского прогиба (Юрюзано-Сылвенской депрессии). Уфа: УФНИИ, 1966. 157 с.
2. Кузнецов Ю.И. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа в разрезе палеозоя Башкирии Уфа: Научный мир, 1970. 256 с.
3. Султанов Ш.Х. Метотехнология системного анализа разработки нефтяных месторождений с различными категориями трудноизвлекаемых запасов // Уфа: ООО «Монография», 2009. С. 204.

ВЫБОР СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ НЕФТИ АРДАТОВСКОГО ГОРИЗОНТА КРЕМЛЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Д.И. Ахметзянова, А.А. Назипова

*Казанский федеральный университет, студенты 4 курса,
akhmetzyanovadill@gmail.com, nazipovaaliya@yandex.ru*

Научный руководитель: старший преподаватель Р.Ф. Вафин

***Аннотация:** рассмотрены три возможных варианта систем разработки нефтяной залежи ардатовского горизонта. На основе расчета технологических и экономических показателей предложена система разработки залежи, соответствующая критериям рациональности.*

***Ключевые слова:** месторождение, залежь, система разработки.*

DEVELOPMENT SYSTEM CHOOSING FOR ARDATOV HORIZON OIL DEPOSITS OF KREMLEVSKOE FIELD

D.I. Akhmetzyanova, A.A. Nazipova

*Kazan Federal University, 4th year Students,
akhmetzyanovadill@gmail.com, nazipovaaliya@yandex.ru*

Research Supervisor: Senior Lecturer R.F. Vafin

Abstract: considered three possible options for the development of oil deposits of the Ardatovsky horizon. On the basis of calculation of technological and economic indicators the proposed system of reservoir development, suitable criteria of rationality.

Key words: field, deposit, system development.

Выбор рациональной системы разработки залежей влияет на огромный ряд промысловых и экономических показателей, таких как уровень и рентабельность добычи, коэффициент извлечения нефти (КИН), а также срок окупаемости затрат на освоение месторождения. В настоящее время ввиду истощения запасов актуальным становится вовлечение в разработку залежей нефти сложнопостроенных коллекторов, не являющихся исключением и нефтяные залежи Кремлевского месторождения Оренбургской области.

Промышленная нефтеносность Кремлевского месторождения связана с терригенными отложениями живетского (пласты D_3^2 , D_4^1 и D_4^2) и карбонатными отложениями эйфельского (пласты D_5^{1+2} и D_5^3) ярусов, где выявлено семь залежей нефти, объектом исследования в данной статье является залежь пласта D_3^2 ардатовского горизонта.

Нефтяная залежь пласта D_3^2 , как и месторождение, разрабатываются с 1994 г., действующим проектным документом предусмотрена площадная система разработки с элементами избирательной, с дальнейшим разбуриванием залежи и переводом скважин с объектов разработки (ОР) пластов D_4 и D_5 . На сегодняшний день система поддержания пластового давления (ППД) не сформирована. Учитывая требования регламента составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений, в концепцию формирования вариантов развития разработки объекта D_3^2 заложены следующие принципы:

- 1) во всех вариантах выделен 1 самостоятельный ОР D_3^2 ;
- 2) во всех вариантах фонд скважин размещается согласно картам начальных нефтенасыщенных толщин с учетом текущих подвижных запасов;
- 3) разработка залежи с организацией системы ППД;
- 4) реализация площадного заводнения с элементами избирательного, сетка скважин – обращенная семиточечная с последующим уплотнением до 850 м;
- 5) во всех вариантах предусмотрено проведение геолого-технических мероприятий (ГТМ) по фонду скважин с целью интенсификации притока и вовлечения запасов нефти в слабодренлируемой зоне.

Поскольку ОР D_3^2 в настоящее время находится на ранней

стадии разработки, то для обоснования системы разработки следует рассматривать различные по плотности сетки скважин (ПСС) за счет оптимального размещения скважин и бурения боковых стволов (БС) из скважин, выполнивших свое проектное назначение. Выбор проектной ПСС определяют 2 фактора – обеспечение предельной величины конечного КИН путем увеличения ПСС и достижение достаточной экономической рентабельности варианта разработки. В таблице приведены варианты разработки залежи D_3^2 , рассчитанные авторами по общепринятой форме 8.1.

Из результатов расчетов технологических показателей следует, что максимальный КИН достигается по варианту 1 при разбуривании залежи по наиболее ПСС (42,5 га/скв.) с реализацией площадной избирательной системы и составляет 0,548, при этом на одну пробуренную скважину за проектный срок разработки (ПСР) приходится 44 тыс. т накопленной добычи нефти (рис.1).

Вариант 2 предусматривает разработку объекта по площадной избирательной системе меньшей ПСС – 47,8 га/скв. с более оптимальным, чем в варианте 1, размещением скважин, «зарезкой» БС, проведением ряда ГТМ (табл.). Технологические показатели по варианту 2 представлены на рисунке 2. На одну скважину за проектный период приходится 57 тыс. т накопленной добычи нефти. КИН – 0,541.

Таблица

Характеристика расчетных вариантов разработки объекта D_3^2

Объект	D_3^2		
	Варианты		
Характеристики	1	2	3
Система воздействия	площадная с элементами избирательной		
Расстояние между скважинами, м	850 с уплотнением		
Проектная ПСС, га/скв.	42,5	47,8	45,6
Фонд скважин для бурения, всего	16	17	17
- из них добывающие / нагнетательные	10/6	11/6	11/6
Проектный фонд, всего	34	26	26
- из них добывающие / нагнетательные	24/10	19/7	19/7
- боковые стволы	8	11	13
ПСР, годы	45	47	47
КИН на конец ПСР, доли ед.	0,548	0,541	0,546
Накопленная добыча нефти за ПСР, тыс. т	1494	1472	1488
Накопленная добыча нефти, тыс. т	1720	1698	1714
Обводненность на конец ПСР, %	99	99	99
Накопленная добыча жидкости за ПСР, тыс. т	3777	3143	3347

Вариант 3 предусматривает уплотнение сетки скважин до 45,6 га/скв. за счет «зарезки» двух дополнительных БС и ряда ГТМ (табл.). Технологические показатели по варианту 3 представлены на рисунке 3. Накопленная добыча нефти за весь период разработки составит 1714 тыс. т, при этом на одну скважину за проектный период приходится 57 тыс. т накопленной добычи нефти (КИН 0,546).

В качестве основного показателя экономической эффективности для оценки вариантов разработки использован чистый дисконтированный доход (ЧДД). Выполненные расчеты показали, что освоение ОР Д₃² в прогнозном периоде является эффективным по вариантам разработки 2 и 3, в которых ЧДД имеет положительное значение, при норме дисконта 10%, разработка по варианту 1 является неэффективной с учетом дисконта. Таким образом, к практическому применению рекомендуется вариант 3, обеспечивающий достижение наибольшего КИН с учетом экономических показателей.

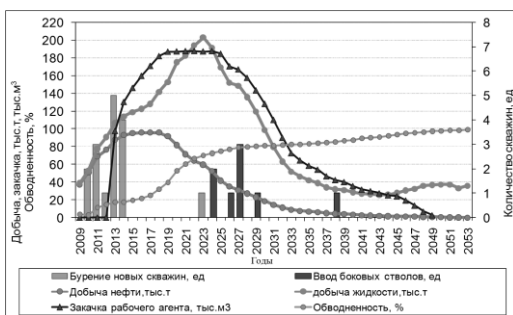


Рис. 1. Динамика показателей разработки по варианту 1 объекта Д₃²

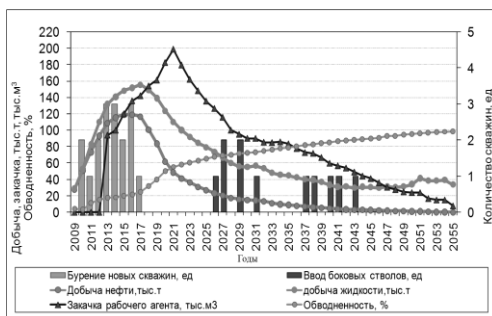


Рис. 2. Динамика показателей разработки по варианту 1 объекта Д₃²

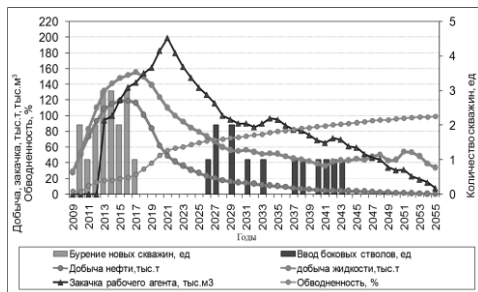


Рис. 3. Динамика показателей разработки по варианту 1 объекта D_3^2

НОВЫЙ ВЗГЛЯД О ВЕРЕЙСКИХ ВРЕЗАХ ЗАПАДНОГО СКЛОНА ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА

А.Н. Ахметов

*Казанский федеральный университет,
аспирант 3 года обучения, azatakhmetovn@gmail.com*

Научный руководитель: д.г.-м.н., доцент Р.З. Мухаметшин

Аннотация: в настоящее время возрос интерес к погребенным речным долинам вследствие значительных запасов нефти, газа и тяжелых битумов, а также других полезных ископаемых. Поэтому разработка методики выявления древних аллювиальных образований среди других пород имеет большое значение для геологов-нефтяников.

Ключевые слова: верейский врез, погребенная долина реки.

NEW VIEW ABOUT VEREISKIAN CHANNEL THE WESTERN SLOPES OF THE SOUTH TATAR CREST

A.N. Akhmetov

*Kazan Federal University,
3^d year Post-graduate Student, azatakhmetovn@gmail.com*

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Reader
R.Z. Mukhametshin

Abstract: at the present time, increased interest in the buried river valleys due to significant reserves of oil, gas, bitumen and heavy, as well as other minerals. Therefore, development of a technique to identify the ancient alluvial formations among other rocks is important for Petroleum Geologists.

Key words: vereiskian channel, buried river valley.

Эрозионный разрез верейского горизонта выявлен и описан [8] на Южно-Елховской площади, ныне Федотовской площади Ново-Елховского месторождения. Возраст вреза описывается как альютовский. Позднее исследованиями в Татарстане занимались и другие специалисты [5,7].

В южной части Ново-Елховского месторождения, а именно юг Федотовской площади (скв. 208, 209, 212) был вскрыт впервые в Татарстане новый тип разреза терригенных отложений среднего карбона, характеризующийся большой толщиной, достигающей 76 м [8]. Следует отметить, что средняя толщина верейских отложений составляет 35 м.

Примечательно, что по изучению керна и шлама из скважин были обнаружены остатки флоры и фауны, которые свойственны континентальным условиям осадконакопления.

Выявление на Екатеринбургском месторождении (западный склон Южно-Татарского свода) в конце 60-х годов залежи нефти, связанной с 30-метровой пачкой нефтенасыщенных песчаников поздneverейского возраста предопределило практический интерес к верейским эрозионным врезам.

В кровле башкирского яруса в скв. 15094 Федотовской площади на западном склоне Южно-Татарского свода (ЮТС) обнаружена каолиновая кора выветривания (Мухаметшин Р.З., 1980). Изучение породы под электронным микроскопом показало, что его частицы имеют форму незначительно деформированных псевдогексагональных пластин, свидетельствующих об аутигенной природе (Саркисян, Котельников, 1980).

О наличие континентальных перерывов или субаквальных условий свидетельствует многочисленные прослои конгломерата брекчий в разрезе башкирского яруса, стратиграфические перерывы в наслоение пород, а именно отсутствие краснополянського, мелекесского горизонта в разрезах сводового типа (относительно Камско-Кинельской системы прогибов). Такие разрезы впоследствии были обнаружены во многих скважинах на пробуренных разведочных площадях и месторождениях западного склона.

Здесь под базальной конгломерато-брекчией верейского возраста, содержащей в цементирующей массе глауконит, залегает прослой светло-серой, почти белой глины (толщина по керну 0,08 м) с примесью зерен кварца алевритовой размерности. Рентгенографический анализ ориентированного препарата фракции <0,001 мм (В.Н. Кирсанов, ВНИИгеолнеруд) показал каолинит с примесью гидрослюда-монтмориллонита.

Верейские эрозионные «врезы» в отличие от визейских довольно прямолинейны, не имеют ответвлений и характеризуются достаточно выдержанной и в целом меньшей шириной – от 0,4 до 1 км.

В верейских «врезах» породы верейского горизонта со стратиграфическим несогласием залегают на башкирских отложениях. Для «врезов» верейского времени формирования характерна значительная глубина врезания терригенных отложений в верейско-башкирские породы, которая достигает 39-98 м. Наиболее широко развиты «врезы» с амплитудой размыва от 70 до 80 м.

Прямолинейность и узкое строение ложбин верейских палеорусел в отличие от нижнекаменноугольных, очевидно, связано с:

- 1) отражением закона автоматического выравнивания транспортирующей способности потока;
- 2) углом уклона дневной поверхности;
- 3) количеством воды в потоке и скорости потока;
- 4) интенсивностью тектонических движений [4].

У исследователей [1,2,6,7] нет сомнений в русловом характере эрозионных процессов. По нашему мнению, эрозионные процессы происходили по крайней мере в два этапа (рис.).

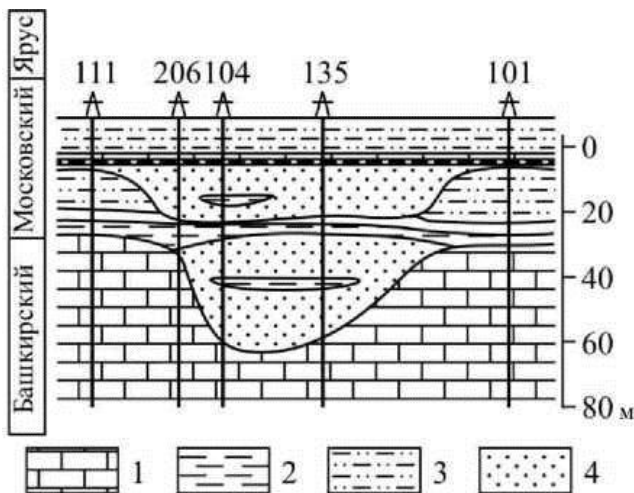


Рис. Погребенные речные долины на севере Самарской области (Дерюжевское месторождение), заполненные нефтеносными песчаниками

(по М.М. Грачевскому, Ю.М. Берлину, 1968):

1 - карбонатные породы; 2 - глины; 3 - алевролиты; 4 - песчаники.

Врезы имеют альтовский возраст. Согласно Н.З. Шакирову, наблюдается ухудшение коллекторских свойств по мере приближения к устью.

Выявление ловушки нефти литологического типа во врезе на одном из месторождений опровергло утверждение Н.З. Шакирова [6,7] о том, что на южных участках западного склона Южно-Татарского свода врезы компенсировались глинистыми осадками. Поэтому представляет интерес переобработка и переинтерпретация полученных ранее сейсмических материалов 3D на новом технико-методическом уровне и в комплексе с данными вновь пробуренных скважин [3] для обнаружения раздувов песчаных тел во врезях.

Проанализировав всю информацию можно сделать несколько выводов:

- 1) На западном склоне ЮТС как минимум выявлены 4 рукава;
- 2) Эрозионные врезы имеют двух этапное развитие;
- 3) Врезы могут пересекать локальные поднятия и тогда образуются сложные резервуары массивного-пластового литологического-разнородного типа;
- 4) Рекомендуется провести переинтерпретацию сейсморазведки 3D для выявления алевро-песчаных тел в руслах верейских палеорек;
- 5) Необходимы дополнительные исследования физико-литологических свойств и петрофизических характеристик верейских олигомиктовых алевро-песчаников.

Литература

1. Грачевский М.М., Берлин Ю.М. Корреляция разнофациальных толщ при поисках нефти и газа. Москва, Недра, 1969. С. 295.
2. Грачевский М.М., Берлин Ю.М. Корреляция разнофациальных толщ при поисках нефти и газа. Москва, Недра, 1976. С. 296.
3. Екименко В. А., Хайдарова А. И. Целесообразность переобработки архивных съёмок 3D для прогнозирования геологических моделей на примере одного из месторождений Татарстана // Геофорум, № 2, 2012. С. 21-24.
4. Маккавеев Н.И. Эрозионно-аккумулятивные процессы и рельеф русла реки. Избранные труды. Москва, МГУ, 1998. С. 285.
5. Троепольский В.И., Сметков В.М. Эрозионные палеоврезы в нижней части среднего карбона Татарии // Нефтегазовая геология и геофизика №3, Москва, 1971. С. 3-7.
6. Шакиров Н.З. Некоторые особенности строения карбонатного вреза карбона юго-востока Татарии в связи с оценкой нефтеносности. Тр. ТатНИПИнефть, вып. 30, Казань, 1975. С. 22-26.
7. Шакиров Н.З. Особенности строения и перспективы нефтеносности карбонатных отложений палеозоя на экспериментальной площадке Татарии на

примере Акташско-Ново-Елховского месторождения. Тр. ТатНИПИнефть, вып. 34, Бугульма, 1976. С. 9-12.

8 Юльметов Ш.Ф. Новый тип разреза верейских отложений Татарии // Вопросы геологии, разработки нефтяных месторождений, гидродинамики и физики пласта. Труды ТатНИИ, вып. №8. Ленинград, 1965. С. 194-197.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ КАЗАХСТАНА

Б.Н. Бакытжанова, Т.Т. Сейтеков

*Пермский государственный национальный исследовательский
университет, магистранты 1 года обучения, byby.93.93@mail.ru
temirlan_kz93@mail.ru*

Аннотация: проведен геологический анализ территории Западно-Казахстанской области. Рассмотрены вопросы о перспективах нефтеносности и газоносности, крупнейшие месторождения нефти и газа. Намечены важнейшие стратегические направление дальнейшего развития нефтегазового сектора.

Ключевые слова: геология нефти и газа, Прикаспийская впадина.

PROSPECTS OF OIL-AND-GAS CONTENT AND DEVELOPMENT OF THE OIL AND GAS INDUSTRY OF KAZAKHSTAN

B.N. Bakytzhanova, T.T. Seytekov

*Perm State University, 1st year Master's Degree Students,
byby.93.93@mail.ru, temirlan_kz93@mail.ru*

Abstract: the analysis on geology of oil and gas in the territory of the West Kazakhstan region is carried out. It is considered questions of prospects of oil-bearing capacity and gas content of this of provinces. Studied the largest oil and gas fields. The direction of further development of oil and gas sector is found out the major strategic.

Key words: geology of oil and gas, Caspian Depression.

Актуальность. В последние годы усилия по обеспечению устойчивого экономического роста и стабилизации макроэкономических показателей принесли результаты, которые дают основания отнести Казахстан к числу тех государств, где реформирование экономики проходит вполне успешно.

Геологические условия нефти и газа Казахстана и проблемы поисков. На территории Западного Казахстана располагается одна из крупнейших в мире соляно-купольных впадин – Прикаспийская, которая является глубоко погруженной юго-восточной частью Русской платформы, сложенной мощной толщей осадочных образований (до 15 тыс. м). Здесь располагаются также обширные прогибы: Южно-Мангышлакский, Южно-Устьюртский и Северо-Устьюртский, принадлежащие южной эпигерцинской платформе. По мнению многих геологов, палеозойские отложения западной и северной прибортовых зон, имея ступенчатое погружение в сторону центральной части Прикаспийской впадины, образуют пологие поднятия, аналогичные поднятиям, развитым в Урало-Волжской нефтеносной области, и являются весьма перспективными.

При решении вопроса о перспективах нефтеносности и газоносности Западного Казахстана возникают следующие четыре проблемы:

1) поиски нефти и газа в надсолевом комплексе на соляных куполах Прикаспийской впадины;

2) поиски нефти и газа в подсолевом палеозойском комплексе Прикаспийской солянокупольной впадины;

3) поиски нефти и газа в мезозое Северного Устьюрта и полуострова Бузачи (Северо-Устьюртский прогиб);

4) поиски нефти и газа в мезозое Южного Мангышлака и Южного Устьюрта (Южный Мангышлакско-Устьюртский прогиб).

В настоящее время в пределах Прикаспийской впадины определяются следующие конкретные наиболее перспективные направления и районы поисков и разведки нефти и газа:

1) Каратонский мезозойский прогиб и мезозойские структуры западного окончания Южно-Эмбенского поднятия. В этом районе отмечаются максимальные мощности юрских и меловых отложений, развиты купола каратонского типа с наиболее крупными для Эмбенской области запасами нефти (Тереньюзюк, Караарна);

2) Район к северу от Доссора – Маната, где могут быть открыты месторождения высококачественных масляных нефтей. Исследования показали, что месторождения масляных нефтей обычно приурочены к тем участкам локальных структур и тектонических зон, которые в геологическом прошлом неоднократно оказывались размытыми и в настоящее время залегают на небольших глубинах;

3) Северо-восточная часть Прикаспийской впадины в направлении от Маката к Шубуркудуку и на восток. Перспективы нефтеносности соляных куполов в восточной и северо-восточной

частях Прикаспийской впадины связаны в основном с перм-триасовыми отложениями и отчасти с юрскими. Структурные особенности месторождений этого района еще недостаточно изучены.

4) Особым направлением должны явиться поиски и разведка нефти и газа в междуречье Волги и Урала, занятом крупным неогеновым прогибом. Этот район постоянно привлекал к себе внимание геологов-нефтяников обилием естественных выходов горючего газа, газовыми выбросами в скважинах из плиоценовых и бакинских отложений и признаками нефтеносности в мезозое и перм-триасе.

В результате выполнения намеченного плана региональных работ предусматривается:

1) изучить условия залегания, фациальный состав и нефтегазоносность палеозойских, мезозойских и кайнозойских отложений в пределах различных тектонических элементов Прикаспийской впадины;

2) выяснить вопрос о существовании в центральной части Прикаспийской впадины крупных подсолевых поднятий, предполагаемых по гравиметрическим данным, и другие особенности в строении подсолевого ложа;

3) изучить характер сочленения Прикаспийской впадины с обрамляющими ее крупными тектоническими сооружениями;

4) предусмотренный комплекс геолого-геофизических работ на Устюрте и Мангышлаке позволит изучить литолого-фациальные особенности и физические свойства пород платформенного комплекса, определить глубину залегания и возраст складчатого основания, выяснить общие черты строения крупных тектонических элементов: Карабогазгол-Туаркырского поднятия, Южно-Мангышлакского и Южно-Устюртского прогибов, Центрально-Устюртского поднятия, Барса-Кельмесского прогиба, Актумсукского поднятия, Северо-Устюртского прогиба [2].

Крупнейшие месторождения нефти Казахстана.

Кашаган Восточный и Западный. Кашаган – супергигантское нефтегазовое месторождение Казахстана, расположенное на севере Каспийского моря [3]. Запасы нефти Кашагана колеблются в широких пределах от 1,5 до 10,5 млрд. т. Из них на Восточный приходится от 1,1 до 8 млрд. т, на Западный – до 2,5 млрд. т и на Юго-Западный – 150 млн. т. В Кашагане есть крупные запасы природного газа, более 1 трлн. м³ [1]. Начало добычи нефти с 2012 г. Объемы добычи нефти на Кашагане должны составить до 50 млн. т в год к концу следующего десятилетия [3].

Тенгиз. Тенгиз – гигантское нефтегазовое месторождение в Атырауской области Казахстана, в 160 км к юго-востоку от г. Атырау. Относится к Прикаспийской нефтегазоносной провинции. Залежи углеводородов расположены на глубине 3,8-5,4 км. Нефтеносность связана с отложениями средне-нижнекаменноугольного и девонского возрастов. Коэффициент нефтенасыщенности 0,82. Начальный газовый фактор 487 м³/м³, начальный дебит нефти 500 м³/сут при 10 мм штуцере. Плотность нефти 789 кг/м³ [4].

Карашыганак – нефтегазоконденсатное месторождение, расположено в Западно-Казахстанской области, вблизи города Аксай [3]. Карашыганакское поднятие представлено рифовой постройкой высотой до 1,7 км. Залежь нефтегазоконденсатная, массивная. Высота газоконденсатной части достигает 1420 м, толщина нефтяного слоя равна 200 м. Продуктивными отложениями является от верхнего девона до нижней перми. Плотность конденсата меняется от 778 до 814 кг/м³. Плотность нефти колеблется от 810 до 888 кг/м³. Проектом развития месторождения планируется довести ежегодную добычу газа к 2014 г. до 25 млрд. м³ [3].

Развитие нефтегазовой инфраструктуры.

Важнейшим стратегическим направлением дальнейшего развития нефтегазового сектора экономики Правительство Казахстана считает оптимизацию металлургической промышленности, производство нефтегазового оборудования, создание рынка услуг и обеспечение поддержки отрасли отечественными научными и технологическими разработками. Организация производства современного, соответствующего международным стандартам качества оборудования для нефтегазовой отрасли на отечественных заводах была определена руководством республики как приоритетное направление развития машиностроительной отрасли промышленности [6].

Заключение. Таким образом, на территории Казахстана существуют огромные перспективы для развития комплексной нефтегазовой отрасли экономики, связанной как с разработкой крупных месторождений и с развитием инфраструктуры (транспортировки, переработки углеводородов и др.). Создаются благоприятные условия для инвестиций в экономику и развития международного сотрудничества путем реализации как индивидуальных, так и совместных проектов в сфере нефтегазовой индустрии.

Литература

1. Глумов И.Ф., Маловицкий Я.П., Новиков А.А., Сенин Б.В. Региональная геология и нефтегазоносность Каспийского моря. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004.
2. URL: www.geolib.ru/OilGasGeo/1960/02/Stat/stat03.html (дата обращения: 08.02.2016).
3. URL: bnews.kz/ru/news/archive/neft_i_gaz/479471-2011_05_17-479471 (дата обращения: 08.02.2016).
4. URL: [https://ru.wikipedia.org/wiki/Тенгиз_\(нефтегазовое_месторождение\)](https://ru.wikipedia.org/wiki/Тенгиз_(нефтегазовое_месторождение)) (дата обращения: 09.02.2016).
5. URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/Карачаганакское_нефтегазоконденсатное_месторождение (дата обращения: 09.02.2016).
6. URL: www.nomad.su/?a=4-200211030100 (дата обращения: 10.02.2016).

ОСНОВА ПОСТРОЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛЕЙ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.Г. Баранова, С.Е. Валеева

*Институт проблем экологии и недропользования Академии наук
Республики Татарстан,*

молодые ученые, anna.genn@mail.ru, ssalun@mail.ru

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Б.В. Успенский

***Аннотация:** построение геологических профилей равномерно по всей территории месторождения нефти позволяет получить наиболее полное представление о его геологическом строении, с целью построения правильной геологической и гидродинамической моделей.*

***Ключевые слова:** геологический профиль, залежь, подсчет запасов, гидродинамическая модель.*

BASES OF CONSTRUCTION OF GEOLOGICAL AND HYDRODYNAMIC OIL FIELDS MODELS

A.G. Baranova, S.E. Valeeva

*Research Institute for Problems of Ecology and Mineral Wealth Use of
Tatarstan Academy of Sciences,*

Young Researchers, anna.genn@mail.ru, ssalun@mail.ru

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor
B.V. Uspensky

Abstract: *the construction of geological sections evenly throughout the oil field provides the most complete picture of its geological structure, with the aim of building a correct geological and hydrodynamic models.*

Key words: *geological profile, deposit, reserve calculations, hydrodynamical model.*

В ходе разработки нефтяного месторождения геологической службе нефтяной компании приходится решать множество задач. Два основных направления – это подсчет запасов нефти, заключенных в породах-коллекторах и выбор оптимальной системы разработки месторождения.

Какое значение в решении данных вопросов имеет геологический профиль наиболее наглядно можно представить на примере моделирования залежей нефти в карбонатных отложениях башкирского и турнейского ярусов.

Карбонатная толща как башкирского, так и турнейского яруса представляет собой переслаивание эффективных нефтенасыщенных прослоев мощностью до 8 м с плотными разностями известняков и доломитов различной толщины. Количество эффективных прослоев и их толщины от скважины к скважине меняются за счет неравномерно протекавших процессов вторичной перекристаллизации, создавших локальные литологические экраны. На большинстве месторождений ВНК подобных залежей не вскрыт, подошвы нефтенасыщенных интервалов нередко отбиваются по ГИС на абсолютных отметках ниже кровли водонасыщенных интервалов даже в соседних скважинах, находящихся на расстоянии 500-750 м.

Для более детального изучения геологического строения одного из месторождений западного склона Южно-Татарского свода было построено более 20 геологических профилей.

Месторождение объединяет 15 поднятий, которыми контролируется 12 залежей нефти в отложениях башкирского яруса и 19 залежей нефти в отложениях турнейского яруса. В ходе работы по каждому поднятию было построено минимум по два геологических профиля вдоль и вкрест простираения поднятия. На поднятиях значительной протяженности вкрест простираения было построено по 2-3 геологических профиля.

В результате по ряду поднятий залежи нефти в карбонатных отложениях башкирского яруса оказались массивного типа (рис.1), по остальным же поднятиям – смешанного – верхняя пластово-сводовая и нижняя – массивная (рис.2).

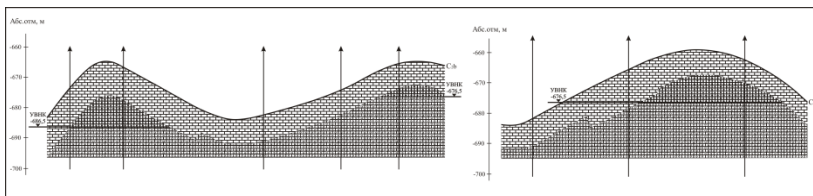


Рис. 1. Башкирский ярус. Залежи массивного типа

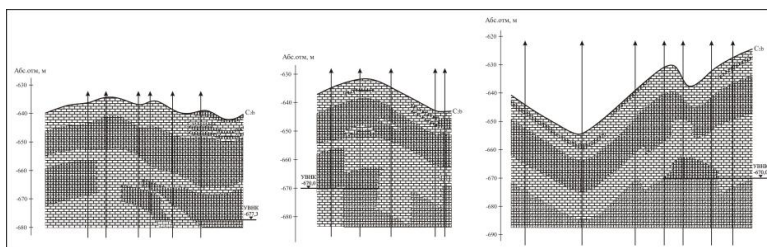


Рис. 2. Башкирский ярус. Залежи смешанного типа

Такая же картина наблюдалась и для отложений турнейского яруса (рис.3).

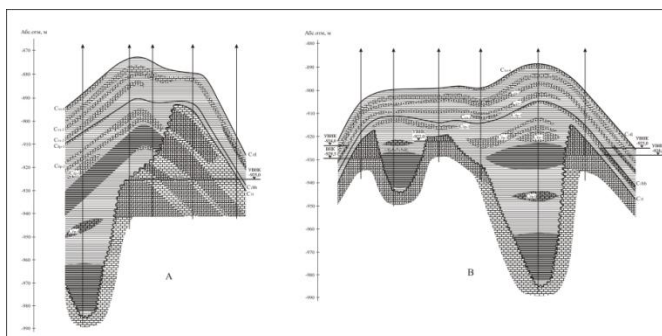


Рис. 3. Турнейский ярус. Залежи: А – смешанного типа, В – массивного типа

В основе алгоритма расчета запасов нефти лежит модель по типу залежи. Для месторождений Республики Татарстан подсчет запасов нефти в отложениях башкирского и турнейского яруса принято вести по модели массивного типа. Основным различием расчета по массивной и пластово-сводовой модели является методика построения карт эффективных нефтенасыщенных толщин и, как следствие, расчет по ним объемов нефтенасыщенных пород. Для массивной залежи характерно завышение эффективных

нефтенасыщенных толщин в районах скважин с максимальными их значениями, в то время как для пластово-сводовой залежи толщины распределены более или менее равномерно.

На практике при подсчете запасов нефти в любых продуктивных отложениях для месторождения целиком выбирается одна модель, по которой ведется расчет для всех поднятий в пределах лицензионной границы месторождения. Однако на представленных геологических профилях видно, что в пределах одного месторождения на разных поднятиях в карбонатных отложениях могут встречаться залежи двух типов – чисто массивного и смешанного. В связи с этим при подсчете запасов для каждой выявленной залежи более правильно было бы все расчеты производить по модели соответственно определенному типу.

Как уже говорилось башкирские и турнейские карбонатные отложения сложены переслаиванием пористо-проницаемых пород-коллекторов и уплотненных пород. Значительное влияние на общий характер строения рассматриваемых отложений оказали вторичные процессы перекристаллизации, доломитизации, вторичной глинистости и локальной микротрещиноватости, что привело к образованию эффективных «тупиковых» и «запечатанных» зон, занимающих различное гипсометрическое положение в разрезах даже соседних скважин. Строение турнейского нефтемещающего резервуара осложняется так же наличием врезных зон. Все это создает определенные трудности при построении гидродинамической модели месторождения и выборе оптимальной системы разработки. Геологические профили, построенные по линиям намеченных нагнетательных и добывающих скважин, наглядно иллюстрируют характер строения каменноугольной толщи – глубину и направление врезов в отложениях нижнего карбона, количество продуктивных пластов, изменение их толщин и площади распространения, переслаивание плотных и эффективных интервалов в отложениях среднего карбона. Анализируя данные профиля, можно предварительно наметить зоны влияния будущей закачки и по этим данным подобрать наиболее оптимальные очаги закачки.

Таким образом, геологический профиль имеет первостепенное значение при построении как геологической, так и гидродинамической моделей месторождения.

ОБОСНОВАНИЕ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПРЕДЕНИСЕЙСКОГО КРАЕВОГО ПРОГИБА НА ТЕРРИТОРИИ ВОСТОКА ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ И КУЗБАССА

Е.И. Бердина

*Национальный исследовательский Томский политехнический
университет, студент 4 курса, 8126911@sibmail.ru*

Научный руководитель: доцент Т.А. Гайдукова

Аннотация: в статье приведен сравнительный анализ геологического строения Преденисейского краевого прогиба на территории востока Томской области и Кузбасса. В Кузнецкой котловине выявлены многочисленные нефтегазопроявления, подтверждающие перспективность глубокозалегающих палеозойских отложений на этих территориях.

Ключевые слова: Преденисейский краевой прогиб, палеозой, известняки, пласт-коллектор.

JUSTIFICATION OF PROSPECTS OF OIL-AND-GAS CONTENT OF THE PREYENISEI REGIONAL DEFLECTION IN THE TERRITORY OF THE EAST OF THE TOMSK REGION AND KUZBASS

E.I. Berdina

*National Research Tomsk Polytechnic University,
4th year Student, 8126911@sibmail.ru*

Research Supervisor: Reader T.A. Gaidukova

Abstract: the comparative analysis of a geological structure of the Preyenisei regional deflection in the territory of the East of the Tomsk region and Kuzbass is provided in article. In Kuznetsk Depression the numerous oil and gas manifestations confirming prospects of deep-laying Paleozoic deposits in these territories are revealed.

Key words: the Preyenisei regional deflection, Paleozoic, limestone, reservoir rock.

Восток Томской области в структурно-тектоническом плане относится к Преденисейскому краевому прогибу, южным окончанием которого является Кузнецкая котловина, с мощностью осадков до 8000 метров. Поэтому, открытие месторождений нефти и газа на этих территориях имело бы огромное значение для дальнейшего расширения топливно-энергетического комплекса на юге Западной Сибири.

Впервые на возможную нефтеносность эпплатформенных палеозойских отложений Кузнецкой котловины указал М.А. Усов в 1920 году. Первые находки битумов типа асфальтитов были обнаружены в 1925 году Ю.А. Кузнецовым в девонских отложениях на Крапивинском поднятии. Несколько позже, начиная с 1929 года, многочисленные находки твёрдых, мягких и полужидких битумов были установлены А.В. Тыжновым в районе Барзасского поднятия при разведке «барзасских углей». Битумо-, нефте- и газопроявления являются прямыми признаками нефтегазонасности. В Кузбассе известно более 500 таких проявлений, и они распространены по всей осадочной толще, начиная с девона и кончая нижним отделом мелового периода [4].

В южной и юго-восточной частях Томской области и сопредельных территориях Кузбасса на дневную поверхность выходят отложения верхнего палеозоя (девонская, каменноугольная и пермская системы), из которых осуществляется основная добыча угля в соседней Кузнецкой котловине и отмечены нефтегазопроявления.

Девонские отложения прерывистой полосой обрамляют Кузнецкую котловину и представлены всеми тремя отделами: нижним, средним и верхним, в основном чередованием континентальных, морских и лагунных фаций [1,2].

Для нижнедевонской эпохи на восточных, юго-восточных и северо-восточных окраинах Кузбасса выделяются следующие фациальные зоны: эффузивно-туфогенных осадков, преимущественно континентальных красноцветных отложений.

На юго-западной окраине Кузнецкой котловины нижнедевонские отложения представлены карбонатными породами с морской фауной. Конец нижнедевонской эпохи ознаменовался регрессией моря, сменившейся в начале эйфельского века новой трансгрессией.

В среднедевонскую эпоху эйфельского века рассматриваемая территория представляла собой зону прибрежных лагун с накоплением карбонатно-терригенных пород. Особенностью этой толщи является наличие в ней двух пачек горючих сланцев. Накопление осадков происходило в бассейне типа лагуна. В сочетании с быстрым погружением участка и приносом глинистого и карбонатного материала, привело к образованию углистых и горючих сланцев.

Осадки позднедевонской эпохи представлены терригенно-карбонатными породами; в известняках отмечена обильная фауна брахиопод, мшанок, кораллов. На северо-восточной, восточной и южной окраинах отмечено большое количество битумопроявлений

(породы с битуминозным запахом и прослоями горючих сланцев) [3]. Осадконакопление происходило в условиях мелководного морского бассейна, что способствовало формированию рифовых построек. Рифогенные структуры-ловушки нефти и газа установлены по геолого-геофизическим материалам после проведения региональных сейсмических работ, давших новую информацию о структуре осадочной толщи бассейна. Они могут аккумулировать значительные компактные залежи нефти и газа. Коллекторские свойства перспективных отложений вполне удовлетворительные; встречаются трещинные коллекторы.

Интенсивное газопроявление постоянно наблюдается при разработке угольных пластов до глубины 500 м. В целом ресурсы метана угольных пластов до глубины 1800 метров оцениваются в 13,1 трлн. м³. Метан – легкий газ и выходит на поверхность из глубин, а, следовательно, можно предполагать о наличии залежей углеводородов.

Если сравнить Кузнецкую котловину с американской нефтегазовой провинцией Сан Хоан, имеющей сходное строение, где на протяжении многих лет идет добыча угля с малых глубин, а добыча углеводородов из залежей с глубин свыше 4 км.

Степень изученности востока Томской области очень низкая и всего пробурено 3 параметрических скважины глубиной не более 5 км, нет информации о глубинном строении по сейсморазведке. Единичные временные сейсмические разрезы свидетельствуют о наличии мощной (до 8 км) осадочной толщи пород палеозойского комплекса в приграничных территориях Томской области и Красноярского края. Как уже было отмечено, восток Томской области и Кузнецкая котловина относятся к одному тектоническому элементу значит в разрезе палеозоя востока Томской области возможны аналогичные отложения Кузнецкой котловины. Несмотря на то, что нефтепроявления не выявлены в параметрических скважинах Восток-1 и Восток-3, но полностью подтвердился прогноз наличия мощной толщи осадочного комплекса по данным сейсморазведки.

Катагенез органического вещества в кембрийских отложениях скважины Восток-3 свидетельствует, что он был вполне достаточным для реализации главной фазы нефтеобразования и глубинной фазы газообразования. Следовательно, интенсивные процессы нафтидогенеза, несомненно, имели место в кембрийских отложениях рассматриваемого района. На благоприятные условия сохранения углеводородов указывает состав и распределение углеводородов – биомаркеров в битумоидах.

В скважине Восток-3 по петрофизическим и литологическим данным выделяется один потенциальный резервуар. В качестве коллектора в нем выступают доломиты пойгинской и котоджинской свит, обладающие повышенными относительно вмещающих пород трещиноватостью и кавернозностью. Пористость и проницаемость матрицы по петрофизическим данным в пойгинской свите несколько ниже, чем в вышележащей котоджинской свите, хотя по данным макро- и микроскопического изучения пород установлено (на качественном уровне), что в целом содержание пор и каверн в пойгинской свите более высокое, чем в котоджинской свите.

Таким образом, следует отметить, что если в XX веке основными объектами поиска залежей углеводородов в юго-восточной части Западной Сибири были верхнеюрские и нижнемеловые отложения, то в XXI веке геологоразведочные работы необходимо направить на более глубокие горизонты палеозоя Кузнецкой котловины и востока Томской области в Преденисейском краевом прогибе.

Литература

1. *Ростовцев Н.Н.* Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности. М.: Госгеолтехиздат, 1958. 391 с.
2. *Муромцев В.С.* Кузнецкая впадина // Очерки по геологии СССР (по материалам опорного бурения). Ленинград: Гостоптехиздат, 1956 . С. 186-215.
3. *Муромцев В.С.* Палеогеография // Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Кузбасса: Труды СНИИГТМС, вып.4, Ленинград: Гостоптехиздат, 1959. С. 139-176.
4. *Скурский М.Д.* Золото-редкоземельно-редкометаллельно-нефтегазоугольные месторождения и их прогноз в Кузбассе // ГОУ ВПО «Кузбасский государственный технический ун-т», Кемерово: Кузбассвуиздат, 2005. 627 с.

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ СЕКТОРА «MIDSTREAM» В ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

А.П. Боталов

*Пермский государственный национальный исследовательский
университет, студент 3 курса, abotalov94@gmail.com*

Научный руководитель: старший преподаватель Е.А. Кузнецова

Аннотация: анализ объёмов импорта и экспорта природного газа по средствам трубопровода и в сжиженном состоянии странами в современном мире.

Ключевые слова: природный газ, импорт, экспорт, международная торговля.

THE MODERN STATE OF THE SECTOR «MIDSTREAM» IN THE GAS INDUSTRY

A.P. Botalov

Perm State University, 3^d year Student, abotalov94@gmail.com

Research Supervisor: Senior Lecturer E.A. Kuznetsova

Abstract: analysis of import and export of natural gas by pipeline and as liquefied natural gas in the modern world.

Key words: natural gas, import, export, international trade.

Добыча природного газа является лишь началом дорогостоящего и длительного процесса по его доставке потребителю, которая входит в важный сектор нефтегазовой отрасли – Midstream.

Основным видом транспорта газа, в настоящее время, является трубопроводный. Несмотря на то, что обслуживание и сооружение трубопровода стоит не малых денег, тем не менее, трубопровод является одним из наиболее дешевых способов транспортировки нефти и газа. Этот способ характерен преимущественно для внутрирегиональной торговли, хотя действуют и межрегиональные газопроводы (например, Алжир-Европа и Ливия-Европа), и преобладает на Североамериканском и Европейском рынках, второй осуществляется на межрегиональном уровне и обслуживает, главным образом, Европейский и Азиатско-Тихоокеанский рынки.

Другим способом транспортировки газа является использование специальных танкеров – газовозов. Сжижение природного газа происходит в настоящее время на 46-ми заводах в 19-ти странах мира. Терминалы по приемке и регазификации сжиженного природного газа (СПГ), общей численностью более 90, располагаются в 29-ти странах. По статистике за 2014 год, 1/3 всего проданного углеводородного газа перевозилось именно вторым способом.

Если смотреть на общую тенденцию к выбору транспортировки, то можно заметить, что в целом, транспортировка по средствам газопроводов стала терять свою значительность. С каждым годом, объёмы газа, экспортируемые именно этим способом, падают, что абсолютно пропорционально поставкам *сжиженного природного газа*.

В таблице приведены данные по объемам экспорта и импорта в 2013-2014 годах. Видно, что в 2014 г. в каналы международной торговли газом поступило 997,2 млрд. м³ газа, что несколько ниже, чем в 2013 г., но в 1,5 раза больше, чем в 2000 г., в котором объём составил 650,2 млрд. м³. Темпы роста мировой торговли газом за четырнадцать лет составили 4,2% в год. Уже на раннем этапе развития газовой промышленности в мире сформировались три газовых рынка: североамериканский, европейский и азиатско-тихоокеанский. В орбиту этих рынков с годами вовлекалось все больше газозэкспортирующих и газоимпортирующих стран. В настоящее время на мировом рынке действуют более 30 экспортеров и около 60 импортеров природного газа.

В 2014 год лидером по объёму экспортированного газа стала Россия, которая экспортировала порядка 187,4 млрд. м³ газа посредством трубопроводов и 14,5 млрд. м³ сжиженного природного газа. На второй позиции рейтинга по объёмам проданного природного газа располагается Катар. Интересным фактом является то, что Катар экспортировал больше всего газа в сжиженном состоянии, показав результат в 103,4 млрд. м³, по трубопроводам – 20,1 млрд. м³. Норвегия, экспортировавшая 101,1 млрд. м³ по трубопроводам и 5,3 млрд. м³ в сжиженном состоянии заняла третье места рейтинга.

Самым крупным импортёром в 2014 году стала Япония, закупив порядка 120,6 млрд. м³. Весь импортированный газ был доставлен посредством танкеров, что объясняется её географическим расположением. Германия импортировала 85,0 млрд. м³ природного газа, причём весь газ поступал через трубопровод. Так же в тройку импортёров попали США, которые закупили 74,6 млрд. м³ по трубопроводу и 1,7 млрд. м³ в сжиженном состоянии.

Промышленно развитые страны являются нетто-импортерами газа. В 2014 г. ими было импортировано 598 млрд. м³, экспортировано 347 млрд. м³. Экспорт газа этими странами осуществляется преимущественно на внутрирегиональном уровне: на Североамериканском рынке Канада поставляет газ в США, на европейском рынке – Норвегия, Нидерланды и в меньших объемах Великобритания экспортируют его в другие европейские страны.

ГЕОЛОГИЯ В РАЗВИВАЮЩЕМСЯ МИРЕ

Таблица

Объёмы экспорта и импорта в 2013 и 2014 годах в млрд. м³ [1]

Страна	2013 год				2014 год			
	Импорт по трубопровод.	Импорт в сжиженном сост.	Экспорт по трубопровод.	Экспорт в сжиженном сост.	Импорт по трубопровод.	Импорт в сжиженном сост.	Экспорт по трубопровод.	Экспорт в сжиженном сост.
США	78,9	2,7	44,4	0,1	74,6	1,7	42,3	0,4
Канада	25,8	1,1	78,9	–	21,8	0,6	74,6	–
Мексика	18,6	7,8	!	–	20,5	9,3	!	–
Тринидад и Тобаго	–	–	–	19,8	–	–	–	19,3
Ост. Юж. и Ц. Америки	18,6	19,6	18,6	5,7	17,8	21,4	17,8	5,8
Франция	30,5	8,7	1,1	0,6	27,4	7,1	1,1	0,6
Германия	98,4	–	15,1	–	85,0	–	10,1	–
Италия	51,6	5,5	0,2	–	46,9	4,5	0,2	–
Нидерланды	21,5	0,8	51,3	0,2	23,2	1,1	44,1	0,6
Норвегия	!	–	102,4	3,8	!	–	101,1	5,3
Испания	15,3	1,9	0,9	2,6	15,4	15,5	0,6	5,1
Турция	38,2	6,1	0,6	–	41,1	7,3	0,6	–
Велико-британия	40,0	9,4	9,0	–	32,9	11,3	10,6	–
Ост. стр. Европы	99,5	6,0	11,8	1,6	90,0	5,3	10,8	2,0
Россия	27,0	–	212,0	14,2	24,2	–	187,4	14,5
Украина	25,0	–	–	–	17,5	–	–	–
Ост. стр. бывшего СССР	32,2	–	67,1	–	32,1	–	69,3	–
Катар	–	–	19,9	105,6	–	–	20,1	103,4
Ост. страны Центр. Востока	25,5	4,5	9,4	28,5	27,2	5,4	9,6	27,5
Алжир	–	–	28,8	14,9	–	–	23,5	17,3
Ост. страны Африки	7,2	–	9,3	31,6	8,5	–	10,8	31,2
Китай	27,3	24,5	–	–	31,3	27,1	–	–
Япония	–	119,0	–	–	–	120,6	–	–
Индонезия	–	–	10,0	22,4	–	–	9,5	21,7
Южная Корея	–	54,2	–	–	–	51,1	–	0,2
Ост. стр. Азиатско-Тихоокеанского района	26,4	40,4	16,7	73,5	26,5	43,9	20,0	78,6
Всего в мире	707,5	325,3	707,5	325,3	663,9	333,3	663,9	333,3

Пояснение: ! – меньше 0,05

Импорт газа идет как из внутрирегиональных, так и из межрегиональных источников. США, помимо канадского газа, получали СПГ из Латинской Америки, Африки и Азии, однако в

2014 г. его импорт был резко снижен в результате быстрого развития добычи и использования сланцевого газа. Европейские страны получают трубопроводный газ из России, Алжира и Ливии, а СПГ – из стран Северной и Западной Африки, Ближнего и Среднего Востока и Латинской Америки. Дальневосточные импортеры газа (Япония, Южная Корея, Тайвань) получают газ исключительно в сжиженном виде из стран Ближнего и Среднего Востока, Юго-Восточной Азии, Австралии и США. После 2005 г. к странам-импортерам газа в сжиженном виде присоединились представители других групп стран – Индия и Китай, а после 2009 г. – Аргентина, Бразилия, Мексика, Чили.

Развивающиеся страны представляют собой нетто-экспортеров газа: их экспорт в 2014 г. составил 399 млрд. м³, с учётом 267 млрд. м³ СПГ, а импорт – 240 млрд. м³. Страны с плановой и переходной экономикой также являются нетто-экспортерами: в 2014 г. экспортировано 305 млрд. м³ (из стран бывшего СССР), импортировано 185 млрд. м³ (странами бывшего СССР, Восточной Европы и Китаем). Среди географических регионов Африка, Ближний и Средний Восток, Южная и Юго-Восточная Азия, Австралия и СНГ являются нетто-экспортерами газа, а Европа, Центральная Азия и Дальний Восток – нетто-импортерами. Северная и Латинская Америки, благодаря взаимным поставкам, представляют собой в настоящее время почти замкнутый, находящийся на уровне самообеспеченности, рынок. Лишь относительно незначительные объёмы газа в сжиженном виде поступали в 2014 г. в отдельные страны (Канада, Мексика, Чили, Аргентина, Бразилия) из других регионов.

Литература

1. URL: www.bp.com (дата обращения 16.01.2016).

ПРИНЦИПЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ БОБРИКОВСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ

С.Е. Валеева, А.Г. Баранова

*Институт проблем экологии и недропользования Академии наук
Республики Татарстан,*

молодые ученые, ssalun@mail.ru, anna.genn@mail.ru

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Б.В. Успенский

Аннотация: в статье рассматриваются особенности моделирования пластов-коллекторов бобриковского горизонта в нормальных и «аномальных» разрезах, которые в силу своего линзовидного залегания и отсутствия гидродинамической связи могут быть выделены в самостоятельные объекты подсчета запасов и разработки.

Ключевые слова: бобриковский горизонт, подсчет запасов, коллектор, геологическое моделирование.

MODELING PRINCIPLES OF COMPLEX BOBRIKOV OIL DEPOSITS

S.E. Valeeva, A.G. Baranova

*Research Institute for Problems of Ecology and Mineral Wealth Use of
Tatarstan Academy of Sciences,*

Young Researchers, ssalun@mail.ru, anna.genn@mail.ru

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor

B.V. Uspensky

Abstract: the article discusses the features of modeling bobrikovsky reservoir in normal and "anomalous" sections, which because of its lenticular bedding and lack of hydrodynamic connection can be separated into separate objects calculation of reserves and development.

Key words: bobrikovsky horizon, calculation of reserves, reservoir, geological modeling.

К настоящему времени по бобриковским отложениям накоплен большой объем прямой и косвенной информации о его нефтеносности, однако некоторые вопросы геологического строения до сих пор остаются дискуссионными и требуют решения. Одной из основных проблем является корреляция и стратификация пластов-коллекторов на месторождениях, на которых выявлены так называемые визейские врезы. В зонах развития визейских врезов, как правило, выделяется несколько продуктивных пластов-коллекторов, имеющих в ряде

случаев собственный водо-нефтяной контакт и отличающихся между собой фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). Строение и характер залегания выделенных пластов, их пространственное распространение, соотношение с подстилающими и перекрывающими породами, изменение показателей их ФЕС по вертикали и латерали имеют первостепенное значение для оценки приуроченных к ним запасов нефти.

В нормальных разрезах представлен, как правило, один пласт-коллектор (Сбр-3), который может расчленяться на несколько пропластков, но чаще является монолитным. В «аномальном» разрезе количество пластов-коллекторов увеличивается до 4-6. Стратификация (индексация) этих пластов, вопросы их корреляции, прослеживания по площади, соотношения с подстилающими и перекрывающими породами, насыщенности, изменения коллекторских свойств по вертикали и латерали имеют первостепенное значение для уяснения строения нефтяных залежей.

Анализ строения бобриковско-радаевской толщи в пределах развития врезов позволил нам сделать следующие выводы:

1) Все пласты имеют прерывистый линзовидный характер залегания. Наибольшую площадь развития имеет верхний пласт Сбр-3, который присутствует в разрезах как нормального, так и «аномального» типа.

2) Пласт Сбр-2 выделяется как в нормальных разрезах с увеличенной общей толщиной бобриковского горизонта, так и в «аномальных» скважинах, располагающихся в верхней части бортового склона и в осевых зонах. Площади его развития заметно меньше, чем для Сбр-3.

3) Пласты Сбр-1', Сбр-0 и др. встречаются только во врезовых разрезах. При этом площадь развития каждого из пластов вниз по разрезу уменьшается

4) Слияние пластов Сбр-3, Сбр-2, Сбр-1 (в разных сочетаниях) возможно, но необязательно и выявляется при построении профилей выравнивания (палеогеологических). Слияние Сбр-0 выше и ниже залегающими пластами не обнаруживается.

5) Зависимость положения «вреза» относительно турнейского структурного плана отсутствует, «врезы» локализуются как на своде поднятия, так и в прогибах. Но при этом существует прямая связь между глубиной размыва (закарстованностью турне) и количеством продуктивных пластов во врезе.

В результате был выведен ряд принципов стратификации и моделирования бобриковских залежей нефти:

1) Стратификация бобриковских продуктивных пластов выполняется сверху-вниз, начиная с имеющего наиболее широкое распространение по площади пласта Сбр-3; в случае установления отсутствия данного пласта в скважине по результатам корреляции и структурных построений первый продуктивный пласт будет иметь индекс, выведенный при корреляции пластов-коллекторов.

2) Корреляция пластов должна проводиться не только по данным ГИС скважин, но и с учетом латерального распространения пласта. Например, на Осеннем месторождении пласт, залегающий под пластом Сбр-3, при корреляции ГИС может быть выделен в пласт Сбр-2, но при построении геологического разреза по ряду скважин, видно, что пласт является нефтенасыщенной линзой Сбр-1, а пласт Сбр-2 в данной скважине замещен.

3) При построении структурных поверхностей следует учитывать проведенную корреляцию пластов, т.е. строить кровлю и подошву каждого пласта в отдельности, и обратить внимание на особенности линзовидного залегания пластов-коллекторов в зонах развития визейских врезов.

4) В зонах выклинивания продуктивного пласта следует учитывать большой перепад толщины на небольшом расстоянии. Особо на это следует обратить внимание, когда пласт состоит из нескольких продуктивных пропластков разной толщины, нефтенасыщенная толщина на краях которых стремится к нулю. Особо следует обратить внимание на тип залегания таких линз в случае образования единого нефтенасыщенного турнейско-бобриковского резервуара. В этом случае уменьшение толщины до 0 не происходит.

В общем случае можно утверждать, что бобриковские залежи на месторождениях, где выявлены визейские врезы или прогнозируются по ГИС, являются многопластовыми, причем ВНК каждой из них может иметь собственное высотное положение. Отсюда следует, что объединение бобриковских пластов в единый объект подсчета приводит к неверным результатам.

Таким образом, предложен новый подход к определению объекта подсчета запасов нефти в отложениях бобриковского горизонта, который заключается в том, чтобы использовать в качестве подсчетного объекта не продуктивный горизонт в целом, а каждый конкретный эффективный пласт, залегающий на определенном гипсометрическом уровне и прослеженный по площади развития горизонта.

**АНАЛИЗ РАБОТЫ И СРАВНИТЕЛЬНАЯ
ХАРАКТЕРИСТИКА ДОЛОТ ДРОБЯЩЕ-
СКАЛЫВАЮЩЕГО И ИСТИРАЮЩЕ-РЕЖУЩЕГО
ДЕЙСТВИЯ НА УНЬВИНСКОМ НЕФТЯНОМ
МЕСТОРОЖДЕНИИ ПЕРМСКОГО КРАЯ**

Н.А. Вычигин

*Пермский государственный национальный исследовательский
университет,*

магистрант 2 года обучения, nikolajvychigin@rambler.ru

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент О.Л. Алексеева

***Аннотация:** в статье рассмотрен один из аспектов бурения скважин. Это анализ работы и сравнительная характеристика долот дробяще-скалывающего и истирающе-режущего действия на Уньвинском нефтяном месторождении в Пермском крае. Проведено обобщение имеющейся информации и сделаны соответствующие выводы о том, какими долотами перспективнее бурить скважины на данном нефтяном месторождении.*

***Ключевые слова:** Уньвинское нефтяное месторождение.*

**ANALYSIS OF WORK AND COMPARATIVE
CHARACTERISTICS OF BITS CRUSHING-CHOPPING AND
ERASING-CUTTING ACTION OF THE UNVINSKOYE OIL
FIELD IN THE PERM REGION**

N.A. Vychigin

Perm State University,

2nd year Master's Degree Student, nikolajvychigin@rambler.ru

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader

O.L. Alekseeva

***Abstract:** this article discusses one of the aspects of well drilling. This is analysis of work and comparative characteristics of bits crushing-chopping and erasing-cutting action of the Unvinskoye oil field in the Perm region. The generalization of the available information and draw conclusions about, what bit more promising to drill wells on this oil field.*

***Key words:** Unvinskoye oil field.*

Бурение скважин – это важное мероприятие для поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа. Так же это один из эффективнейших методов познания земной коры. За многие годы технология бурения скважин менялась и улучшалась. На данный

момент бурение происходит вращательным способом и главным породоразрушающим инструментом является долото, которое вращается на забое [1].

Долота бывают разных конструкций (по типу разрушения породы, форме, способу применения) [1]. В Пермском крае раньше использовали долота дробяще-скалывающего действия, чаще всего их называют просто шарошечными, но примерно 3-5 лет назад начали активно вводить в процесс бурения долота истирающе-режущего действия.

И у тех и у других есть свои плюсы и минусы, в том числе разные цены. Поэтому напрашивается вопрос, стоит ли вводить в процесс бурения истирающе-режущие долота, ведь их цена примерно в 2 иногда 3 раза больше чем шарошечных выпускаемых той же фирмой.

В данной статье я проанализировал основные параметры долот шарошечных и режуще-истирающих, по 44 скважинам Уньвинского месторождения выбранными случайно и пробуренным в период 2012-2016 гг. Среди них есть: боковые стволы, пробуренные долотами диаметром 123,8 мм; обычные эксплуатационные скважины с диаметром бурящего долота 215,9 мм; а так же скважины с горизонтальным окончанием, которое бурилось после спуска эксплуатационной колонны долотами диаметром 146 мм [2]. Статистика по долотам представлена в таблице.

Таблица

Характеристики долот

Тип долота	Шарошечные			Режуще-истирающие		
Диаметр долота	215,9	146	128,3	215,9	146	128,3
Средняя проходка на 1 долото, м	267,52	96,34	102,73	251,67	223,73	205,41
Среднее время бурения на 1 долото, ч	44,75	34,40	32,33	25,36	42,65	47,62
Средняя скорость бурения на 1 долото, м/ч	6,56	2,90	3,66	10,99	7,85	4,01

Здесь мы можем увидеть, что долота диаметра 215,9 мм между собой конкурируют, шарошечные бурят медленнее, но стоят дешевле. Явным лидером среди долот диаметром 146 мм являются режуще-скалывающие, одним долотом можно пройти более чем в 2 раза

больше метров и скорость бурения у них выше в 2,5 раза чем у шарошечных. Время наработки и метраж проходки этих долот могли быть еще больше, если бы не авария с отстрелом инструмента во время одного долбления. Долота диаметром 123,8 мм тоже конкурируют между собой: шарошечные стоят примерно в 2-3 раза дешевле, но и проходка на долото у них в 2 раза меньше. Так же по этой таблице мы можем наблюдать, что долота режуще-истирающего типа в нашем крае быстро изнашиваются, ведь в Западной Сибири одним долотом могут пробурить скважину 2000-2500 м. В Пермском крае преобладают карбонатные породы, более крепкие, чем в Западной Сибири. Нарботка на долота режуще-истирающего типа заводом предусматривается примерно 70-90 ч бурения с метражом 600-2000 м, но из таблицы видно, что ресурс долота вырабатывается гораздо быстрее. А вот на шарошечные долота заводом дается ресурс 40-60 ч и метраж 150-400 м, который близок к выработке. Помимо этого нужно учитывать, что если в процессе бурения встретятся пропластки более твердых пород (кремня или окремнелого известняка), которые значительно снижают ресурс долот режуще-истирающего типа, вплоть до необходимости замены долота. Производительность долот режуще-истирающего типа сильно уступает шарошечным, при бурении кремнистых пород, поэтому хотя бы одно-два долота шарошечного типа нужно иметь в запасе. Еще одно преимущество шарошечных долот в том, что ими разбуривают цементные стаканы в колоннах и часто делают различного рода подбурки, проработки, расширки, причем большая доля всех этих операций проводится уже бывшими в употреблении долотами, они уже не пригодны для полноценного бурения, но по техническому состоянию ими еще можно проводить данные операции, что позволяет не портить новые долота и частично экономить средства.

Чтобы понять, какое оборудование использовать, необходимо сделать расчеты, затрачиваемые на бурение скважин различными долотами, и, в частности, учесть стоимость самих долот, но, к сожалению, ввиду закрытости информации и коммерческой тайны сделать затруднительно.

На мой взгляд, на Уньвинском месторождении боковые стволы и новые эксплуатационные скважины стоит бурить шарошечными долотами, а вот горизонтальные стволы – режуще-истирающими, так как скорость и метраж проходки у них в несколько раз больше, а шанс загубить более дорогое оборудование о кремнистую породу минимальный, т.к. продуктивные пласты в своем большинстве представлены пористыми и хорошо разбуриваемыми породами.

Литература

1. Вадецкий Ю.В. «Бурение нефтяных и газовых скважин» М.: Академия, 2003. 352 с.
2. Материалы, предоставленные ООО «ПИТЦ «Геофизика».

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СОЛЯНО- КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК НА ПРИМЕРЕ ТУРНЕЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРО-ТАТАРСКОГО СВОДА

Д.Т. Габдрахманов, А.В. Дергунова
**Казанский (Приволжский) Федеральный университет,
магистранты 1 года обучения, damir_chelny@mail.ru**
Научный руководитель: д.х.н., ведущий научный сотрудник ИОФХ
им. Арбузова КазНЦ РАН Г.П. Каюкова

Аннотация: в работе рассмотрена успешность проведенных обработок призабойной зоны скважин исходя из технологического эффекта. Показано, что традиционные соляно-кислотные обработки малоэффективны. Даны рекомендации по совершенствованию разработки месторождения.

Ключевые слова: соляно-кислотная обработка, МУН, карбонатный коллектор.

ANALISIS OF THE EFFICIENCY OF APPLICATION OF HYDROCHLORIC ACID TREATMENTS BY THE EXAMPLE OF TOURNAISIAN DEPOSITS OF THE NORTH-TATARARCH

D.T. Gabdrakhmanov, A.V. Dergunova
**Kazan Federal University,
1st year Master's Degree Students, damir_chelny@mail.ru**
Research Supervisor: Doctor of Chemistry, Leading Researcher of IOPC
Kazan Scientific Center G.P. Kayukova

Abstract: in this paper successfulness of the well-bottom zone treatment was considered, technological effect was evaluated. Non-effectiveness of conventional hydrochloric acid treatments was shown. Recommendations for deposit development improvement were given.

Key words: hydrochloric acid treatment, EOR techniques, carbonate reservoir.

Анализируемое месторождение в структурном плане расположено на юго-востоке Северо-Татарского свода в пределах Елабужского вала. Разрабатываемая залежь нефти характеризуется высокой степенью неоднородности по проницаемости, вовлеченные запасы относятся к трудноизвлекаемым. Поэтому при разработке данного месторождения особое внимание уделяется к выбору методов повышения нефтеотдачи пластов. А так как почти половина продуктивных коллекторов сложена карбонатными породами, то основным методом обработки призабойной зоны (ОПЗ) пласта являются солянокислотные обработки (СКО). Основные технологии кислотного воздействия, получившие развитие на данном месторождении – это традиционная СКО, циклическая направленная СКО (ЦНСКО) и применение поверхностно-активного кислотного состава (ПАКС).

Для анализа взяты данные по 5 скважинам, на которых были проведены как традиционные СКО, так и их усовершенствованные аналоги. За период с 2009 по 2015 года проведено 6 СКО, 3 ЦНСКО и 4 обработок ПАКС. Для оценки технологической эффективности использовались следующие параметры: изменение значений коэффициента продуктивности (табл.1), прирост дебита нефти и обводненность продукции (табл.2) и накопленная дополнительная добыча нефти и продолжительность эффекта (табл.3).

Расчет коэффициента продуктивности проводился по формуле 1

$$K = \frac{q}{\Delta P}, \quad (1)$$

где:

q – дебит нефти, т/сут;

$\Delta P = P_{пл} - P_{заб}$, МПа.

Таблица 1

Коэффициенты продуктивности до и после ОПЗ

№ Скв.	СКО		ЦНСКО		ПАКС	
	до	после	до	после	до	после
17	0,15	0,42	0,06 0,46	1,34 1,89	-	-
11	0,13	0,43	0,09	2,28	0,92	1,43
19	0,26	0,38	-	-	0,48	22,0
10	0,35	1,42	-	-	0,67	7,94
13	0,89 0,36	1 1,18	-	-	0,53	1,43

ГЕОЛОГИЯ В РАЗВИВАЮЩЕМСЯ МИРЕ

Таблица 2

Дебиты до и после ОПЗ (жидкость (м³/сут) / нефть (т/сут)/обводненность (%))

№ Скв	СКО		ЦНСКО		ПАКС	
	до	после	до	после	до	после
17	0,8/0,7/11,1	3,5/2,9/7	1,2/0,5/56 9,9/3,4/62	17/9,6/37,5 16/11,5/20	-	-
11	0,7/0,5/25	3/2,4/12	1/0,6/30	14/10,7/15	8,8/4,8/40	15/8,6/36
19	2,2/1,8/6	3/2,6/5	-	-	1,9/1,5/11	21/13,2/30
10	3,6/2,9/9	10/8,5/9	-	-	8,4/6,7/11	25/13,5/40
13	6,8/5,6/10 4,2/2,9/24	9,3/6,3/27 9/6,7/20	-	-	7,7/4,2/40	21/9,8/48

Дополнительная добыча рассчитывалась по формуле 2 [1]:

$$\Delta Q = \left(\frac{K_2 - K_1}{K_2} * q_{ж} * (1 - B_2) * T \right) \quad (2)$$

где:

ΔQ – дополнительная добыча за счет ГТМ;

K_1, K_2 – коэффициенты продуктивности скважины до и после ГТМ, т/сут*МПа;

$q_{ж}$ – текущий дебит жидкости, т/сут;

B_2 – весовая доля воды в добываемой продукции;

T – фактически отработанное время за расчетный период после ГТМ с $q_H = K_2 * \Delta P$.

Расчет проводился для каждого месяца, в котором наблюдался положительный эффект, с последующим сложением.

Таблица 2

Длительность эффекта ОПЗ и дополнительная добыча

№ Скв.	СКО		ЦНСКО		ПАКС	
	Длительность (мес.)	Доп. добыча (т)	Длительность (мес.)	Доп. добыча (т)	Длительность (мес.)	Доп. добыча (т)
17	2	91	20 4*	3152 778*	-	-
11	3	222	18	2413	6*	621,8*
19	1	33	-	-	14*	6820*
10	10	3207	-	-	14*	2195*
13	1 28	41 1461	-	-	6*	1206*

Пояснение: * эффект на 01.10.15

Положительный эффект наблюдался у всех обработок ПАКС и ЦНСКО. Из 5 традиционных СКО положительный эффект был лишь у одной. Опыт проведения стандартных СКО показывает, что в основном химическому воздействию подвергаются интервалы с

высокой проницаемостью, а остальные остаются не обработанными. Это приводит к снижению эффективности СКО и неравномерному отбору из всей толщины пласта. А так как одной из важнейших задач ОПЗ пласта является достижение максимального его охвата воздействием, необходимо применять более усовершенствованные технологии. Для данного месторождения и конкретных геологических условий таковыми явились технологии ЦНСКО и ПАКС.

Исследование закономерностей геологического строения продуктивных пластов и обобщение результатов проведенных ГТМ позволили определить основные пути совершенствования разработки слабопроницаемых неоднородных пластов:

- 1) При проведении ОПЗ целесообразно заменить обычную СКО более совершенными технологиями, в основе которых лежит селективное отклонение кислоты в расчетные интервалы пластов за счет блокировки обводненных и хорошо проницаемых пропластков;

- 2) Для каждой скважины и каждого типа коллектора необходимо подбирать уникальную рецептуру состава и время реагирования.

Успешность кислотных обработок карбонатных коллекторов турнейского яруса зависит от следующих факторов:

- 1) от параметров пласта (неоднородность коллектора, физико-химические свойства насыщающих коллектор флюидов и др.);

- 2) от выбора типа компонентного состава и объема кислотных композиций, времени выдержки и качества освоения;

- 3) регулирования интервалов кислотного воздействия с целью максимального охвата воздействием по всей мощности пласта.

Централизованное внедрение усовершенствованных технологий кислотной стимуляции позволит получить существенный технико-экономический эффект за счет дополнительной добычи нефти, сокращения затрат на закупку химических реагентов и кислотных составов сторонних организаций и фирм, а также комплексирования скважинных операций [2]. Технологии ЦНСКО и ПАКС претендуют на то, чтобы полностью заменить традиционные солянокислотные обработки для повсеместного применения на месторождениях нефти с карбонатными коллекторами при снижении продуктивности добывающих скважин и снижении приемистости нагнетательных.

Литература

1. Муслимов Р.Х. Методическое пособие по проектированию и оценке технико-экономической эффективности методов повышения нефтеотдачи. Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2010. 144 с.
2. Рахманов Р.М., Исмаилов Ф.З. и др. Разработка усовершенствованных кислотных стимулирующих композиций «КСК-Татнефть» // Ж. Нефтяное хозяйство. 2012. №3. С. 74-77.

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ МЕТАЛЛОВ В ДОМАНИКИТАХ И БАЖЕНИТАХ В КОНТЕКСТЕ ДОБЫЧИ СЛАНЦЕВОЙ НЕФТИ

Д.Т. Габдрахманов¹, А.Н. Михайлова²

¹-Казанский (Приволжский) Федеральный университет,
магистрант 1 года обучения, damir_chelny@mail.ru

²-Институт органической и физической химии им. А.Е. Арбузова
Казанского научного центра РАН, аспирант 1 года обучения

Научный руководитель: д.х.н., в.н.с. Г.П. Каюкова

Аннотация: в статье представлен краткий обзор литературных источников, освещающих проблему металлоносности сланцев. Рассмотрена возможность использования металлов в роли природных катализаторов для преобразования органического вещества горючих и черных сланцев.

Ключевые слова: горючие и черные сланцы, металлы, сланцевая нефть.

METALS DISTRIBUTION IN DOMANIC AND BAZHENOV SHALES IN THE CONTEXT OF THE SHALE OIL PRODUCTION

D.T. Gabdrakhmanov¹, A.N. Mikhaylova²

¹-Kazan Federal University,

1st year Master's Degree Student, damir_chelny@mail.ru

²-Arbuzov Institute of Organic and Physical Chemistry of Kazan
Scientific Center, 1st year Post-graduate Student

Research Supervisor: Doctor of Chemistry Sciences, Leading Researcher of
IOPC Kazan Scientific Center G.P. Kayukova

Abstract: the paper dwells upon the problems of metals distribution in shales and prospects of their application as natural catalysts for oil shales' organic substance transformation.

Key words: oil shale, metals, shale oil.

Черносланцевые углеродистые формации широко распространены в пределах основных геотектонических структур территории России, занимая возрастной диапазон от докембрия до кайнозоя. Наиболее исследованными на территории России являются доманикиты Волго-Уральской и Тимано-Печерской нефтегазоносных провинций и отложения баженовской свиты – бажениты в Западной Сибири [3]. Их отличительная особенность – высокое содержание органического вещества, наличие керогена и металлов.

В сланцах металлы содержатся в керогене и во вмещающих породах, при этом могут иметь различный генезис. «Биогенные» элементы (I, Ni, V, Ti, Fe, Al) привнесены органическим веществом, а металлоносность (Fe, Cu, Mn, Mg, V, Na) в значительной степени определяется обогащенностью металлами вмещающих горных пород. Но, как известно [4,7], захороненное нерастворимое органическое вещество (кероген) представляет собой природные геополимеры, которые в свою очередь имеют тесную геохимическую связь с металлами, так как они выступают не только как катализаторы их синтеза, но и входят в их состав. Например, ванадий и никель были в числе первых элементов, обнаруженных в нефтях в виде ванадил- и никель-порфириновых комплексов [4]. Также не исключена возможность привноса некоторых элементов (As, Sb, Hg) по трещиноватым зонам в теле фундамента [1,2]. В основном в сланцах содержатся в значительных количествах Ac, U, Fe, V, Ni, Cu, Pb, Zn, Co, Mo.

В пределах Восточно-Европейской плиты (БЕП) помимо доманиковых сланцев также распространены кукурситовые и диктионемовые сланцы раннего – среднего ордовика (Прибалтийский бассейн), горючие сланцы (ГС) верхней юры (Волжский, Центральный, Вычегодский, Тимано-Печорский, Пешский бассейны и бассейн Земли Франца-Иосифа) [3]. Кукурситы представляют интерес для промышленности в качестве топлива и химико-технологического сырья, диктионемовые сланцы привлекают внимание своим потенциалом на уран и его спутники [5]. Доманиковые сланцы [8] пользуются широким распространением на территории европейской части России. Общая протяженность развития доманиковых сланцев в Тимано-Печорском бассейне-550 км при ширине 50-70 км, в Волго-Уральском – свыше 1000 км при ширине не менее 700-800 км. Мощность сланценосной толщи, состоящей из ГС, мергелей и известняков, составляет 15-70 м, достигая 130 м. В пределах Тимано-Печорского бассейна ГС характеризуются следующими параметрами по содержанию, %: влаги аналитической – 0,4-1,0, золы-59-65,

минеральной углекислоты карбонатов – 14-24, органического вещества (ОВ) – 16-27, серы общей – 0,9-3,8 (сера в основном органическая). Теплота сгорания сланцев – до 8,2 МДж·кг, выход смолы – до 9%. ГС специализированы на Re, Bi, Mo, Ag, Sb, U, B, Pb, Zn, Sn, V [3].

На территории Западно-Сибирской плиты (ЗСП) выделяется углеродисто-терригенная формация баженовской свиты поздней юры – раннего мела, которая рассматривается в качестве основного продуцента углеводородов для богатейших месторождений нефти и газа Западной Сибири, а также вмещающей средой значительного количества урана. Черносланцевая баженовская свита развита на громадной территории – прослеживается с юго-востока на северо-запад полосой протяженностью 1200 км, шириной около 600 км. Залегает на глубинах 2100-3400 м, мощность ее составляет 15-30 м. Увеличение мощности до 50-95 м отмечено на севере плиты, а убывание до 5 м – на локальных поднятиях в пределах сводов. Высокоуглеродистые сланцы, содержащие более 10% $C_{орг}$, занимают 10-15% общей площади развития баженовской свиты, при этом минимальные содержания $C_{орг}$, как правило, составляют более 3%. Содержание урана в черных сланцах составляет до 0,007%, также присутствуют Mo – до 0,004%, фосфор – до 0,4%, ванадий и цинк – до 0,1%. В качестве основных элементов выделяются Mo, Se, Zn, U, As, Sb, в качестве второстепенных – Au, Ag, V, Ni, Cu [3].

В таблице приведены данные по наиболее распространенным в каждой их горючесланцевой формации металлам (по данным Карпузова А.Ф. и др.).

Таблица

Распределение металлов в горючесланцевых формациях России

Регион	Название формации	Металлы
ВЕС	Кукерситы и диктионемовые сланцы	U, V, Mo, P, Ag, Pb, Cu
	Доманиковые сланцы	Re, Mo, U, B, Ag, Sb, Pb, Zn, Sn, V
	Цехштейн	Au, Cu, Pb, Zn, Mo, V
	Горючие сланцы верхней юры	V, Mo, Pb, Ag, Zn, Co, Sc, Mn, Re, Cd, Se
ЗСП	Баженовская свита	U, Mo, Sc, As, Sb, Zn, V, P

Металлы, а именно Fe, Ni, Ti, Zn и др., являются потенциальными катализаторами для проведения гидротермально-каталитических воздействий с целью получения синтетической керогеновой нефти. Она извлекается из горючих сланцев с высоким содержанием органического вещества (керогена) с использованием специальных технологий (нагрев, перегонка измельченных сланцев, гидротермально-каталитическое преобразование) [4,6]. Полученные

данные свидетельствуют, что элементы, применяемые в качестве катализаторов и, как правило, нагнетаемые в пласт, уже содержатся в породе.

Добыча сланцевой нефти требует новейших технологий. Среди них гидротермально-каталитическое воздействие на органическое вещество сланцев. Согласно полученным данным, металлы-катализаторы в черносланцевых высокоуглеродистых формациях присутствуют, причем в таких количествах, что возможна даже их самостоятельная разработка в ближайшем будущем.

Литература

1. Бабаев Ф.Р., Пуанова С.А. Геохимические аспекты микроэлементного состава нефтей / Под научной редакцией академика НАНА И.С. Гулиева. М.: «Недра», 2014. 181 с.: ил.
2. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И. К вопросу о формировании нефтематеринских толщ // Георесурсы. 2006. №4 (21). С. 6-10.
3. Карпузов А.Ф., Карпунин А.М., Соболев Н.Н., Мозолева И.Н. Минерально-сырьевой потенциал черносланцевых формаций платформенных комплексов России [Электронный ресурс] // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2008. №2. С. 12-18; URL: <http://geoinform.ru/wp-content/uploads/MRR/Mrr-2-2008.pdf> (дата обращения: 04.02.2016).
4. Каюкова Г.П., Романов Г.В., Лукьянова Р.Г., Шарипова Н.С. Органическая геохимия осадочной толщи и фундамента территории Татарстана. М.: ГЕОС, 2009. 487 с.
5. Михайлов В.А., Чернов В.Я., Кушнеренко В.К. и др. Диктионемовые сланцы Прибалтийского бассейна – перспективный объект промышленного освоения на уран и другие полезные ископаемые // Мат. по геологии месторождений урана, редких и редкоземельных металлов. М.: ВИМС, 2006. Вып.149. С. 92-98.
6. Остроухов С.Б., Плотникова И.Н., Носова Ф.Ф., Пронин Н.В. К вопросу о геохимических критериях изучения фациальных условий формирования сланцевых отложений // Георесурсы. 2015. №3 (62). Т.1. С. 42-47.
7. Столбова Н.Ф., Исаева Е.Р. Литолого-геохимические особенности отложений Яновстанской свиты Ванкорской площади [Электронный ресурс] // Фундаментальные исследования. 2014. № 11-4. С. 826-831; URL: <http://www.fundamental-research.ru/ru/article/view?id=35640> (дата обращения: 01.02.2016).
8. Юдович Я.Э., Кетрис М.П. Геохимия черных сланцев. Л.: Наука, 1988. 272 с.

ФАЦИАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ОТЛОЖЕНИЙ ШЕШМИНСКОГО ГОРИЗОНТА ПО КАРОТАЖНЫМ ДИАГРАММАМ

Р.Р. Гарипов¹, Н.А. Ихсанов², Н.Г. Нурғалиева
Казанский (Приволжский) федеральный университет,
¹-студент 3 курса, *rail.fox1995@gmail.com,*
²-аспирант 2 года обучения, *niyaz_ikhсанov@mail.ru*

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Н.Г. Нурғалиева

Аннотация: в настоящей работе представлен фациальный анализ шешминских отложений на основе данных по керну и гамма – каротажу (ГК) скважинных разрезов.

Ключевые слова: шешминские отложения, фациальный анализ.

FACIES ANALYSIS OF SEDIMENT OF SHESHMIN HORIZON FROM WIRELINE LOGS

R.R.Garipov¹, N.A. Ihsanov², N.G. Nurgalieva
Kazan (Volga) Federal University,
¹-3^d year Student, *rail.fox1995@gmail.com,*

²-2nd year Post-graduate Student, *niyaz_ikhсанov@mail.ru*

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor
N.G. Nurgalieva

Abstract: this paper presents facies characteristics of the Ufimian (Sheshminskian) rocks on the basis of core data and gamma ray (GR) curves from well sections.

Key words: the Ufimian sediments, facies.

Объектом исследования стали отложения шешминского горизонта нижней перми Волго-Уральской нефтегазоносной провинции на примере Кармалинской площади. Главными полезными ископаемыми этих отложений являются залежи природных битумов.

Залежи отличаются сложным геологическим строением: распределение коллекторов и их свойства преимущественно обусловлены палеофациальными обстановками. С целью установления наиболее точных моделей сложнопостроенных залежей, геологические объекты необходимо изучать не как единое целое, а выделять в них составные части. Одним из таких методов является фациальный анализ, с помощью которого объект разбивается на участки различных отложений (фаций), в зависимости от их литологии и обстановок осадконакопления.

В данной работе фациальный анализ проводится на основе рассмотрения кривой гамма-каротажа (ГК) и данных по керну пород шешминского горизонта.

Горизонт делят на нижнюю - песчано-глинистую и верхнюю – песчаниковую пачки (рис.1.)

Песчано-глинистая пачка – (0-85 м) представлена преимущественно терригенными породами – красновато-коричневыми и зеленовато-серыми глинами, песчаниками и алевролитами с подчиненными прослоями известняков и гипсов. В редких скважинах в пластах песчаников песчано-глинистой пачки выделены продуктивные битуминозные пласты мощностью 1-4 м но значительных скоплений они не образуют.

Песчаниковая пачка – («Гудронные песчаники», ашальчинская пачка) (0-42 м) получила распространение в бассейне р. Шешмы и в верховье р. Зая. Песчаниковая пачка располагается не повсеместно, а отдельными узкими рукавообразными зонами, вытянутыми параллельно друг к другу в северо-западном направлении и параллельно относительно современной долины р. Шешмы [2].

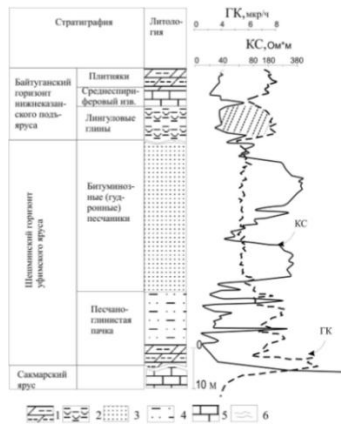


Рис. 1. Типовой разрез скважины в зоне развития уфимских залежей высоковязких нефтей и битумов (Ашальчинская площадь). 1 – известковистая глина; 2 – глины с остатками лингул; 3 – песчаник; 4 – переслаивание алевролитов, глин, песчаников; 5 – известняк; 6 – резкая граница между пластами.

Фациальная невидержанность песчано-глинистой пачки, свидетельствующая о нестабильности условий осадконакопления в раннешешминское время, подчеркивается в работе Успенского Б.В. В конце шешминского времени на большей части Урало-Поволжья

рельеф нижнепермских отложений был погребен в результате формирования пород нижней песчано-глинистой пачки уфимского яруса, образовавшейся в часто меняющихся обстановках. Кластический материал осаждался в подвижной гидродинамической среде с врезом в подстилающие слои. Таким образом, осадки формировались в подводно-дельтовой (авандельтовой) части древней реки [1,3].

На примере скважины №68 Кармалинской площади (Республика Татарстан) была произведена фациальная интерпретация кривой ГК. По аналогии с кривой ПС методом Муромцева были выделены гидродинамические уровни (рис.2.)

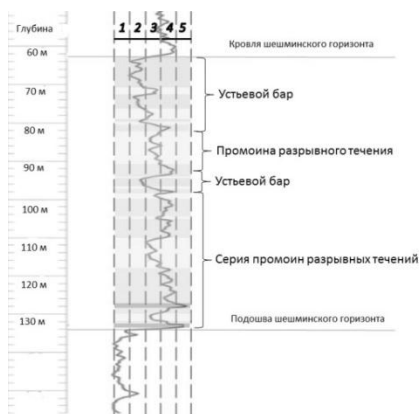


Рис. 2. Схематическая модель шешминского горизонта

Опираясь на теорию авандельтового происхождения шешминского горизонта, описанную Б.В. Успенским, и на результаты интерпретации кривой ГК методом Муромцева, были сделаны следующие выводы.

В раннешешминское время в районе скв. 68 на территории современного Кармалинского месторождения преобладала в основном низкая и средняя гидродинамическая обстановка осадконакопления, что способствовало накоплению преимущественно смешанных и алевритистых терригенных пород.

В позднешешминское время гидродинамика резко меняется на активную, гидродинамический уровень практически поднимается до 1-ой категории (очень высокого). Происходит накопление в основном мелко- и среднезернистого песчаника.

Интерпретация гидродинамических обстановок подтверждается описанием литологии, сделанной советскими геологами в 1974 г. Для

большей достоверности интерпретации использовались различные методики фациального анализа отечественных и зарубежных ученых (рис.2), в том числе и фациальные модели К. Кендолла.

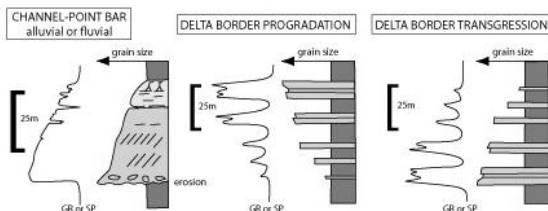


Рис. 3. Фациальные модели дельт и речных долин по Christopher G. St.C. Kendall.

Наиболее близкой моделью к нашей оказалась модель Delta Border Progradation (размыв границы дельты). Предположительно, происходила постепенная смена спокойных условий осадконакопления (продельты) на активные условия (авандельты, фронта дельты, надводной части дельты). Таким образом, в районе скв №68 Кармалинского месторождения в шешминское время происходила регрессия моря.

При интерпретации кривой ГК различными методами на примере скважины №68 Кармалинского месторождения подтверждается мнение Б.В. Успенского о том, что в шешминское время существовали дельтовые условия осадконакопления. Полученная информация о гидродинамических уровнях доказывает результаты исследований Г.А. Петрова о том, что отложения шешминского возраста следует разделять на два крупных лито-фациальных комплекса (верхнюю и нижнюю).

Литература

1. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. СПб: Изд-во «Недра», 1984. 260 с.
2. Павлов П.Д., Петров Г.А. К вопросу о поисках битумов в песчаниках уфимского яруса. – В кн.: Вопросы геологии и нефтеносности Среднего Поволжья. – Казань, 1974. вып. 4. – С. 59-70.
3. Успенский Б.В., Валеева И.Ф. Геология месторождений природных битумов Республики Татарстан – Казань: Изд-во ООО «ПФ «ГАРТ», 2008. – 349 с.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЖУКОВСКОЙ ПЛОЩАДИ (ЮГО-ВОСТОК ПЕРМСКОГО КРАЯ)

А.В. Гатаулина

Пермский государственный национальный исследовательский университет, магистрант 1 года обучения, nura.petnura@yandex.ru

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Т.В. Карасева

Аннотация: проведен анализ перспектив нефтегазоносности юго-востока Пермского края на Жуковской площади. По материалам бурения 54 поисковых и разведочных скважин на 28 поднятиях получены притоки углеводородов. 7 месторождений нефти находится в разработке.

Ключевые слова: нефтегазоносность, месторождения, запасы, перспективность, Жуковская площадь.

OIL AND GAS PROSPECTS ZHUKOVSKAYA AREA (SOUTH-EAST OF PERM KRAI)

A.V. Gataulina

Perm State University,

1st year Master's Degree Student, nura.petnura@yandex.ru

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor

T.V. Karaseva

Abstract: the analysis of the petroleum potential of the south-east of Perm region in the Zhukovskaya area. According to the materials of 54 drilling of prospecting and exploration wells on 28 elevations obtained inflows of hydrocarbons. 7 oil fields is in development.

Key words: petroleum potential, deposits, reserves, prospects, Zhukovskaya area.

Актуальность работы связана с необходимостью поддержания на высоком уровне сырьевой базы Пермского Приуралья – старейшего нефтедобывающего района Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. В современных условиях в связи с высокой степенью освоения территорий эффективность поисковых работ снижается. Объектами поисков являются малоразмерные локальные структуры, пропущенные залежи нефти в антиклинальных ловушках, а также сложнопостроенные ловушки углеводородов (УВ). В последние годы отмечено смещение геологоразведочных работ из бортовых внутренних бортовых зон Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП), характеризующихся высокой степенью геолого-

геофизической изученности, во внешние и бортовые или, так называемые, зарифовые зоны – менее изученные районы. Для слабоизученных районов юго-восточной части Пермского Прикамья актуальным остается вопрос уточнения закономерностей в размещении залежей нефти и газа [5].

Одним из наиболее перспективных нефтегазоносных районов края является Жуковская площадь, занимающая его юго-восточную окраину. В административном отношении Жуковская площадь находится в Чернушинском (западная половина) и в Октябрьском (восточная половина) районах Пермского края, в 40 км к востоку от г. Чернушка. В орографическом отношении она расположена на восточной окраине Восточно-Европейской равнины. Западная ее половина располагается в пределах Буйской наклонной равнины области денудационной равнины Приуралья, восточная половина занимает часть области приподнятой денудационной равнины Уфимского плоскогорья в пределах юго-западной части Сылвинского кряжа. Возвышенная и холмистая равнина, глубоко расчлененная долинами небольших рек, имеет максимальные абсолютными отметками рельефа 270-282 м, минимальные – 150-170 м, приурочены к урезам рек Тюй, Атер, Козьмаш.

В региональном тектоническом плане Жуковская площадь расположена в восточной части Восточно-Европейской (Русской) платформы, в пределах Волго-Уральской антеклизы, в северной части Башкирского свода. Из крупных структурных элементов находит отражение восточная часть Чернушинской валообразной зоны (по отметкам -1850) – в западной части площади. Моноклинальное погружение кровли терригенной пачки тиманского горизонта осложнено системой малоамплитудных структурных мысов субмеридионального простирания, разделенных пологими флексурами и структурными заливами. Особенно они проявляются в восточной части площади, где также проявляется ступенчатое строение этой поверхности, а тектонические ступени имеют северо-западную ориентировку. Для этой территории характерна диагональная система тектонических нарушений, установленная аэрокосмогеологическими исследованиями (СЗ и СВ направлений), в местах пересечений которых в условиях повышенной неотектонической активности располагаются многие локальные положительные структуры [1,4]. Установлены (сейсморазведкой и структурным бурением) 24 локальные структуры, подтвержденные глубоким бурением. Аэрокосмогеологическими методами намечены еще несколько десятков ландшафтных аномалий, отождествляемых с локальными

положительными структурами предположительно тектоно-седиментационного генезиса [2].

В строении верхней части земной коры выделено несколько структурных комплексов. Наиболее древней структурной поверхностью является глубоко эродированная поверхность дорифейского фундамента. В целом, кристаллический фундамент характеризуется сложным блоковым строением, в различной степени влияющим на структуру осадочного чехла. Осадочный чехол на площади работ представлен рифейскими, вендскими, верхнепалеозойскими и кайнозойскими отложениями. Толщина его меняется от 4 до 10 км в соответствии с глубиной залегания поверхности фундамента. В разрезе описываемой территории выделяется четыре структурных этажа: рифейский, вендский, палеозойский и кайнозойский [1].

Жуковская площадь по нефтегазогеологическому районированию расположена на границе и пределах двух нефтегазоносных областей – прибортовых и внутренних частей ККСП и юго-восточного позднедевонского палеошельфа. Из 7 основных регионально нефтеносных комплексов, выделяемых в палеозойском осадочном чехле Пермского Приуралья, на территории Жуковской площади промышленно нефтеносны следующие комплексы: девонский (эмско-тиманский) терригенный, верхнедевонско-турнейский карбонатный, нижне-средневизейский терригенный, верхневизейско-башкирский карбонатный, верейский терригенно-карбонатный. Потенциально нефтеносным может быть вендский терригенный комплекс [6].

В результате проведения поисково-разведочного бурения на данной площади пробурено 54 скважины (34 поисковых и 20 разведочных), на 28 поднятиях. На 19 структурах получены притоки углеводородов, из них – 5 структур дали не промышленные скопления нефти.

В результате исследований их керны были установлены нефтепроявления во всех изученных скважинах, за исключением скв. 505, 515, 519 – где нефтепроявления не установлены.

На территории Жуковской площади расположено 7 месторождений нефти находящихся в разработке: Павловское, Судановское, Новосеминское, Камышловское, Одиновское, Трифоновское, Поспеловское. На северной границе территории расположены еще 2 месторождения (в пределах Енапаевской площади глубокого бурения) – Солдатовское и разведываемое Шароновское месторождение.

Суммарные извлекаемые запасы нефти открытых на Жуковской площади залежей, за исключением Павловского месторождения, составили: по категориям $A+B+C_1$ – 6406 тыс. т.; по категории C_2 – 1324 тыс. т. [1]. Что составляет по данным 2014 г. 1,2% и 1,6% от обще суммарно извлекаемых запасов нефти по Пермскому краю категорий $A+B+C_1$ и C_2 соответственно.

Основные запасы нефти сосредоточены в визейских терригенных, турнейских и фаменских карбонатных отложениях.

Таким образом, можно сделать вывод о целесообразности дальнейшего проведения поисково-разведочных работ и разработки месторождений на Жуковской площади и новых поисков на участках с повышенной неотектонической активностью.

Литература

1. Копылов И.С. и др. Поиски и разведка залежей нефти на Жуковской площади. Геологический отчет о результатах поисково-разведочного бурения на Жуковской площади. ООО «ПермНИПИнефть». Пермь, 2008. 272 с.
2. Копылов И.С. Анализ результатов и перспективы нефтегазописковых аэрокосмогеологических исследований Пермского Приуралья // Вестник Пермского университета. Геология. 2015. № 4 (29). С. 70-81.
3. Копылов И.С. Линейно-геодинамический анализ Пермского Урала и Приуралья // Современные проблемы науки и образования. 2012. № 6.
4. Копылов И.С., Козлов С.В. Неотектоническая модель нафтидогенеза и минерагеническая роль геодинамических активных зон // Вестник Пермского университета. Геология. 2014. № 1 (22). С. 78-88.
5. Пятунина Е.В. Анализ эффективности подготовки структур и прогноз нефтегазоносности верхнедевонско-нижнекаменноугольной толщи юго-востока Пермского Прикамья / Автореф. дис. канд. геол.-мин. наук. Пермь, 2009.
6. Сулима А.И. Геология и нефтегазоносность верхнедевонско-турнейского карбонатного комплекса юго-востока Пермского края // Нефтяное хозяйство. 2011. № 10. С. 44-48.

АДАПТАЦИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В СРЕДЕ BOS

А.В. Голдырев

**Уфимский государственный нефтяной технический университет,
магистрант 1 года обучения, shurik_gold@mail.ru**

Научный руководитель: д.т.н., профессор Ш.Х. Султанов

Аннотация: адаптация модели по истории имеет своей целью, прежде всего корректировку параметров модели таким образом, чтобы эти параметры (PVT свойства. ОФП. проницаемость и т. п.) были как можно ближе к реальным значениям. Теоретически это должно гарантировать получение в дальнейшем достоверного прогноза.

Ключевые слова: модель, адаптация, ГДМ, PVT, ОФП, гидродинамика.

HYDRODYNAMIC MODEL ADAPTATION OIL FIELDS IN THE ENVIRONMENT BOS

A.V. Goldyrev

Ufa State Petroleum Technological University,

1st year Master's Degree Student, shurik_gold@mail.ru

Research Supervisor: Doctor of Technical Sciences, Professor S.H. Sultanov

Abstract: adaptation of the model history aims primarily adjusting the parameters of the model so that these parameters (PVT properties. RPT. Permeability and m. P.) As close as possible to the real values. Theoretically, this should ensure in the future receipt reliable forecast.

Key words Model adaptation, HDM, PVT, RPP, hydrodynamics.

Гидродинамическая модель месторождения (ГДМ) — это математическая модель, воспроизводящая физические процессы в месторождении нефти или газа при его разработке.

ГДМ включает в себя:

1. геологическую модель (ГМ). Сюда входят такие параметры, как PERMX-песчанистость, PORO-пористость, SWATINIT-водонасыщенность, GRID и NTG. А так же данные сеймики, исследования керна.

2. данные разработки: Гид, МЭР. ГТМ-перфорации, ГРП, техрежимы (забойное давление и т. п.).

3. PVT-свойства. Сюда же входят вязкость нефти и воды, сжимаемость, объёмник и газонасыщенность.

В результате мы имеем гидродинамическую модель, которую следует адаптировать. В ходе адаптации необходимо придерживаться рекомендуемой ниже последовательности действий:

1. Анализ среднего пластового давления

Необходимо убедиться, что отклонение пластового давления в любой момент времени не превышает $\pm 15\%$ от начального пластового давления залежи и не имеет явного тренда на возрастание или убывание [1].

В противном случае меняем закачку жидкости инжекторами так, чтобы пластовое давление было стабильным. Меняем коэффициенты эффективности выбранных нагнетательных скважин.

Важным моментом является качественный контроль за изменением пластового давления отвечающий реальным показателям разработки эксплуатационного (моделируемого) объекта [3,4]

2. Анализ пластового давления в ячейках сетки (давление на контуре питания скважины)

В каждой ячейке сетки мы имеем возможность просмотреть динамику изменения пластового давления. Необходимо, чтобы отклонение от среднего пластового давления в любой момент времени составляло не более ± 50 атм. Для выполнения контроля реализован инструмент вырезания секторной модели, который позволяет оценивать динамику изменения параметров на контуре питания скважины. Увеличение проницаемости приводит к уменьшению отклонения от среднепластового давления и наоборот.

3. Выбор ОФП нефти и воды

Относительные фазовые проницаемости (ОФП) – характеристика, описывающая совместное относительное течение фаз в пласте. С помощью модифицирования относительных фазовых проницаемостей осуществляется интегральная адаптация обводненности и дебитов флюидов.

4. Установка соответствия дебитов

Увеличив подвижность одного флюида, Вы получите ее увеличение в расчетных дебитах этого флюида.

Параметры, которые можно менять: ОФП и PVT свойства флюидов, проницаемость призабойной зоны скважины, скин-факторы скважин во времени, параметры закачки воды нагнетательными скважинами.

Скин-фактор характеризует степень «загрязненности» скважины. Уменьшение скин-фактора приводит к увеличению притока к скважине. Значения -4.7 -4 соответствуют проведению ГРП на скважине. Таким образом, скин-фактор может принимать значения – 4.7. 100. Увеличение этого параметра уменьшает приток к скважине [2].

5. Установка соответствия забойных давлений

Последним шагом при адаптации является подбивка забойных давлений на добывающих и нагнетательных скважинах. Забойное давление так же регулируется скин-фактором скважины. Подбираем скин-фактор для скважины таким образом, чтобы значения расчетных забойных давлений, на выбранный временной интервал для адаптации

истории, совпадали с фактическими (на основе данных из техрежимов). Уменьшая скин-фактор добывающей скважины, Вы увеличиваете забойное давление. И наоборот. Уменьшая скин-фактор нагнетательной скважины, Вы уменьшаете забойное давление. И наоборот.

Литература

1. Латыпов А.Р., Хаит А.П. Пакет трёхмерного гидродинамического моделирования залежей углеводородов BOS. 2012. С. 269.
2. Басиев К.С. Подземная гидромеханика // М. Недра. 1993. С. 416.
3. Султанов Ш.Х. Метотехнология системного анализа разработки нефтяных месторождений с различными категориями трудноизвлекаемых запасов // Уфа: ООО «Монография», 2009. С. 204.
4. Хузин Р.Р., Андреев В.Е., Дубинский Г.С., Султанов Ш.Х., Мухаметшин В.Ш. Геотехнологическое обоснование ресурсосберегающих методов освоения трудноизвлекаемых запасов нефти // Уфа: Изд-во УГНТУ. 2012. С. 253.

НИСХОДЯЩАЯ МИГРАЦИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ПРИМЕРЕ НЕСКОЛЬКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

А.М. Горбунов

Пермский государственный национальный исследовательский университет, студент 3 курса, alekseyfan1995@mail.ru

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент О.Е. Кочнева

Аннотация: в данной статье показано, что в ходе различных исследований нисходящий миграций УВ были выявлены условия формирования пластов с субгидростатическими давлениями, способных вбирать в себя УВ из вышележащих толщ. Представлен механизм процесса и приведены примеры месторождений с описанием явления в них.

Ключевые слова: нисходящие движения, депрессионные водонапорные системы, пластовое давление.

DOWNWARD MIGRATION OF HYDROCARBONS IN SEVERAL FIELDS

A.M. Gorbunov

Perm State University, 3rd year Student, alekseyfan1995@mail.ru

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Professor
O.E. Kochneva

Abstract: *this article shows that in different trials the downward migration of hydrocarbons were identified conditions for the formation of layers with substitutions pressures, capable of absorbing hydrocarbons from the overlying strata. The mechanism of the process and examples of fields describing the phenomena in them.*

Key words: *the downward movements, the depression water system, reservoir pressure.*

Исследование механизмов нисходящей миграции активно ведется с 80-х годов XX века. На этой фундаментальной основе разработана теория депрессионных водонапорных систем (ДВС) [3,7]. К настоящему времени установлены важнейшие факторы нисходящей миграции подземных вод, как доминирующего геофлюидодинамического режима в пределах ДВС [1,2].

ДВС встречаются практически в любом осадочном бассейне, но, как правило, они носят локализованный характер, поэтому не всегда распознаются. Известны, в частности, такие зоны в пределах Ферганской впадины, где по ряду признаков, в том числе и по результатам палинологического анализа нефти, доказан мезозойский возраст нефти в породах верхнего палеозоя на месторождении Ниязбек – Северный – Каракчикум. Здесь имеет место ремиграция УВ из вышележащих – в нижележащие отложения. Так, на Южно-Аламышской структуре в скв. 256 и 707 отмечены нефтегазопоявления из палеозоя, в скв. 723, 1П, 782 получена нефть; в одной из них (скв. 1П) палинологический анализ показал, что выявленные споры и пыльца в целом датируются мезозоем-кайнозоем [6].

Механизм проявления такой формы миграции вызван снижением гидродинамического потенциала с глубиной. Данное явление обусловлено рядом геологических факторов. Согласно ходу геологического развития, происходит трансформация пластовых давлений трансформируются от сверхгидростатических к нормальным гидростатическим, а позже – к субгидростатическим, причем сверхгидростатические давления формируются на этапе резкого погружения территории и практически по той же причине, на этапе вздымания территории происходит «отставание» подъема уровня вод, что наиболее заметно проявляется на больших глубинах, где блоковость геофлюидодинамического поля препятствует быстрому выравниванию пластовых давлений по латерали.

Установлено, на стадии тепловой деградации осадочных бассейнов в связи с резким снижением пластовых температур и давлений и, как следствие, объема пластовых вод инфильтрация вод может проявиться. Наиболее полное представление об этих гидродинамических процессах можно получить на основе палинологических исследований состава микрофоссилий газов, нефтей и подземных вод.

Нередко наблюдается сосуществование различных режимов пластовых давлений в пределах единого месторождения. Примером подобной ситуации можно считать распределение пластовых давлений на месторождении Белый Тигр [5]. Здесь отмечаются давления как выше, так и ниже гидростатических. По мере разработки продуктивных горизонтов пластовые давления падают настолько интенсивно, что говорить о сколько-нибудь значимых глубинных подтоках УВ-флюидов не приходится.

Замеры, проведенные в скважинах с 1994 года, представленные на рисунке 1, свидетельствуют о значительном снижении пластовых давлений, в ряде случаев вдвое (по скв. 88 за полтора года – с 31,7 до 16,6 МПа). В скв. 61, пробуренной в 1989 году, первоначальное пластовое давление на глубине 3644 м составляло 35,9 МПа, в 1998 году – 20,3 МПа, т.е. снизилось на 15,6 МПа. На глубине 3664 м уже в 1994 году давление составляло 18,4 МПа, к 1999 году оно снизилось до 11,6 МПа.

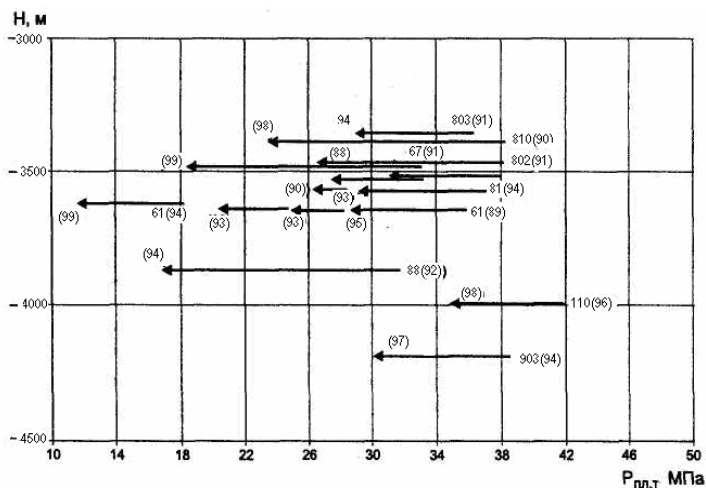


Рис. 1. Характер изменения пластовых давлений в процессе разработки залежей нефти в гранитоидах Северного свода месторождения Белый Тигр

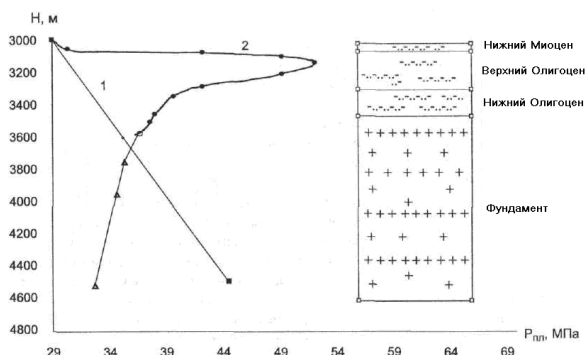


Рис. 2. Схема изменения пластовых давлений по разрезу месторождения Белый Тигр

1 – гидростатическое давление; 2 – реальное пластовое давление

Данные, проиллюстрированные на рисунке 2 свидетельствуют о том, что, хотя возрастание с глубиной гидродинамического потенциала месторождения Белый Тигр закономерно, в отдельных геологических ситуациях имеет место стабилизация значений пластовых давлений и даже их снижение. Это является принципиально важным обстоятельством для обоснования неоднородности распределения пластовых давлений в пределах одного месторождения.

Таким образом, приведенные сведения о нисходящей миграции УВ, позволяют утверждать, что картина барического режима глубоких недр более сложна, чем представлялось ранее: наряду с восходящими движениями существуют компенсирующие их нисходящие движения подземных вод и вместе с ними УВ. Весьма часто различные режимы сосуществуют не только в одном осадочном бассейне, но и в пределах единого месторождения, что является следствием тектонической блочности месторождений [4]. Исходя из этого, выявляется необходимость в дальнейшем более детальном изучении явления нисходящей миграции УВ.

Литература

1. Абукова Л.А., Яковлев Ю.И. Геоэкологическая концепция разработки месторождений нефти с низким гидродинамическим потенциалом // Нефтепромысловое дело. 2008. № 5. С. 15-18.
2. Богашова Л.Г. Роль нисходящей фильтрации галогенных вод в нефтеобразовании // Нефтегазовая гидрогеология на современном этапе:

(теоретические проблемы, региональные модели, практические вопросы). М., 2007. С. 209-220.

3. Боровский Л.В., Кремнецкий А.А. Геологическая роль подземных вод при прогрессивном метаморфизме в условиях открытых и закрытых систем // Подземные воды и эволюция литосферы. М., 1985. Т.2. С. 8-13.

4. Гуревич А.Е. Давление пластовых флюидов / А.Е. Гуревич, М.С. Крайчик, Н.Б. Батыгина и др. Л.: Недра, 1987. 223 с.

5. Кошляк В.А. Гранитоидные коллекторы нефти и газа. Уфа: Изд-во «Тау», 2002. 256 с.

6. Медведева А.М. Палинологическое изучение нефти. М.: Наука, 1978. 92 с.

7. Яковлев Ю.И. Теория и примеры нисходящей миграции углеводородов. Формирование, поиск и разведка газовых залежей: сб. науч. тр. ВНИИГаз. М., 1988. С. 29-37.

КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ ДАННЫХ ПРИ ГЕОЛОГИЧЕСКОМ МОДЕЛИРОВАНИИ

А.В. Горшенин, Е.М. Викторова, П.Д. Савченко

*Уфимский государственный нефтяной технический университет,
магистрант 1 года обучения, brut61@rambler.ru*

Научный руководитель: д.т.н., профессор Ш.Х. Султанов

***Аннотация:** статья посвящена использованию методики комплексного анализа геологических данных при наличии маломощных коллекторов аллювиально-дельтового генезиса, которые невозможно идентифицировать с помощью 3D-сейсмической съемки.*

***Ключевые слова:** моделирование, пласт, керн, двухточечная статистика.*

COMPREHENSIVE ANALYSIS OF THE DATA FOR GEOLOGICAL MODELING

E.M. Viktorova, A.V.Gorshenin, P.D. Savchenko

*Ufa State Petroleum Technological University,
1st year Master's Degree Student, brut61@rambler.ru*

Research Supervisor: Doctor of Technical Sciences, Professor
S.H. Sultanov

***Abstract:** the article is devoted to the use of methods of integrated analysis of geological data in the presence of low-power collectors alluvial - deltaic genesis, which can't be identified by 3D seismic shooting.*

***Key words:** modeling, reservoir, core, two-point statistics.*

На данный момент в мире изучено большое количество залежей нефти и газа приуроченных к отложениям речных и дельтовых комплексов юрского возраста. Аллювиальные толщи часто содержат мощные песчаные пласты с высококачественными коллекторами, которые характеризуются значительной внутренней неоднородностью, сложностью геологического строения и неоднозначным распространением по площади. Ввиду таких сложностей становится затруднительным определение подтипа речной системы, тел одной фациальной принадлежности и их пространственного расположения, при отсутствии детальной информации. Кроме того, перед геологом стоит задача в подборе правильного алгоритма моделирования, который позволит адекватно отразить сложившуюся концепцию залегания продуктивных тел и распространить их в межскважинном пространстве. Ошибки на этапе анализа входных данных и геологического моделирования пластов отражаются на правильности подсчета запасов, построении гидродинамической модели, получении уровней добычи и, соответственно, на расчетах прибыли проекта. С вышеперечисленными проблемами связаны среднеюрские отложения тюменской свиты, охватывающие значительную часть Западно-Сибирского бассейна и содержащие в себе значительные запасы УВ. С геологической точки зрения свита является трудным объектом исследования вследствие литологической неоднородности, высокой расчлененности, полифациальности осадочного материала, сложной геометрии тел типа «лабиринт», и, соответственно, сложной гидродинамической связи между телами.

Работа была выполнена на примере пласта среднеюрского возраста тюменской свиты, характеризующейся латеральной и вертикальной неоднородностью распространения коллекторов. В ходе анализа получена детальная фациальная модель пласта Ю₂.

Комплексный подход к изучению геологических данных включает в себя 4 этапа:

1. Анализ региональных работ. Основан на лицензионных и региональных работах о палеогеографическом представлении обстановки осадконакопления, в среднеюрское время снос осадочного материала происходит с юга – юго-востока в область мелководно-морского бассейна на севере. Тайлаковское месторождение охватывает преимущественно континентальную территорию, а также транзитную часть между континентом и морем. Преобладающей системой транспортировки осадочного материала на континенте является руслово-дельтовый комплекс, предположительно включающий как субэзральную, так и продельтовую часть на море.

2. *Анализ сейсмических данных.* Сейсмические данные являются самым крупномасштабным источником информации о геологическом строении месторождения, позволяющим с удовлетворительной степенью точности выделить фациальные элементы аллювиальных комплексов в межскважинном пространстве.

В лучшем случае становится возможным напрямую трансформировать данные сейсмического атрибута в геологическую модель. Фактически специалисты большинства месторождений сталкиваются с проблемой качества входных данных, что уменьшает число примеров успешного применения данной методики русловых поясов. На данном этапе были получены границы и тренды видимых русловых поясов [1].

3. *Анализ керна и электрофациальный анализ.* Помимо сейсмических материалов, для создания концептуальной и детальной фациальной модели использовалась фундаментальная скважинная информация, такая как каротажи ГИС и керновые данные.

Первоочередным шагом являлась внутрипластовая корреляция продуктивных горизонтов с использованием кривых ГК, ИК, НК и др. с целью детализации геологического строения.

Так, к примеру, меандрирующему руслу/дельтовому каналу соответствует колоколообразная форма кривой, отражающая уменьшение зернистости вверх, в пределах цикла. Пески разлива характеризуются дискретной «пилообразной» отрицательной аномалией ГК, а бар аванделы – более выдержанной отрицательной аномалией с преимущественным увеличением показаний вверх в пределах цикла. Данная интерпретация кривых ГИС подтверждается анализом керновых данных [2].

При соотнесении циклов русловых отложений (распределительных дельтовых каналов) были замечены основные характерные признаки: средне-мелкозернистый песчаник имеет тенденцию к уменьшению зернистости вверх по разрезу и переходит в глинисто-углистые отложения, характеризующие заболоченные равнины или старицы. В пределах цикла в подошве наблюдалась мутьдообразная текстура, переходящая в косую слоистость вплоть до отсутствия текстур в кровлет [3].

Фация устьевых баров, в свою очередь, характеризуется регрессивной последовательностью осадконакопления, т.е. увеличением зернистости вверх по разрезу.

Пески пойменных разливов характеризовались средне-мелкозернистыми дискретными песчаными телами среди мелкозернистых пойменных глинисто-углистых отложений. В

результате данного этапа были выделены 3 фации коллектора (распределительные каналы, устьевые бары, пески разлива) и неколлектор (фация пойм).

4. *Моделирование русловых отложений.* На данном этапе сложившееся геологическое представление необходимо перенести в 3Д геологическую модель с учетом взаиморасположения геологических тел в пространстве и их фациальной принадлежности.

В качестве алгоритма была выбрана классическая двухточечная статистика, использующая скважинные данные, вариограммный анализ и тренд распространения литологии.

В рассматриваемом случае сложностью стохастического моделирования является факт дифференциации коллектора на несколько фаций в пределах одного пласта. Для решения данной ситуации, по результатам фациального анализа были откартированы границы площадного распространения русловых поясов, устьевых баров и песков разлива. В пределах распространения каждой фации был построен 2Д тренд посредством вычисления ее доли в интервале пласта. Данные карты строились с использованием статистического материала мировых аналогов, а именно ширины и толщины характерных фаций. Помимо этого, интервалу коллектора присваивался номер фации, и создавалась кривая «индекса фации», которая подвергалась апскейлингу. Впоследствии литологический куб строился методом SIS с использованием 2Д трендов, контролирующих площадное распространение дельтовой системы.

При сопоставлении результатов моделирования с палеогеографическими и сейсмическими данными стало видно, что комплексное использование входных данных позволило смоделировать концептуальное направление геологических тел, где баровые тела направлены вкрест подводящим распределительным каналам.

Основной целью построения геолого-гидродинамической модели на Тайлаковском месторождении является проектирование сетки скважин, которая позволит эффективно разрабатывать месторождение с минимальными затратами и максимальной прибылью. Для оценки экономического эффекта от создания новой модели с детальным фациальным анализом было произведено ее сравнение с предыдущей моделью с использованием проектной сетки скважин, сформированной на основе менее детальной модели.

Литература

1. Ампилов Ю.П. От сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений нефти и газа. Москва, Спектр, 2008. С. 15.
2. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. Недра, 1984. С. 25.
3. Рыкус М.В., Рыкус Н.Г. Седиментология терригенных резервуаров углеводородов. Уфа, Мир печати, 2014. С. 54.

ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ МНОГОПЛАСТОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

А.А. Гумеров

*Казанский (Приволжский) федеральный университет,
магистрант 1 года обучения, artur_gamer@list.ru*

Научный руководитель: д.г.-м.н., доцент Р.З. Мухаметшин

Аннотация: в настоящей работе основное внимание уделено оптимизации размещения запроектированных скважин с учетом величины удельных извлекаемых запасов, а также рассмотрены возможности уплотнения сеток на залежах высоковязких нефтей (ВВН) за счет бурения горизонтальных скважин (ГС), боковых (БС) и боковых горизонтальных стволов (БГС).

Ключевые слова: высоковязкие нефти, удельные запасы, оптимизация.

OPTIMIZATION OF SYSTEM OF DEVELOPMENT OF THE MULTILAYER FIELD OF HIGH VISCOSITY OIL

A.A. Gumerov

*Kazan (Volga region) Federal University,
1st year Master's Degree Student, artur_gamer@list.ru*

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy,
Reader R.Z. Mukhametshin

Abstract: in the real work the main attention is paid to optimization of placement of the designed wells taking into account the size of the specific taken stocks, and also possibilities of consolidation of grids on deposits high viscosity oil due to drilling of horizontal wells, side and side horizontal trunks are considered.

Key words: high viscosity oil, specific stocks, optimization.

Как известно, наиболее эффективными для залежей ВВН являются системы разработки (СР), которые предусматривают

внедрение тепловых МУН и, соответственно, требуют размещения скважин по довольно плотным сеткам [2]. СР небольших месторождений РТ с запасами ВВН предусматривают бурение ГС, забуривание БГС и БС, что направлено на уплотнение сеток скважин и повышение коэффициента охвата залежи разработкой и, в конечном счете, увеличение коэффициента извлечения нефти (КИН).

В рамках данной работы оптимизация системы разработки и проектных положений рассмотрены на примере залежей ВВН в турнейских и радаевско-бобриковских отложениях многопластового и многозалежного месторождения **А** на восточном борту Мелекесской впадины. Залежи в этих отложениях различны по геолого-физическим характеристикам коллекторов, но сходны по реологическим свойствам насыщающих нефтей – средняя величина вязкости выше **60 мПа·с** [3].

На объектах нижнего карбона выполнено 11 мероприятий по забурке БС и БГС, дополнительная добыча нефти по которым составила более 89 тыс. т и, в целом, применение данной технологии оказалось оправданным (рис.).

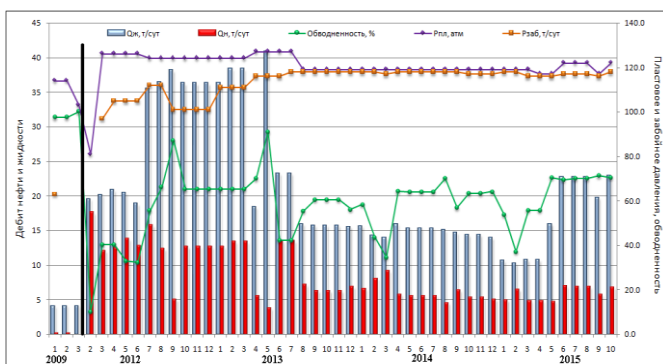


Рис. Пример изменения основных показателей работы скважины после зареза БС (черная вертикальная линия).

В основе выбора СР и путей дальнейшего ее совершенствования одним из ключевых является вопрос о плотности сеток скважин (ПСС). Отмечено, что наибольший прирост в нефтеизвлечении при уплотнении сетки скважин приходится на интервал изменения **5-15 га/скв** (для карбонатных коллекторов с запасами ВВН) [1]. Регламентирующий документ по проектированию разработки рекомендует на залежах ВВН сетки скважин плотностью **4-9 га/скв** для карбонатных коллекторов и **6-12 га/скв** для терригенных [2]. Однако уплотнение сеток скважин до таких диапазонов

ГЕОЛОГИЯ В РАЗВИВАЮЩЕМСЯ МИРЕ

ограничивается геолого-физическими особенностями коллекторов (в частности, незначительными нефтенасыщенными толщинами) и, соответственно, малой величиной удельных НИЗ, приходящихся на одну скважину. Так, на рассматриваемом месторождении, в целом по турнейскому объекту ПСС составляет 213,7 га/скв при уд. НИЗ 79 тыс. т/скв (табл.). Проектные рекомендации предусматривают достижение ПСС 20 га/скв, при уд. НИЗ около 7,4 тыс. т/скв, что является явно недостаточной величиной запасов, приходящихся на одну скважину.

Таблица

Показатели ПСС (га/скв) и уд. НИЗ (тыс. т/скв) по турнейскому объекту
месторождения А

Поднятие	Текущие значения		Проектные значения	
	Уд. НИЗ	ПСС	Уд. НИЗ	ПСС
2			7	17.9
15			7	14.1
4А			5	20.1
6			5	18.9
7	31	76.4	9	21.8
8Б			2	36.6
11			3	11.9
13	33	95.4	11	31.8
5			4	21.7
4Б			5	29.2
8А			10	28.9
17			21	44.8
9А			1	4.4
9Б			0,5	1.5
В целом по месторождению	79	213.7	7	20

Более корректным представляется применение *адресного подхода* к каждой залежи по вопросам размещения фонда и оптимизации ПСС, с учетом величины извлекаемых запасов, приходящихся на одну скважину. Очевидно, что в проектом документе на разработку по турнейскому объекту предложены явно завышенные показатели ПСС, так как величина удельных НИЗ, приходящихся на одну скважину, явно недостаточная (табл.).

Проектным документом предусмотрено дальнейшее бурение ГС, БГС и БС на залежи в нижнем карбоне. Однако из выше сказанного можно сделать вывод о неоправданности применения технологии на залежах турне при столь малых удельных НИЗ. Для повышения эффективности выработки низкопродуктивных залежей

турнейского объекта следует применить технологию ОРЭ, что позволит повысить эффективность разработки при меньших затратах капитальных вложений и времени. В случаях, где внедрение оборудования ОРЭ неоправданно и будет экономически не рентабельно (явно малые запасы на скважину), использовать возвратные скважины после их отработки на основные объекты. На залежах радаевско-бобриковского ОР рассматриваемого месторождения ресурсы для дальнейшего бурения БС, БГС, ГС достаточно велики. Поэтому, считаем возможным, продолжить уплотнение сеток скважин с применением данной технологии до значений, при которых удельные НИЗ не будут ниже 30 тыс. т/скв. В случае изначально меньших уд. НИЗ (по отдельным залежам), в качестве мероприятий по оптимизации СР рекомендуем применение технологии ОРЭ.

Выводы

1. Бурение и эксплуатация БС и БГС на объектах рассматриваемого месторождения, в целом, оказало положительное влияние на выработку запасов.

2. Проектным документом на разработку рассмотренного месторождения по залежам турне предложены явно завышенные показатели ПСС.

3. Оптимизация проектных положений (в частности, размещение фонда скважин) должна выполняться с применением адресного подхода к каждой залежи и с учетом величины удельных НИЗ.

4. Оптимальная ПСС возможна только при условии достаточных извлекаемых запасах, приходящихся на одну скважину.

5. Для ввода в разработку залежей турнейского яруса и повышения эффективности их выработки следует применить технологию ОРЭ, в отдельных случаях использовать возвратные скважины.

6. Бурение ГС, БГС, а также БС, может эффективно сказаться на выработке запасов ВВН только при выполнении детального изучения геологических особенностей каждой залежи (положение текущих ВНК и области обводнения залежи, эффективная нефтенасыщенная толщина пластов-коллекторов) и учета величины удельных НИЗ в условиях реализуемой ПСС.

Литература

1. Муслимов Р.Х. Повышение продуктивности карбонатных коллекторов / Р.Х. Муслимов, Р.Г. Рамазанов, Р.Г. Абдулмазитов, Р.Т. Фазлыев // Нефтяное хозяйство. №10. 1987. С. 27-31.
2. Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений / Приложение к приказу МПР России от 21.03.2007 №61. Москва, 2007.

ПРОЯВЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ В КРИСТАЛЛИЧЕСКОМ ФУНДАМЕНТЕ ПО ДАННЫМ ГЛУБОКОГО БУРЕНИЯ В ПРЕДЕЛАХ ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ

О.Л. Гусарец

*Оренбургский государственный университет,
студент 4 курса, oleg_1995rus@mail.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент А.Г. Соколов

***Аннотация:** кристаллический фундамент Оренбургской области имеет блоковое строение. В Оренбуржье признаки нефтегазоносности кристаллического фундамента установлены в пределах Камелик-Чаганского выступа Бузулукской впадины. Майорский лицензионный участок в пределах Восточно-Оренбургского структурного выступа.*

***Ключевые слова:** фундамент Оренбургской области, нефтегазоносность, месторождение, нефть.*

MANIFESTATION IN THE CRYSTALLINE BASEMENT PETROLEUM BASED ON DRILLING DEEP WITHIN THE ORENBURG REGION

O.L. Gusarets

Orenburg State University, 4th year Student, oleg_1995rus@mail.ru

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader
A.G. Sokolov

***Abstract:** the crystalline basement of the Orenburg region has a block structure. In Orenburg signs neftegazonostnosti crystalline basement set within Kamelik-Chaganskogo projection Buzuluk depression. Mayorsky license area within the East Orenburg structural projection.*

***Key words:** foundation of the Orenburg region, oil and gas, mine, oil.*

В последние годы значительно возрос интерес геологов к кристаллическому фундаменту как нефтегазопромысловому объекту. Стало известным, что в кристаллических породах фундамента практически всех известных нефтегазодобывающих регионов мира обнаружены признаки нефтегазоносности, причем иногда на очень больших глубинах (месторождение «Белый Тигр» на южном шельфе Вьетнама (4765 м), Гравберг-1 в Центральной Швеции (6770 м) и др.) [1,3].

Кристаллический фундамент Оренбургской области имеет блоковое строение и неравномерно погружается с запада и северо-запада на юг и восток в Прикаспийскую впадину и Предуральский прогиб. Поверхность платформенного фундамента расчленена на выступы, где фундамент залегает на глубине 2400-3600 м, и впадины, с залеганием фундамента на глубинах от 4000 м до 6000 м. Кристаллический фундамент представлен в основном метаморфическими породами (гнейсами и гранито-гнейсами) с подчиненными телами магматических пород (диоритов, гранодиоритов, аплитов). В верхней части его развита кора выветривания мощностью до 20 м, представленная разрушенными метаморфическими и магматическими породами.

На территории Оренбургской области породы кристаллического фундамента целенаправленно для оценки перспектив нефтегазоносности не изучались, по сравнению с Татарстаном, разбуренность фундамента которого уникальна. В Оренбуржье признаки нефтегазоносности кристаллического фундамента установлены в пределах Камелик-Чаганского выступа Бузулукской впадины на Давыдовской площади (скв. 50-Дружная). Гранитные пегматиты обнаружены в керне на глубине 5625 м среди кристаллических сланцев переменного состава [2]. Данные пегматиты имеют грубозернистую структуру. Породообразующими минералами является кварц, микроклин-пертит, альбит-олигоклаз, мусковит, турмалин. Акцессорные минералы представлены гранатом, апатитом, сфалеритом, халькопиритом. В трещинах пегматитов обнаружена нефть в виде пленок, которые наблюдались визуально, а запах нефти чувствовался при раскалывании породы. На Сорочинском выступе фундамент представлен породами архейского возраста, с пористостью 8-9% и проницаемостью $1,03 \times 10^{-3}$ мкм² (скв. 778-Ольховской). В пределах площади выделен микрограбен, заполненный терригенными отложениями, из которых получен фонтанный приток нефти дебитом 180,2 т/сут (скв. 412-Ольховская) [4].

По данным исследований Якименко предполагаемые ловушки в додевонских отложениях, приуроченные к северному склону Бобровско-Покровской зоны, выделены на временном разрезе регионального профиля 29 с/п 7/2000-2001 глубина залегания порядка 4000-4200 м. При условии наличия коллекторов и покрывшек перспективной, в отношении нефтегазоносности ордовикских отложений, может являться Лиманная структура с перспективными извлекаемыми ресурсами нефти категории С1 – 28 млн т. Интересным участком с точки зрения возможных месторождений нефти в фундаменте является Майорский лицензионный участок в пределах Восточно-Оренбургского структурного выступа (ВОСВ). Он известен по Майорскому месторождению нефти из франских отложений девона. Продуктивные пласты залегают на глубинах порядка 3500 м. Однако особенностью строения ВОСВ является существование большой толщи рифей-вендских терригенных отложений, поэтому сам фундамент залегают на глубинах свыше 6-7 тысяч метров [2]. По данным сейсморазведки отражения от фундамента имеют достаточную амплитудную выразительность и показывают высокую раздробленность, а некоторые блоки воздымаются над соседними на несколько сотен метров. На основе сейсморазведки 2Д, проведенной в различные годы на Майорском ЛУ, построена карта поверхности фундамента, которая позволяет ориентироваться в выборе поисковой скважины на фундамент (рис.).

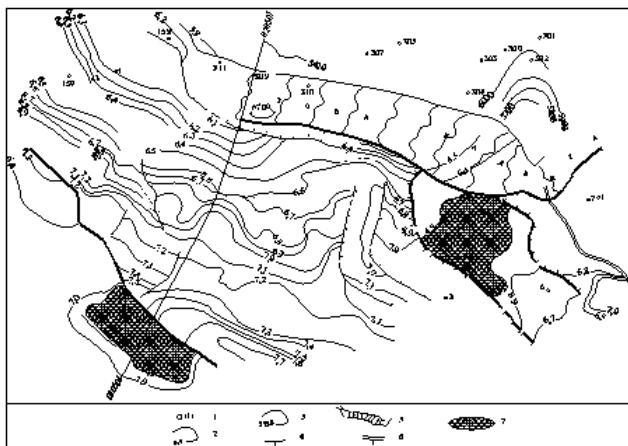


Рис. Майорская площадь. Схематическая карта поверхности фундамента

Условные обозначения:

1 – поисковые и разведочные скважины глубокого бурения, вскрывшие девонские и додевонские отложения. Залитые скважины – продуктивные в отложениях девона; 2 – изогипсы отражающего горизонта А, построенные по материалам сейсморазведки 2Д ОАО «Ставропольнефтегеофизика»; 3 – изогипсы ОГ А по данным геофизики ОГЭ; 4 – тектонические нарушения; 5 – предполагаемая зона надвига; 6 – восточная граница прослеживания ОГ А; 7 – локальные приподнятые участки фундамента; 8 – контуры нефтяных залежей с учетом сейсмических структурных построений; 9 – положение сейсмического профиля и схематического разреза; 10 – скважины, нефтеносные в отложениях девона с указанием продуктивного пласта.

Строение данного участка по кровле фундамента имеет некоторую аналогию с строением Белого Тигра. Дизъюнктивная тектоника, создающая блоки со значительным смещением одного относительно другого, нефтегазоносность палеозойского комплекса отложений, позволяет предполагать наличие залежей в фундаменте. О возможности покрышек в верхней части коры говорит волновая картина: многофазная запись предполагает тонкую слоистость, где может быть чередование коллекторов и покрышек.

Литература

1. Арешев Е.Г., Гаврилов В.П., Донг Ч.Л. Геология и нефтегазоносность фундамента Зондского шельфа. М.: Нефть и газ, 1997.
2. Соколов А.Г. Архангельское поднятие – сложная постройка на поверхности кристаллического фундамента в пределах Восточно-Оренбургского структурного выступа // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 1997. №4. С. 21-26.
3. Шустер В.Л., Такаев Ю.Г. Мировой опыт изучения нефтегазоносности кристаллического фундамента. М., 1997. (Обзор. информ. / ЗАО «Геоинформмарк». Сер. «Разведочная геофизика»; Вып. 3-4.
4. Якименко Э. Морфометрия рельефа и геология. Новосибирск Наука 1990. 200 с.

**ВОЗМОЖНОСТИ СОДЕРЖАНИЯ УВ В ОТЛОЖЕНИЯХ
ДОМАНИКОИДНОЙ ФОРМАЦИИ НА ПРИМЕРЕ
ЧЕРНУШИНСКОЙ ПЛОЩАДИ**

Э.М. Даутова

*Пермский государственный национальный исследовательский
университет, студент 4 курса, dautova.elvina.94@mail.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент О.Е.Кочнева

Аннотация: в данной статье рассматриваются возможности содержания УВ на территории Пермского края в отложениях доманикоидной формации. Проведено литологическое описание пород, изучены риски, связанные с разработкой данного ресурса.

Ключевые слова: доманикоидная формация, нетрадиционные ресурсы, перспектива добычи, риски.

POSIBLE CONTAIN OF HYDROCARBONS IN SEDIMENTS OF DOMANIK FORMATION IN PERM REGION

E.M. Dautova

Perm State University, 4th year Student, dautova.elvina.94@mail.ru

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader

O.E. Kochneva

Abstract: this article shed light on possible contain of hydrocarbons in sediments of domanik formation. Lithological description of rockswas investigated. Risks of the development of shale gas production in Perm were evaluated.

Key words: domanik formation, unconventional resources, shale oil and gas, perspectives of shalehydrocarbons, risks.

На сегодняшний момент одним из самых актуальных вопросов в сфере нефтегазового комплекса России является поиск новых залежей углеводородов. Примером одного из объектов увеличения запасов УВ на территории России можно считать отложения доманикоидной формации, которые залегают на территории двух нефтегазоносных провинций: Тимано-Печорской и Волго-Уральской.

Для более детального изучения отложений доманикоидной формации на территории Пермского края была выбрана Чернушинская площадь исследования. Связано это с несколькими причинами. На данной территории представлены крупные и давно разрабатываемые месторождения нефти и газа, к тому же, именно на юге Пермского края наблюдаются наиболее перспективные территории залегания отложений доманикоидной формации.

Возраст изучаемых отложений на территории Пермского края – поздний девон и ранний карбон. Тектонически данные отложения приурочены к синеклизам и прогибам. Доманикоидная формация на юге Пермского края характеризуются различными мощностями, от первых метров до первых сотен метров. Литологически отложения доманикоидной формации представлены чередованием карбонатных и местами кремнелых пород с включениями битуминозных и глинистых пропластков [2].

В результате литологического описания отложения были подразделены на две группы: светлые известняки с пористой текстурой и характеризующиеся наличием стилолитовых швов и темные известняки и аргиллиты, характеризующиеся тонкоплитчатой текстурой, битуминозностью и глинистостью. В связи с чем, можно считать, что отложения доманикоидной формации на территории Пермского края представлены породами, которые имеют различные особенности, что указывает на их коллекторские либо генерирующие свойства. Данное деление позволяет судить о дифференциации пород позднего девона и раннего карбона по возможности содержания залежей УВ в них.

На возможности содержания органического вещества в отложениях позднего девона и раннего карбона при литологическом описании указывает темная окраска и наличие битуминозных включений. К тому же на территории Чернушинской площади из трех скважин были получены притоки флюидов, в двух скважинах – нефть, в третьей – вода [2].

Однако в условиях сегодняшней экономической ситуации разработка данных отложений на территории Пермского края отодвигается на среднесрочную перспективу. Связано это с несколькими причинами. Для корректной оценки потенциала толщ доманикоидной формации необходимы специальные исследования, которые требуют большого количества времени. В настоящее время все геологические программы ориентировались на изучение традиционных коллекторов и традиционной ресурсной базы углеводородов, и, соответственно, все денежные средства направлялись на данные исследования [1]. На изучение нетрадиционной альтернативы необходимо значительное финансирование, которое отсутствует в необходимом объеме по причине недостаточной изученности данного вопроса [3]. Кроме того, заключение промышленных запасов УВ в отложениях доманикоидной формации не подтверждены, что уменьшает вероятность вовлечения их в коммерческую разработку, и, соответственно, повышает инвестиционные риски.

Таким образом, отложения доманикоидной формации на территории Чернушинской площади Пермского края представляют несомненный интерес как один из объектов увеличения запасов УВ. Однако на сегодняшний момент требуются более детальные исследования данных отложений, что в условиях экономического кризиса становится затруднительным.

Литература

1. Григорьев Г.А., Афанасьева Т.А. Перспективы промышленного освоения нетрадиционных ресурсов газа в России // ФГУП «ВНИГРИ».
2. Соснин Н.Е. Составление комплексных многомерных вероятностно-статистических моделей для прогнозной оценки перспектив нефтегазоносности отложений доманикового типа и додевона в пределах Пермского края. Заключительный отчет по договору №1/5118. КамНИИКИГС, Пермь, 2014. С. 114-186.
3. Чельцов М.Б. Сланцевая революция и ее возможные последствия для России // ЭКО. 2013. №8. С. 31-44.

ИСКОПАЕМЫЕ УГЛИ – ИСТОЧНИКИ ЦЕННЫХ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРИМЕСЕЙ (К 130-ЛЕТИЮ ОСНОВАТЕЛЯ УГОЛЬНОЙ ГЕОХИМИИ В.М. ГОЛЬДШМИДТА, НОРВЕГИЯ)

К.А. Денисова

*Уфимский государственный нефтяной технический университет,
студент 1 курса, kseniya.denisova.97@mail.ru*

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор А.В.Сиднев

*Аннотация: в статье говорится о ценных промышленных примесях
ископаемых углей.*

Ключевые слова: уголь, торф, кларк.

COAL RESOURCES – SOURCES OF INDUSTRIAL IMPURITIES (THE 130TH ANNIVERSARY OF THE FOUNDER COAL GEOCHEMISTRY V.M. GOLDSHMIDTA, NORWAY)

K.A. Denisova

*Ufa State Petroleum Technological University,
1st year Student, kseniya.denisova.97@mail.ru*

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor
A.V. Sidnev

Abstract: the article says the impurities of industrial coals.

Key words: coal, peat, clark.

Основу ископаемых углей, как известно, составляет углерод. Его содержание колеблется от 50 до 97%. В углях присутствуют также кислород, водород, азот и сера, хотя и в значительно меньших количествах. Но есть ещё элементы-примеси, химические элементы, составляющие от единиц до тысячных долей процента от общей массы углей. В углях на их долю обычно приходится не более 1% неорганического вещества. Всего же в углях обнаружено более 50 элементов-примесей с различными химическими свойствами.

Основатель угольной геохимии – выдающийся норвежский учёный Виктор Мориц Гольдшмидт (1888-1947). Он известен и как автор геохимической классификации элементов, закона замещения одних элементов другими в кристаллической решётке минералов (закона изоморфизма, названного его именем), и как автор гипотезы о строении и составе внутренних сфер земли.

Российские геологи-геохимики профессор Яков Эльевич Юдович и Марина Петровна Кетрис (Институт геологии Коми научного центра Уральского отделения РАН) собрали, проанализировали и обобщили данные по элементам-примесям основных угольных бассейнов и месторождений мира. Они выделили в углях 25 элементов-примесей, на которые опираются при оценке информации о концентрациях этих элементов в углях. Напомним: уголь – горючее полезное ископаемое, образующееся из торфа, т.е. – это разложившиеся в водной среде торфяных болот ткани растений, изменённые в результате биохимических и микробиологических процессов. Преобразование торфа в уголь происходит под действием повышенной температуры и давления недр земли при тектоническом опускании территории и перекрытии пластов торфа нарастающей массой осадочного материала.

В зависимости от глубины погружения органическое вещество торфа находится на разной степени преобразования. В результате образуются угли бурые, каменные или антрациты. Геологи называют соответствующие стадии изменения органического вещества углей стадиями метаморфизма. Многие микроэлементы несмотря на ничтожные концентрации, играют исключительно важную роль в жизненных процессах растений — ускоряют ферментативные окислительно-восстановительные реакции, фотосинтез и синтез белков. Это железо, марганец, кобальт, медь, никель, цинк, молибден, бор и некоторые другие. Всего подобных элементов около двадцати. В тех случаях, когда растения произрастают в районах с повышенной концентрацией элементов-примесей в почвах (в районе рудных месторождений) их содержание в углях может увеличиваться в десятки и даже сотни раз. Геологи давно используют этот факт для

эффективного поиска рудных залежей – так называемый биогеохимический метод поиска. Геологов давно интересовало то, откуда в торфе и углях берутся элементы-примеси в концентрациях, порой во много раз превышающих кларковые. Многие полагают, что источниками могут быть породы, обрамляющие область торфонакопления. Торфоведы называют их областью «минерального питания торфяника». Поверхностные и грунтовые воды, размывая эти породы, вносят в торфяник растворённые соединения элементов-примесей. По мнению большинства исследователей, накопление элементов-примесей в углях происходит на торфяной или буроугольной стадии их образования. Как именно взаимодействуют элементы с ископаемым органическим веществом в процессе торфообразования и метаморфизма — до конца ещё не решённая проблема геохимии [1]. Её трудность связана со сложным составом органических соединений, разнообразием физико-химических условий в природных средах. Отсюда большое число гипотез, описывающих природные химические реакции между элементами-примесями и органическим веществом. В целом, можно выделить главные. Органическое вещество торфа сорбирует растворённые в природных водах элементы-примеси, восстанавливает их до низших валентностей, изменяя при этом растворимость, что может привести к выпадению их в осадок. Наконец, главные компоненты торфа и бурого угля – гуминовые кислоты – концентрируют элементы-примеси, образуя комплексные соединения. Однако, с увеличением степени метаморфизма происходит изменение молекулярного строения угольного органического вещества и гуминовой кислоты. При окислении углей может происходить так называемая регенерация гуминовых кислот: их молекулярная структура в значительной степени восстанавливается и вместе с этим восстанавливается их способность к взаимодействиям с элементами-примесями. В результате подобного развития геохимических событий образовались крупнейшие месторождения урана, германия и многих других элементов-примесей, которые используются в промышленном производстве и которые экономически целесообразно извлекать из угля или угольной золы.

В настоящее время в нашей стране месторождения германиеносных углей находятся в Приморье (Павловское месторождение), на острове Сахалин (Новиковское месторождение) и в Бурятии (Тарбагатайское месторождение). Среднее содержание германия около 200 граммов на тонну угля, но часто значительно выше. Добывают его из «летучей» золы, образующейся при сжигании угля и

скапливающейся на электрофильтрах и в рукавных фильтрах, где она улавливается.

К группе ценных элементов-примесей относят и элементы, которые можно извлекать совместно с германием и ураном: свинец, цинк, молибден, селен, золото, серебро и редкоземельные элементы. Ванадий, хром, никель, вольфрам, бор, ртуть называют потенциально ценными. Как видно из самого названия, они могут приобрести значение ценных, если их извлечение станет экономически выгодным. Средние концентрации элементов-примесей в золах углей мира получили название зольных кларков. Для многих элементов-примесей (теллура, германия, молибдена, урана, кадмия, ртути, висмута, сурьмы и селена) они больше, чем кларки этих элементов в осадочных породах. Таким образом, зола, образующаяся при сжигании углей, – это руда, из которой в будущем они, возможно, будут извлекаться, а их концентрация в золе станет показателем при промышленной оценке месторождений.

Отказаться от угольной энергетики в обозримом будущем человеку не удастся. Геологи знают, что разработку месторождений часто можно организовать с учётом распределения токсичных элементов в угольных пластах. При подобном планировании концентрация элементов-примесей в топливе, поступающем на ТЭС, может быть снижена. Отрицательные экологические последствия сжигания углей могут быть уменьшены и при правильном выборе технологии их сжигания. Таким образом, ещё раз перечислим ценные элементы, содержащиеся в углях: галлий применяют в электронике, лазерах, световодах; селен – в термоэлектрических и фотоэлектрических приборах, медицине; молибден используется как добавка в легированных сталях, жаропрочных и коррозионно-стойких сплавах. Из числа редкоземельных элементов отметим самарий, необычно высокие концентрации которого обнаружены в золе некоторых теплоэлектростанций. Самарий используется при изготовлении сверхмощных постоянных магнитов, в атомных реакторах. Моносulfид самария (SmS) обладает термоэлектрическими свойствами и считается перспективным материалом для прямого преобразования тепла в электричество в объектах автомобильной, аэрокосмической, судостроительной промышленности и др.

Литература

1. Кизильштейн Л.Я. Экогеохимия элементов-примесей в углях. Ростов-на-Дону: Изд-во СКНУ ВШ, 2002. 296 с.

ОСОБЕННОСТИ СОСТАВА ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ВЕНД-НИЖНЕКЕМБРИЙСКИХ ПОРОД СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

А.В. Дергунова

*Казанский (Приволжский) федеральный университет,
магистрант 1 года обучения, alinadergunova1992@mail.ru*

Научный руководитель: зав. лабораторией геохимии горючих
ископаемых Ф.Ф. Носова

Аннотация: статья посвящена определению генерационного потенциала пород в разрезе отложений венд-нижнекембрийского возраста на основе комплекса геохимических исследований, а также выявлению потенциально нефтематеринских толщ, как возможных источников углеводородов, установлению путей их возможной миграции и зоны аккумуляции.

Ключевые слова: геохимические исследования, органическое вещество, миграция.

FEATURES OF THE COMPOSITION ORGANIC MATTER VENDIAN LOWER-CAMBRIAN ROCKS OF THE SIBERIAN PLATFORM

A.V. Dergunova

*Kazan (Volga region) Federal University,
1st year Master's Degree Student, alinadergunova1992@mail.ru*

Research Supervisor: Head of the Laboratory of a Geochemistry of
Combustible Minerals F.F. Nosova

Abstract: the paper dwells on the definition generation potential species in the context of the Vendian-Lower Cambrian sediments based on the complex geochemical studies, and the identification of potential oil source strata as possible sources of hydrocarbons, establishment of possible ways of their migration and accumulation zones.

Key words: geochemical studies, organic matter, migration.

Территория Непского свода является одной из наиболее изученных территорий в плане нефтегазоносности в пределах Сибирской платформы. Здесь открыто 9 месторождений, что указывает на высокий нефтегазоносный потенциал данной территории [3].

Цель данной работы заключается в изучении особенностей состава органического вещества венд-нижнекембрийских пород на

примере исследования образцов пород месторождений Чонской группы Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области. В задачи данной работы входило определение: типа исходного органического вещества (ОВ) в породах и условий их седиментации; генерационного потенциала исследуемых отложений пород; геохимические условия захоронения органического вещества, а также выявление в разрезе осадочных пород потенциально нефтематеринских толщ.

Для оценки генерационного потенциала использовался метод Rock-Eval, по результатам которого определено, что большинство исследуемых образцов относится к породам с бедным генерационным потенциалом, о чем свидетельствуют низкие значения, определяемых данным методом, параметров ($S1 < 0,5$, $S2 < 2,5$, $TOC < 0,5$). По типу керогена практически все исследуемые образцы относятся к III и IV типам, преимущественный состав УВ для которых является нефть и газ. Также следует отметить, что практически все образцы характеризуются низкой степенью зрелости рассеянного органического вещества, попадая в зону незрелого керогена ($T_{\max} < 430^{\circ}\text{C}$).

Весьма актуальным стало исследование ОВ пород с применением современных аналитических методов. Усиленное внимание к строению молекул индивидуальных соединений, адаптация общепринятых методик к специфике состава изучаемых объектов позволили достоверно оценивать перспективы нефтеносности и прогнозировать состав углеводородных флюидов на поисковых площадях. Одними из таких методов, располагающих большими возможностями в исследовании сложных УВ-соединений, встречающихся в живой природе и сохранившихся в толщах Земли, являются хроматографические методы.

Методом газожидкостной хроматографии было проанализировано 6 образцов, отобранных из 4 продуктивных горизонтов: безмянный, марковский, усть-кутский, осинский. По результатам анализа все рассматриваемые образцы относятся к сапропелевому типу исходного ОВ, которое накапливалось в морских восстановительных условиях.

Об этом также свидетельствуют повышенные значения таких биомаркерных коэффициентов как гомогпановой индекс и относительно высокое содержание гаммацераана.

Все образцы попали в область сильно восстановительных условий осадконакопления – мелководно- и глубоководноморских. Значение коэффициента Пристан/н-С17 изменяется от 0,56 до 0,87, соответственно Фитан/н-С18 от 0,9 до 1,6 (рис.1). Все образцы

попадают в зрелую зону ОВ, генотип ОВ единый, процессов биodeградации не наблюдается. По всему разрезу прослеживается единая, высокозрелая, не претерпевшая изменений органика.

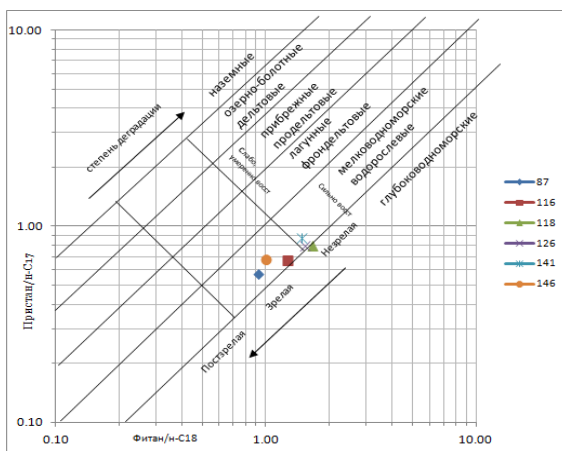


Рис. 1. Реконструкция условий осадконакопления и степени катагенетической преобразования ОВ битумоидов пород

Биомаркерные коэффициенты, определяющие генотип исходного ОВ, также подтверждают, что исходное ОВ накапливалось в морских, восстановительных условиях осадконакопления: $STER/PENT \sim 0,50$; $hc35/hc34 > 1$ (рис.2).

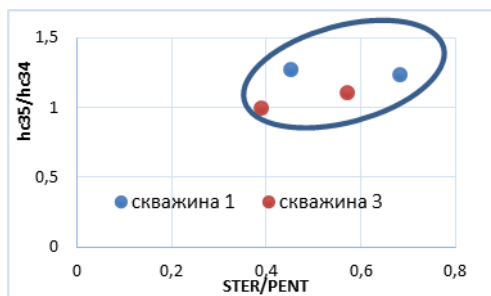


Рис. 2. Определение условий осадконакопления по биомаркерным коэффициентам

Повышенная концентрация гомогепана C35 указывает на восстановительные условия осадконакопления в морской среде. Высокая концентрация трициклических терпанов в битумоидах

указывает на первичный источник – водоросли типа *Tasmanites*.

В качестве особенностей всех исследованных образцов можно рассматривать присутствие 12- и 13-монометилалканов, которые составляют 18% от суммы насыщенных ациклических УВ. Согласно многочисленным данным предшествующих исследований различных авторов, такие соединения рассматриваются в качестве одного из диагностических признаков рассеянного органического веществарифейских отложений Сибирской платформы, отличающих его от ОВ кембрийских пород [1]. Среди ациклических биомаркеров 12- и 13-метилалканы в сравнительно высоких концентрациях уже 30 лет назад были обнаружены в докембрийских и нижнекембрийских нефтях Сибирской платформы.

На основе проведенного комплекса геохимических исследований можно сделать следующие выводы:

1. На исследуемой территории в разрезе отложений венд-нижнекембрийского возраста мощных и катагенетически зрелых нефтематеринских толщ не выявлено. Возможно, источниками генерации углеводородов являлись рифейские отложения Предпатомского прогиба, так как на это указывает присутствие 12- и 13-монометилалканов.

2. Формирование залежей месторождений Чонской группы могло осуществляться за счет латеральной миграции УВ в северо-западном направлении, так как твердая и флюидная фазы геологического субстрата на Сибирской платформе в периоды высокой тектонической активности смещались по латералина расстояния в десятки и сотни километров [2]. Пути миграции могли служить базальные горизонты над кристаллическим фундаментом (в силу хороших коллекторских свойств), а также система горизонтальных и наклонных зон разломов, в том числе осложняющих кристаллический фундамент и нижние горизонты осадочного чехла.

Литература

1. *Конторович А.Э.* О генезисе некоторых нефтей Сибирской платформы / А.Э. Конторович, О.Ф. Стасова // Геология нефтегазоносных районов Сибири. Ч. 2. Новосибирск, 1964. С. 11-16.
2. *Мигурский А.В.* Масштабные латеральные перемещения пород и флюидов на Сибирской платформе // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2010. №1. С. 53-57.
3. *Следина А.С.* Геологическое строение и нефтегазоносность терригенных отложений венда Непского свода // Интер Экспо Гео-Сибирь. 2010. №2. С. 8-12.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА ОБЪЕКТЕ БП ТАРАСОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Д.С. Дрёмин

*Уфимский государственный нефтяной технический университет,
магистрант 1 года обучения, danil.dremin@mail.ru*

Научный руководитель: к.т.н., доцент Г.С. Дубинский

***Аннотация:** в статье анализируется результат применения поддержания пластового давления на выбранном объекте и предлагается вариант дальнейшей разработки.*

***Ключевые слова:** поддержание пластового давления, анализ разработки, профили газо-нефте-водонасыщенности.*

EFFECTIVENESS RESERVOIR PRESSURE MAINTENANCE RESERVOIR BP TARASOVSKOYE FIELD

D.S. Dremin

*Ufa State Petroleum Technological University,
1st year Master's Degree Student, danil.dremin@mail.ru*

Research Supervisor: Candidate of Technical Sciences, Reader
G.S. Dubinsky

***Abstract:** the article analyzes the results of the application of pressure maintenance on the selected object and a suggestion for further development.*

***Key words:** reservoir pressure maintenance, development, analysis, profiles of the gas- oil- water saturation.*

Геотехнологическое обоснование выбора способа освоения месторождения с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов включает ряд этапов. Для месторождений имеющих запасы углеводородов различного реологического свойства дополнительным этапом является детальное обоснование системы поддержания пластового давления [4]. На сегодняшний день, многие нефтегазоконденсатные месторождения разрабатываются методом поддержания пластового давления, но не все проекты разработки реализуются в полном объеме. Предметом исследования в данной работе является объект БП Тарасовского месторождения. В ходе разработки данного объекта с применением стандартного поддержания пластового давления, поставленные задачи не были реализованы в полной мере.

Для выявления причин неполной реализации проекта разработки, был проведен анализ профилей газо-нефтеводонасыщенности по данным гидродинамической модели, динамики дебитов жидкости, нефти и газа, а так же содержанию конденсата в добываемом газе.

Залежь пластов БП по характеру насыщения является нефтяной с газоконденсатной шапкой, разукрупненная на нефтяные (подгазовая зона и нефтяная оторочка) и газоконденсатные объекты. Это значит, что газонасыщенная и нефтенасыщенная части разреза пластов рассматриваются как самостоятельные объекты, гидродинамически изолированные глинистым разделом толщиной 4 и более метров. По объекту БП была искусственно выделена подгазовая зона (пласты БП1, БП2 и БП3, БП4) в самостоятельный объект разработки. Условность выделения связана с наличием глинистой перемычки между газовой частью газонефтяной зоны пластов БП1 и нефтяной частью пластов БП3. Результаты промыслово-геофизических исследований эксплуатационных скважин подгазовой зоны, показывают сообщение между этими двумя зонами по заколонной циркуляции.

В целях регулирования разработки широких нефтегазовых зон при наличии зон слияния значительных размеров с вышележащим газовым пластом разработан способ, заключающийся в закачке воды в газовую и нефтяную части залежей через скважины, расположенные в местах зон слияния нефтяной и газовой частей залежей. Закачиваемой водой по границе зон слияния создается барьер воды и давления, что позволяет разобщить зону слияния как от остальной части нефтегазовой зоны, так и от остальной части вышележащего газового пласта. В нагнетательных скважинах, расположенных вдоль границы зоны слияния, перфорируют как вышележащий газовый пласт, так и газовый и нефтяной слои нефтегазовой зоны. Для вовлечения в разработку предлагается в зонах слияния пластов (БП2 и БП3) создать внутреннее кольцо заводнения по схеме, изображенной на рисунке 1. В добывающих скважинах, приуроченных к зоне слияния, перфорируют сначала нефтяной слой, а по мере подхода к забою добывающих скважин фронта «нефтяного вала», дополнительно перфорируют нефтенасыщенный слой, приуроченный к «нефтяному валу». Предлагаемый способ регулирования позволит повысить эффективность разработки широких нефтегазовых зон при барьерном заводнении в случае наличия в пласте обширных зон слияния. Создание по границе зоны слияния барьера давления и воды позволяет выделить зону слияния в самостоятельный объект разработки, исключив при этом в значительной степени

взаимодействие между зоной слияния и остальной частью нефтегазовой зоны, а также между зоной слияния и верхним газовым пластом [2].

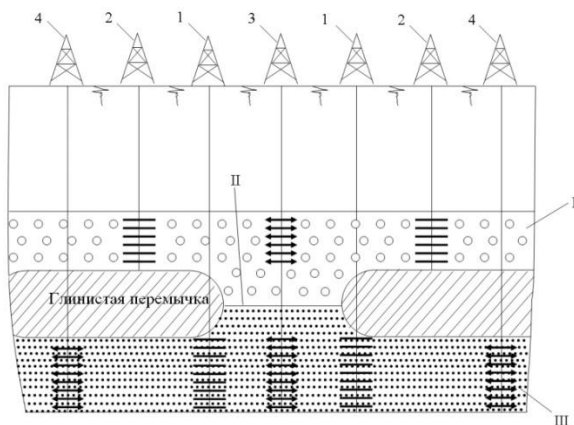


Рис. 1. Схема совмещения систем скважин для добычи нефти и газа в местах литологических слияний

1 – добывающих нефтяных, 2 – добывающих газовых, 3 – нагнетательных для закачки агента в газовую и нефтяную части залежи, 4 – тех же для закачки агента только в нефтяную часть. I, II – часть залежи, соответственно, газовая, нефтяная. III – газонефтяной контакт.

Интенсивная эксплуатация газоконденсатной зоны залежи с темпами отбора, на порядок превышающими темпы в нефтяной зоне и низкие значения проницаемостей привели к неодинаковому падению пластового давления в обеих зонах (пластовое давление в газовой части 100 атм, в нефтяной части 200 атм). Соответственно, появился градиент давления между зонами и, как следствие, привел к вторжению части нефти из нефтяной зоны пласта в газовую. Дополнительно к этому, разработка с пластовым давлением ниже давления начала конденсации привела к тому, что система углеводородов претерпела фазовые превращения, в результате чего часть конденсата (наиболее высококипящие компоненты углеводородов) начали выделяться из состава газа в жидкую фазу.

Внедрение жидкой фазы в газовую часть повлияло на изменение текущего положения как водонефтяного, так и газонефтяного контактов, что явилось следствием активности водоносной части пласта и закачки воды по площадной схеме. Изменение ГНК и ВНК

объекта БП подтверждается данными эксплуатации добывающих скважин, расположенных вблизи начальных положений ВНК и ГНК.

Изменение газонефтяного контакта так же косвенно подтверждается по данным добычи конденсата из газовых скважин и газоконденсатными исследованиями. Эти факты эксплуатации говорят об упругом нефте-водонапорном режиме эксплуатации газовой шапки, то есть часть энергии расходуемой на добычу газа восстанавливается за счет пластового давления в нефтяной и водяной частях залежи.

Результаты моделирования подтвердили разработку газоконденсатной части в нефте-водонапорном режиме. Наблюдается внедрение жидкой фазы в газовую часть залежи по мере ее дренирования, а так же выпадение газового конденсата вследствие снижения пластового давления. Для объекта рекомендуется реализовать вариант с дополнительным очагово-избирательным заводнением по пласту БП1 в контуре начальной газовой шапки.

При анализе объемов закачки в скважины барьерного ряда, были выявлены зоны, в которых закачка была не эффективна. Это зоны северо-восточной и юго-восточной частей газовой шапки. По данным моделирования, распределение насыщения в этих зонах несколько отличается от насыщения зоны в целом. В указанных зонах следует провести комплекс исследований по определению текущего насыщения и изменения водонефтяных и газонефтяных контуров. Так же необходимо выполнить ряд зависимых геолого-технических мероприятий по расконсервации скважин и бурению боковых стволов по результатам определения текущего насыщения и положения фазовых контактов.

Литература

1. Галкин С.В., Плюснин Г.В. Нефтегазопромысловая геология // Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2010. 96 с.
2. Гуревич Г.Р., Соколов В.А. Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления // Москва: Недра, 1976. 184 с.
3. Серебрякова А.О., Федорова Н.Ф. Геология России. Региональная геология // Астрахань: Астраханский университет, 2010. 320 с.
4. Хузин Р.Р., Андреев В.Е., Дубинский Г.С., Султанов Ш.Х., Мухаметшин В.Ш. Геотехнологическое обоснование ресурсосберегающих методов освоения трудноизвлекаемых запасов нефти // Уфа: Изд-во УГНТУ. 2012. С. 253.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КАРАЧАГАНАКСКОГО И АСТРАХАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Г.С. Есенгалиева

*Пермский государственный национальный исследовательский
университет, магистрант 2 года обучения, gulsaya93@mail.ru*

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Т.В. Карасева

***Аннотация:** основной целью статьи является сравнительный анализ строения, состава флюидов и свойств коллекторов и флюидоупоров Карачаганакского и Астраханского крупных месторождений. Выявленные общие черты могут явиться основой для создания критериев поиска крупных месторождений нефти и газа.*

***Ключевые слова:** месторождения, залежь, коллекторы, флюидоупоры.*

COMPARATIVE ANALYSIS OF OIL-AND-GAS CONTENT OF KARACHAGANAK AND ASTRAKHAN FIELDS

G.S. Yessengaliyeva

Perm State University,

2nd year Master's Degree Student, gulsaya93@mail.ru

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor

T.V. Karaseva

***Abstract:** the main objective of this article is to provide a comparative analysis of the structure, composition of fluids and properties of reservoir rocks and impermeable beds of Karachaganak and Astrakhan large fields. The revealed common features may constitute a basis for the elaboration of criteria to discover large fields of oil and gas.*

***Key words:** field, deposit, reservoir rocks, impermeable beds.*

Активная соляная тектоника обусловила многообразие структурных форм в подсолевых отложениях Прикаспийской впадины и повлияла на размещение залежей нефти и газа. Особенности геологического строения этого региона обусловили различие состава углеводородных флюидов и развитие сложных типов коллекторов. Открытые на ее территории месторождения нефти и газа – Карачаганакское (КНГКМ) и Астраханское (АГКМ) – связаны с разновозрастными отложениями карбонатных массивов. Карачаганакское месторождение приурочено к внутрибассейновым

рифовым постройкам относительно небольшой площади, но значительной высоты. Астраханское – к шельфовым отложениям карбонатной платформы. Рассматриваемые месторождения, обладая чертами сходства геологического строения, отличаются фазовым составом пластовых флюидов: Карачаганак – газоконденсатное с нефтяной «подушкой», Астраханское – газоконденсатное.

Карачаганакское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в пределах Карачаганак-Кобландинской зоны нефтегазонакопления Прикаспийской впадины. Согласно сейсмическим данным кристаллическое основание перекрыто терригенной толщей девона. Выше по разрезу залегают карбонатные отложения позднедевонско-раннепермского возраста, общей толщиной до 2200 м. Карбонатные отложения перекрываются карбонатно-сульфатной толщей переменной мощности (от 7 до 300 м), экраном является соль.

Продуктивная толща подсолевого комплекса вскрыта большим числом скважин на глубинах от 3750 до 5500 м. Нефтегазоконденсатная залежь приурочена к ловушке рифогенной природы и связана с карбонатными отложениями палеозоя. В продуктивных отложениях месторождения Карачаганак существенное значение приобретает каверново-поровый тип коллектора, развитый преимущественно в биоморфных и биогермных известняках. Наилучшими коллекторскими свойствами обладают породы-коллекторы рифовой постройки ране-пермского возраста, вскрытые скв. 23, 2 и 10 на глубинах 3930-3970 м, а также отложения склоновой фации и биогермной постройки ране-каменноугольного возраста, пройденные скв. 9 и 16 на глубинах 4750-4850 м. Для них характерны значения пористости 13,6-23,8% и проницаемости от 100 до 500 мД [1].

Анализ изменения фильтрационно-емкостных параметров и фациальных условий осадконакопления подсолевых карбонатных отложений месторождения Карачаганак позволяет сделать вывод о преобладающей роли седиментационных процессов в формировании и сохранении полезной емкости. Породы биогермной постройки, склоновых фаций и межрифовых лагун накапливаются преимущественно в благоприятных условиях и представляют собой в основном коллекторы порового типа, а шлейфовые и лагунные отложения практически не являются коллекторами, либо приобретают фильтрационные свойства после развития в них трещиноватости.

Астраханское газоконденсатное месторождение расположено во внутренней прибортовой зоне Прикаспийской впадины в пределах

Астраханского свода. Газоконденсатная залежь массивного типа, приурочена к известнякам башкирского яруса, которые залегают на глубинах 3880-4250 м. Флюидоупором залежи служат глинисто-кремнисто-карбонатные породы нижней перми, которые перекрыты соленосной толщей кунгурского яруса мощностью до 3-3,5 км. Отличительной особенностью коллекторов Астраханского газоконденсатного месторождения является низкое содержание остаточной воды – от 9% до 25% в пористых породах. Эффективная газонасыщенная толщина меняется от 40 до 176-287 м. Газоносны отложения башкирского яруса на глубине 3900-4100 м. Пористость продуктивных отложений 11,8%. Пластовая смесь АГКМ находится в недонасыщенном парообразном состоянии [3]. Анализ условий седиментации и степени преобразования карбонатных пород башкирского яруса позволяют сделать вывод, что породы АГКМ испытали сильное заличивающее влияние процессов вторичного минералообразования, таких как кальцитизация и битуминизация, растворение и выщелачивание проявилось очень слабо [2].

АГКМ по содержанию сероводорода относится к высокосернистым месторождениям (H_2S – 4,4%), на КНГКМ этот показатель значительно меньше и составляет 4%.

Таким образом, на сравниваемых месторождениях прослеживаются общие черты, которые могут быть основой создания критериев поиска крупных месторождений:

- 1) развитие крупных по площади тектоно-седиментационных структур древнего заложения;
- 2) наличие мощного соленосного экрана кунгурского возраста;
- 3) присутствие карбонатных отложений с широким развитием в них рифовых фаций;
- 4) сохранение высокеемких карбонатных коллекторов как первичного, так и вторичного генезиса;
- 5) присутствие сероводорода во флюидах.

Литература

1. Багринцева К.И. Атлас карбонатных коллекторов месторождений нефти и газа Восточно-Европейской и Сибирской платформ. М., 2003. С. 69.
2. Карасева Т.В., Горбачев В.И., Беляева Г.Л. Башкова., С.Е., Белоконь А.В. Новые направления развития ресурсной базы углеводородов России по результатам глубокого и сверхглубокого параметрического бурения [Электронный ресурс] // ГеоИнфоКом. 2010.17 августа. http://geoinfocom.ru/blog/novye_napravlenija_razvitija_resursnoj_bazy_uglevodородov_rossii_po_rezultatam_glubokogo_i_sverkhglubokogo_parametricheskogo_bure_nija/2010-08-17-15.

3. Перепеличенко В.Ф., Еремеева С.В., Ильин А.Ф и др. Сырьё Астраханского ГХК // Газовая промышленность, № 12, 1986. С. 36-38.

СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СЕВЕРО- ВОСТОКА РЕСПУБЛИКИ БУРЯТИЯ

А.Б. Жамсаранова

*Национальный исследовательский Томский политехнический
университет,*

магистрант 1 года обучения, zhamсарanova.ab@mail.ru

Научный руководитель: доцент Т.А. Гайдукова

Аннотация: рассмотрены структурно-тектонические предпосылки нефтегазоносности северо-востока Бурятии. Определены наиболее перспективные структуры и проведен анализ основных факторов, влияющих на формирование пород-коллекторов. Обоснованы первоочередные участки постановки бурения поисковых скважин на нефть и газ.

Ключевые слова: Байкал, Баргузинская впадина, кайнозой, мезозой, меланиты.

STRUCTURAL AND TECTONIC PREREQUISITES OF PROSPECTS OF OIL-AND-GAS CONTENT OF THE NORTHEAST OF THE REPUBLIC OF BURYATIA

A.B. Zhamсарanova

National Research Tomsk Polytechnic University,

1st year Master's Degree Student, Zhamсарanova .ab@mail.ru

Research supervisor: Reader T.A. Gaydukova

Abstract: in this paper, we study the structural-tectonic preconditions of petrogas in northeast of Buryatia. We identify the most promising structures and analyze the main factors that influence the formation of reservoir rocks. Grounded statement of priority areas for drilling exploration of oil and gas wells.

Key words: Baikal, Barguzin hollow, Cenozoic, Mesozoic, melanita.

Несмотря на то, что в недрах республики Бурятия находятся многочисленные месторождения рудных полезных ископаемых (почти вся таблица Менделеева), ещё в начале 20 века такие геологи как: М.А. Усов, В.А. Обручев, В.Д. Рязанов уделяли особое внимание изучению вопроса наличия залежей углеводородов (УВ). В настоящее время ресурсы УВ в недрах республики оцениваются учеными почти в 10003,45 миллионов тонн [3]. Эти выводы имеют серьезное научное

обоснование – Байкальский грабен-рифт и обрамляющие его межгорные впадины с мощными комплексами осадочных пород, считаются потенциально нефтегазоносными объектами. Перспективность северо-востока Бурятии на газ и нефть определяется, многочисленными проявлениями газа, битумов и нефти почти во всех межгорных впадинах: Усть-Селенгинской, Баргузинской, Чарской.

Первые проявления нефти были обнаружены в регионе еще двести лет назад в виде пятен на поверхности озера Байкал и периодические выбросы метана со дна, которые фиксируются и сейчас. Так, в 2012 году гигантское пятно нефти диаметром около километра, поднявшееся со дна Байкала, отмечено в Чивыркуйском заливе близ Усть-Баргузина. Кроме того, отмечались наскальные битумопроявления в зонах разломов.

Яркой особенностью рельефа и геологического строения территории Бурятии является обилие межгорных впадин. Их насчитывается около 100, не считая впадин озера Байкал.

Геологическими признаками перспектив нефтегазоносности впадин являются: наличие терригенных пород значительной мощности, молодой возраст осадков (кайнозой, мезозой), значительное содержание в них рассеянного органического вещества, повышенное тепловое поле, складчатое строение осадочного чехла. С тектонических позиций все впадины характеризуются высокой скоростью погружения кристаллического фундамента, приводящей к накоплению значительных толщ осадков за короткое время. Литолого-стратиграфические критерии весьма благоприятны. Осадочные породы кайнозойского и мезозойского возраста по всему миру дают максимальный процент добычи нефти и газа. Осадочные разрезы впадин Бурятии характеризуются высоким содержанием в породах рассеянного органического вещества, чередованием глинистых и песчаных фаций. По данным глубокого бурения 50-60-х годов глинистые породы серого и темно-серого цвета могут быть нефтегазоматеринскими, а песчаники повсюду обладают благоприятными коллекторскими свойствами [2].

Земная кора в пределах байкальской рифтовой зоны обладает сложной разломно-блоковой структурой, развитие которой происходило на протяжении всей геологической истории рифта (от раннего протерозоя до кайнозоя включительно). Процессы рифтогенеза привели к активизации всех существующих разломов и формированию новых (рис.) [2].

Зонай разломов наиболее высокого порядка в регионе является литосферный шов между Сибирской и Амурской микроплитами

Евразийской литосферной плиты, к которому и приурочена Байкальская котловина. Между цепью хребтов Хамар-Дабана, Улан-Бургасы и глыбовым поднятием Баргузинского хребта, протягивающихся вдоль восточного берега, и в самой Байкальской впадине располагаются системы разновысотных блоков тектонического рельефа. Это и ступенчатые глыбовые поднятия, и опущенные или поднятые ступени, и малые впадины. Они и составляют восточный борт Байкальского рифта со структурой гораздо более сложной, нежели у противоположного, западного, оформленного Обручевским сбросом.

Для того чтобы сформировалась залежь УВ, необходимо два обязательных условия: наличие породы-коллектора и породы-покрышки. На территории исследований покрышкой также может служить слой многолетнемерзлых пород (ММП).

Этим условиям отвечают лишь две впадины региона: Усть-Селенгинская с глинистыми слоями в качестве покрышки и Чарская с покрышкой из ММП общей толщиной до 500 метров. С другой стороны, структуры находятся у берегов Байкала, в зоне с повышенной сейсмоактивностью, что приводит к возникновению подвижек недр и мелких землетрясений, а значит, возможно, расформирование пород-покрышек в осадочном бассейне. Ученые-геологи в Бурятии предлагают не бурить скважины во впадине, а на их борту, где покрышкой для залежей УВ могут служить горно-складчатые сооружения, так называемые надвиговые зоны, состоящие из меланитов, которые лучше глины могут служить покрышкой для нефти. Получается, что месторождение может быть не во впадине, а под зоной гранитного шва [2].

Именно в поднадвиговой зоне открыты многие крупнейшие мировые месторождения нефти. Этот способ использовали и во Вьетнаме, и в Америке, где месторождение нефти обнаружили в Скалистых горах. Также примером надвиговой покрышки являются горы Загроса в Месопотамской впадине (Ирак), где открыты крупнейшие месторождения нефти. В настоящее время залежи УВ выявлены в кристаллических породах — в гранитах и гнейсах на шельфе Вьетнама (Белый Тигр, Большой Дракон).

В начале 20 века проводилось мелкое бурение на берегу Баргузинского залива под руководством Рязанова и Березовского. Были получены незначительные притоки нефти и выбросы газа. В Баргузинской впадине пробурено множество мелких скважин на воду и поисковых скважин на уголь.



Рис. Внутривпадинные разломы Байкала (сбросы, сбрососдвиги, сдвиги)

Сравнительно глубоких скважин две: скв. К-23 и опорная скважина Баргузинская-1 (Курумкан). Последняя была ориентирована не только на изучение разреза, но и на поиски нефти и газа [1]. В отчете о результатах бурения скважины указывается на присутствие в разрезе углистых сланцев и глин с повышенным содержанием органического вещества, которое содержит неожиданно высокое количество легкого, восстановленного битума [3]. Исходя из полученных данных, можно сделать вывод, что если в пределах Баргузинской впадины в неогеновых отложениях будут встречены надежно изолированные коллекторы при наличии хороших структур, есть все основания ожидать присутствия в них промышленных залежей легкой нефти.

Литература

1. *Арсентьев А.В.* Материалы по геологии и полезным ископаемым Дальнего Востока // К вопросу о Байкальской нефти: Отчет геологическому комитету Дальнего Востока, Владивосток: Типография государственного Дальневосточного университета, 1924. С. 1-31.
2. *Беркин Н.С., Макаров А.А., Русинек О.Т.* Байкаловедение: учеб. Иркутск: Издательство Иркутского государственного университета, 2009. С. 8-77.
3. *Исаев В.П., Клыкова В.Д., Лыкова В.В., Исаев П.В.* Прогноз нефтегазоносности Баргузинской впадины (Бурятия) по комплексу геофизических и геохимических исследований // Нефтегазогеологический прогноз и перспективы развития нефтегазового комплекса Востока России. Сб. материалов научно-практ. конф. СПб: ВНИГРИ, 2010. С. 246-251.

**ИЗУЧЕНИЕ ВЕЩЕСТВЕННОГО СОСТАВА
РАННЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ
ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
РЕСПУБЛИКИ АДЫГЕЯ**

Е.Ю. Журба

*Южно-Российский государственный политехнический
университет (НПИ), студент 4 курса, katya.zhurba.94@mail.ru*

Научный руководитель: доцент Ф.И. Фатуллаев

***Аннотация:** целью работы является разработка модели изучения
вещественного состава коллекторов, на примере изучения коллекторов
газоконденсатных месторождений.*

***Ключевые слова:** рентгеновский фазовый анализ, кварц, кальцит.*

**THE STUDY OF THE MATERIAL COMPOSITION OF THE
LOWER CRETACEOUS DEPOSITS OF GAS CONDENSATE
FIELDS OF THE REPUBLIC OF ADYGEA**

E.Y. Zhurba

*South-Russian State Polytechnic University (NPI),
4th year Student, katya.zhurba.94@mail.ru*

Research Supervisor: Reader F.I. Fatullaev

***Abstract:** the aim of this work is to develop a model of studying the material
composition of the reservoir, on the example of reservoirs of gas condensate fields.*

***Key words:** x-ray phase analysis, quartz, calcite.*

В работе рассматриваются результаты изучения образцов, отобранных в коллекторах нижнемелового возраста, вскрытых скважинами, пробуренными на газоконденсатных месторождениях, республики Адыгея.

Образцы, по данным полевых определений, представлены песчаниками. Во всех случаях это керн буровых скважин, отобранный в интервале глубин от 1200 до 1220 метров.

Основной метод исследований рентгеновский фазовый анализ. Отдельно исследовались тонкие фракции в виду присутствия в составе пород глинистой составляющей.

Съемка производилась на фильтрованном медном излучении $\text{Cu K}\alpha$ со скоростью поворота счетчика 1 град. в минуту.

ГЕОЛОГИЯ В РАЗВИВАЮЩЕМСЯ МИРЕ

Во всех исследованных образцах в их минеральном составе присутствует кальцит с характерными для него рефlekсами 3,86; 3,04; 2,84; 2,50; 2,28; 2,08; 1,910; 1,876 А и др. (табл.1).

В количественном отношении на долю кальцита приходится от 40 до 50% объема пород. Рефlekсы на 3,34; 3,56, 4,24; 7,2; 10,2 и другие, принадлежат кварцу, каолиниту, иллиту, полевым шпатам (табл.2).

Таблица 1

Результаты рентгенофазового анализа. Объект исследования, полевое
определение песчаник

2 Θ max	I max	d	Фаза
20.8	4	4.27	Кварц
23.4	1.2	3.86	Кальцит
26.68	10	3.34	Кварц
29.38	10	3.04	Кальцит
35.92	1.4	2.5	Кальцит
39.52	1.8	2.28	Кальцит
43.5	1.8	2.08	Кальцит
47.62	1.7	1.91	Кальцит
48.52	1.7	1.876	Кальцит

Примечание: 2 Θ – угол отражения, I max – интенсивность сигнала, d – межплоскостные расстояния кристаллической решетки в ангстремах

Заклyчение по результатам исследований. Кварц-карбонатная порода (до 50% CaCO₃).

Таблица 2

Результаты рентгенофазового анализа. Объект исследования. Полевое
определение песчаник

2 Θ max	I max	d	Фаза
8.84		10,2	Иллит
12.62	8	7.2	Каолинит
26.68	10	3.34	Кварц
29.62	10	3.02	Кальцит
31.06	3	2.88	Кальцит
36.08	1.4	2.49	Кальцит
39.52	1.8	2.28	Кальцит
43.5	1.8	2.08	Кальцит
47.62	1.7	1.91	Кальцит
48.7	1.7	1.87	Кальцит

Заклyчение по результатам исследований. Кварц-карбонатная порода (до 40% CaCO₃).

Другие образцы пород отличаются от описанных выше количеством кальцита и образуют единый комплекс осадочных пород [2,4].

Были выполнены литолого-микроскопические исследования образцов, с высоким содержанием карбоната. Описываемые породы, являются карбонатными породами различного гранулометрического состава, часто смешанного типа с примесью терригенного материала.

Кальцит, является детритом кальцитовых скелетов беспозвоночных. Детритовые частицы по размеру соответствуют разнозернистому песку (от мелкого до грубого), редко мелкому гравию. Они, как правило, хорошо или умеренно окатаны. Детрит представлен: обломками раковин двустворок (преобладают), фрагментами панцирей и иглами морских ежей, раковинами и обломками раковин фораминифер (окатанные со всех сторон). Раковины фораминифер заполнены кальцитом, железистым минералом, либо их смесью.

Терригенный материал представлен алевритом и мелким песком, состоящим преимущественно из бесцветного кварца, в меньшей мере – из желтоватого халцедона. Зерна этих минералов неокатанные. Очень редко присутствует зеленый глауконит.

Роль цемента играет мелоподобный кальцит. В рыхлой части породы такой же кальцит рассеян между детритовыми частицами. Отдельно отмечается присутствие лимонита в виде единичных зерен или в виде выполнения ядер раковин фораминифер [4].

Литература

1. *Васильев Е.К., Васильева Н.П.* Рентгенографический определитель карбонатов. Новосибирск, Наука, 1960.
2. *Лонгвиненко В.Н.* Главнейшие породообразующие минералы. Москва, 1990.
3. *Михеев В.И.* Рентгенометрический определитель минералов. Т.1, М., 1957.
4. *Рединг Х.Г., Коллинсон Дж.Д.* Обстановки осадконакопления. Издательство «МИР», Москва, 1990.

ПРИМЕРЫ И ОСОБЕННОСТИ НЕТРАДИЦИОННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НЕКОТОРЫХ РЕГИОНОВ РОССИИ

Д.А. Запольских

Пермский государственный национальный исследовательский университет, студент 3 курса, zapolskindenis@gmail.com

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент О.Е. Кочнева

Аннотация: статья посвящена нетрадиционным источникам углеводородов на территории России – рассмотрены аспекты формирования, литология и коллекторские свойства.

Ключевые слова: нетрадиционные источники углеводородов, баженовская свита, доманиковые фации.

EXAMPLES AND FEATURES OF UNCONVENTIONAL COLLECTORS IN SOME REGIONS OF RUSSIA

D.A. Zapolskikh

Perm State University, 3^d year Student, zapolskindenis@gmail.com

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader

O.E. Kochneva

Abstract: article focuses on unconventional sources of hydrocarbons in Russia - reviewed aspects of formation, lithology and collector properties.

Key words: unconventional hydrocarbons sources, bazhenov formation, domanik facies.

Высокий спрос на энергоносители и уменьшение традиционной ресурсной базы вынуждают компании, занятые добычей нефти и газа обратиться к нетрадиционным коллекторам, а достижения современного технологического прогресса помогают решить задачи, связанные с их разработкой.

Нетрадиционные коллекторы (далее НК) – это природные резервуары нефти и газа, не связанные с обычными терригенными и карбонатными отложениями [5].

Формирование НК происходит следующим образом – углеводороды (далее – УВ), сформированные в нефтематеринской породе, на определённом этапе начинают мигрировать в вышележащие толщи. В том случае, если нефтематеринская порода окружена хорошо проницаемыми породами, нефть и газ мигрируют по направлению к земной поверхности, образуя при наличии ловушек и покрышек традиционные месторождения углеводородов. Если проницаемость вышележащих пород очень низкая, то заполняющие их углеводороды не могут мигрировать на большие расстояния. В результате в плотных коллекторах, которыми могут выступать, например, глины, образуются нетрадиционные залежи углеводородов с аномально высоким пластовым давлением (далее АВПД). При этом значительная часть сгенерированных углеводородов остается в микропорах и микротрещинах нефтематеринских пород [3].

Нетрадиционные коллекторы на территории России представлены баженовской свитой в Западной Сибири и доманиковыми отложениями Волго-Уральской области и Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

Баженовская свита, распространенная практически по всей Западной Сибири, является одним из характерных примеров плотных коллекторов и занимает территорию площадью более миллиона квадратных километров. По различным оценкам, запасы баженовской свиты составляют от 600 млн. до 174 млрд. тонн [1]. Битуминозная толща баженовских глин мощностью от 20 до 30 метров представляет собой продуктивный пласт волжского яруса, относящегося к верхней юре. Данные отложения сформировались в результате медленного спокойного осадконакопления в условиях морского бассейна. Среди органических остатков преобладающими являются двустворки и аммониты. Внутренняя структура сформирована в результате геохимического взаимодействия органического вещества (далее ОВ), глинистых минералов и коллоидного кремнезема. В литологическом составе преобладают листоватые и микрослоистые глинистые породы, чередующиеся с тонкими прослоями и линзами карбонатных и кремнистых образований. Породы обладают крайне низкой пористостью и проницаемостью – от микродарси (10^{-6}) до фемтадарси (10^{-15}) и АВПД – в пределах 28-48 МПа при средней глубине залегания 2800 м [1]. Для пород характерна массивная макротекстура и тонколинзовидно-волнистая микротекстура. Широко развиты тонкие, менее миллиметра, параллельные горизонтальные и вертикальные трещины между тонкими пластинками глин, сформированные в результате тектонических процессов – участки повышенной трещиноватости приурочены к зонам разломов, формирующим горстообразное поднятие в центре структуры. Формирование коллекторских свойств и генерация УВ в баженовской свите совпадают по времени. Коэффициент нефтенасыщенности баженовской свиты колеблется от 0,85 до 0,95 по всей территории [2]. Несмотря на низкую проницаемость пород, баженовская нефть способна фонтанировать благодаря АВПД. Нефть отличается высоким качеством, незначительным содержанием солей, серы и воды, и не нуждается в очистке перед транспортировкой, что существенно снижает затраты на первичную и глубокую переработку.

Доманиковые фации Волго-Уральской области и Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции – сильно-битуинозные маломощные темно-серые и черные аргиллиты, глинистые известняки и кремниверхнего отдела девонской системы – франского, фаменского

яруса и нижнего карбона – турнейского яруса, обладающие низкой пористостью [5]. ОВ, содержащиеся в доманиковых отложениях, относится к гумусо-сапропелевому и сапропелевому типам [4].

Формирование доманиковых отложений связано с длительными этапами активной трансгрессии морского бассейна со стороны Урала на прилегающие платформенные области. Оно происходило в условиях длительного некомпенсированного прогибания в сравнительно глубоководной части морского осадочного бассейна (и/или мористой мелководной части, затопляемой на стадии трансгрессии), для которой характерна низкая скорость седиментации (от 2 до 5 м/млн лет) и небольшое количество поступающего терригенно-карбонатного материала. Основными породообразующими компонентами являются карбонаты, кремнезем и терригенная составляющая. Генерация и аккумуляция УВ доманиковых фаций происходила в одном и том же месте. При наличии качественных экранирующих толщ над и под горизонтом осуществлялась «консервация» УВ, в результате чего сформировались залежи традиционного типа на месте генерации. В том случае, когда отсутствовала крышка, происходил отток флюидов вверх или вниз, что в итоге приводило к уплотнению доманиковых отложений и потере их традиционных коллекторских свойств.

Доманиковые отложения обеих указанных выше областей схожи по литологии, глубине залегания – от 2 километров и более, а также по особенностям формирования, что свидетельствует о единой доманиковой фации, образовавшейся в близких условиях.

В Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции доманиковые отложения встречаются от силура до верхнего девона. Их общая протяженность достигает 1000 км, ширина от 250 до 300 км. Наиболее перспективными отложениями в данной области считаются отложения доманикового горизонта верхнего девона, обогащенные ОВ морского генезиса. Тимано-печорские доманиковые отложения представляют собой четырехкомпонентную систему – глины, карбонаты, кремнезем, ОВ. Широко распространены остатки пелеципод, замковых брахиопод и головоногих моллюсков. Накопление осадков протекало в эпиконтинентальном бассейне, глубина которого достигала 100-300 м. ОВ аккумуляровалось в постоянно благоприятных условиях в пределах морских некомпенсированных межсводовых впадин. Максимальные количества ОВ характерны для осевых зон некомпенсированных впадин. К бортовым зонам впадин концентрации снижаются; уменьшаются концентрации и вверх по разрезу [4].

В Волго-Уральской области площадь доманиковых отложений составляет более 1000 км, ширина около 800 км, мощность варьируется от 9 до 53 метров. Отложения представлены наиболее типичными доманикитами – темными сильно битуминозными известняками, окремненными, переслаивающимися с глинами. По причине высокой битуминозности и кремнистости наиболее низкими коллекторскими свойствами обладают кремнисто-глинистые известняки и доломиты, сформировавшиеся в наиболее глубоких депрессионных впадинах. В ОВ сапропелевого типа отмечается высокое содержание смолисто-асфальтеновых компонентов (от 60 до 77%), нефти преимущественно ароматические [4].

Несмотря на некоторые различия в геохимии и литологии, рассмотренные нетрадиционные коллектора на территории России имеют общие черты – труднодоступность, относительно большую глубину залегания и значительные запасы УВ. Коллектора данного типа – интересные геологические объекты для изучения и разработки.

Литература

1. *Алексеев А.Д.* Баженовская свита: в поисках большой сланцевой нефти на Верхнем Салыме, часть 1 // Rogtestmagazine. Гибралтар, 2013. № 34. С. 15-39.
2. *Алексеев А.Д.* Баженовская свита: в поисках большой сланцевой нефти на Верхнем Салыме, часть 2 // Rogtestmagazine. Гибралтар, 2013. № 35. С. 14-37.
3. *Асаулов С.Г.* Нетрадиционные источники углеводородов: сланцевый пузырь или сланцевая революция? // Rogtestmagazine. Гибралтар, 2013. № 32. С. 52-61.
4. *Кирюхина Т.А.* и др. Доманиковые отложения Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов // Геология нефти и газа, № 3. Москва, МГУ, 2013. С. 76-87.
5. *Шахновский И.М.* Формирование залежей нефти и газа в нетрадиционных резервуарах // Геология нефти и газа, № 9. Москва, МГУ, 1997. С. 38-41.

РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТЕЙ В ПЛАСТОВЫХ И В ПОВЕРХНОСТНЫХ УСЛОВИЯХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПЕРМСКОГО КРАЯ

Д.С. Зарубин¹, И.Ю. Колычев², К.А. Вяткин³

**Пермский национальный исследовательский политехнический
университет, ¹-студент 3 курса, pstuzarubin@mail.ru,**

²-аспирант 1 года обучения, ³-студент 4 курса

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор С.В. Галкин

Аннотация: в рамках статьи рассматриваются реологические свойства нефтей месторождений Пермского края в пластовых и в поверхностных условиях. В работе исследуются реологические свойства водонефтяных эмульсий на балансовых смесях при различных обводненностях с помощью ротационного вискозиметра.

Ключевые слова: динамическая вязкость, водонефтяные эмульсии, вискозиметр.

RHEOLOGICAL OIL PROPERTIES IN SURFACE AND RESERVOIR CONDITIONS OF THE PERM REGION DEPOSITS

D.S. Zarubin¹, I.U. Kolychev², K.A. Vyatkin³

State National Research Polytechnic University of Perm,

^{1-3rd} year Student, pstuzarubin@mail.ru,

^{2-1st} year Post-graduate Student, ^{3-4th} year Student

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor
S.V. Galkin

Abstract: in the article rheological oil properties in surface and reservoir conditions of the Perm region deposits are investigated. Rheological properties of water-oil emulsion are researched using rotational viscometer.

Key words: dynamic viscosity, water-oil emulsion, viscometer.

Важными параметрами скважинной продукции нефтяных месторождений являются ее реологические свойства. Изучение реологических свойств нефти позволяет обосновывать и предлагать к практической реализации эффективные комплексные технологии повышения нефтеотдачи при эксплуатации рассматриваемых объектов. На основании анализа проектных документов разрабатываемых месторождений Пермского края были определены реологические свойства нефтей в пластовых условиях некоторых месторождений цехов по добыче нефти и газа (ЦДНГ) № 3, 7, 11 и 12. Схематическое расположение рассматриваемых ЦДНГ на территории Пермского края приведено на рисунке.

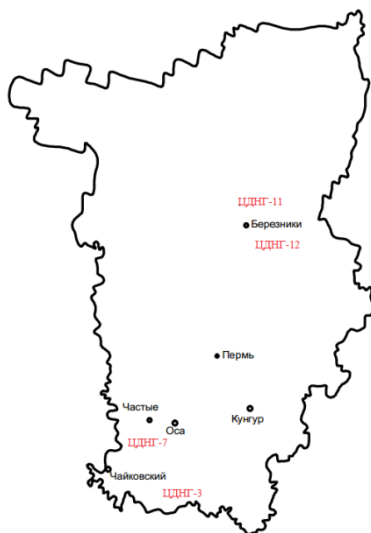


Рис. Схематическое расположение рассматриваемых ЦДНГ на территории Пермского края

В ЦДНГ №3 были проанализированы проектные документы по Москудынскому и Аптугайскому нефтяным месторождениям. В ЦДНГ №7 рассматривались Западное и Змеевское месторождения. В ЦДНГ №11 были изучены нефти с Сибирского и Шершневского месторождений. В ЦДНГ №12 рассматривались Логовское и Гагаринское нефтяные месторождения. Реологические свойства нефтей в пластовых условиях с рассматриваемых месторождений представлены в таблице 1.

Таблица 1

Реологические свойства нефтей ЦДНГ №№ 3, 7, 11, 12

ЦДНГ	Месторождение	Пласт	Плотность, кг/м ³	Динамическая вязкость, мПа*с
	Москудынское	Д2	885	22,25
		Д1	895	58,13
		Т	903	62
		Б6+Тл	922	173,2
	Аптугайское	ВЗВ4	873	19,71
		ВЗВ4	873	15,26
		Тл2а	890	18,72
		Тл26+Б6	893	50,7
7	Западное	Т1+Т2	907	74,1
		Бш	873	11,93
		Тл	897	26,4

ГЕОЛОГИЯ В РАЗВИВАЮЩЕМСЯ МИРЕ

		Окончание таблицы		
		Т	937	87,1
	Змеевское	Бш	865	14,34
		Тл	891	21,84
		Т	938	48,8
		Бш	857	10,72
11	Сибирское	Ясн	824	4,19
		Т-Фм	812	4,69
		Мл	851	9,49
	Шершневское	Ясн	851	11,18
		Т-Фм	861	12,03
		Бш	818	4,83
12	Логовское	Бб	829	7,15
		Т-Фм	823	6,16
		См	839	3,75
	Гагаринское	Бш	816	2,84
		Фм	822	4,16

На основании данных таблицы и рисунка можно сделать вывод, что на севере Пермского края преобладают месторождения с легкой и средней нефтью, а на юге и юго-западе Пермского края с тяжелой и очень тяжелой нефтью, которые обладают высокой вязкостью. В этих районах преобладают вязкие и высоковязкие нефти, что является осложняющим фактором при эксплуатации нефтяных месторождений. Длительная эксплуатация нефтяных месторождений и заводнение нефтеносных пластов приводят к обводнению добываемой продукции и образованию стойких водонефтяных эмульсий (ВНЭ). Анализ многочисленных лабораторных экспериментов показывает, что вязкость нефтяных эмульсий меняется с изменением содержания воды в нефти. На каждом из рассматриваемых месторождений были отобраны пробы продукции скважин и проведены реологические исследования на приготовленных балансовых смесях. Определение динамической вязкости проводилось на ротационном вискозиметре Rheotest RN 4.1 при температуре 5°C. Результаты реологических исследований приведены в таблице 2 [1].

Таблица 2

Результаты реологических исследований ВВЭ

ЦДНГ	Месторождение	Обводненность, %	Динамическая вязкость, мПа*с
3	Москудынское	10	12
		20	78
		30	102
		50	84,3
		70	179

		Окончание таблицы	
		80	43
7	Западное	20	855
		40	1962
		60	10020
		70	9345
		80	13,5
	Змеевское	20	844
		40	1974
		60	12780
11	Сибирское	80	8,3
		20	10,6
		40	17,4
		60	14,8
	Шершневское	80	8,4
		20	45
		40	83,5
		60	163
12	Логовское	80	5,2
		20	4,49
		40	5,11
		60	6,02
	Гагаринское	80	2,35
		20	4,26
		40	4,83
		60	5,3
		80	2,17

На основании проведенных исследований и полученных результатов отмечено, что с увеличением обводненности возрастает вязкость эмульсии. При достижении обводненности 60-70% вязкость увеличивается в несколько раз и после наступления инверсии фаз ($V/H \Rightarrow H/V$) резко падает. Вязкость нефти является важным параметром скважинной продукции, который влияет на эффективность добычи, сбора и транспортировки. Изучение реологических свойств образующихся эмульсий является обязательным условием при проектировании систем сбора и транспорта продукции [2].

Литература

1. Вяткин К.А., Соловьев Д.Ю., Баранова Ю.А., Ладейщикова Т.С. Исследование реологических свойств водонефтяных эмульсий и их применение в гидравлических расчетах // Master'sjournal. Пермь, ПНИПУ, 2015. С.146-156.
2. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. Москва: Альянс, 2005.

СТРОЕНИЕ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ВЕНДСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРА УРАЛО-ПОВОЛЖЬЯ

А.А. Змеева

*Пермский государственный национальный исследовательский
университет, магистрант 2 года обучения, n.balueva@yandex.ru*

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Т.В. Карасёва

Аннотация: в данной статье автор даёт обобщенную характеристику строения и нефтегазоносности вендских отложений. Цель статьи – обратить внимание на вендские отложения Волго-Урала как на новый объект нефтегазопромысловых работ.

Ключевые слова: венд, геологическое строение, отложения, залежь.

STRUCTURE AND PETROLEUM POTENTIAL OF VENDIAN DEPOSITS OF THE NORTH OF THE URAL - VOLGA REGION

A.A. Zmeeva

Perm State University,

2nd year Master's Degree Student, n.balueva@yandex.ru

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor
T.V.Karaseva

Abstract: in this article the author gives a generalized characteristic of the structure and petroleum potential of Vendian deposits. The purpose of this paper is to draw attention to the Vendian deposits of the Volga-Urals as a new object of oil and gas exploration.

Key words: vendian, the geological structure, sediment, deposit.

Вендская система, (англ.Vendianperiod), вендский комплекс (от названия древнего славянского племени – венды, венеды) – самое верхнее стратиграфическое подразделение протерозоя, непосредственно предшествующее кембрийской системе и близкое к ней по стратиграфическому рангу. Примерный возрастной интервал 680 ± 20 - 570 ± 20 млн. лет.

Вендский структурный этаж сформирован в начальную стадию платформенного этапа развития. На территории Волго-Урала выделяются две крупные вендские впадины: Верхнекамская и Шкапово-Шиханская, разделенные Сарапульско-Красноуфимской седловиной [2].

Верхнекамская впадина представляет обширную область погружения, наклоненную на восток и север. В этом же направлении возрастает мощность верхнего венда и современная глубина залегания кровли и подошвы. Верхнекамская зона накопления венда в северной части формировалась на кристаллическом фундаменте, а южнее – на нижнерифейском основании.

Шкаповско-Шиханская впадина, представляет зеркальное отражение Верхнекамской впадины, наклонена на восток и юго-восток. С северо-запада на юго-восток вендские отложения подстилаются молодыми рифейскими толщами. В обеих впадинах максимальные значения мощности венда составляют от 1,5-1,8 до 2,5 км.

Сарапульско-Красноуфимская седловина, выделенная по венду как положительная структура, охватывающая южные районы Пермской области и северные–Башкортастана, является палеоседловиной, выраженной сокращением общей мощности вендских отложений и отсутствием в разрезе верхней шкаповской серии. Разрез верхнего венда наиболее полно представлен в погруженных районах Верхнекамской впадины, где прослеживаются по площади четыре свиты: кыквинская, верещагинская, велвинская и краснокамская, объединенные попарно в бородулинскую и кудымкарскую серию [2].

При рассмотрении основных вендских структур выявляются отличия. В отличие от Верхнекамской, в Шкапово-Шиханской впадине и Сарапульско-Яныбаевской седловине практически отсутствует связь между вендом и фундаментом, вследствие, мощной толщи рифейских пород в Шкапово-Шиханской впадине и сокращенной мощности как вендских, так и рифейских отложений в Сарапульско-Яныбаевской седловине. При этом во внутренней зоне основных рифейских прогибов обнаружена связь между глубинами поверхностей венда и рифея. Такая связь позволяет проводить прогнозирование развития поверхности рифея при вскрытии поверхности венда. В то же время наличие такой связи опровергает предполагаемый ранее широкий размыв (до 1000 м и более) на всей территории рифейской и вендской поверхностей. Мощность вендских образований не зависит от глубины фундамента, однако связана с глубиной поверхности рифея.

Несмотря на низкую изученность в вендских отложениях обнаружены залежи тяжелой вязкой нефти на Сивинской, Ефремовской, Шарканской и других площадях (Пермский край, Удмуртская Республика). Коллекторами обычно являются хорошо отсортированные средне- мелкозернистые песчаники и крупнозернистые алевролиты. В венде обычно выделяют шесть

регионально выдержанных проницаемых песчано-алевролитовых пластов с хорошими и удовлетворительными коллекторскими свойствами (пористость до 24%, проницаемость до 0,245 мкм²). Покрышками для вендских пластов могут служить пласты алевро-глинистых пород. Изменение глубины вендской поверхности зависит от глубины погружения фундамента. Послевендские тектонические движения привели к общему погружению протерозойских образований в восточном направлении [1].

Таким образом, вендский структурный этаж сформирован в начальную стадию платформенного этапа развития исследуемой территории. Выделяются две крупные вендские впадины: Верхнекамская и Шкапово-Шиханская, разделенные Сарапульско-Красноуфимской седловиной. В вендском комплексе коллекторами являются хорошо отсортированные средне-, мелкозернистые песчаники и крупнозернистые алевролиты. Покрышками для вендских пластов могут служить пласты алевро-глинистых пород. Вендский комплекс, перспективен для дальнейшего геологического изучения на поиски нефти.

Литература

1. Башкова С.Е., Субботина Н.Б., Карасева Т.В. Закономерности строения рифейских и вендских отложений Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна // КамНИИКИГС. Пермь, 2011. С. 4.
2. Белоконь Т.В., Горбачев В.И., Балашова М.М. Строение и нефтегазоносность рифейско-вендских отложений востока русской платформы // КамНИИКИГС. Пермь, 2001. С. 96.

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ КОМПЛЕКСЫ СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Р.Ф. Исхаков

*Уфимский государственный нефтяной технический университет,
магистрант 1 года обучения, iskhakov-renat@lenta.ru*

Научный руководитель: д.т.н., профессор Ш.Х. Султанов

Аннотация: в статье рассматриваются результаты исследований Надым-Пурской нефтегазоносной области.

Ключевые слова: отложения, нефтегазоносность, свита, фундамент.

OIL AND GAS COMPLEXES NORTH OF WESTERN SIBERIA

R.F. Iskhakov

Ufa State Petroleum Technological University,

1st year Master's Degree Student, iskhakov-renat@lenta.ru

Research Supervisor: Doctor of Technical Sciences, Professor

S.H. Sultanov

Abstract: *the article discusses the results of studies in the Nadym-Purskoy oil and gas field.*

Key words: *fat, oil and gas, formation, foundation.*

Основные приросты углеводородов на севере Западной Сибири связаны с поиском перспективных ловушек в глубоких горизонтах нижнемеловых ачимовских и юрских отложений на новых территориях. В доюрских отложениях поиск перспективных объектов на исследуемой территории экономически не выгоден.

Среднеюрские отложения представлены, в основном, континентальными фациями тюменской свиты. Геологический разрез представлен домезозойским основанием (фундаментом) и мезозойско-кайнозойским осадочным чехлом. Древние породы доюрских отложений вскрыты единичными скважинами и не подтвердили промышленных перспектив. В триасовом периоде на исследуемой территории формировались красноселькупская и тампейская серии. Аймальская свита совместно с коротчаевской свитой триасового возраста объединяются в красноселькупскую серию. Нижнетриасовые отложения формировались в процессе вулканизма, позже накапливались континентальные разнофациальные терригенные осадки. По результатам бурения в нижней части триаса выделены туфы и базальты, которые отнесены к двум свитам – пурской и коротчаевской.

Коротчаевская свита залегает на аймальской свите, в СКВ. СГ-6 выделяется в составе красноселькупской серии и представлена базальтами с прослоями туфов, габбро-долеритов и терригенных пород в интервале глубин от 6419 до 7310 м. Отмечаются внутрiformационные перерывы. Мощность свиты 890 м. Средний и верхний отделы триасовой системы объединены в тампейскую серию.

В разрезе тампейской серии (скв. СГ-6) выделяются три свиты: пурская, варенгаяхинская, витютинская, которые представлены переслаиванием песчано-глинистых отложений с прослоями конгломератов. Средне- и верхнетриасовые отложения накапливались

в озерных и мелководно-морских условиях. Витютинская свита, представлена песчаниками серыми полимиктовыми, конгломератами с прослоями темно-серых аргиллитов. Толщина свиты изменяется от 53 до 190 м. В Западной Сибири высокие темпы освоения запасов привели к росту доли низко продуктивных запасов и ресурсов нефти и газа, объем которых в настоящее время составляет несколько десятков миллиардов тонн. Учитывая, что в России высокий уровень добычи возможен только за счет нефтегазоносных недр Западной Сибири, освоение этих низко продуктивных запасов и ресурсов, и особенно категории трудно извлекаемых, является объективной необходимостью.

Изменения в структуре ресурсов и запасов нефти и газа Западной Сибири необходимо учесть при разработке долгосрочной стратегии нефтедобычи. Очевидно, что дальнейшее развитие должно идти с увеличением инвестиций в разведку и разработку месторождений, адекватным изменению качества сырьевой базы, а также с созданием и ускоренным освоением новых высокoeffективных технологий извлечения нефти, особенно для категории трудно извлекаемых запасов. Открытые месторождения полезных ископаемых – это только часть потенциала северных территорий и акваторий России. Для их выявления, для обеспечения долгосрочного устойчивого развития этих сырьевых баз необходимо проводить геологоразведочные работы.

В связи с чем, следует ожидать открытие новых гигантских залежей УВ в нижней-средней юре и в доюрском НГК, нефтегазоносность которого изучена недостаточно. А также, является целесообразным проведение исследований месторождений с целью выявления перспективных объектов для поисков нефти и газа. Выделения новых перспективных нефтегазоносных комплексов, проведение прогнозирования перспективности территорий и зон предполагаемого нефтенакпления, выявление зон распространения коллекторов и определение направления геологоразведочных работ по уточнению геологических модели залежей нефти, с целью повышения прироста добычи нефти, увеличения ресурсных баз месторождений, оптимизация разработки залежей нефти [1,2,3].

Литература

1. Белоусов В.В., Гзовский М.В., Экспериментальная тектоника // М.: Недра, 1964. 54 с.
2. Гладышева Я.И., Гладышев А. А., Перспективы юрских отложений в Надым-Пурской нефтегазоносной области. Часть I // Нефть и газ, 2011, №5. С. 17-24.

З. Тимурзиев А.И., Гогоненков Г.Н. Структурно-тектоническая характеристика фундамента сдвиговых зон на примере Еты-Пуровского вала // Геология нефти и газа, 2007, №6. С. 2-10.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СОСТАВА И УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ ШЕШМИНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ (УФИМСКИЙ ЯРУС) В РЕСПУБЛИКЕ ТАТАРСТАН

Н.А. Ихсанов¹, И.И. Идрисов², Р. Р. Гарипов²

Казанский (Приволжский) федеральный университет,

¹-аспирант 2 года обучения, niyaz_ikhсанov@mail.ru,

²-студенты 3 курса, idrisovilyas95@inbox.ru, rail.fox1995@gmail.com

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Н.Г. Нурғалиева

***Аннотация:** в работе описывается история исследований шешминского горизонта. Рассказывается об условиях образования и составе шешминских отложений, выявленных в процессе научно-исследовательской деятельности видных геологов XIX-XXI вв. Как вывод, фаціальная обстановка осадконакопления в шешминское время была сложная.*

***Ключевые слова:** шешминский горизонт, уфимский ярус, природные битумы.*

GENERAL CHATACTERISTICS OF COMPOSITION AND SEDIMENTATION CONDITIONS OF SHESHMINSKY RESERVOIR (UFIMSKY FORMATION) IN REPUBLIC OF TATARSTAN

N.A. Ikhsanov¹, I.I. Idrisov², R.R. Garipov²

Kazan (Volga region) Federal University,

¹-²nd year Post-graduate Student, niyaz_ikhсанov@mail.ru,

²-³rd year Students, idrisovilyas95@inbox.ru, rail.fox1995@gmail.com

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor

N.G. Nourgalieva

***Abstract:** this paper is the review of the research history of the Sheshminsky reservoir. There is described the composition and sedimentation conditions of the Sheshminsky formation, that were research by the geologists of the XIX-XXI centuries. As the conclusion, facial sedimentation environment was different in Sheshminsky period.*

***Key words:** Sheshminsky reservoir, Ufimsky formation, native bitum.*

Волго-Уральская нефтегазоносная провинция в нефтяной отрасли России занимает особое место. И существенные позиции в данной области отдаются пермским битумам.

Всем хорошо известно, что в последнее время ускоренными темпами истощаются запасы легкой нефти. Больше внимание уделяется альтернативным источникам топливно-энергетического сырья. В Татарстане одним из этих источников является битум пермских отложений, в том числе, из шешминского горизонта уфимского яруса.

Выходы битумов впервые интересующих отложений впервые были исследованы в районе деревни Шугурово (сегодня Лениногорский р-он, РТ) в 1865 г. профессором П.В. Еремеевым, а в 1870 г. – американским предпринимателем Л.Ф. Шандором [14].

В одной из основополагающих работ по пермским отложениям Н.А. Головкинским [2] пермские отложения подразделены на три формации: «Нижнюю Пестроцветную» (современный уфимский ярус), формацию «Пермского известняка» (современный казанский ярус), формацию «Полосатых мергелей» (современный татарский ярус по Никитину (1887 г.) и белебеевская свита (Ноинский, 1932)).

А.В. Нечаевым в 1915 году нижнему и среднему отделам даются географические названия: для нижнего «уфимский», а для среднего – «казанский» ярусы, причем в составе красноцветной толщи различаются нижний горизонт преимущественно глинистый и верхний – преимущественно песчаный. [6]. В работах ученого 1921 года можно найти первые объяснения по поводу условий образования уфимских отложений в континентальных, субаэральных условиях, при некотором развитии временных потоков [7].

Субаквальное, в основном, дельтовой происхождение пермских красноцветов впервые предложено в 1937 году Пустоваловым Л.В. [9].

Анализ результатов разведочных работ позволил в 1948 году А.М. Мельникову [5] сделать вывод о том, что пермские битумоносные песчаники залегают в виде линз и гнезд.

В 1955 г. Н.Н. Форш детально изучил разрезы уфимской свиты на территории Восточной Татарии и Западной Башкирии. Им уфимская свита подразделена на две подсвиты: нижнюю с известковисто-мергелевым составом и верхнюю – с преобладанием песчано-глинистых пород [13].

Благодаря работам Троепольского в 1960 г. было установлено, что территориальное распределение битумов в пермских отложениях выражено в форме крупных сплошных полей, где развитие пород-коллекторов с хорошими емкостными свойствами способствовало

локализации нефти, давшей в последующем начало крупным залежам битумов [11].

В 1972 г. Ю.В. Сементовский доказывал существование в начале позднепермской эпохи засушливой, аридной обстановки [10].

А.В. Богов в 1973 г. по результатам исследований начинает подразделять отложения шешминского горизонта на четыре литологические пачки: нижнюю: 1 – мергелисто-песчаную; 2 – песчано-глинистую; 3 – глинисто-песчаную и 4 – песчано-глинистую [1].

Фактический материал, собранный в 1976 г. Игнатьевым В.И. по шешминскому горизонту, говорит о двух главных направлениях макрофациальной зональности: широтном и меридиональном [3].

В 1987 г. Эллерн С.С. и Шельдяшовой Л.В. составлена карта изопачит песчаниковой пачки [15].

Совместная работа Б.В. Успенского и Г.А. Петрова в 1988-90 гг. позволила среди песчано-глинистых пород шешминского горизонта выделить четко обособленную литофацию песчаников. Она представлена песчаными телами барового (по П.А. Шалину и Г.А. Петрову) и дельтового (по Б.В. Успенскому) генезиса [16].

Э.Я. Левен в 1993 г. указывает на то, что в начале шешминского времени окончательно исчезает морской бассейн, и на его месте образуется огромная аккумулятивная аллювиальная равнина [4].

В 2008 г. Н.Г. Нургалиева подчеркнула, что лингуловой толще предшествовал субаэральный размыв [8].

По мнению Успенского Б.В. осадки шешминского времени формировались в подводно-дельтовой части древней реки. Авандельтовый генезис подтверждается морфологией отложений песчаной пачки: песчаные тела имеют выпуклую поверхность, образующуюся в результате формирования аккумулятивных тел, возвышающихся над дном бассейна седиментации вследствие недостаточной для размыва энергии потока [12].

Таким образом, история литолого-фациальных исследований шешминских отложений предлагает широкий спектр условий их формирования: от морских до континентальных с акцентом на переходные и континентальные обстановки.

Сегодня ведется работа по сбору и систематизации материала по керну и каротажу скважин по залежам, расположенным на Кичуйско-Шешминской моноклинали (или в Черемшано-Бастрыкской зоне) для реализации описанного комплексирования данных на основе секвенс-стратиграфических подходов.

Литература

1. *Богов А.В.* Отложения уфимского яруса ТАССР по данным структурного бурения. Материалы по геологии востока Русской платформы. Вып. 5. Казань: Изд. Казан. ун-та, 1973.
2. *Головкинский Н.А.* О пермской формации в центральной части Камско-Волжского бассейна. СПб, 1869. 15 с.
3. *Игнатьев В.И.* Формирование Волго-Уральской антеклизы в пермский период. - Казань: Изд-во Казан. ун-та, 1976. 255 с.
4. *Левен Э.Я.* Главные события пермской истории области Тетис и фузулины // Стратиграфия. Геол. корреляция. Т. 1, №1. 1993. 25 с.
5. *Мельников А.М.* Нефтеносные отложения. В кн.: «Геологическое строение и нефтеносность Татарской АССР». М., 1948. 145 с.
6. *Нечаев А.В.* Казанский и Уфимский ярусы пермской системы, геол. вестник, т.1, N1, СПб., в.1, 1915. С. 4-6.
7. *Нечаев А. В.* Верхнепермские отложения. В кн.: Геология России, т. II, ч. V, в. 3, Пг., изд. Геол. ком., 1921. 34 с.
8. *Нурғалиева Н.Г., Чернова И.Ю., Нурғалиев Д.К.* «Лингуловые глины»: литологические особенности регионального репера // Нефтегазовое дело. 2008. 34 с.
9. *Пустовалов Л.В.* Условия осадконакопления в верхнепермскую эпоху// Проблемы советской геологии, т. XII. 1937. №11. 54 с.
10. *Сементовский Ю.В.* Условия образования месторождений минерального сырья в позднепермскую эпоху на востоке Русской платформы. Казань: Татар. книж. изд-во, 1972. 256 с.
11. *Тропольский В.И., Эллен С.С.* О генерации нефти и формировании ее залежей// Происхождение нефти и газа. М.: Гостоптехиздат, 1960. 145 с.
12. *Успенский Б.В., Валеева И.Ф.* Геология месторождений природных битумов Республики Татарстан. Казань: ПФ «ГАРТ», 2008. 349 с.
13. *Форш Н.Н.* Волго-Уральская нефтеносная область. Пермские отложения, уфимская свита и казанский ярус // Труды ВНИГРИ. Новая серия, вып. 92. Л.: Гостоптехиздат, 1955. 250 с.
14. *Хисамов Р.С., Боровский М.Я., Гатиятуллин Н.С.* Геофизические методы поисков и разведки месторождений природных битумов в Республике Татарстана. Казань: Изд-во «ФЭН» Академии наук РТ, 2007. 247 с.
15. *Эллен С.С., Шельдяшова Л.В.* Типы ловушек и залежей в уфимских отложениях Татарии/ Геология и геохимия нефтеносных отложений. Казань: КГУ, 1987. С. 81-94.
16. *Шалин П.А.* О природе палеомагмоморфологических ловушек нефти и битумов в шешминском горизонте Южно-Татарского свода // Геология нефти и газа. 1988 №5. 54 с.

ОСОБЕННОСТИ ГЕОТЕКТОНИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ РОСТАШИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ

И.А. Кабанов

*Оренбургский государственный университет,
студент 3 курса, ivankabanovgeo@mail.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Н.Г. Мязина

Аннотация: месторождение расположено в южной части Бузулукской впадины. Основные нефтегеологические структуры сформировались в девонской системе. В залежах установлено наличие экранов двух типов. Коллектора терригенные и карбонатные. Залежи заполнены легкой нефтью с содержанием, в основном, бензиновых фракций.

Ключевые слова: Бузулукская впадина, нефтегазоносность, месторождение, продуктивная толща, нефть.

FEATURES OF TECTONIC STRUCTURE AND OIL-AND- GAS CONTENT OF ROSTASHINSKOYE OIL FIELD OF ORENBURG REGION

I.A. Kabanov

Orenburg State University, 3^d year Student, ivankabanovgeo@mail.ru

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader
N.G. Myazina

Abstract: the field is located in the southern part of Buzuluk depression. Basic petroleum geological structures formed in the Devonian system. The presence of deposits found two types of screens. Collector clastic and carbonate. Reservoir filled with light oil content, mainly gasoline fractions.

Key words: Buzulukdepression, oil-and-gas content, field, productive layer, oil.

Росташинское месторождение входит в десятку крупнейших нефтяных месторождений Оренбургской области. Наряду с другими соседними месторождениями образует Мартынскую зону нефтегазонакопления (ЗНГН), локализованную в южной части Южно-Бузулукского нефтегазового района (НГР), Бузулукской нефтегазоносной области (НГО), Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (НГП) [1].

На месторождении отмечено четыре горизонта продуктивных пластов: бобриковский (Б₂), ардаатовский (Д_{III}), воробьевский (Д_{IV}) и афонинский (Д_V). Они разделены между собой слоями алевролитов с прослойками аргиллитов (рис.).

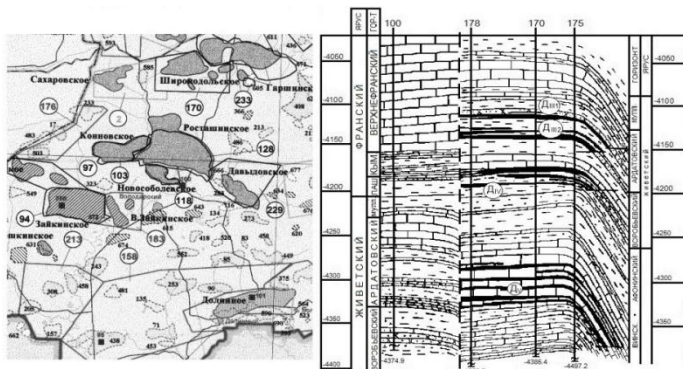


Рис. Карта Росташинского месторождения и фрагмент геологического профиля его продуктивной толщи

Из пластов Д_{III}(D_{2ar})и Д_{IV}(D_{2v}) извлекается основная масса нефти. Формируют залежи пластового типа. Пласты, в основном, сложены терригенными породами. Средние значения пористости составляют около 12%. Получаемая продукция из этих двух пластов безводна. Пласт Д_V(D_{2af}) отмечен менее интенсивной нефтеотдачей в связи низкой пористостью и проницаемостью слагающих его пород. Образует залежь массивно-пластового типа. Коллектор составлен карбонатными породами. Из него также получают безводную нефть. Пласт Б₂(C_{1bb}) разрабатывается как возвратный объект. В целом по геологическому строению месторождение имеет сложную структуру. Отмечается комбинированный тип ловушек, подтип – структурно-дизъюнктивные [4,5].

В плане тектонического районирования месторождение расположено в Камелик-Чаганской зоне поднятий Бузулукской впадины.

Сформировано на месте крупной антиклинальной структуры поднятия. Камелик-Чаганская зона дислокаций – это структура регионального порядка, испытывавшая растяжение в девоне, которое активизировало трещиноватость заложившуюся в рифее, в результате чего образовались взбросы и сдвиги отдельных участков земной коры [6].

Крупный блок с продуктивными толщами был поднят относительно соседних блоков на высоту более 100 м. В северной части месторождения ловушки образованы за счет флексуры. Далее, пласты значительно погружаются в северном направлении. Здесь установлен водонефтяной контакт (ВНК), по которому вода создает давление на нефть. Ближе к югу отмечен тектонический разрыв, продольно рассекающий пласты горных пород. Он является экраном для приподнятого блока продуктивных пластов, образовав препятствие для оттока нефти в южном направлении, формируя нефтяные залежи. Подобное сочетание экранов в залежах является довольно редким явлением для месторождений Оренбургской области. Такое сложное строение месторождения заложилось в результате процессов поднятия отдельного блока земной коры в данном геотектоническом районе. В одном месте породы оказались пластичными и образовали флексуру, а в другом – хрупкими, которые были рассечены разломом. Поднятия являются структурами захоронения выступов кристаллического фундамента. Таким образом, можно сказать, что девон в тектоническом понимании был весьма беспокойным периодом для Южно-Бузулукского НГР. Именно в этот промежуток времени происходило заложение основных геоструктурных элементов, которые в последующем стали ловушками для нефти [2].

Главная особенность Росташинского месторождения заключается в том, что его залежи содержат нефть с низкими значениями плотности. Это связано с глубиной залегания нефти. В данном случае ее отметки установлены от 3342 до 4450 метров ниже земной поверхности. На таких глубинах создаются благоприятные условия для интенсивного растворения газа в нефти, который, собственно, и понижает ее плотность. Физико-химический анализ отобранных образцов нефти показал, что плотность колеблется в интервале от 0,774 до 0,783 г/см³. Содержание серы (S) в среднем составляет 0,3%, однако нефть пласта Б₂ содержит менее 0,01%. Процент смолисто-асфальтеновых веществ также невелик и составляет около 1,2-1,6%. Это самые низкие значения среди нефтяных месторождений Южно-Бузулукского НГР. Содержание в нефти парафинов одно из самых высоких – 6,2-6,6%. При ее извлечении отмечается также то, что содержание в ней воды практически незначительно. Это объясняется недостаточной пористостью пород коллектора для вмещения одновременно нефти и высокоминерализованных пластовых вод. Региональным водоупором для месторождения является сульфатно-галогенная толща кунгурского яруса (Р₁k), мощностью до 590 м [3].

Анализ геологических условий глубин, на которых залегают нефть, показал, что продуктивные пласты располагаются в зоне метакатагенеза. Пласт $D_v(D_{2af})$ залегают на границе с зоной апокатагенеза, в которой органическое вещество постепенно теряет способность к генерации нефти и формирует природный газ. Это и объясняет тот факт, что нефть данного продуктивного пласта обладает низкой плотностью, вследствие ее повышенной газификации. Залежи сформированы за счет собственных нефтегазоматеринских пород подсолевого этажа палеозойского возраста. Они содержат легкие нефти, состоящие из бензиновых фракций с небольшим содержанием смолисто-асфальтеновых веществ. Основная масса нефти сосредоточена в коллекторах, сложенных терригенными породами среднего девона.

Все залежи месторождения находятся в Мартынской ЗНГН с увеличенной мощностью отложений среднего девона. По сложности геотектонического и геологического строения Мартынская ЗНГН классифицируется как сложная. При рассмотрении величины объема запасов указывают, что это крупное месторождение. Поэтому, несмотря на то, что его промышленно эксплуатируют с 1992 года, в настоящее время по объему извлекаемой нефти оно показывает все также хорошие результаты.

Литература

1. Бакиров Э.А., Ермолкин В.И. Геология нефти и газа. М.: Недра, 1990. 240 с.
2. Катков Р.А., Кислухин В.И. Особенности геологического строения и нефтегазоносность среднего девона Мартынской зоны нефтенакопления Оренбургской области // Омский научный вестник № 1 (128) 2014. Омск: Редакция журнала «Омский научный вестник» ОмГТУ, 2014. С. 46-68.
3. Мязина Н.Г., Кузьмина В.В. Сравнительная характеристика свойств нефти месторождений Оренбургской области // Вестник Перм. ун-та. Геология. 2015. Выпуск 3 (28). Пермь: Издательский центр ПГНИУ, 2015. С. 57-64.
4. Пантелеев А.С., Козлов Н.Ф. Геологическое строение и нефтегазоносность Оренбургской области. Оренбург: Оренбургское кн. изд-во, 1997. 272 с.
5. Пантелеев А.С., Козлов Н.Ф. Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений Оренбургской области. Оренбург: Оренбургское кн. изд-во, 1998 г. 256 с.
6. Шашель А.Г., Шиповский А.П. Геодинамика Камелик-Чаганской структурной зоны в девонское время в связи с поисками залежей нефти и газа // Геология нефти и газа 10'1997. М.: Экспериментальная типография ЗАО «Геоинформмарк», 1997. С. 11-18.

ОСОБЕННОСТИ ЛИТОЛОГИИ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ МОРЯ ЛАПТЕВЫХ

М.З. Кажумуханова

*Национальный исследовательский Томский политехнический
университет,*

магистрант 1 года обучения, kazhumukhanova@gmail.com

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Т.Г. Перевертайло

Аннотация: изучены минералогический, гранулометрический составы, определено содержание органического вещества в 24 пробах донных отложений северной части моря Лаптевых.

Ключевые слова: литология, газогидраты, Арктический шельф, море Лаптевых.

LITHOLOGICAL FEATURES OF BED SEDIMENTS IN THE NOTHERN PART OF THE LAPTEV SEA

M.Z. Kazhumukhanova

Tomsk Polytechnic University,

1st year Master's Degree Student, kazhumukhanova@gmail.com

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy,

Reader T.G. Perevertaylo

Abstract: 24 bed-sediment samples were collected from the northern part of the Laptev Sea to assess particle-size distribution, mineralogical composition as well as to examine organic matter content.

Key words: lithology, has-hydrate, the Arctic shelf, the Laptev Sea.

В настоящее время Арктический шельф представляет огромный интерес как с научной, так и с практической точки зрения. Начатые в 30-е гг. XX в. поиски месторождений нефти и газа привели к тому, что на сегодняшний день на континентальном секторе Российской Арктики открыты уникальные газовые месторождения, такие как Медвежье, Уренгойское, Ямбургское, Заполярное, Бованенковское. И согласно прогнозно-поисковым работам, на данной территории сосредоточены около одной четверти (22%) мировых ресурсов нефти и газа [3].

Однако освоение минеральных ресурсов арктических акваторий связано с большими рисками, такими как специфические природные условия, отсутствие инфраструктуры и опыта ликвидации влияния разливов нефти на арктическую систему, слабая изученность шельфа. Также серьезный риск при постановке и проведении морских буровых

работ представляют газогидраты, которые все еще мало изучены в наших арктических морях.

Особый интерес с позиций гидратоносности представляет шельф моря Лаптевых, представляющий собой субмаринную криолитозону [1], в которой были обнаружены [2,4] мощные и множественные прорывы метана (с концентрацией до 700 нМ) в виде фонтана пузырьков (так называемые факелы), поднимающихся со дна моря через толщу воды с глубин 60-110 м, а местами уходящими в атмосферу. Именно в этом глубинном интервале ранее предполагалось наиболее значительное протаивание подводной мерзлоты [1], что способствует формированию сквозных газовыводящих путей [4].

Зарегистрированные на Арктическом шельфе факты резкого повышения температуры, по сравнению с прошлым веком (около 5°C [3]), высочайшая скорость береговых эрозионных процессов, ежегодный сброс CH_4 [2], несоизмеримо больший по сравнению с другими объектами, найденные океанические аномалии растворенного метана, в том числе в виде больших (до 500 м в диаметре) факелов, обусловили необходимость проведения более детальных работ.

Данная работа выполнена в ТПУ в рамках договора № 14.Z50.31.0012 от «19» мая 2014 г. с Министерством науки и образования Российской Федерации «Сибирский арктический шельф как источник парниковых газов планетарной значимости: количественная оценка потоков и выявление возможных экологических и климатических последствий».

Целью работы является изучение минералогического и гранулометрического составов донных отложений и закономерности распределения органического вещества ($C_{\text{орг}}$).

Предметом исследования послужили 24 поверхностные пробы (0-5 см) донных осадков, отобранные в северной части моря Лаптевых, с использованием колонкового бурения, в ходе экспедиции 2011 г. на борту флагмана научно-исследовательского флота ДВО РАН НИС «Академик М.А. Лаврентьев».

Гранулометрический анализ проводился методом лазерной дифракции. Минералогический состав изучался под бинокулярным микроскопом отдельно по песчаной и алевритовой фракциям. Содержание $C_{\text{орг}}$ определялось на приборе Rock-Eval в Международной научно-образовательной лаборатории изучения углерода арктических морей Томского Политехнического Университета.

По гранулометрическому составу выделены фракции размерностью от 0,01 мкм до 3,08 мм. В их составе преобладает

пелитовая ($<0,01$ мм), содержание которой составляет от 24 до 77%, менее распространены алевритовая (от 22 до 45%) и псаммитовая (от 0,3 до 47%) фракции. Согласно классификации осадочных обломочных горных пород образцы представлены преимущественно алевритовыми глинами, реже алевритистыми глинами и песками. По данным гранулометрии построены кумулятивные кривые, рассчитан коэффициент отсортированности, изменяющийся в пределах 1,18-3,65, что свидетельствует о средней степени сортировки обломочного материала у алевритов и хорошей – у песков.

По минералогическому составу пески и алевриты относятся к полевошпат-кварцевым с содержанием обломков пород от 5 до 20% . Кварц резко преобладает над другими минералами и присутствует в количестве 30-60%. Доминируют прозрачные хорошо окатанные обломки, также отмечаются редкие, угловатые разности, иногда отмечаются прожилки гематита.

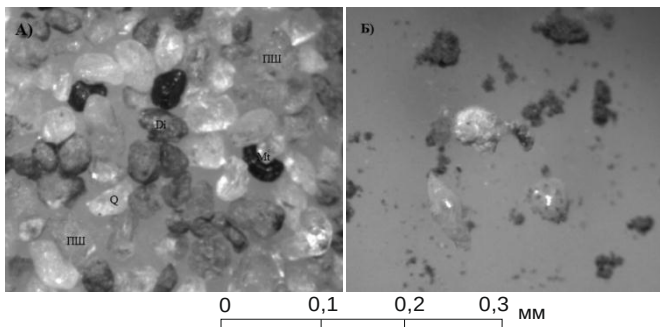


Рис. 1. Особенности минералогического состава песков

(А) – Зерна кварца (Q), полевых шпатов (ПШ), диопсида (Di) и магнетита (Mt);
Б) – Раковины моллюсков)

Полевые шпаты (25-35%) представлены удлиненными полупрозрачными, бесцветно-серыми, розовыми и светло-желтыми угловатыми и угловато-окатанными обломками (рис.1.А). Повсеместно присутствуют слюды (мусковит, биотит), их содержание колеблется в пределах 5-15%. Карбонатные минералы представлены кальцитом бурым сидеритом и наблюдаются в образцах № 21, 22, 28, 30 в количестве 10-15%. Из рудных минералов повсеместно распространен магнетит (до 10%), обладающий характерным железо-черным цветом и сильными магнитными свойствами. Акцессорные минералы (до 5%) представлены эпидотом, диопсидом, апатитом, хлоритом и гранатами. Также отмечается присутствие

углефицированных растительных обломков и остатков раковин моллюсков различной формы (рис.1.Б).

Изучение органического вещества является важным аспектом гидрохимических, гидробиологических и геологических исследований и наиболее презентабельным его показателем является органический углерод. Содержание $C_{орг}$ в исследованных пробах варьируется от 0,03 до 1,61%. Для выявления закономерностей содержания и распределения $C_{орг}$ в поверхностном слое донных осадков севера моря Лаптевых (0-5 см) была построена карта распределения органического углерода.

Согласно полученным данным, установлено, что отложения пелитовых осадков тяготеют к наиболее пониженным участкам, а псаммитовые, наоборот, приурочены к мелководным частям.

Выявлено относительное обогащение пелитовых осадков северной части моря Лаптевых органическим углеродом. Причиной этого, возможно, является повышенная сорбция $C_{орг}$ тонкой пелитовой фракцией.

Литература

1. Романовский Н.Н., Хуббертен Х.В. Формирование и эволюция криолитозоны шельфа и приморских низменностей (на примере региона моря Лаптевых) // Изв. РАН. Сер.геогр., 2001, № 3. С. 15-28.
2. Шахова Н.Е., Сергиенко В.И., Семилетов И.П. Вклад Восточно-Сибирского шельфа в современный цикл метана // Вестник РАН. 2009. Т.79, № 6. С. 507-518.
3. Rachold V. Near-shore arctic subsea permafrost in transition/ D.Y. Bolshiyarov [et al.] // Eos. 2007. V. 88, No. 13. P. 149-156.
4. Shakhova N., Semiletov I., Salyuk A., Yusupov V., Kosmach D., and O. Gustafsson, Extensive Methane Venting to the Atmosphere from Sediments of the East Siberian Arctic Shelf // SCIENCE. 2010. Vol. 327. P. 1246-1250.

СЕЙСМОСТРАТИГРАФИЯ БАСЕЙНА ШЕЛЬФА ВОСТОЧНО-СИБИРСКОГО МОРЯ

Ю.А. Карпов¹, А.А. Суслова², Д.А. Пушкарева³

Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова,

¹-магистрант 2 года обучения, *у.а.karpov@yandex.ru,*

²-молодой ученый, ³-магистрант 1 года обучения

Научный руководитель: к.г.-м.н., с.н.с. А.А. Суслова

Аннотация: Восточно-Сибирское море является наименее изученным районом российского арктического шельфа. В результате интерпретации данных сейсморазведки были выделены основные отражающие горизонты, соответствующие определенным событиям геологической истории развития региона и сейсмокомплексы.

Ключевые слова: сейсмостратиграфия, Восточная Арктика.

SEISMOSTRATIGRAPHY OF EAST SIBERIAN SEA SHELF BASIN

Yu.A. Karpov¹, A.A. Suslova², D.A. Pushkareva³

Lomonosov Moscow State University,

¹-2nd year Master's Degree Student, y.a.karpov@yandex.ru,

²-Young Researcher, ³-1st year Master's Degree Student

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Senior
Researcher A.A. Suslova

Abstract: East Siberian Sea is the less explored part of Russian Arctic shelf. As a result of interpretation of seismic data using methods of seismic stratigraphy basic reflectors and seismic complexes were indicated. Each of them is related to certain event of geological history of basin.

Key words: seismostratigraphy, EastArctic.

Открытия крупных месторождений нефти и газа в Баренцевом и Карском морях и на побережье Северной Аляски, в том числе гигантского месторождения Прудо Бей, привели к необходимости более детальных геолого-геофизических исследований, прежде всего, Восточно-Сибирского и Чукотского морей [3].

Восточно-Сибирское море можно отнести к наименее исследованным регионам Восточно-Арктического шельфа России. В настоящее время при проведении исследований мы можем использовать лишь достаточно ограниченное количество данных сейсморазведки, геологическом строении территорий прилегающей суши и архипелагов, бурения пяти глубоких разведочных скважин в американском секторе Чукотского моря, проведенных гравимагнитных работах и информацию о нефтяных системах российских и зарубежных арктических бассейнов-аналогов. Море расположено на коре континентального типа, ее максимальная мощность может достигать 35 км. В геологическом строении бассейна Восточно-Сибирского моря выделяется палеозойско-мезозойский складчатый фундамент и мезозойско-кайнозойский осадочный чехол.

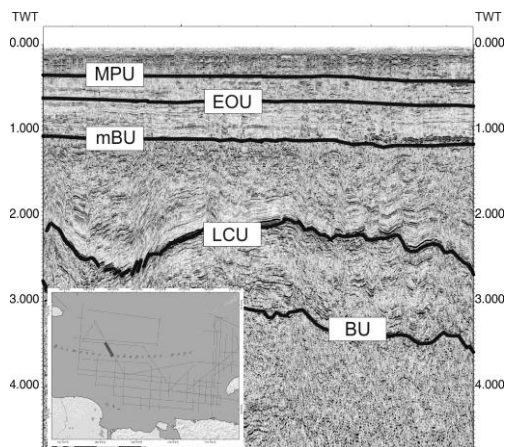


Рис. Фрагмент сейсмического профиля ESS_9102

В осадочном чехле выделены несогласия, каждое из которых маркируется своим отражающим горизонтом (рис.). Между плиоцен-четвертичным, олигоцен-миоценовым и палеоцен-эоценовыми комплексами выделяются несогласия (MPU, EOU), зафиксированные также на Новосибирских о-вах [2]. Несогласие между верхнемеловым и кайнозойскими комплексами (mBU), вероятно, связано с окончанием рифтогенеза и началом поздне-брукинскойорогении. В основании нижнемелового комплекса выделяется несогласие, приуроченное, предположительно, к окончанию ранне-брукинскойорогении и началу мелового рифтогенеза (LCU). В средней-верхней перми выделяется несогласие между мезозойскими и фанерозойскими комплексами, хорошо картируемое на островах [2]. Была составлена модель хронологии основных событий геологической истории, повлиявших на сохранность нефтегазоносных комплексов. Длительное прогибание бассейна и накопление мощного осадочного чехла, а также его тепловой прогрев положительно повлияли на нефтегазообразование.

Проведенные в последние годы исследования [1] на архипелаге Новосибирские о-ва дали возможность выделить основные нефтематеринские свиты: в кайнозойском разрезе – эоценовые терригенные отложения с прослоями бурых углей и торфа. В мезозойском – верхнемеловые, верхнеюрские и верхнетриасовые терригенные отложения морского генезиса. В палеозойском – пермские и каменноугольные терригенные отложения морского генезиса. Все породы, за исключением верхнемеловых и эоценовых,

содержащих органическое вещество III типа, – преимущественно нефтематеринские и содержат органическое вещество I и II типов.

Литература

1. Ким Б.И., Евдокимова Н.К., Супруненко О.И., Яшин Д.С. Нефтегеологическое районирование шельфа восточно-арктических морей России и перспективы их нефтегазоносности // Геология нефти и газа. 2007. №2. С. 49-60.
2. Косько М.К., Соболев Н.Н., Кораго Е.А., Проскурнин В.Ф., Столбов Н.М., Геология Новосибирских островов – основа интерпретации геофизических данных по Восточно-Арктическому шельфу России. 2013. Т.8. №2.
3. Ступакова А.В, Бордунов С.И., Сауткин Р.С., Сулова А.А., Перетолкин К.А., Сидоренко С.А. Нефтегазоносные бассейны российской Арктики // Геология нефти и газа, 2013. С. 30-47.

**ПОСТРОЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ
КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НИЖНЕГО КАРБОНА,
ОСЛОЖНЕННЫХ ТУРНЕЙСКО-ВИЗЕЙСКИМИ
«ВРЕЗАМИ» НА ПРИМЕРЕ
УРШАКСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

М.Л. Киричук

*Уфимский государственный нефтяной технический университет,
магистрант 1 года обучения, miss-marina.egorova@yandex.ru*

Научный руководитель: д.т.н., профессор Ш.Х. Султанов

Аннотация: в статье представлены геологические модели карбонатных отложений нижнего карбона, осложненных «врезами» на примере Уршакского месторождения.

Ключевые слова: тектоника, эрозия, «врез», площадь, мощность, модель.

**A GEOLOGICAL MODEL OF CARBONATE DEPOSITS OF
THE LOWER CARBONIFEROUS, COMPLICATED
TOURNAISIAN-VISEAN «INCISED-VALLEY»
URSHAKSKOGO FIELD**

M.L. Kirichuk

*Ufa State Petroleum Technological University,
1st year Master's Degree Student, miss-marina.egorova@yandex.ru*

Research Supervisor: Doctor of Technical Sciences, Professor

Sh.H. Sultanov

Abstract: *the article discusses the features of the structure of the lower Carboniferous sediments Urshakskogo field.*

Key words: *tectonics, erosion, «cutout», area, capacity, model*

Возрастающая доля запасов нефти, сосредоточенных в карбонатных коллекторах, в общем балансе остаточных запасов разрабатываемых месторождений обуславливает актуальность изучения специфических особенностей сложно построенных карбонатных залежей. К таким особенностям относятся широко развитые на территории платформенной части Башкортостана эрозионные формы палеорельефа, представленные врезами визейского яруса, несогласно залегающие на карбонатных толщах турнейского яруса.

Объектом исследования служат карбонатные породы нижнего и среднего карбона Уршакского месторождения, расположенного в восточной части Благовещенской впадины. На текущем этапе актуальной задачей является уточнение геологической модели залежей, осложненных врезами, для создания уточненной постоянно-действующем гидродинамической модели.

Поставленные задачи решались путем обобщения, систематизации и анализа фондовых материалов и научно-технической литературы. Для подготовки данных к дальнейшему построению геологической модели отложений нижнего карбона, осложненных турнейско-визейскими «врезами» использованы данные корреляции геофизических исследований пластов и карты толщины турнейских отложений, в том числе проанализирован опыт представленный в работах [3,4].

Толща турнейских известняков имеет сокращенный объем за счет частичного или полного размыва. В кровельной части кизеловского горизонта известняки вмещают в себя промышленно нефтеносную пачку СТ. В местах размыва турнейских известняков мощность бобриковского и радаевского горизонтов увеличивается в 4 раза и достигает 30-35 м.

Сложности в корреляции карбонатных отложений пачки СТ возникают в местах их размыва из-за фациальной изменчивости отложений на коротких расстояниях и исчезновения геофизических реперов, фиксируемых на каротажных диаграммах (рис.1).

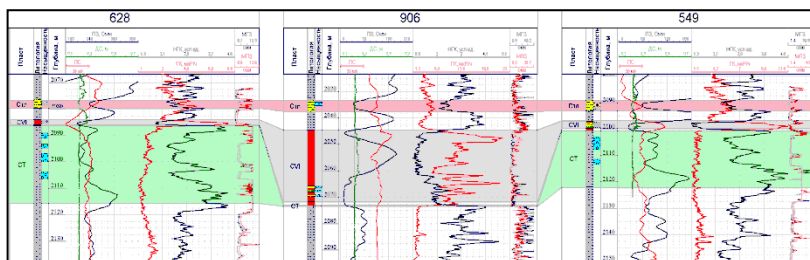


Рис. 1. Фрагмент «вреза» на примере скв. 906 Уршакского месторождения

«Врезы» представляют собой узкие (от 100 м до 1-4 км в поперечнике) извилистые, различной формы, часто протяженные до 50 км, эрозионные ложбины, морфологически выраженные на поверхностях размылов турнейских отложений. Погребенные локальные поднятия седиментационного и эрозионного типов обычно имеют различную ориентировку, иногда располагаются по площади без видимой закономерности [1].

Задача детальной геометризации выделения «врезных» элементов является актуальной, т.к. с турнейскими и бобриковскими отложениям связана промышленная нефтеносность.

Пока нет единой точки зрения на природу образования зон сокращенных мощностей турнейских отложений. Такие зоны получили название эрозионных «врезов», а область их распространения приурочена к бортовым частям Камско-Кинельской системы прогибов.

При создании геологической модели отложений нижнего карбона, осложненных турнейско-визейскими «врезами», на первом этапе для изучения «врезов» использовалась корреляция геофизических исследований пластов. На втором этапе изучения «врезов» использовалась карта общей толщины турнейских отложений, по которой косвенно определяются зоны распространения «врезов» по площади месторождения [2]. На рисунке 1 по каротажным диаграммам видно, что во «врезах» карбонатные породы кизеловского, черепетского и упиномалевского горизонтов замещаются терригенными породами.

Геометризация площади «врезов» осуществлялась двумя способами, в ручном режиме по корреляционным разрезам и выделения по карте толщин.

Важную роль в построении модели играет достоверное определение границ «врезов».

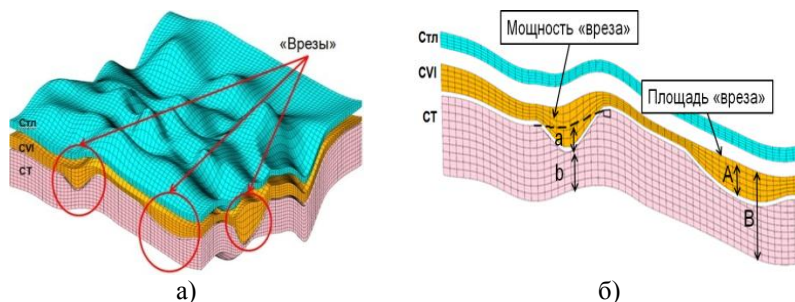


Рис. 2. Участки нижнего карбона с учетом «врезов» (а), схема вертикальной нарезки сетки (б)

Построенная карта отношения толщин показывает нарушения параллельного напластования горизонтов и на основе этого позволяет выявить границы распространения «врезов», которые затем могут успешно быть использованы для подсчета запасов и формирования геологической модели [5].

Что бы избежать ошибок, которые несут первый и второй методы, списки скважин, вскрывших врез, полученные при анализе двумя способами сопоставлялись и дополнили друг друга, тем самым исключив возможные ошибки обоих методов.

Реконструкция поверхности турнейского яруса позволила получить более точную и обоснованную картину строения турнейских залежей.

В итоге выполненной работы была получена адекватная геологическая модель, правильная геометрия структурной поверхности и 3D геологической сетки.

Литература

1. Алексеев Г.И. и др. Перспективы поисков погребенных нефтегазоносных структур в Куйбышевском Поволжье // Геология нефти и газа. 1982. №10. С. 6-11.
2. Гильманова Р.Х. и др. О методах уточнения геологической модели залежи с «врезами» // Нефтепромысловое дело. 2003. №12. С 94-101
3. Дулкарнаев М.Р., Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х., Каждан М.В., Габитов А.А. Дифференциация продуктивного пласта по литолого-фациальным зонам на основе электрометрических моделей кривых альфа-ПС для обоснования технологий доизвлечения нефти // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. 2013. №6. С. 81-102.
4. Мухаметшин В.Ш. Комплексное геолого-технологическое обоснование повышения эффективности разработки сложнопостроенных,

низкопродуктивных залежей нефти в карбонатных коллекторах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Автореферат дисс. Докт. геол.-минер. н. Москва, 1992. С. 48.

5. *Талипов Р. С. и др.* О геометризации площади распространения «врезов» // Нефтепромысловое дело. 2003. №12. С. 102-107.

6. *Якупов Р.Ф., Мухаметшин В.Ш.* Вопросы эффективности разработки низкопродуктивных карбонатных коллекторов на примере турнейского яруса Туймазинского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2013. № 12. С. 106-110.

УСЛОВИЯ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ И ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ РАЙОНА МЕСТОРОЖДЕНИЯ Р. ТРЕБСА

Г.А. Киселев

*Уфимский государственный нефтяной технический университет,
магистрант 1 года обучения, Greg0110@rambler.ru*

Научный руководитель: д.т.н., доцент Ш.Х. Султанов

Аннотация: в статье рассматривается история развития месторождения.

Ключевые слова: карбонатный, рифовый, седиментация, среднеордовикско-нижнедевонский.

THE CONDITIONS OF SEDIMENTATION AND THE HISTORY OF THE DEVELOPMENT OF R. TREBS OIL FIELD

G.A. Kiselev

*Ufa State Petroleum Technological University,
1st year Master's Degree Student, Greg0110@rabler.ru*

Research Supervisor: Doctor of Technical Sciences, Professor
S.H. Sultanov

Abstract: in the article the history of development of deposits.

Key words: carbonate, reef, sedimentation, middle Ordovician-lower Devonian.

Разрез осадочного выполнения рассматриваемой территории представлен различными по составу отложениями, среди которых преобладают карбонатные породы. Масштабы карбонатного осадконакопления и их стратиграфическая приуроченность контролировались многими факторами, основными среди которых являлись тектоническая обстановка, положение относительного уровня моря и климат. В объеме продуктивных отложений выделяются

три крупных периода осадконакопления и соответствующие им седиментационный комплекс: среднеордовикско-нижнедевонский.

Среднеордовикско-нижнедевонский карбонатный комплекс. После байкальского тектогенеза на территории Хорейверского блока наступил длительный континентальный перерыв, охвативший средний и поздний кембрий и часть раннего ордовика.

Раннеордовикский рифтогенез вдоль уральской окраины Восточно-Европейской платформы привел к заложению Уральского палеоокеана и формированию в его западном обрамлении пассивной континентальной окраины. Перед раннеордовикской трансгрессией складчатое сооружение байкалид пассивной окраины было пенепленизировано. На этой выровненной поверхности несогласно залегают базальные терригенные отложения нижнего ордовика, представленные дельтовыми песчаниками и аллювиальными конгломератами, перекрытыми трансгрессивными морскими песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Для отложений этого периода характерны невыдержанность состава, резкие градиенты мощностей.

Образование среднеордовикско - нижнедевонского преимущественно карбонатного комплекса происходило при общем режиме погружения, сопровождавшемся трансгрессией со стороны Уральского палеоокеана. В обстановке внутреннего шельфа, чередующихся трансгрессивных и регрессивных фаз на фоне ранней трансгрессии, ее максимума и последующей регрессии, сформировался комплекс отложений разнообразного литологического состава и генетической принадлежности. В нижнепалеозойских отложениях четко проявлена крупная цикличность, связанная с тектоно-эвстатическими колебаниями уровня моря. Для трансгрессивных частей крупных циклитов выделяются супралиторальная, литоральная и сублиторальная области, переходящие к востоку в средний-глубокий шельф и континентальный склон. В регрессивных циклитах фациальные области шельфа включают супралиторальную, закрытых и полузакрытых водоемов (лагун), литоральную, сублиторальную (с краевыми рифогенными постройками) и открытого шельфа – склона.

Уже в конце среднеордовикской эпохи обстановки осадконакопления были благоприятными для создания органогенных построек. Наиболее благоприятные условия для развития рифовых сооружений существовали на приподнятых участках шельфового мелководья на границе с областями некомпенсированного прогибания. По времени образования масштабное появление рифовых построек соответствовало регрессивной фазе позднеордовикской седиментации.

В конце позднеордовикской эпохи началась наиболее значительная трансгрессия, которая достигла максимального развития в лландоверийском веке раннего силура. На значительной территории установились практически монофациальные условия морского мелководья. Резкая смена лагунно-морской седиментации на мелководную шельфовую привела к отмиранию рифовых сооружений позднего ордовика и перемещению обстановок биогермообразования на запад. В пределах Большеземельского палеосвода преобладали тонкослоистые водорослевые, сгустково-иловые и детритово-зернистые образования при отсутствии четко выраженных рифовых построек, что объясняется пологим характером дна бассейна. Осадки распространялись покровами, их текстурно-структурная неоднородность подчинялась динамике среды осадконакопления и батиметрии раннесилурийского бассейна.

В конце раннесилурийской – начале позднесилурийской эпох наметилось резкое изменение в осадконакоплении. Масштабная регрессия Уральского палеоокеана вызвала значительное обмеление бассейна седиментации и установление на территории Большеземельского палеосвода обширной приливно-отливной равнины с системой полуизолированных лагунных водоемов, в которых накапливались тонкослоистые известковые и седиментационно-раннедиагенетические доломитовые образования.

Трансгрессия пржидольского века в конце позднего силура привела к изменению седиментационной обстановки на шельфовой окраине и прилегающих к ней участках. Рифовые постройки в результате подъема уровня моря были затоплены, и на части шельфа установились условия открытого моря. Подъем уровня моря практически не отразился на рисунке фациальной зональности. Как и прежде, господствующее положение в бассейне седиментации занимает приливно-отливная равнина, где накапливались известковые и мергелисто-глинистые осадки. В пределах литорали на отмельных участках морского дна в позднегребенское время формировались преимущественно карбонатные осадки. Среди них встречаются органогенно-детритовые образования разной сортировки, что обусловлено весьма мелководным и гидродинамически активным характером бассейна.

Поступательное падение относительного уровня моря, начавшееся в конце пржидольского века, вызвало регрессию морского бассейна и определило его региональное обмеление. В раннедевонскую эпоху происходит дальнейшее сокращение площади акватории, на фоне которого отмечаются ранневинипармская и

раннесотчемкыртинская трансгрессии. Овинпармский горизонт фациально неоднороден и состоит из нижней (трансгрессивной) и верхней (инундационной) седиментационных систем. Первая сложена глинисто-карбонатными породами с прослоями аргиллитов, вторая – илово-детритовыми известняками с многочисленными остатками морских организмов. Для прикровельной части верхней седиментационной системы характерны водорослевые ламиниты, седиментационные доломиты, маломощные строматолитовые постройки.

Сотчемкыртинский горизонт в основании сложен трансгрессивной глинисто-доломитовой толщей с включениями кластогенного полевошпат-кварцевого материала в глинистых доломитах и аргиллитах. Верхнюю часть горизонта составляет сульфатно-карбонатная толща, представленная ассоциацией ангидрит-доломитов, ангидритов, водорослевых тонкослойчатых ламинитов, несущих следы усиливающейся регрессии. В конце сотчемкыртинского времени раннепалеозойская регрессия на рассматриваемой территории достигла своего максимума. В верхней части горизонта появляются прослои полимиктовых песчаников и конгломерато-брекчиевые отложения, являющиеся продуктом гипергенной переработки сульфатно-карбонатной толщи. Именно кровля конгломерато-брекчиевой толщи является границей среднеордовикско-нижнедевонского седиментационного макроциклита и верхним ограничением продуктивных нижнедевонских отложений на месторождении им. Р. Требса.

Литература

1. Lower Devonian reservoirs, volume 1. Lower Devonian sequence stratigraphy and reservoir prediction for the A. Titova Romana Trebsa Area. Pak K. Wong. 1998.

К ВОПРОСУ О РАСПРОСТРАНЕНИИ И ОСВОЕНИИ ЗАЛЕЖЕЙ ТЯЖЕЛЫХ И ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ НА ЮГЕ ПЕРМСКОГО КРАЯ

Д.И. Корнилова¹, В.А. Букина², Д.Ю. Соловьев³

¹-Пермский государственный национальный исследовательский университет,

магистрант 2 года обучения, dina89194997943@yandex.ru

²-Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», «ПермНИПИнефть»,
молодой ученый, Veronika.Bukina@pnn.lukoil.com

³-Пермский национальный исследовательский политехнический университет, молодой ученый, solovevdanil@mail.ru

Аннотация: объектом изучения являются тяжелые высоковязкие нефти (ТВВН) турнейско-фаменского комплекса на территории Пермского края, рассмотрены геолого-физические характеристики коллекторов, выявлены особенности распространения залежей углеводородов по плотности и вязкости. Проведен сравнительный анализ эффективности геолого-технических мероприятий, направленных на повышение нефтеотдачи залежей ТВВН.

Ключевые слова: тяжелые высоковязкие нефти (ТВВН), распространение, Пермский край, геолого-технические мероприятия (ГТМ), эффективность, дополнительная добыча.

THE LOCATION AND DEVELOPMENT OF DEPOSITS OF HEAVY AND HIGH VISCOSITY OIL IN THE SOUTH OF PERM REGION

D.I. Kornilova¹, V.A. Bukina², D.Yu. Solovev³

¹-Perm State University,

²nd year Master's Degree Student, dina89194997943@yandex.ru,

²-«PermNIPIneft», Young Researcher, Veronika.Bukina@pnn.lukoil.com

³-State National Research Polytechnic University of Perm,
Young Researcher, solovevdanil@mail.ru

Abstract: the object of study is heavy and high viscosity oil (HHVO) in Famennian-tournaisian complex on the territory of Perm region. We considered geological and physical characteristics of the reservoirs, revealed the peculiarities of hydrocarbon deposits location on density and viscosity. We conducted comparative analysis of the efficiency of geological-technical events aimed at the increase of oil recovery factor of HHVO deposits.

Key words: heavy high viscosity oil (HHVO), location, Perm region, complex of geological-technical events (GTE), the efficiency, additional production.

К тяжелым высоковязким относятся нефти, имеющие в пластовых условиях плотность выше $0,900 \text{ г/см}^3$ и вязкость более $30 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ [3]. Эти значения соответствуют пределу, за которым начинаются осложнения при добыче, транспортировке и переработке нефти, приводящие к росту ее себестоимости.

Проводя статистический анализ данных, можно отметить, что зависимость плотности и вязкости нефти подчиняется логарифмическому закону. Коэффициент корреляции составляет 0,8. Для статистической зависимости характерно следующее: при вязкости выше $30 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ плотность нефти увеличивается в меньшей степени и наоборот. Важно отметить, что при значении динамической вязкости $30 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, плотность нефти составляет $0,900 \text{ г/см}^3$, данную точку можно характеризовать как критическую, выше которой нефти относятся к типу тяжелых высоковязких.

Актуальность проблемы освоения трудноизвлекаемых нефтей для Пермского края обусловлена тем, что их доля в общем объеме всех разведанных запасов составляет около 70%, на которые приходится всего 49% годовой добычи и 33% накопленной добычи. В свою очередь запасы трудноизвлекаемых нефтей на 30% представлены ТВВН, на которые приходится 20% общей годовой добычи и 19% накопленной [4].

Анализ физико-химических и реологических свойств нефтей в общем балансе Пермского края показал, что месторождения ТВВН в основном расположены на юге Пермского края, в связи с этим данный район выбран для изучения закономерностей распространения углеводородов. В тектоническом плане рассматриваемая территория расположена в пределах южных районов Верхне-Камской впадины и Пермского свода, на территории Башкирского свода, в пределах Бабкинской седловины и восточной части Кунгурской моноклинали.

Анализ распределения ТВВН по нефтегазоносным комплексам Пермского края дает основание полагать, что запасы тяжелых нефтей незначительно преобладают в карбонатных отложениях, в то же время их добыча в большей степени ведется из терригенных отложений. Хотя в последнее время наметилась тенденция наращивания добычи ТВВН московско-башкирского и верхнедевонско-турнейского комплексов.

Для более подробного рассмотрения авторами выбран верхнедевонско-турнейский карбонатный нефтегазоносный комплекс.

Карбонатные коллекторы турнейско-фаменских отложений рассматриваемых месторождений характеризуются высокой неоднородностью и сложным строением пустотного пространства,

представленного порами, кавернами и трещинами, что подтверждается данными литолого-петрографических исследований керн. К примеру, такие исследования были проведены на Павловском месторождении.

Кроме того, были выполнены дополнительные исследования методом электрического микросканирования (ЭМС), кроссдипольный акустический каротаж (ВАК-Д), скважинное акустическое сканирование (САС), по результатам интерпретации которых в интервале турнейско-фаменского комплекса отмечены трещинные участки пород.

Авторами определены регионы распространения залежей и построены схемы зональности ТВВН по плотности и вязкости залежей в турнейско-фаменских отложениях. Данные схемы могут быть использованы для изучения закономерности распространения УВ по плотности и вязкости в исследуемом районе.

Миграция УВ в турнейско-фаменском комплексе происходила по направлению восстания пластов, что обуславливает приуроченность месторождений ТВВН к бортовым зонам Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП), где создается своеобразный геохимический барьер-контакт нефтематеринских и ненефтематеринских пород. В осевой зоне турнейско-фаменские толщи не продуктивны.

Уменьшение значений плотности и вязкости нефтей наблюдается с запада на восток от зоны генерации УВ в сторону Предуральяского прогиба. Наиболее заметна дифференциация нефтей по плотности и вязкости на пологой южной бортовой зоне. Это может быть обусловлено тем, что по пути миграции тяжелые фракции задерживались, а более легкие мигрировали дальше, формируя относительно небольшие залежи нефти. Процессы генерации и аккумуляции на севере Пермского края начались позже, и нефтематеринские толщи погружались на меньшую глубину, в связи с этим здесь распространены залежи более легкой нефти.

Ввиду высокой доли трудноизвлекаемых запасов для Пермского края актуален вопрос о необходимости повышения нефтеотдачи и интенсификации притоков. Очевидно, что применение традиционного заводнения неэффективно на целом ряде месторождений с карбонатными, трещиновато-пористыми коллекторами, тяжелыми и высоковязкими нефтями.

Это объясняется тем, что при закачке в трещиноватый пласт холодной воды низкопроницаемые интервалы, включающие основные запасы нефти, оказываются блокированными водой, заполнившей

высокопроницаемые каналы, и их практически невозможно вовлечь в разработку.

Методы повышения нефтеотдачи залежей тяжелой и высоковязкой нефти направлены на уменьшение относительной подвижности вытесняющего агента и улучшению его нефтеотмывающих свойств. Уменьшение относительной подвижности воды и нефти (λ_v/λ_n) увеличивает охват пласта воздействием и коэффициент вытеснения нефти, улучшает смачиваемость горной породы водой. Выравнивание соотношения вязкостей вытесняемой и вытесняющей фаз достигается двумя способами:

- 1) снижение вязкости нефти за счет теплового воздействия;
- 2) увеличение вязкости вытесняющего агента с использованием физико-химических методов повышения нефтеотдачи пластов.

За весь рассмотренный период (1997-2014 гг.) проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ) в Пермском крае выделено 5 групп технологий воздействия, направленных на повышение нефтеотдачи залежей ТВВН, которые в свою очередь условно разделены на 2 направления по способу выравнивания относительной подвижности.

Основными критериями оценки эффективности проведения геолого-технических мероприятий является количество дополнительно добытой нефти вследствие проведения ГТМ, а также продолжительность эффекта от мероприятия. На турнейско-фаменских отложениях ТВВН наибольшим количеством мероприятий и максимальной дополнительной добычей нефти характеризуется нестационарное циклическое заводнение. К наименее распространенным видам воздействия на залежи ТВВН относятся методы теплового воздействия и осадкообразующие технологии, которым также характерна малая доля от общего объема дополнительной добычи нефти.

Безусловно, количественные показатели следует соотносить с результатами качественного анализа эффективности технологий, т.е. учитывать количество проведенных мероприятий по каждой группе. Немаловажным в оценке ГТМ является экономическая эффективность мероприятия, т.е. соотношение затрат на проведение ГТМ и количества дополнительно добытой нефти.

Максимальная дополнительная добыча нефти на одну операцию достигается с применением эмульсионно-дисперсных технологий, в частности изолирующего состава ДНПХ-8700, обладающего селективностью действия в водонасыщенных каналах и показавшего высокие результаты при проведении мероприятий по выравниванию

профиля притока и приемистости. Значительный прирост добычи от одной скважинной операции на добывающей и нагнетательной скважине составил 5271,6 и 3817,9 тонн нефти соответственно при продолжительности эффекта 2593 и 1421 суток соответственно. Гелеобразующие технологии с использованием композиций на основе силиката натрия отмечаются невысокими показателями дополнительной добычи на скважино-операцию, в свою очередь применение растворов полиакриламида дает более длительный эффект, выражающийся в повышении дебита скважины после мероприятия. Наименьшие затраты на получение одной тонны дополнительной нефти связаны с проведением ГТМ эмульсионно-дисперсионной группы технологий. Циклическое нефтестационарное заводнение также характеризуется невысоким издержками на проведение мероприятий. Максимальными затратами сопровождается термическое воздействие на пласт, что говорит о низкой эффективности данного вида ГТМ на турнейско-фаменских отложениях

В результате проведения ГТМ на турнейско-фаменских отложениях дополнительно добыто 56 тыс. тонн нефти. Среднее время работы скважин с эффектом от ГТМ составило 328 сут., а средняя суточная добыча дополнительной нефти равна 1,8 т/сут. 15 мероприятий оказались неудачными и не привели к увеличению суточной добычи нефти.

Анализ дополнительной добычи нефти от проведения геолого-технических мероприятий для залежей ТВВН рассматриваемых месторождений позволил установить следующие закономерности:

1) низкая популярность методов термического воздействия связана с ограничениями на применение данных технологий в скважинах: прежде всего глубина залегания пласта (менее 500-800 м), его толщина (не менее 7-8 м) и пористость пласта (не менее 25%), иначе возникают большие потери энергии теплоносителя и растут затраты на проведение;

2) хорошо зарекомендовали себя технологии по увеличению вязкости закачиваемого агента, для которых повышение коэффициента нефтеотдачи происходит за счет увеличения охвата воздействием карбонатных пластов при заводнении;

3) отмечена высокая эффективность эмульсионно-дисперсных технологий, позволяющих значительно повысить дебит реагирующих скважин на протяжении длительного периода времени;

4) важным моментом при проведении мероприятий по группам геле- и осадкообразующих технологий является состав композиции.

Таким образом, композиции на основе полиакриламидаспособствуют получению наибольшей дополнительной добычи по данным группам;

5) циклическое нестационарное заводнение является не только наиболее распространенной группой технологий, но обладает наибольшей долей от общего объема дополнительной нефти, добываемой в результате геолого-технических мероприятий.

Литература

1. Анисимова Е.В. Высоковязкие нефти и природные битумы: проблемы и повышение эффективности и разработки месторождений. Экологический вестник России. № 06, 2014.
2. Кузнецова Т.А. Тяжелые нефти Восточно-Европейской платформы и гидрогеологические условия их формирования. Автореф. канд. геол.-минер. наук. СПб, 1998. 19 с.
3. Прищепа О., Халимов Э. Трудноизвлекаемая нефть: потенциал, состояние и возможности освоения // Нефтегазовая вертикаль. Выпуск 5. Москва, 2011.
4. Баланс запасов нефти, конденсата, горючих газов и компонентов по месторождениям ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» ПермНИПИнефть. Пермь, 2005-2014.

АНАЛИЗ ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНОГО СТРОЕНИЯ ТУРНЕЙСКИХ РИФОВ БЕРЕЗНИКОВСКОГО ПАЛЕОПЛАТО

А.А. Кочнев

*Пермский национальный исследовательский политехнический
университет, студент 4 курса, sashakoch1@rambler.ru*

Научный руководитель: к.т.н., доцент С.Н. Кривошеков

Аннотация: проведен анализ литолого-фациального строения турнейских рифов северной и южной части Березниковского палеоплато. Охарактеризованы коллекторские свойства фациальных зон, в соответствии с которыми выявлены зоны перспективные для заложения скважин.

Ключевые слова: рифы, палеоплато, ФЕС, фация.

ANALYSIS OF LITHOFACIES THE TOURNAISIAN REEFS STRUCTURE BEREZNIKI PALEOPLATO

A.A. Kochnev

*State National Research Polytechnic University of Perm,
4th year Student, sashakoch1@rambler.ru*

Research Supervisor: Candidate of Technical Science, Reader
S.N. Krivoshekov

Abstract: *the analysis of the lithofacies of the tournaisian reef structures of the Northern and southern parts of Berezniki pleople. Characterized by reservoir properties facies zones, in accordance with which the identified prospective zones for wells locations.*

Key words: *reefs, pleople, FES, facies.*

Березниковское рифогенное палеоплато позднефранско-турнейского возраста приурочено к территории Соликамской депрессии. Одним из самых перспективных здесь считается позднедевонско-турнейский карбонатный нефтегазоносный комплекс. При исследовании и разработке карбонатных резервуаров возникает множество трудностей, обусловленных значительной неоднородностью, сменой циклов осадконакопления, неравномерным развитием трещиноватости и др. [1].

Таким образом, для составления рациональной схемы разработки месторождений и оптимизации работы скважин необходимо проведение детального изучения строения рифовых резервуаров [1].

Целью данной работы является анализ особенностей фациального строения турнейских рифовых массивов северной и южной части Березниковского палеоплато. В работе были использованы данные сейсмофациального анализа Уньвинского, Сибирского, Шершневого (расположенных на юге территории) и Гагаринского, Маговского месторождений (расположенных на севере территории), выполненные Филиалом ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть».

При анализе сейсмофациальных карт месторождений было установлено, что можно выделить три основных типа фаций: рифовая, склоновая и межрифовая (рис.).

Рифовые отложения открытой карбонатной платформы с активным гидродинамическим режимом. Образование отложений комплекса проходило в условиях максимальной трансгрессии морского бассейна.

В разрезе фаменских отложений четко прослеживается цикличность осадконакопления, отражающаяся по керну и на кривых ГИС. Плотные разности сложены известняками тонко- и мелкозернистыми, комковато-водорослевыми, водорослевыми, с крупными водорослевыми постройками.

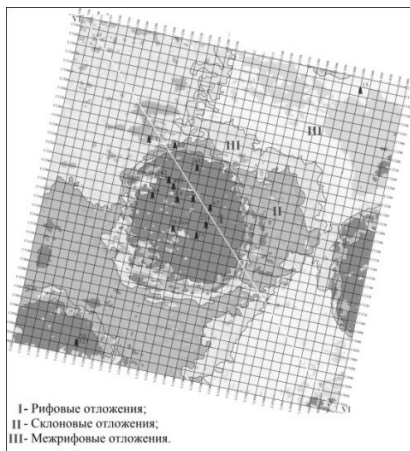


Рис. Сейсмофашиальная карта Гагаринского месторождения

По описанию керна известняки с единичным перекристаллизованным раковинным детритом, с гнездами вторичной кальцитизации, неравномерно пористые — от плотных до высокопористых. Породы кавернозные, с единичными стилолитами, трещиноватые, неравномерно крепкие. Каверны округлой и неправильной формы, инкрустированными средне- и крупнокристаллическим кальцитом, размером 2-10 мм, единичными до 20-40 мм. Крепость породы ослаблена за счет интенсивной трещиноватости. Трещины многочисленные — тектонические наклонные, субвертикальные, разноориентированные, субгоризонтальные, единичные — выполненные кальцитом.

Склоновый тип по данным ГИС представлен известняками с прослоями аргиллитов. Известняки склона рифа формировались по периферии рифовых построек при их разрушении в условиях активного гидродинамического режима. По данным керна известняки серые, темно-серые с коричневатым оттенком, различные по структуре (комковато-водорослевые, комковатые, водорослево-детритовые и др.), прослоями обломочные, конгломератовидные и брекчиевидные, с длинными тонкими стилолитовыми швами, выполненными черным

битуминозным веществом, прослоями пористо-мелкокавернозные, неравномерно битумонасыщенные, с кавернами, трещиноватые, крепкие.

Межрифовые отложения (впадинно-терригенно-карбонатный) толщина отложений более 180 м. Краткая литологическая характеристика отложений получена по описанию керна. Разрез представлен известняками с прослоями аргиллитов. Известняки темно-серые, тонкокристаллические, массивные, органогенно-обломочные, глинистые, плотные, крепкие. Аргиллиты темно-серые до черных, углистые, плотные, средней крепости, рассланцованные.

Проанализировав сейсмофациальные карты, можно сделать вывод, что в целом рифы северной и южной части имеют схожее строение, они сформировались в практически одинаковых условиях, а, следовательно, и выделены почти идентичные фациальные зоны [2].

В результате анализа коллекторских свойств было установлено, что *рифовые отложения* являются преимущественно плотными ($K_p < 5\%$), непроницаемыми ($K_{пр} < 0,0001 \text{ мкм}^2$) и слабопроницаемыми ($K_{пр} = 0,0001 - 0,01 \text{ мкм}^2$). Низкие коллекторские свойства объясняются широко развитыми процессами кальцитизации и перекристаллизации, ухудшающими пустотное пространство пород. Значение коэффициентов пористости и проницаемости у *основания рифа* колеблются в широких пределах. Это породы от плотных до высокопористых, от непроницаемых до среднепроницаемых. Преобладают плотные ($K_p = 5\%$) и низкопористые ($K_p = 5 - 10\%$), практически непроницаемые ($K_{пр} < 0,0001 \text{ мкм}^2$), весьма слабопроницаемые ($K_{пр} = 0,0001 - 0,01 \text{ мкм}^2$) и слабопроницаемые ($K_{пр} = 0,01 - 0,1 \text{ мкм}^2$) коллекторы. Присутствие пород с повышенными ФЕС обусловлено наличием хорошей первичной пористости, которая способствовала развитию в дальнейшем процессов выщелачивания.

Отложения рифового склона также обладают достаточно разнообразными показателями коллекторских свойств. Это плотные ($K_p = 4 - 6\%$) и низкопористые ($K_p = 6 - 10\%$), практически непроницаемые ($K_{пр} < 0,0001 \text{ мкм}^2$), весьма слабопроницаемые ($K_{пр} = 0,0001 - 0,01 \text{ мкм}^2$) и слабопроницаемые ($K_{пр} = 0,01 - 0,1 \text{ мкм}^2$) породы.

Межрифовые отложения массивные, глинистые, плотные ($K_p < 5\%$).

Высокие коллекторские свойства обуславливаются высокой трещиноватостью, которую необходимо учитывать для заложения скважин. Развитие трещиноватости негативно сказывается на добывающих скважинах, так как она оказывает влияние на падения

дебитов. Трещиноватость отмечается в зонах основания рифов, а также в областях распространения склоновых фаций. В центральной части рифового массива трещиноватость не развита, зона рифогенных отложений наиболее стабильная, следовательно, дебиты скважин будут значительно выше, что делает её перспективной для заложения новых скважин.

Литература

1. Бояришинова М.Г., Антонюк О.В. Литолого-фациальная характеристика пород-коллекторов Южно-Раевского рифового резервуара // Материалы Всероссийского литологического совещания. Том II. Санкт-Петербург, СПбГУ, 2012. С. 147-149.
2. Лузина Д.В., Кривошеев С.Н. Анализ фациальных зон и коллекторских свойств турнейско-фаменских рифогенных построек Соликамской депрессии // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. Пермь, издательство пермского национального исследовательского университета, 2012. №5. С. 7-15.

ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ СТРОЕНИЯ ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

М.Д. Кочурова¹, Р.С. Сауткин²

Московский государственный университет

имени М.В. Ломоносова, ¹-студент 4 курса, md.kochurova@mail.ru

²-молодой ученый, R.Sautkin@oilmsu.ru

Аннотация: природные рифейские резервуары Юрубчено-Тохомского месторождения являются низкоёмкими. На фильтрационно-емкостные свойства сложного коллектора влияют особенности строения и формирования пустотного пространства. Предложена модель принципиального строения Юрубчено-Тохомского месторождения с выделением коллекторов.

Ключевые слова: рифейские отложения, Юрубчено-Тохомское месторождение, коллекторы, свойства коллекторов.

BASIC STRUCTURE MODEL YURUBCHENO- TOKHOMSKOYE DEPOSIT

M.D. Kochurova¹, R.S. Sautkin²

Lomonosov Moscow State University, ¹-4th year Student,

md.kochurova@mail.ru, ²-Young Researcher, R.Sautkin@oilmsu.ru

Abstract: natural Riphean reservoir Yurubcheno-Tokhomskiye deposit are low capacious. On reservoir properties of a complex collector influence features of the structure and the formation of voids. A model of the fundamental structure Yurubcheno- Tokhomskiye field with collectors release.

Key words: riphean sedimentation, Yurubcheno- Tokhomskiye deposit, collectors, collectors properties.

Юрубчено-Тохомское месторождение, принадлежащее Камовскому своду Байkitитской антеклизы Восточно-Сибирского бассейна, открыто в 1982 году поисковой скважиной Юр-2. При испытании из интервала 2210-2251 получен приток газа дебитом 225,4 тыс. м³/сут через штуцер диаметром 13,5 мм. Первый приток нефти на месторождении получен в 1984 году при испытании скважины Юр-5.

Рифейские отложения Юрубчено-Тохомской зоны нетегазонакопления вызывают большой интерес, так как к ним приурочены большие запасы углеводородов. В первые в мире из древнейших отложения рифея получены промышленные притоки нефти и газа во многих скважинах. Несмотря на большое число исследователей, занимающихся оценкой и изучением этого месторождения, до настоящего времени нет мнения об условиях формирования коллекторов и модели строения резервуара; также дискуссионным остается вопрос о типах коллекторов [1,2].

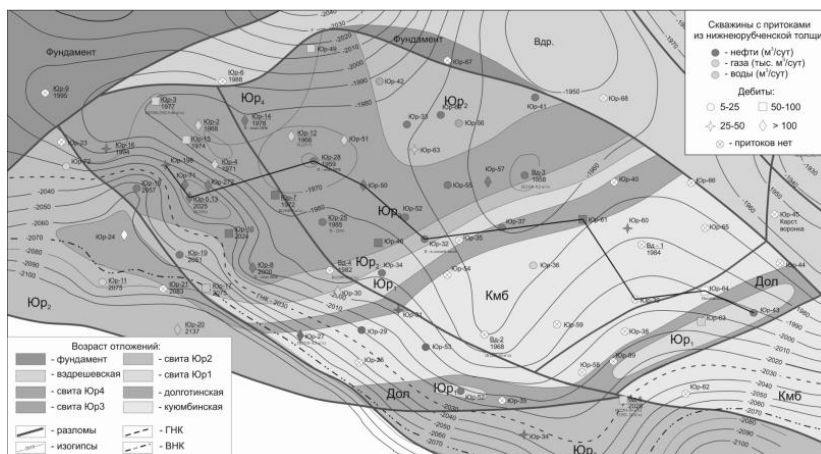


Рис. 1. Схематическая карта выхода рифейских отложений на предвентдскую эрозионную поверхность и продуктивность скважин

Юрубчено-Тохомское месторождение имеет сложное блоковое строение рифейского комплекса, осложненного серией дизъюнктивных нарушений [3]. На рисунке 1 приведено современное строение Юрубчено-Тохомского месторождения, схематично показаны выходы рифейских толщ на предвендскую эрозионную поверхность, и отмечены продуктивные скважины. Кровля рифея представляет собой размытую поверхность, которую несогласно перекрывают вендские отложения. Проведенный анализ продуктивности скважин позволил установить, что наиболее перспективной является толща Юр₃, которая отличается высокими дебитами нефти (до 600 м³/сут), большой эффективной емкостью за счет трещин и каверн, и выдержанной толщиной в разрезе.

Пустотное пространство рифейских отложений отличается сложным строением, неоднократным развитием трещин и каверн разной формы. Продуктивная часть рифейских отложений сложена разнородными доломитами, в разной степени трещиноватыми и кавернозными.

Трещины играют большую роль в формировании фильтрационно-емкостных свойств коллекторов рифейских отложений Юрубчено-Тохомского месторождения, поскольку именно они являются проводящими каналами для миграции минеральных растворов, способствующих выщелачиванию пород, и играют основную роль при фильтрации углеводородов.

Рифейские породы макро- и микротрещиноваты. В верхней части они подверглись карстообразованию в предвендское время, за счет чего происходило формирование каверново-трещинного коллектора. Проницаемость пород колеблется от 0,1 до 1000 мД, увеличиваясь к верхней части разреза. Средняя проницаемость замеренная в лабораторных условиях составляет 40-80 мД, однако без сомнения в природном резервуаре она значительно выше.

Преобладают разноориентированные трещины, часто образующие сложную систему, которая и обеспечивает высокие фильтрационные характеристики коллекторов. Вдоль трещин отмечены многочисленные пустоты выщелачивания. Протяженные секущие трещины осложнены короткими и тонкими трещинами, за счет чего обеспечивается связь между ними. Средняя эффективная емкость превышает 2,5%.

Изначально рифейские отложения не являлись коллекторами и приобрели фильтрационно-емкостные свойства после развития в них интенсивной трещиноватости и активного выщелачивания вдоль

полостей трещин, в результате чего сформировался сложный трещинный и каверново-трещинный тип коллектора.

Проанализировав данные о ёмкостных и фильтрационных свойствах, степени трещиноватости рифейских отложений, а также геолого-промысловых данных, была составлена принципиальная модель Юрубчено-Тохомского месторождения с возможным строением коллекторов (рис.2). Так в нижнеюрубченской (Юр₃₋₄) толщи выходящей на предвендскую эрозионную поверхность преобладают трещины вертикальной и наклонной ориентировки, обеспечивающие основную фильтрацию углеводородов и гидродинамическую связь между скважинами. Трещины имеют большую раскрытость – первые мм, полости их выщелочены до щелевидных каверн и карстовых пустот, а стенки часто инкрустированы крупнокристаллическим доломитом. В толще Юр₃ по всему разрезу выявлены многочисленные кавернозные интервалы мощностью от 1-2 до 5-7 м, за счёт чего увеличивается ёмкость коллектора. Высокие значения фильтрации подтверждаются большими притоками нефти в среднем от 25 до 100-150 м³/сут и газа 40-300 тыс. м³/сут.

Выводы:

1. Продуктивные отложения Юрубчено-Тохомского месторождения характеризуются интенсивно развитой трещиноватостью, установлена повышенная склонность пород к растрескиванию в вертикальном и горизонтальном направлении. Особенностью развития трещиноватости является редкое расположение трещин;

2. Вдоль полостей трещин наблюдаются пустоты расширения щелевидной формы и карстовые полости, частично выполненные вторичными кристаллами, что доказывает движение по ним флюидов и сохранение раскрытости длительное время;

3. Проведённые исследования доказывают, что наиболее продуктивной является зона выхода на предвендскую эрозионную поверхность толщи Юр₃, её средняя величина эффективной ёмкости превышает 2,5%.

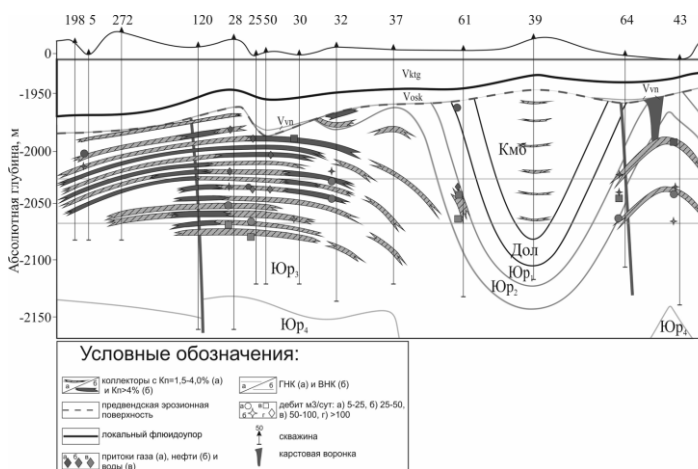


Рис. 2. Принципиальная модель строения Юрубчено-Тохомского месторождения с выделением типов коллекторов

Литература

1. Конторович А.Э., Изосимова А.Н., Конторович А.А., Хабаров Е.М., Тимошина И.Д. Геологическое строение и условия формирования гигантской Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазоаккумуляции в верхнем протерозое Сибирской платформы // Геология и геофизика, 1996. Т. 37. №8. С. 166-195.
2. Трофимук А.А. Куюмбо-Юрубчено-Тайгинское газонефтяное месторождение – супергигант Красноярского края. Основы технико-экономического обоснования разработки. Новосибирск, 1992. 60 с.
3. Харахинов В.В., Шленкин С.И. Нефтегазоносность докембрийских толщ Восточной Сибири. М.: Научный мир, 2011. 420 с.

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМ. СУХАРЕВА

Н.А. Краузе

Пермский государственный национальный исследовательский университет, студент 4 курса, krauzenataly@gmail.com

Научный руководитель: старший преподаватель Е.А. Кузнецова

Аннотация: статья посвящена вопросу влияния физических и химических свойств на разработку месторождения, технологию добычи и переработки нефти. Автор выделил продуктивные пласты месторождения, рассмотрел их

физические и химические свойства. Был сделан вывод о важности выделения этих свойств и их влиянии на дальнейшую судьбу месторождения.

Ключевые слова: *месторождение, пластовая нефть, свойства.*

PHYSICAL AND CHEMICAL PROPERTIES OF OIL FIELDS OF SUKHAREV

N.A. Krauze

Perm State University, 4th year Student , krauzenataly@gmail.com

Research Supervisor: Senior Lecturer E.A. Kuznetsova

Abstract: *the article focuses on the impact of physical and chemical properties to develop the field, the technology of extraction and processing of oil. The author devotes the productive strata of the deposit, considered in their physical and chemical properties. The conclusion was made about the importance of providing these properties and their impact on the future of the occurrence.*

Key words: *field, oil in place, properties.*

Нефтяное месторождение им. Сухарева открыто в 2012 году, расположено вблизи г. Березники Пермского края. Оно является уникальным для данного региона – большая его часть находится под акваторией Камского водохранилища. Скважины пробурены на искусственном насыпном острове.

В геологическом разрезе района работ выделяются два крупных структурных комплекса: кристаллический фундамент и осадочный чехол. В беломорский цикл геологического развития на исследуемой территории сформировался кристаллический фундамент архейско-раннепротерозойского возраста, сложенный гнейсами и гранито-гнейсами.

Осадочный чехол, объединяющий верхнепротерозойские, палеозойские и кайнозойские отложения, залегает на размытой поверхности фундамента с угловым и стратиграфическим несогласиями, вызванными изменениями тектонического режима развития и длительными перерывами в осадконакоплении. Геологический разрез месторождения вскрыт скважинами от четвертичных до фаменских отложений верхнего девона и представлен образованиями девонской, каменноугольной и пермской систем верхнего палеозоя, на которых залегают маломощные осадки четвертичного периода.

Месторождение им. Сухарева расположено в центральной части Соликамской впадины Предуральского краевого прогиба, приурочено к внутренней зоне Камско-Кинельской системы прогибов. Важным

фактором, который способствовал образованию месторождения, является наличие в разрезе соленосных толщ. Они являются благоприятным признаком для нефтегазоносности, так как способствуют консервации крупных скоплений [1].

Промышленно нефтеносными нефтегазоносными комплексами на месторождении являются: верхнедевонско-турнейский карбонатный (пласт Т-Фм), визейский терригенный (пласт Бб) и верхневизейско-башкирский карбонатный (пласт Бш). По величине извлекаемых запасов нефти основным объектом разработки является башкирские отложения, в которых сосредоточено 42% от запасов нефти месторождения.

Определение физико-химических свойств нефти имеет значение для оценки товарных качеств. Свойства нефтей влияют на выбор технологии добычи, а также получения нефтепродуктов. Для этого необходимо владеть полной информацией о залежах и о флюидах, заключенных в них.

Верхнедевонско-турнейский карбонатный комплекс сложен детритовыми известняками (турнейский ярус) и сгустковыми прослоями с водорослевыми постройками (фаменский ярус) с низкой пористостью и проницаемостью. Размеры залежи 3,8х4,4 км. Параметры пластового флюида турне-фаменской залежи по усредненным данным такие: нефть пласта легкая, маловязкая, смолистая, парафинистая, сернистая.

Отложения бобриковского горизонта представлены средне- и мелкозернистыми песчаниками. Залежь характеризуется высокой проницаемостью и пористостью. Пластовая нефть здесь имеет следующие характеристики: легкая, маловязкая, смолистая, высокопарафинистая, сернистая.

Коллекторы верхневизейско-башкирского комплекса представлены детритовыми известняками с высокой пористостью. Размеры нефтяной залежи составили 3,8х4,3 км. В среднем по залежи нефть в башкирских отложениях тяжелая, высоковязкая, парафинистая, высокосмолистая, сернистая [2].

Изучение физических и химических свойств нефти имеет очень большое значение для всех разделов нефтяной геологии. Понимание термодинамических функций углеводородов, свойств составляющих нефть веществ позволяет глубже проникнуть в химизм и механизм процессов термической и химической переработки и очистки нефти. Знание таких показателей нефти, как плотность и вязкости даст возможность вести расчеты и управление процессами переработки нефти и газа на научной основе. Большую помощь оказывает также

изучение физико-химических свойств нефти в деле ее добычи, транспортировки и хранения. Наконец, эти свойства определяют товарные характеристики нефтепродуктов и, следовательно, их потребительскую ценность.

Сопоставляя свойства флюидов, можно предположить, что разработка всех объектов рентабельна. Освоенность месторождения достаточно высокая, однако в дальнейшем необходимо продолжить его изучение. Выполнение необходимых исследовательских работ позволит уточнить информацию о фильтрационно-емкостных параметрах коллекторов, их продуктивности, положении ВНК, режимах работы залежей для актуализации геолого-технологических моделей продуктивных объектов и увеличении их точности.

Литература

1. Баженова О.К. Геология и геохимия нефти и газа: Учебник: Под ред. Б.А. Соколова. 2-е издание., перераб. и доп. М.: Издательство Московского университета, 2004. 432 с.
2. ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Технологическая схема разработки месторождения им. Сухарева. Том I. Пермь, 2015.

ЛИТОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТА АС-5 СЕВЕРО-КРУТИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ю.В. Курушина¹, Э.И. Фахрутдинов²

Казанский (Приволжский) федеральный университет,

¹-студент 4 курса, junonanik@yandex.ru,

²-молодой ученый, MKS-1989eduard@yandex.ru

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент В.М. Смелков

Аннотация: в данной работе рассмотрены литологические особенности продуктивного пласта АС-5 фроловской свиты барремского яруса нижнего мела по данным изучения кернового материала скважины 204. Установлены зоны ухудшения коллекторских свойств в связи с вторичным минералообразованием.

Ключевые слова: литотипы, регенерация кварца, кварцевые граувакки, коллекторские свойства, керновый материал.

THE LITHOLOGIC CHARACTERISTIC OF THE LAYER AC-5 SEVERO-KRUTINSKOE FIELD

J.V. Kurushina¹, E.I. Fakhrutdinov²

Kazan (Volga Region) Federal University,

^{1-4th} year Student, junonanik@yandex.ru,

²-Young Researcher, MKS-1989eduard@yandex.ru

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader

V.M. Smelkov

Abstract: *in present paper showed lithological characteristic of the productive formation AS-5 frolovskaya suite the barremian stage lower cretaceous according to the study of core material well 204. Shows areas deterioration reservoir properties in connection with the secondary processes mineral formation.*

Key words: *lithotype, regeneration quartz, feldsparic-quartzose graywackes, reservoir properties, core material.*

Северо-Крутинское месторождение нефти, разрабатываемое филиалом «НГДУ Лянторнефть» ОАО «Сургутнефтегаз», было открыто в 1988 г., введено в промышленную разработку в 2003 г. В данный момент месторождение находится в начале третьей стадии разработки.

В административном отношении Северо-Крутинское месторождение нефти расположено в Ханты-Мансийском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области в 70 км к северо-востоку от г. Ханты-Мансийска, в 264 км к северо-западу от г. Сургута.

В геологическом отношении изучаемое месторождение располагается в пределах Ляминского нефтегазоносного района Фроловской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. В геологическом строении месторождения участвуют отложения юры, мела, палеогена и четвертичных отложений; продуктивными из них являются нижнемеловые.

В тектоническом отношении Северо-Крутинское месторождение расположено в пределах Фроловской мегавпадины, на Сыньеганской террасе и непосредственно примыкает к восточному борту Елизаровского прогиба и к западной части Тундринской котловины [1].

Авторами, для исследования был выбран пласт AC5, в стратиграфическом отношении приуроченный к фроловской свите барремского яруса нижнего мела. Исследуемый пласт включает 1

залежь нефти. Объектом исследования является керновый материал из 204 скважины, отобранный с потенциально продуктивного интервала 2337,00-2351,00. Всего было отобрано 3 образца керна. Образец №1 был отобран из нефтяной зоны, образец №2 из водонефтяной зоны, образец №3 из водоносной части пласта. ВНК вскрыт на глубине – 2345.8 м.

Литологически породы представлены мелкозернистыми песчаниками и крупнозернистыми алевролитами от светло-серых и серых до буро-серых. Текстура полого- и косоволнистая, часто можно увидеть прослой темных глин.

Авторами были проделаны следующие исследования: оптико – микроскопический анализ, электронная микроскопия (ЭМ), определение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), люминесцентно-битуминологический анализ, рентгенографический анализ, гранулометрический анализ.

Изучив шлифы образцов керна скважины 204, установлено, что песчаники пласта АС5 (обр.№1, обр.№2) относятся к кварцевым грауваккам [2]. Данные породы состоят из следующих минералов: кварц (около 30%), полевой шпат (<5%), в незначительном количестве содержится мусковит, роговая обманка и др. минералы. Содержание обломочных пород – 65%. Обломочные зерна угловатые, реже полуокатанные. Цемент в основном поровый; по составу – глинистый. В обоих образцах повсеместно содержится обугленная растительная органика. Образец №3 представлен крупнозернистым алевролитом с содержанием: кварца-25%, глинистой массы-50%, обломочных пород-20%. Обломочные зерна преимущественно угловатые, плохо отсортированные. Цемент по составу – глинистый. Повсеместно содержится обугленная растительная органика, редко встречаются агрегаты кальцита размером до 1 мм.

По данным гранулометрии преобладающей фракцией является - 0,08-0,16 мм (порода-коллектор представлена мелкозернистым песчаником).

По данным исследования ФЕС, установлено что образец, взятый из водоносной части пласта, обладает меньшим значением пористости и проницаемости по сравнению с образцами, взятыми из нефтяной и водонефтяной зон (ухудшение коллекторских свойств идет вниз по разрезу).

Анализируя геофизические характеристики продуктивного пласта АС5 можно отметить, что максимальное значение $K_p = 0,235$ д.е., $K_{пр} = 66,2 \cdot 10^{-3}$ мкм². Фильтрационно-емкостные свойства

пласта по геофизическим данным, так же как и по данным керна, ухудшаются вниз по разрезу.

По гранулометрическим характеристикам, параметрам ФЕС и составу цемента образцы №1, №2 относятся к 1 литолого – петрофизическому типу (литотип) пород, образец №3 – к 4 литотипу.

По данным люминесцентно-битуминологического анализа во всех 3 образцах было обнаружено наличие эпигенетических битумоидов. Битуминозные вещества в образцах №1 и №2 отнесены к осмоленным битумам (ОБА), образец №3 – к маслянистым битумам (МБА) [3].

По данным изучения ЭМ образцов керна отмечается регенерация зерен кварца в виде тонких прерывистых каемок, развитие вторичного кальцитового цемента (рис.1,2).

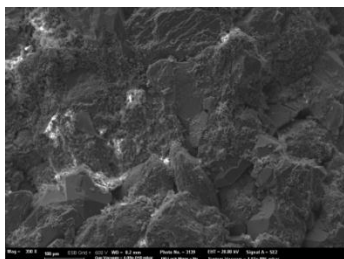


Рис. 1. Электронно-микроскопическая фотография. Песчаник

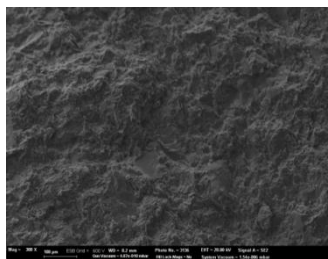


Рис. 2. Электронно-микроскопическая фотография. Алевролит

В результате проведенной работы можно сделать следующие выводы:

1) Установлено, что литологическим типом коллектора являются кварцевые граувакки с высоким содержанием углефицированной органики;

2) Высоким фильтрационно-емкостным свойствам коллекторов способствует поровый тип цементации зерен;

3) Фильтрационно-емкостные свойства пласта по геофизическим данным, так же как и по данным керна, ухудшаются вниз по разрезу;

4) Снижение проницаемости и в меньшей степени снижение пористости связано с развитием вторичного минералообразования;

5) Влияние вторичных изменений приводит к отсутствию четкой дифференциации петрофизических свойств выделенных литотипов;

Литература

1. Материалы, обосновывающие подсчет запасов нефти и растворенного газа Северо-Крутинского месторождения. Пласт АС-5. Книга. Текст, таблицы. Фактический материал. Сургут, 2014. 93 с.
2. Морозов В.П. Учебно-методическое пособие к лабораторным занятиям по курсу «Литология» / Казань: Казанский университет, 2010. 40 с.
3. Плотникова И.Н., Батырбаева Р.А., Селков В.М. Люминесцентно-битуинологический анализ: методическое пособие по выполнению анализа.- Казань: Казанский университет, 2015. 24 с.

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ РОССИЙСКОЙ АРКТИКИ

Е.С. Леконцева

Пермский государственный национальный исследовательский университет, студент 3 курса, katerinalekonceva@gmail.com

Научный руководитель: старший преподаватель Е.А. Кузнецова

Аннотация: в данной статье выделяются и описываются характерные стратиграфические и тектонические особенности. Рассматривается нефтегазоносность Арктического шельфа.

Ключевые слова: нефтегазоносность, нефть, газ, Арктика.

PETROLEUM POTENTIAL OF RUSSIAN ARCTIC

E.S. Lekontseva

Perm State University, 3^d year Student, katerinalekonceva@gmail.com

Research Supervisor: Senior Lecturer E.A. Kuznetsova

Abstract: this article stand out characteristic and describes the stratigraphic and tectonic features. We consider the petroleum potential of the Arctic shelf.

Key words: petroleum potential, oil, gas, Arctic.

Вопросам геологического строения и оценке перспектив нефтегазоносности континентальной окраины в российской науке уделялось внимание, начиная с 60-х годов прошлого столетия. Но, несмотря на это, континентальные окраины Арктики – это еще слабо изученный, но высокоперспективный объект поисково-разведочных работ, способный значительно прирастить ресурсы нефти и газа. Основные геолого-разведочные работы ведутся на шельфе Арктики, где уже открыты уникальные и крупные месторождения нефти и газа. При этом окраины шельфа и склоны глубоководных впадин Арктики

остаются практически неизученными, несмотря на то, что понимание их геологического строения и оценка перспектив нефтегазоносности является стратегической государственной задачей.

Разрезы бассейнов арктического шельфа России представлены мощными толщами терригенных и карбонатных пород палеозойских, мезозойских и кайнозойских отложений. Палеозой-мезозойский комплекс хорошо изучен в западном секторе российской Арктики, тогда как в восточном секторе он сильно осложнен киммерийской складчатостью и может быть прослежен лишь по отдельным выходам пород в пределах островов и прилегающей суши.

Нижний структурный этаж представлен отложениями ордовик-девонского и каменноугольно-раннепермского возрастов. В нижних частях также присутствуют протерозойские отложения в пределах отдельных грабенов и сопряженных с ними структур. Верхней его границей служит поверхность карбонатов нижней перми-карбона.

Средний структурный этаж (пермотриасовый) составляет основную часть разреза в восточной части Баренцевоморского бассейна. Его толщины достигают 10 км, что многие исследователи объясняют триасовым рифтогенезом, несмотря на то, что четких грабенообразных структур в пределах триасового комплекса Баренцевоморского бассейна не выявлено. Ориентировка осей триасового рифтогенеза, видимо, была несколько отлична от предшествующего девонского периода проявления рифтогенеза, и выделяется она, главным образом, по максимальному погружению бассейна и появлению базальтовых интрузий в разрезе.

Верхний структурный этаж сложен терригенными породами юры, мела и палеоген-неогена. Юрские и меловые отложения баренцево-карского шельфа относятся к обширному, некогда единому, плитному покрову, перекрывающему различные тектонические площади.

Нижний структурный этаж отделяется от верхнего региональным нижнемеловым стратиграфическим и угловым несогласием LowerCretaceousUnconformity (LCU), возраст которого в разрезах пробуренных в акватории американского сектора Чукотского моря скважин составляет 128 млн. лет. Это примерно соответствует глобальному событию общего изменения уровня мирового океана на шкале Вейла.

Верхний структурный этаж подразделяется на две части. Нижняя часть этажа, возможно, по возрасту соответствует раннемеловому этапу мезо-кайнозойской стадии рифтогенеза, проходившего в Канадской котловине.

Верхняя часть этажа сложена отложениями, выделяющимися как аналог брукского комплекса позднемел-кайнозойского возраста на Аляске, представленного терригенными отложениями. Верхнемеловые отложения сильно деформированы и образуют крупные отрицательные и положительные структурные формы, среди которых выделяются поднятия протяженностью 2-3 км и амплитудой больше 1 км [1].

Основная часть акватории и сопредельной территории суши Арктики расположена на дорифейской коре континентального типа. Глубина подошвы земной коры (граница Мохоровичича) изменяется от 40-42 км, уменьшаясь под зонами континентального рифтогенеза, до 33-35, иногда до 25 км. Граница Конрада фиксируется на глубине 20-25 км.

В геологической истории бассейнов Арктики на удаленных участках выделяется несколько этапов рифтогенеза, часто синхронных. Синхронность проявления рифтогенеза позволяет наметить региональные зоны, протягивающиеся на сотни и тысячи километров и, как следствие, обуславливающие сходство геологической истории и прогноз нефтегазоносности на первый взгляд разобщенных тектонических блоков.

Принципиальное различие западного и восточного блоков российской Арктики заключается в их развитии на мезозойском этапе геологической истории. Западный, евразийский, блок, в большей степени развивавшийся синхронно с Восточно-Европейской платформой и ее арктическими окраинами, не претерпел повсеместной складчатости.

Амеразийский блок, который первоначально представлял собой северо-восточное продолжение Сибирской платформы, превратился в платформенно-складчатую область, где большая часть затронута позднекиммерийской складчатостью умеренного сжатия с рядом крупных остаточных срединных массивов [3].

С позиций бассейнового анализа все надпорядковые отрицательные тектонические элементы представляют собой осадочно-породные бассейны – области устойчивого и длительного погружения земной коры с мощным осадочным чехлом, где создаются условия, благоприятные для генерации, миграции и аккумуляции УВ, в результате осадочно-породному бассейну соответствует нефтегазоносный бассейн. В пределах западно-арктического шельфа выделяются Баренцевоморский, Тимано-Печорский, Южно-Карский, Западно-Сибирский, Северо-Карский, Енисей-Хатангский, Южно-

Лаптевский нефтегазоносные бассейны, восточного сектора российской Арктики – Восточно-Сибирский и Чукотский.

Баренцевоморский нефтегазоносный бассейн наиболее изучен, в его пределах выявлены только газовые и газоконденсатные месторождения (Штокмановское, Ледовое, Лудловское, Северо-Кильдинское и Мурманское).

В пределах акваториальной части Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна выявленные месторождения приурочены к зонам продолжения авлакогенов: Варандей-Адзвинского (Варандей-море, Медыньское-море, Долгинское и Приразломное) и Печоро-Колвинского (Поморское газовое). Северо-Гуляевское нефтегазовое месторождение связано с акваториальным продолжением Хорейверской впадины, а нефтяные Песчаноозерское и Ижемко-Тарское месторождения – с акваториальным продолжением Малоземельско-Колгуевской моноклинали.

В пределах Южно-Карского и севера Западно-Сибирского нефтегазоносных бассейнов выявлены уникальные и крупные месторождения на суше полуострова Ямал, а в акваториальной части открыты два уникальных месторождения газа (Русановское и Ленинградское) в Обской и Тазовской губах [2]

Для формирования нефтяных скоплений наиболее благоприятными оказываются бортовые участки крупных прогибов или отдельные сводовые поднятия в пределах зон рифтогенеза, претерпевшие значительный подъем, который мог повторяться несколько раз в течение геологической истории развития бассейна [4].

Литература

1. Бурлин Ю.К., Ступакова А.В. // Геология нефти и газа. № 3. Москва: Геоинформмарк, 2008. С. 41-49
2. Грамберг И.С. Глобальный аспект нефтегазаности континентальных окраин океанов // Геология нефти и газа № 10. Москва: Геоинформмак, 1998. С. 30-47.
3. Хаин В.Е. Ломизе М.Г. Геотектоника с основами геодинамики. Учебник КДУ, 2005. 560 с.
4. Шитлов Э.В., Тарасов Г.А. Региональная геология нефтегазоносных осадочных бассейнов Западно-Арктического шельфа России // Апатиты, КНЦ РАН, 1998. 306 с.

**К ВОПРОСУ ОБ ИЗМЕНЧИВОСТИ ОТЛОЖЕНИЙ
ВАСЮГАНСКОЙ СВИТЫ ПО ДАННЫМ
ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН
(ВОСТОЧНО-МЕЖОВСКАЯ ПЛОЩАДЬ,
ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)**

А.В. Липянина

*Уральский государственный горный университет,
студент 5 курса, ms.lipyagina@mail.ru*

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор В.П. Алексеев

***Аннотация:** отложения верхнеюрского возраста, для значительной части Западно-Сибирской провинции, характеризуются относительной неустойчивостью как по площади, так и по разрезу. Целью работы является оценка латеральной изменчивости пластов васюганской свиты по данным геофизических исследований скважин на Восточно-Межовской площади.*

***Ключевые слова:** корреляция, васюганская свита, циклиты.*

**TO THE QUESTION ABOUT THE VARIABILITY OF THE
SEDIMENTS OF THE VASYUGAN FORMATION ON
GEOPHYSICAL RESEARCHES OF WELLS (EAST-
MIROWSKA AREA, WESTERN SIBERIA)**

A.V. Lipyagina

The Ural State Mining University, 5th year Student, ms.lipyagina@mail.ru

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor
V.P. Alekseev

***Abstract:** deposits of upper Jurassic age, on the main part of the Western Siberian province, are characterized by the relative unevenness of the area and as well as the incision. The purpose of this work is to assess the lateral changeability of the Vasyugan strata formation according to the geographical research of the wells on the Eastern Mezhevskaya area.*

***Key words:** correlation, the vasyuganformation, cyclites.*

Объектом исследования явились отложения васюганской свиты Восточно-Межовского лицензионного участка, приуроченного к Васюганской нефтегазоносной провинции (север Новосибирской области). Схема расположения скважин, выбранных для исследования, изображена на рисунке 1А. Васюганская свита представлена переслаиванием песчаных, алевритовых, глинистых и углистых пород

прибрежно-морского и континентального генезиса. В составе свиты выделены четыре коллектора: Ю₁¹, Ю₁², Ю₁³, Ю₁⁴, разделённые между собой глинисто-углистыми и углистыми прослоями. Толщина свиты 40-90 м.

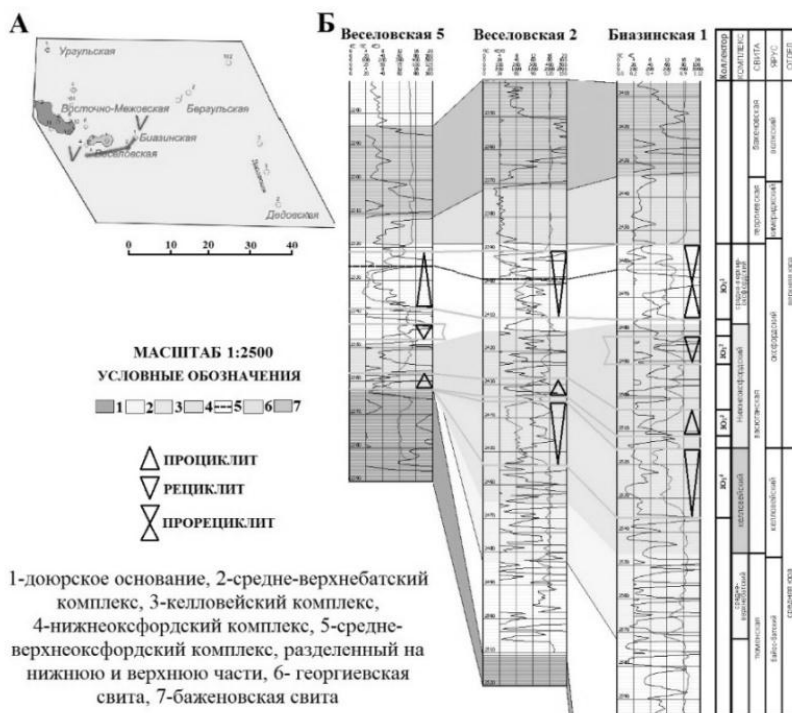


Рис. 1. Фактический материал

А – схема расположения скважин на Восточно-Межовском лицензионном участке

Б – корреляционный профиль по линии скважин Веселовская 5 – Биазинская 1

Изменчивость васюганской свиты хорошо видна на схеме корреляции, представленной на рисунке 1Б. За «нулевой» горизонт принята подошва георгиевской свиты, отложения которой хорошо распознаются по всему профилю скважин. Для значительной части Западно-Сибирского осадочного мегабассейна она является идеальным репером I рода [2].

Оценка латеральной изменчивости отложений васюганской свиты осуществлена на основе представлений о цикличности.

Теоретические, методологические основы и практическое использование этого направления нефтяной геологии разработал Ю.Н. Карогодин [3]. В рамках данной статьи использована классификация циклитов, в основу которой взят признак направленности изменения гранулометрического состава размера зерен (рис.2).

Пласт Ю₁¹ в скважине Веселовская 5 имеет форму проциклита, меняющуюся в скважине Веселовская 2 на отчетливый рециклит, а в скважине Биазинская 1 – прорециклит. Подобная смена типов циклитов методикой Ю.Н. Карогодина не предусмотрена. Однако она вполне соответствует представлениям А.Л. Бейзеля, который рассматривал её в рамках смены потоковых отложений (проциклиты) на дельтовые (рециклиты) через барьерную зону [1]. Пласт Ю₁², толщина которого около 5 м, предположительно имеет дельтовый генезис («воронка» на кривой ПС [4]), глинизируясь в скважине Веселовская 2. Пласт Ю₁³ хорошо прослеживается по разрезу. Для него наиболее предположителен прибреговой генезис, что определяется характерной формой ПС в виде «колокола» [4]. Пласт Ю₁⁴ имеет отчетливую характерную форму рециклита, присущую отложениям подводной дельты («воронка» по В.С. Муромцеву [4]).

В последние десятилетия в сейсмической стратиграфии (или секвенс- стратиграфии) стало принято выделять парасеквенсы, хорошо устанавливаемые на геофизических диаграммах [5]. По своей сути они являются наименьшими единицами разреза, пригодными для корреляции. Их характеристика, приведенная на рисунке 2, показывает принципиальное несоответствие циклитам Ю.Н. Карогодина. Различие не только в словесных выражениях понятий, но и в объеме получаемой информации. Использование циклитов, позволяет проследить характер отложений вдоль колонки скважины (одномерное пространство), а выделение парасеквенсов – получить информацию по всей площади исследований, т.е. в разрезе (двумерное пространство).

Не вдаваясь в детальное обсуждение данного вопроса, укажем, что такая типизация значительно лучше соответствует генетической интерпретации кривой ПС в соответствии с методикой В.С. Муромцева. К примеру, это относится к конфигурации проградационного парасеквенса в виде «воронки», что характерно для проградирующей дельты.

Типы парасеквенсов					Циклиты Ю.Н. Карогодина	
Тип трещин	Гамма- каротаж	ПС	КС	Интерпретация кривых каротажа	Символ	Название
5				Проградация		Рециклит
4				Ретроградация		Проциклит
3				Агградация	Не предусмотрен	
2				Проградация и ретроградация		Репроциклит (\"ромб\")
1				Агградация	Не предусмотрен	

Рис. 2. Сравнение характера парасеквенсов и циклитов Ю.Н. Карогодина

Последующее использование секвенсной стратиграфии позволит обеспечить более детальную и непрерывную корреляцию отложений, а также интерпретацию обстановок седиментации.

Литература

1. Бейзель А.Л. Роль берега как барьерной зоны при формировании осадочной цикличности // Проблемы геологии и географии Сибири. Вестник ТГУ, 2003. №3 (1). С. 36-38.
2. Гутман И.С. Методические рекомендации к корреляции разрезов скважин. М.: Недра, 2013. 112 с.
3. Карогодин Ю.Н. Седиментационная цикличность. М.: Недра, 1980. 242 с.
4. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. Л.: Недра, 1984. 260 с.
5. Emery, D., and Myers K.J. Sequence stratigraphy: Oxford, Blackwell Science, 1996. 297 p.

ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СЕВЕРО-ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ КОМИ-ПЕРМЯЦКОГО ОКРУГА НА ПРИМЕРЕ СКВ. СЕВЕРО-МЫЙСКАЯ №1

О.А. Лопатина

**Пермский государственный национальный исследовательский
университет, студент 4 курса, goleva.olenka@mail.ru**

Научный руководитель: старший преподаватель Е.А. Кузнецова

Аннотация: в статье рассмотрено состояние геолого-геохимической изученности северо-западной территории Коми-Пермяцкого округа, его

тектоническое и литолого-стратиграфическое строение, а также перспективы нефтегазоносности.

Ключевые слова: гидрогеохимическая обстановка, нефтегазоносность, коллектор, отложения.

PROBLEMS AND POTENTIAL OF NORTHWESTERN KOMI-PERMYATSKY DISTRICT FOR EXAMPLE SLE. NORTH MYYSKAYA №1

O.A. Lopatina

Perm State University, 4th year Student, goleva.olenka@mail.ru

Research Supervisor: Senior Lecturer E.A. Kuznetsova

Abstract: the article reviewed the status of geological and geochemical study of the northwestern territory of the Komi-Permyatsky district, its tectonic and lithologic and stratigraphic structure, as well as oil and gas potential prospects.

Key words: hydrogeological situation, oil and gas potential, collector, deposits.

Коми-Пермяцкий округ расположен в северной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Территория, является перспективной в отношении нефтеносности, но оценка, была далеко не однозначна. До недавнего времени перспективной для поисков углеводородов считалось только его юго-восточное окончание, где территория наиболее изучена. Но по результатам вновь проведенных геолого-геофизических работ его северо-западная часть представляет совершенно новый нефтепоисковый район [3].

Скважина Северо-Мыйская №1 пробурена в северо-западной части территории Коми-Пермяцкого автономного округа. Сложная тектоника территории бурения обусловлена близостью к зоне сочленения гранито-гнейстового беломорско-карельского фундамента Русской плиты со сланцевым байкальским фундаментом Тимано-Печорской плиты. Кристаллический фундамент представляет собой сложную субмеридиально ориентированную мегаструктуру с гомоклинальным погружением на восток. Коми-Пермяцкий свод, завершает с севера Татарско-Коми-Пермяцкую систему сводовых поднятий фундамента. Именно здесь зафиксированы максимальные отметки поверхности фундамента, вскрытого скважиной Северо-Мыйской №1. Он прослеживается лишь до среднетиманских отложений, выше он перекрыт северной частью Верхнекамской впадины [1].

В строении осадочного чехла участвуют отложения вендского и палеозойского комплексов, а также породы мезо-кайнозойской

группы. Рифейский структурный этаж на исследуемой территории отсутствует. Вендский структурный этаж на изучаемой территории непосредственно перекрывает породы фундамента. Девонско-верхнепермский структурный этаж развит повсеместно. В раннепалеозойское время осадконакопления на данной территории не происходило. В связи с этим вендские отложения со стратиграфическим несогласием перекрыты среднедевонскими терригенными образованиями. Изучаемая территория находится в пределах Камского свода, который прослеживается от визейских карбонатных отложений до нижнепермских включительно. Он характеризуется сокращенной мощностью средне-верхнекаменноугольных отложений.

Для верхнепермско-триасового структурного этажа характерен моноклиальный наклон отложений уже в западном направлении, вызванный прекращением погружения восточной части Коми-Пермяцкого округа. Мощность среднеюрско-мелового этажа в районе скважины Северо-Мыйская №1 порядка 25 м и увеличивается к западной границе округа в Верхнекамской впадине, где мощность его достигает 75 м.

Анализ материалов по скважине показал, что в геологическом разрезе палеозоя и венда имеются хорошие коллекторы с нефтепроявлениями и нефтегазопроницаемыми покрышками. Гидрогеохимическая обстановка благоприятна для сохранения залежей нефти: минерализация около 230 г/л, воды хлоркальциевые (III класс по Сулину). Наличие высокого содержания йода и брома свидетельствуют о застойном гидрогеологическом режиме недр. По показателям исследования, было высказано предложение о наличии нефтенасыщенных карбонатов в башкирских отложениях, а также зоны аккумуляции жидких УВ в верейских отложениях [3].

В качестве подтверждения этих предположений, построен график зависимости содержания углеродосодержащего вещества от глубины его залегания, по которому можно сделать вывод, что наибольшее содержание углерода содержится на глубине 1220-1260 м, что соответствует среднедевонско-визейским отложениям (рис.).

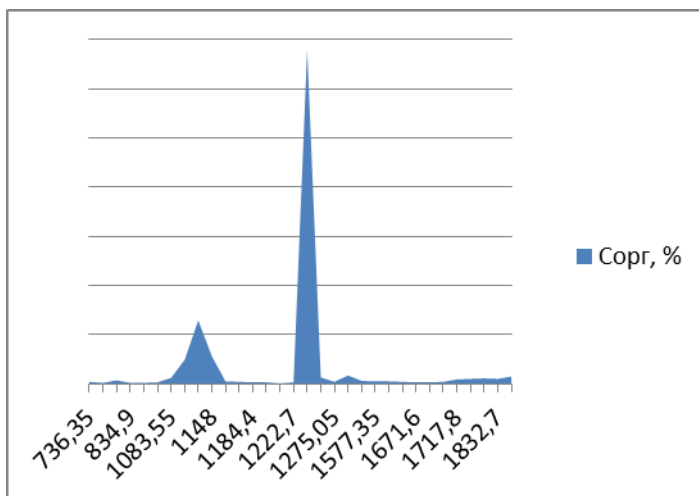


Рис. График зависимости содержания углеродосодержащего вещества от глубины его залегания

Разрез, вскрытый скважиной, характеризуется широким развитием коллекторов, но не выявлены нефтегазоматеринские породы. Коллекторские интервалы выделяются как в терригенных, так и в карбонатных породах, причем в некоторых случаях пористость в карбонатных породах превышает 30%, что по всей вероятности, является следствием их интенсивной вторичной перекристаллизации и выщелачивания. В качестве флюидоупоров в разрезе выделяются следующие породы: мощная толща аргиллитов в кровле венда, глинисто-карбонатная толща в кровле тиманского горизонта, аргиллиты и глинистые известняки в кровле и подошве верейского горизонта и сульфатизированные доломиты в кровле верхнего карбона [2].

Предположительно продуктивными в данном районе считаются девонский терригенный и среднекаменноугольный нефтегазоносные комплексы. Площадь перспективной зоны составляет 450 км^2 с извлекаемыми ресурсами 6,750 млн. т., и, соответственно, с плотностью извлекаемых ресурсов 15 млн. т. на км^2 .

Таким образом, в результате выполненных исследований разреза скважины Северо-Мыйской №1 в комплексе с данными по региону не подтвердились предположения о высоких перспективах нефтеносности района бурения. Установлено, что скважина пробурена в зоне малоблагоприятных условий для генерации и аккумуляции

углеводородов. Для дальнейшего наращивания потенциала добычи нефти в округе необходима оценка возможного масштаба нефтегазоносности и степени концентрации ресурсов нефти на территории.

Литература

1. Александрова Т.В., Шибанова А.М., Макарова С.В., Бурцева Н.В., Майорова Т.И., Попова Н.В. Геологическая изученность и тенденции развития ресурсной базы углеводородного сырья северных земель Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна, 2012.
2. Бычков С.Г., Неганов В.М., Мичурин А.В. Нефтегазогеологическое районирование территории Пермского края. Нефтегазовое дело. Т.2, 2010.
3. Проворов В.М., Вилесова Л.А., Проворов М.В., Александрова Т.В. Геологическое строение и нефтегазоносность Коми-Пермяцкого округа Пермского края. Пермь: ОАО «КамНИИКИГС», 2008. 132 с.

ОСОБЕННОСТИ ПОЛУЧЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА ПРИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ СКВАЖИН

К.Ю. Майков

*Национальный исследовательский Томский политехнический
университет, студент 4 курса, kiryanmaikov94@mail.ru*

Научный руководитель: ассистент Л.К. Кудряшова

Аннотация: проанализированы основные способы получения информации о параметрах пласта. Проведен сравнительный анализ результатов, полученных стандартным комплексом ГДИС и с помощью прибора MDT. Выявлены достоинства и недостатки применения каждого из методов.

Ключевые слова: Западная Сибирь, гидродинамические исследования, фильтрационно-ёмкостные свойства, коллектор.

SPECIFICS OF THE RESERVOIR PARAMETERS RECEIVING DURING WELL TESTING

K.Y. Maikov

Tomsk Polytechnic University, 4th year Student, kiryanmaikov94@mail.ru

Research Supervisor: Assistant Lecturer L.K. Kudryashova

Abstract: the main methods of reservoir information receiving were analyzed. Comparative analysis of the results obtained by the standard set of well testing and

using MDT device was conducted. Advantages and disadvantages of each method were identified.

Key words: *West Siberia, well testing, reservoir properties, reservoir rock.*

В наши дни на рынке углеводородного сырья наблюдается значительный спад цен на нефть, спровоцированный последствиями мирового финансового кризиса. Также отмечается рост стоимости бивалютной корзины. Данные обстоятельства вынуждают российские нефтедобывающие компании увеличивать объемы добычи экспортируемого углеводородного сырья.

В то же время наращивание объемов добычи нефти невозможно без качественного анализа продуктивности фонда добывающих скважин, определения причин ее снижения, а также осуществления мероприятий по интенсификации притока. В настоящее время существуют различные методы контроля разработки месторождений, но наиболее эффективным средством анализа производительности скважин являются гидродинамические исследования скважин.

В процессе разработки на большинстве месторождений для изучения динамики изменения параметров пласта используются гидродинамические исследования (ГДИС), по результатам которых определяют пластовое давление, фильтрационные параметры пласта (проницаемость, гидро-, пьезопроводность), а также при спуске и подъеме приборов можно исследовать плотность флюида в скважине. Но для получения детальных параметров проводят испытания пластов с помощью прибора КИИ-146. В последнее время наиболее популярными становятся испытания пластов с помощью модульного динамического испытателя пластов (MDT). Он значительно повышает качество и информативность комплекса ГИС/ГДИС. MDT представляет собой прибор, позволяющий осуществить следующие исследования в открытом стволе скважины: замеры пластового давления на разных глубинах; расчет подвижности пластового флюида и оценку проницаемости по анализу кривых падения и восстановления давления; отбор высококачественных проб пластовых флюидов и др. [3].

Рассмотрим использование данных методов на примере одного из месторождений Западной Сибири, продуктивные пласты которого отличаются сложным геологическим строением и низкими значениями ФЕС. Изучаемая в работе залежь приурочена к отложениям нижнего мела и является нефтегазоконденсатной [1]. Стоит отметить, что характерной геологической особенностью данного пласта является наличие пропластка с улучшенной проницаемостью (суперколлектора) [4]. Поэтому в связи с большой неоднородностью

ФЕС пласта, как по площади, так и по разрезу, для получения достоверных параметров необходимо использовать не просто КИИ-146, а более совершенный прибор – MDT.

На одной из скважин изучаемого месторождения в процессе бурения для определения параметров пласта было проведено испытание прибором MDT, а потом контроль за динамикой их изменения проводился раз в год с помощью ГДИС.

Сопоставляя параметры, полученные разными методами, можно сделать вывод, что плотность до начала разработки (по MDT) составляла приблизительно $0,748 \text{ г/см}^3$, а по результатам ГДИС – $0,771 \text{ г/см}^3$ ниже 1200 м, в то время как выше данной отметки – $0,119 \text{ г/см}^3$. Такая разница в показаниях обусловлена сегрегацией фаз флюида в стволе скважины, что повлекло за собой некоторое искажение полученных данных.

Замер пластового давления происходит посредством КВД (кривая восстановления давления) и КПД (кривая падения давления), как в ГДИС, так и в MDT исследованиях. Основным отличием одного метода от другого являются более детальные результаты, полученные при замере модульным динамическим пластоиспытателем. В ходе ГДИС пластовое давление фиксировалось через каждые 200 м, и на глубине спуска (2900 м) составляло 23450 кПа. В то время как при MDT был детально рассмотрен весь интервал перфорации – величина пластового давления варьировалась от 26842 кПа (на глубине 3367 м) до 27976 кПа (на глубине 3346,5 м). Это может быть обосновано тем, что в данном случае MDT спускается непосредственно до зоны перфорации скважины, что невозможно при проведении стандартных гидродинамических исследований из-за ограничения глубины спуска измерительного прибора (до угла искривления скважины не более 56°). Возможность спуска прибора MDT в призабойную зону пласта также может являться серьезным преимуществом и в случае оценки плотности пластового флюида. Поэтому можно сделать вывод, что значение плотности флюида, полученное в результате ГДИС, является оценочным, в то время как при MDT – первоначальным.

Для получения параметров пласта при ГДИС важной процедурой является отбор проб, что обусловлено необходимостью определения насыщения пласта и свойств флюидов. С задачей отбора проб успешно справляется прибор MDT, в нашем случае позволяющий проводить отбор при незначительных перепадах пластового давления за счет использования модулей оптического анализатора флюида, что способствует получению качественных образцов пластовых флюидов [4]. Помимо этого, он позволяет контролировать в режиме

реального времени качество отбираемого флюида с целью предотвращения загрязнения пробы буровым раствором, что дает определенную уверенность в качестве полученного образца флюида. Качественные образцы необходимы для определения таких важных параметров пластового флюида, как давление насыщения, объемный коэффициент и вязкость.

Стандартный комплекс гидродинамических исследований в обсаженном стволе дает возможность отслеживать динамику изменения фильтрационных параметров пласта [2]. Из ретроспективного анализа исследований, выполненных в скважине изучаемого месторождения за 2011-2013 гг., можно сделать вывод о понижении давления на глубине спуска прибора (2900 м) с 23440 кПа (на 2011 г.) до 21850 кПа (на 2013 г.), уменьшении проницаемости более чем в 2 раза (с 285 до 142 мД). При этом скин-фактор остался достаточно высоким (10-11,8), гидропроводность также существенно снизилась (с 13843 до 6885,7 мД·м/мПа·с). Продуктивность пласта также изменилась – с 25,16 до 12,87 (м³/сут)/(кгс/см²). В целом такая динамика параметров пласта говорит о загрязнении призабойной зоны. В 2013 г. скважина была переведена под нагнетание.

В отличие от стандартного комплекса ГДИС, прибор MDT, работающий в открытом стволе скважины, не позволяет отслеживать динамику изменения параметров залежи. Для решения данной функции в обсаженной колонне разработан прибор CHDT, который осуществляет замеры пластового давления на разных глубинах и отбирает высококачественные пробы пластовых флюидов путем просверливания обсадной колонны, цемента, породы – вглубь пласта, проведения замеров пластового давления, отбора проб и последующей закупорки всех просверленных отверстий. Но данный метод является высокозатратным и мало где применяется в российских компаниях.

Таким образом, с помощью приборов MDT и CHDT можно получить довольно полный комплекс первичной информации о параметрах залежи с различных ее интервалов, независимо от конструкции скважины и ее искривления, что невозможно при проведении стандартных ГДИС. Однако использование MDT/CHDT является дорогостоящим методом. А в условиях финансового кризиса с целью уменьшения экономических затрат на проведение исследований и потерь по добыче УВ, для мониторинга изменения показателей работы пласта в большинстве компаний переходят на установку телемеханических систем (ТМС) в скважинах.

Литература

1. Бетанкур С., Дон Ч., Эльшахани Х., О'Киф и др. Современные методы измерения свойств пластовых флюидов // Нефтегазовое хозяйство. Москва 2007, Т. 19, №3. С. 70-88.
2. Конторович А.Э., Салманов Ф.К. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. Москва, Недра, 1975. 678 с.
3. Латыпов А.Ф., Вейнхебер П.Д. и др. Применение испытателей пластов на кабеле нового поколения для оценки характера насыщения сложных коллекторов Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения // Техника и технологии. Красноярск, 2011, №4. С. 44-46.
4. Мангазеев П.В. Гидродинамические исследования эксплуатационных и нагнетательных скважин: Учебное пособие. Томск, ТПУ, 2004. 340 с.

СТРОЕНИЕ И КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ОТЛОЖЕНИЙ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ В ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ТУНДРИНСКОЙ КОТЛОВИНЫ

О.М. Макарова

*Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова,
аспирант 3 года обучения, OK.hrust@yandex.ru*

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Е.Е. Карньюшина

***Аннотация:** в данной работе на основе литологических и петрофизических исследований охарактеризовано строение разреза баженовской свиты и выделены основные типы коллекторов, встречающихся в ее объеме на территории исследования.*

***Ключевые слова:** баженовская свита, пачка, тип коллектора.*

STRUCTURE AND RESERVOIR PROPERTIES OF DEPOSITS OF THE BAZHENOV FORMATION IN THE CENTRAL PART OF TUNDRIN DEPRESSION

O.M. Makarova

*Lomonosov Moscow State University,
3^d year Post-graduate Student, OK.hrust@yandex.ru*

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor
E.E. Karnyushina

***Abstract:** in this article, on the basis of lithological and petrophysical studies the structure of the section of Bazhenov Formation was characterized and the main types of reservoirs were distinguished on the studied area.*

Key words: bazhenov formation, pack, reservoir type.

В настоящее время исследование отложений баженовской свиты актуально с позиций открытия в них залежей углеводородов. Для этого необходимо изучить строение толщ и выявить в их составе наличие пород-коллекторов. Для решения этой задачи был изучен керн из четырех скважин центральной части Тундринской котловины.

В данной работе охарактеризовано строение разреза (мощностью 36,93 м) одной из изученных скважин в интервале 3164,57-3201,5 м, где выделены 6 пачек, которые в свою очередь объединены в три толщи (рис.).

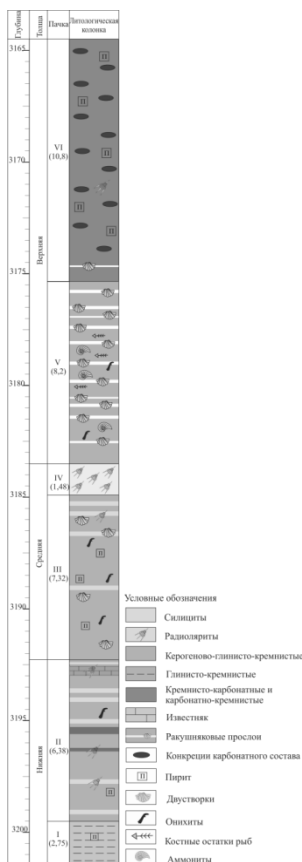


Рис. Литологическая колонка отложений баженовской свиты центральной части Тундринской котловины

Нижняя толща (9,13 м):

Пачка I (2,75 м) глинисто-кремнистая, сложена коричневатотемно-серыми и темно-коричневыми глинисто-кремнистыми породами и ритмитами с тонкой горизонтальной слоистостью, часто пиритизированными.

Пачка II (6,38 м) сложена темно-коричневыми керогеново-глинисто-кремнистыми породами (содержание керогена более 10%) с многочисленными прослоями и линзами кремнистых разностей, которые в различной степени карбонатизированы. Текстура пород горизонтальная параллельная и линзовидная. В верхней части пачки наблюдаются вторичные доломиты (0,4 м) с реликтовой радиоляриевой структурой, массивной текстурой, неравномерно нефтенасыщенные.

Средняя толща (8,8 м):

Пачка III (7,32 м) сложена темно-коричневыми керогеново-глинисто-кремнистыми породами. В верхней части пачки они равномерно расслоены опоками и радиоляритами. В отложениях пачки отмечены конкреции пирита диаметром (d) 1-2 мм. На плоскостях напластования пород присутствуют обломки раковин двустворок.

Пачка IV (1,48 м) представлена неравномерно карбонатизированными и пятнисто нефтенасыщенными кремнистыми породами, среди которых преобладают радиоляриты массивные, реже с неотчетливой горизонтальной слоистостью.

Верхняя тоща (19 м):

Пачка V (8,2 м) смешанных керогеново-глинисто-кремнистых пород и ритмитов, содержит многочисленные линзы и прослои с обломками раковин двустворок размером 0,5-2,0 см с хорошо сохранившимся перламутровым слоем. Текстура пород горизонтальнослоистая. На плоскостях напластования встречаются отпечатки раковин аммонитов диаметром до 4 см и многочисленные костные остатки рыб.

Пачка VI (10,8 м) представлена смешанными кремнисто-карбонатными и карбонатно-кремнистыми породами и ритмитами (в том числе керогеновыми разностями, с содержанием керогена более 10%). Породы содержат многочисленные линзы карбонатного состава (известняков и доломитов с реликтовой радиоляриевой структурой) размером 0,5-3,0х3,0-5,0 см.

Коллекторы порового типа приурочены к радиоляритам четвертой пачки и апорадиоляриевым доломитам, расположенным в прикровельной части пачки II. В радиоляритах наблюдаются внутриформенные поры выщелачивания $d=0,05-0,15$ мм,

обусловленные растворением и выносом кремнезема из форменных элементов силицитов. Открытая пористость в них достигает 6%, Кпр изменяется от 0,004 до 0,5 мД.

Коллекторы трещинно-порового типа приурочены к глинисто-кремнистым и керогеново-глинисто-кремнистым породам и ритмитам II и III пачек (толщина 0,3 до 3,5 м). Трещины открытые, извилистые, ветвящиеся часто приурочены к плоскостям напластования пород, имеют литогенетическую, реже тектоническую природу. Участками трещины осложнены порами выщелачивания d до 0,15 мм, вместе с которыми обеспечивают емкость таких коллекторов, имеющих $K_{п}$ 3-4%, $K_{пр}$ от 0,5 до 5,0 мД. Коллекторы этого типа встречаются и в керогеново-глинисто-кремнистых отложениях пачки V, где также присутствуют пустоты выщелачивания, приуроченные к призматическому слою раковин двустворок.

Выводы:

1. Установлено закономерное строение разреза отложений баженовской свиты, выраженное в сходном строении выделенных толщ (смена снизу вверх глинисто-кремнистых отложений, в том числе керогеновых, кремнистыми, в различной степени карбонатизированными).
2. В нижних частях толщ распространены керогеново-глинисто-кремнистые породы и ритмиты, где развиты трещинно-поровые типы коллекторов. К их верхним частям приурочены силициты с преобладанием в составе радиоляритов (в том числе карбонатизированных и частично выщелоченных), с которыми связаны вторичные коллекторы порового типа.
3. Наилучшими емкостными свойствами обладают слабо карбонатизированные радиоляриты, расположенные в верхней части средней толщи (пачка IV).

ОСОБЕННОСТИ МИНЕРАЛЬНОГО СОСТАВА И СТРУКТУРЫ ЭВАПОРИТОВЫХ ПОКРЫШЕК НЕКОТОРЫХ ГАЗОВЫХ ОБЪЕКТОВ СРЕДНЕЙ АЗИИ

А.А. Макрушина

*Южно-Российский государственный политехнический
университет (НПИ) имени М.И. Платова,
студент 5 курса, stasya_24@list.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент В.С. Исаев

Аннотация: в работе приводятся результаты исследования структурно-текстурных особенностей, минерального, химического полуколичественного состава и пористости покрывки коллектора одного из газоконденсатных месторождений Средней Азии, делается вывод об особенностях условий её формирования.

Ключевые слова: покрывки коллекторов, вещественный анализ, Центральная Азия.

FEATURES OF MINERAL COMPOSITION AND STRUCTURE OF EVAPORITES CAPROCKS OF SOME GAS OBJECTS OF CENTRAL ASIA

A.A. Makrushina

**South-Russian State Polytechnical University (NPI),
5th year Student, stasya_24@list.ru**

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader
V.S. Isaev

Abstract: the paper analyzes the results of research of structural and textural singularities, porosity, mineral and semiquantitative chemical composition of the caprock collector of one of the gas-condensate deposits in Central Asia, to make inferences about the peculiarities of its formation.

Key words: deposit's caprock, material composition, Central Asia.

Эвапориты, как известно, встречаются практически во всех системах фанерозоя, начиная с кембрия, но достаточно широко распространены в отложениях перми, юры, палеогена и неогена. С ними часто ассоциируют или связаны нефтегазоносные месторождения [4]. В Средней Азии крупные газовые месторождения приурочены к образованиям карбонатно-эвапоритовой формации юрской системы, которые часто выступают в виде покрывок данных месторождений. Роль покрывок для локализации месторождений газа известна. Поэтому исследование их вещественного состава и условий формирования, определяющих их состояние, является важнейшим обстоятельством для прогноза месторождений данного типа.

Большинство минералов эвапоритовых формаций являются кристаллогидратами, т.е. в их кристаллических решётках содержится кристаллизационная вода. Поэтому они претерпевают существенные диагенетические преобразования. Важным для понимания протекающих при этом процессов является роль воды, которая при растворении или кристаллизации данных минералов, либо при превращении одного из них в другой, может выделяться и пополнять

поровые растворы, что приводит к снижению их минерализации. В то же время, если часть воды из порового раствора используется для построения кристаллических решёток заново формируемых минералов, то минерализация её может возрасти в несколько раз.

Наиболее распространёнными минералами эвапоритов, способными изменять свою кристалломорфологию и химический состав с потерей или приобретением воды, являются гипс ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) и ангидрит (CaSO_4). Установлено, что в разрезе земной коры, в её верхней зоне гипс устойчив до глубины 400- 500 м, а глубже он уже переходит в ангидрит. При этом, как известно, выделяется огромное количество воды, и, следовательно, возрастает пористость пород [3]. Повторное превращение ангидрита в гипс возможно, и может осуществляться при выводе ангидритовых отложений в зону действия пресных инфильтрационных вод.

На стадии диагенеза эвапоритовых осадков имеет место образование также акцессорных минералов, таких как кварц, доломит, магнезит, кальцит, целестин, барит. Чаще всего эти минералы развиваются на тех зародышах, которые образовались ещё на стадии седиментации. Кристаллизация осуществляется в межкристальном пространстве, вблизи пропластков и особенно в самих пропластках терригенного материала. Возникающие диагенетические кристаллы часто идиоморфны, иногда образуют шестообразные и почковидные агрегаты.

Причинами минералообразования и растворения в соляном осадке могут быть также колебания температуры, от которых сильно зависит растворимость минералов, а также биохимические процессы, связанные с разложением органического вещества, которое часто в обилии захороняется в эвапоритовых осадках (например, восстановление сульфатов с образованием пирита). Важной причиной диагенетических превращений, в первую очередь кристаллизации минералов в соляном осадке, может быть испарение порового раствора при выводе осадка на дневную поверхность при перерывах в осадконакоплении.

Эвапоритовые минералы кристаллизуются, начиная с определённой минерализации рассола, или с определённой стадии его сгущения (концентрирования). Например, выпадение гипса начинается при общей минерализации рассола примерно 140-150 г/л, галита – при 280-300 г/л, а сильвина – при 380 г/л. В то, что выпавший соляной осадок могут поступить растворы иного состава и иной минерализации по сравнению с имеющимися в осадке. Предположительно, это может произойти в результате кратковременного и незначительного

опреснения бассейна галогенеза, а о существовании таких эпизодов мы судим по наличию тонких прослоек глинистого вещества в соляных отложениях, которое поступало с континентальным (т.е. речным) стоком.

При увеличении солёности рассолов и формационных вод растворимость углеводородов уменьшается, так как при почти полном насыщении растворёнными веществами структура воды меняется, способствуя гидрофобному взаимодействию макромолекул. Тем не менее жидкие и газообразные углеводороды широко развиты в относительно ненарушенной соли и калийных отложениях и скорее всего формировались повсеместно. Примазки органического вещества часто отсутствуют только в самых верхних горизонтах эвапоритовых толщ, сложенных калийными отложениями. Вместе с тем содержание поровых и межкристалльных углеводородов здесь намного выше, чем в подстилающих слоях галита и ангидрита [2]. При разработке калийных месторождений сталкиваются как с нефтью без асфальтенового основания, так и с газовыми эманациями, обогащёнными водородом. Отчасти их происхождение связано с органическим веществом, содержащимся в самих калийных образованиях, отчасти они поступают с восходящими растворами.

Тектонически нарушенные или выдавленные эвапоритовые породы теряют свои углеводороды в смежные водоносные горизонты. По крайней мере часть углеводородов, заключённых в столь широко развитых по периферии соляных куполов коллекторах, выделилась из самих эвапоритовых отложений. Несколько газовых выбросов отмечено в процессе бурения в солях в западной части Прикаспийской впадины; керн содержал капли нефти. Соль здесь ассоциируется с насыщенными нефтью ангидритами и известняками. К соляным куполам непосредственно не примыкают никакие коллекторы, которые могли бы служить путями миграции; пластичный галит запечатал бы любые возможные разрывы, поэтому проявления углеводородов представляются доказательством вертикальной их миграции через соль.

Исследованный нами образец керна покрышки одного из газовых месторождений Узбекистана [1], представляет собой известняк с включениями достаточно крупных кристаллов ангидрита, занимающих не менее 35% объёма пород. Несомненно, что на начальной стадии формирования известняк содержал включения гипса, который в процессе диагенетических преобразований трансформировался в ангидрит. Такого рода преобразование, как это отмечено выше, сопровождается выделением воды и увеличением

пористости пород. Однако в нашем случае этого не наблюдается и рассматриваемая покрывка не потеряла функцию экрана. Это происходит, вероятно, вследствие нарастания с глубиной давления и температуры, что приводит к потере породами пористости и их уплотнению. Следовательно, утверждение о том, что соляно-ангидритовые покрывки служат наиболее надежными экранами, подтверждается.

Литература

1. Макрушина А.А. Особенности вещественного состава киммеридж-титонской покрывки коллектора одного из газоконденсатного месторождения Амударьинской провинции (Республика Узбекистан) // Геология в развивающемся мире: сб. науч. тр. (по материалам VIII науч.-практ. конф. студ., асп. И молодых ученых): в 2 т. / отв.ред. П.А. Белкин; Перм. гос. нац. исследовательский. Ун-т.–Пермь, 2015.–Т.1.–572 с.
2. Петтиджон Ф.Дж. Осадочные породы, Москва, НЕДРА, 1981.
3. Сонненфелд П. Рассолы и эвапориты, Москва: МИР, 1988.
4. Фролов В.Т. Литология, т.2, МГУ, 1993.

ЛИТОЛОГО-МИНЕРАЛОГИЧЕСКИЕ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ПЕСЧАНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ АШАЛЬЧИНСКОГО БИТУМНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРИ ВОЗДЕЙСТВИИ НА НИХ ВОДЯНЫМ ПАРОМ

Д.С. Маслова¹, Р.Р. Ханипова²

*Казанский федеральный университет, ¹-студент 3 курса,
²-магистрант 1 года обучения, maslova.ds@mail.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Э.А. Королёв

Аннотация: проведено изучение песчаных коллекторов Ашальчинского битумного месторождения. Установлено, что в процессе разработки битумоносных песчаников с применением технологии парогравитационного дренажа происходит преобразование их минерального скелета и изменение физико-механических свойств.

Ключевые слова: Ашальчинское месторождение, битумные залежи, песчаные коллекторы, изменение минерального скелета.

LITHOLOGICAL MINERALOGICAL TRANSFORMATION SANDSTONE RESERVOIRS ASHALCHINSKOYE BITUMEN DEPOSITS WHEN EXPOSED TO WATER VAPOR

D.S. Maslova, R.R.Hanipova

Kazan Federal University, 3^d year Student,

1st year Master's Degree Student, maslova.ds@mail.ru

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader

E.A. Korolev

Abstract: *the study of the bituminous sandstone reservoirs Ashalchinskoye field. It was found that in the process of developing bitumonsnyh sands using SAGD technology is a transformation of the mineral skeleton and the change of physical and mechanical properties.*

Key words: *Ashalchinskoye, bitumen deposits, sand collectors, changing the mineral skeleton.*

Для восполнения запасов углеводородов в Республике Татарстан активно разрабатываются технологии по извлечению битумов [1]. Одним из модельных объектов является Ашальчинское битумное месторождение, расположенное на территории Альметьевского района. В тектоническом плане месторождение приурочено к западному склону Южно-Татарского свода. В пределах месторождения выделяется до семи продуктивных битумных горизонтов, локализованных в песчаниках уфимского яруса среднего отдела пермской системы. Залежи преимущественно структурно-литологического типа контролируются поднятиями по кровле уфимской песчаной пачки и ограничиваются по площади зонами выклинивания битумоносного песчаника. Доказано, что Ашальчинские битумы образовались за счет вертикальной миграции углеводородов из нижерасположенных нефтяных залежей, сосредоточенных в известняках каменноугольной системы.

Особенностью Ашальчинского месторождения является малая глубина залегания битумных слоев. Поэтому одним из основных методов добычи тяжелых углеводородов является применение технологии парогравитационного дренажа. Температурные режимы в добывающих скважинах поддерживаются до уровня 180°C. Подобное термическое воздействие на пласты-коллекторы вызывает акватермоллиз нефтей, что способствует более эффективному их извлечению. При этом мало известно, что происходит со структурными компонентами битумоносных пород.

В данной работе предпринята попытка смоделировать на качественном уровне процессы, которые будут протекать в коллекторах при воздействии на них перегретым паром. Для этого из наиболее проницаемого и битумонасыщенного участка песчаного пласта-коллектора были отобраны образцы, из которых впоследствии изготавливались шлифы для оптико-микроскопических исследований, препараты для рентгенографического анализа, а также кубики и цилиндры для проведения физико-механических испытаний битумоносных пород.

Изучение битумоносных песчаников показало, что все они по составу полиминеральные, известковистые, равномерно пропитаны углеводородами, по структуре мелко-среднезернистые, участками алевритистые. Визуально породы характеризуются однородной темно-коричневой окраской, редко в них встречаются плотные участки в виде зеленовато-серых обособлений.

Песчаники на 85-90% сложены обломками минералов и горных пород, на 10-15% – цементирующим материалом. Аллотигенная компонента средним размером 0,25-0,5 мм представлена полуокатанными удлинёнными зёрнами кварца, окатанными изометричными обломками кремнистых пород, в меньшей степени угловатыми зёрнами полевых шпатов и редкими чешуйками хлорита и мусковита. Обломочный материал образует плотную структурную упаковку в объёме песчаных пластов. Обломки минералов и горных пород соприкасаются выпуклыми и заостренными участками поверхности, образуя контакты точечного типа. В породе фиксируются редкие области с регенерированными обломками кварца, формирующими кластерные сростки с выпукло-вогнутыми (конформными) контактами прилегания. Обломочный материал сцементирован карбонатно-глинистым цементом. Цемент порового типа, по структуре микро – тонкозернистый, по отношению к аллотигенной компоненте – независимая цементация, на контакте с кварцевыми зёрнами – коррозионный. Большая часть карбонатного цемента выщелочена, оставшиеся фрагменты фиксируются в виде оторочек по краям обломочных компонентов. Пористость песчаников варьирует от 10 до 15%. Поры межзерновые, сообщающиеся, часто образуют извилистые каналы диаметром 0,1-0,25 мм. По составу и строению битумоносные песчаники относятся к поровым, межзерновым коллекторам [2].

По данным рентгенографического анализа, битумоносные песчаники сложены кварцем и халцедоном (55%), альбитом и микроклином (15%), кальцитом и доломитом (15%), а также

глинистыми минералами (15%): смешанослойной фазой сложного иллит – монтмориллонитового состава, хлоритом и мусковитом. Из всех установленных минералов наибольший интерес вызывает поведение при разработке пластов-коллекторов кальцита, доломита и смешанослойной глинистой фазы, являющихся основными компонентами цемента песчаников.

Чтобы смоделировать воздействие перегретого пара на пласты-коллекторы, выпиленные кубики битумоносных песчаников в подвешенном состоянии помещались в паровую ванну, где выдерживались в течение 7 дней. Под действием водяного пара в них протекали процессы, которые теоретически должны сопровождать и технологию парогравитационного дренажа в природных условиях. Для контроля характера преобразования углеводородов, образцы до помещения в паровую ванну и после нее подвергались термическому анализу. Анализ выполнялся на приборе NETZSCHSTA 499F3. Интервал обжига задавался в диапазоне температур от 30 до 1000°C с шагом нагревания 10 градусов в минуту. По потере массы, вызванной термоокислительной деструкцией углеводородов в области температур 150-400°C и 400-650°C, было установлено, что под действием водяного пара из песчаников выделяются в основном легкие и средние фракции тяжелой нефти [3]. Содержание тяжелых фракций практически не меняется.

Изучение состава водных вытяжек из образцов показало, что процесс акватермолиза нефти сопровождается понижением pH поровых растворов и повышением содержания в них подвижных ионов Ca^{2+} и Mg^{2+} . То есть, паротепловое воздействие на битумоносные песчаники приводит к частичному окислению углеводородов с образованием углекислоты. Вследствие этого конденсированная вода, заполняющая поровое пространство образцов, становится агрессивной по отношению к кальциту и доломиту, растворяя карбонатную часть цемента. Очевидно, этот процесс сопровождается снижением сил сцепления между аллотигенными обломками минералов и горных пород, в результате чего часть из них отделяется от внешних стенок образцов и выпадает на дно емкости паровой бани. Снижение содержания кальцита и доломита в образцах при паротепловой обработке подтверждается и рентгенографическим анализом.

Одновременно было исследовано изменение состава глинистой компоненты. Для этого были выделены глинистые фракции, которые в течение недели выдерживались в горячем кислом растворе конденсата паровой бани. С помощью рентгенографического анализа было установлено, что наименее устойчивым в этих условиях является

смешанослойная иллит-монтмориллонитовая фаза. На рентгеновских спектрах видно, как уменьшается интенсивность и увеличивается уширение базальных диагностических пиков этого глинистого минерала. Подобное изменение конфигурации пиков указывает, что смешанослойная иллит-монтмориллонитовая фаза претерпевает структурные изменения, влекущие за собой ослабление связей между минеральными компонентами в породах.

Учитывая полученные результаты, можно предположить, что применение технологии парогравитационного дренажа будет сопровождаться закислением поровых растворов и разрушением минерального скелета пластов-коллекторов.

Литература

1. Курочкин Б.М., Балденко Д.Ф., Рогачев О.К., Студенский М.Н. Новые технологии добычи тяжелых нефтей и битумов при депрессии техногравитационными способами // Нефтяное хозяйство, № 6, 2007. С. 82-84.
2. Пошляков Б.К., Кузнецов В.Г. Литология: Учеб. для вузов. М.: Недра, 1991. 444 с.
3. Топор Н.Д., Огородова Л.П., Мельчакова Л.В. Термический анализ минералов и неорганических соединений. М.: Изд-во МГУ, 1987. 190 с.

ПОСТРОЕНИЕ ТРЕХМЕРНОЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ НА ПРИМЕРЕ ЗАЛЕЖИ ГОРИЗОНТА АС₁₀² ЖУМАЖАНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В.Ю. Матросов

**Уфимский государственный нефтяной технический университет,
магистрант 1 года обучения, vtrosov@gmail.com**

Научный руководитель: д.т.н., профессор Ш.Х. Султанов

Аннотация: в данной статье кратко описан методический подход к составлению геологической модели Жумажановского месторождения нефти, приведен перечень и назначение исходных данных, а также модель пласта АС₁₀².

Ключевые слова: геологическая модель, структурный каркас, куб литологии, горизонт АС₁₀².

DRAWING 3D-GEOLOGIC MODEL ON EXAMPLE OF BED OF AC_{10}^2 -HORIZON OF ZHUMAZHAN FIELD

V.Y. Matrosov

Ufa State Petroleum Technological University,

1st year Master's Degree Student, vtrosov@gmail.com

Research Supervisor: Doctor of Technical Sciences, Professor

S.H. Sultanov

Abstract: *this article briefly describes the methodological approach to the compilation of the geological model of Zhumazhan oil field, shows list and the appointment of the initial data as well as model of AC_{10}^2 formation.*

Key words: *geologic model, structural framework, lithological cube, AC_{10}^2 -horizon.*

В качестве исходных данных для составления 3D модели использовались следующие геологические и геофизические данные:

1) карты полей поверхности основных и целевых отражающих горизонтов по результатам сейсмической и геологической интерпретации;

2) карты пространственного положения стратиграфических границ подсчетных объектов;

3) поверхность водонефтяного контакта;

4) отбивки положения границ поверхностей структурного каркаса по скважинам;

5) стандартный комплекс методов геофизических исследований скважин (ГИС);

6) координаты скважин;

7) данные инклинометрии скважин;

8) результаты геолого-геофизической интерпретации разрезов скважин по определению литологии разреза, выделению коллекторов, характера их насыщения, ФЕС [2].

Обоснование оптимальной методики построения для создания реальной геологической модели рассмотрим на примере нефтяной залежи горизонта AC_{10}^2 Жумажановского месторождения.

По материалам бурения и сейсморазведочных исследований было установлено, что залежь имеет клиноформное строение [3].

Общая толщина пласта AC_{10}^2 по скважинам изменяется от 0,5 до 22 м, составляя в среднем 10,5 м. Значения эффективной толщины варьируют в пределах от 0,5 до 11,1 м при среднем значении – 5 м [3].

Для создания цифровой 3D модели в программном пакете IRAP RMS фирмы ROXAR были загружены отбивки пластов по результатам корреляции и данные РИГИС в виде las-файлов, инклинометрия. Весь цикл трехмерного геологического моделирования можно разделить на

шесть этапов: построение структурного каркаса; построение литологической модели; построение кубов пористости; построение кубов проницаемости; создание модели насыщения; подсчет запас углеводородов на основе трехмерной геологической модели.

Для получения 3D модели в первую очередь создавался структурный каркас (рис.1). Структурный каркас модели строился в соответствии со стратиграфическими поверхностями кровли и подошвы пластов. Структурные поверхности учитывают особенности геологического строения, результаты корреляции разрезов скважин. Структурные поверхности подошвы пласта AC_{10}^2 Жумажановского месторождения построены методом схождения относительно кровли с учетом карт общих толщин.

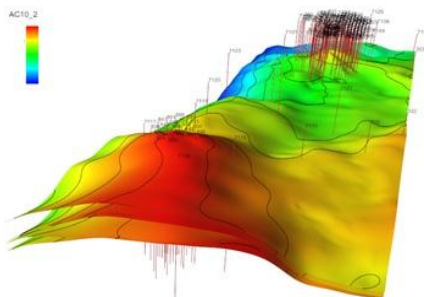


Рис. 1. Результат структурных построений по горизонту AC_{10}^2 [1]

Следующий шаг в создании модели – построение литологической модели. Расчет куба литологии (рис.2) производился с помощью стохастического модуля «Indicators». Согласно данному алгоритму каждой ячейке трехмерного грида присваивается значение класса на основе заданной индикаторной классификации, где коллектор имеет кодовый номер 1, а неколлектор – 0.

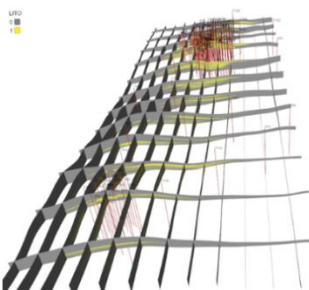


Рис. 2. Куб литологии горизонта AC_{10}^2 [1]

Далее осуществлялось построение кубов пористости. За исходные данные были взяты кривые пористости, полученные в результате интерпретации данных геофизических исследований в скважинах. При моделировании использовалось распределение коэффициента пористости, полученное по скважинам, а также трендовые карты пористости, построенные по средним значениям в скважинах (рис.3). Значения пористости в ячейках куба в пласте не превышают граничное значение K_p , определенное по данным ГИС для каждого пласта. При приближении к зонам замещения и выклинивания пористость уменьшается до граничного значения [1].

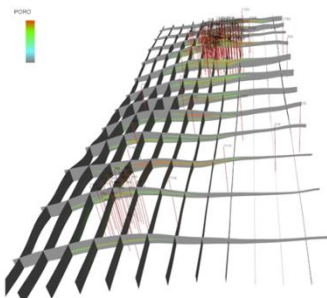


Рис. 3. Куб пористости гоизонта AC_{10}^2 [1]

Куб проницаемости для объекта AC_{10}^2 был рассчитан по петрофизическим зависимостям с использованием кубов пористости. Зависимости определены по результатам исследований основных фильтрационно-емкостных свойств на образцах керна Жумажановского месторождений.

Последним этапом при построении модели было создание модели насыщения. Здесь учитывались закономерности изменения нефтенасыщенности в зависимости от высоты над водонефтяным контактом и свойств коллектора. Моделирование куба нефтенасыщенности (K_n) горизонта проводилось стохастическим методом в модуле Petrophysical Modeling петрофизического моделирования. При этом распределение насыщенности в кубе осуществляется в соответствии со скважинными данными. В нефтенасыщенных коллекторах значения K_n в ячейках сетки ограничивались критическими значениями, определенными по данным интерпретации ГИС.

В водонасыщенных коллекторах нефтенасыщенность приравнивалась нулю. Кубы водонасыщенности в пределах пластов определялись как разница $1 - K_n$.

Построенная трехмерная геологическая модель горизонта AC_{10}^2 позволила сделать подсчет геологических запасов нефти для данного горизонта. Расхождение от утвержденных запасов не превышает 2%, это свидетельствует о достаточно высокой достоверности 3D модели.

Литература

1. Каждан М.В., Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х., Дулкарнаев М.Р. Восстановление литолого-фациальной обстановки формирования продуктивного горизонта с использованием современных геоинформационных технологий // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. 2013. №6. С. 103-125.
2. Сметанин А.Б., Щергин В.Г., Щергина Е.А., Скачек К.Г., Шайхутдинов А.Н., Осерская Ю.А. Особенности построения трехмерных геологических моделей в клиноформных отложениях на примере залежи горизонта БС102-3 Тевлинско-Рускинского месторождения // Вестник недропользователя. г. Екатеринбург: ООО «Издательский Дом «ИздатНаукаСервис», 2009.
3. ООО «Проектное бюро «ТЭРМ». Дополнение к технологической схеме разработки Жумажановского нефтяного месторождения (в трёх книгах) // Договор №114/13 – 625 от 01.04.2013, Тюмень, 2013. С. 126-143.

СРЕДНЕ-ВЕРХНЕДЕВОНСКИЕ ОБРАЗОВАНИЯ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ГЕОСИНЕКЛИЗЫ В ПЛАНЕ ФОРМИРОВАНИЯ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ ТРЕЩИННОЙ ПРИРОДЫ

А.А. Меркулова¹, А.С. Нестерова², А.Е. Ковешников

*Национальный исследовательский Томский политехнический
университет, ^{1,2}-магистранты 2 года обучения*

Научный руководитель к.г.-м.н., доцент А.Е. Ковешников

Аннотация: *представлены территории предполагаемого распространения средне-позднедевонских карбонатных отложений в пределах Западно-Сибирской геосинеклизы, перспективные для поиска пород-коллекторов, сформированных процессами гидротермального выщелачивания и гидротермальной доломитизации трещинной природы, сформованные во вторично-катагенетический этап их преобразования.*

Ключевые слова: *антиклинорий, синклинорий, гипергенез, вторичный катагенез, трещинная система.*

MIDDLE- UPPER DEVONIAN DEPOSITS WEST SIBERIAN GEOSYNECLISE IN TERMS OF THE FORMATION OF RESERVOIR ROCKS CRACK NATURE

A.A. Merkulova¹, A.S. Nesterova², A.E. Koveshnikov

Research Tomsk Polytechnic University,

1,2-2nd year Master's Degree Students, as_nesterova@mail.ru

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader

A.E. Koveshnikov

Abstract: *the territory of the proposed dissemination middle-late devonian carbonate deposits in the West Siberian geosyncline, promising to search for reservoir rocks formed during the hydrothermal leaching and hydrothermal dolomitization in the second - stage catagenetic their conversion.*

Key words: *anticlinorium, synclinorium, hypergenesis, secondary katagenesis, conjugated fractures.*

Перспективным, но пока не достаточно изученным объектом для поиска пород-коллекторов и, соответственно, месторождений нефти и газа на территории Западно-Сибирской геосинеклизы (ЗСГ) являются палеозойские образования карбонатного состава. При сложной и различной истории формирования палеозойских пород различного возраста, что обусловлено их литологическим составом, общим для них является трещинная природа проявления гидротермальных процессов. По особенностям литологического состава пород территория ЗСГ разделена на 23 структурно-фациальных района (СФР) [3] (рис.1,2).

В палеозойских образованиях породы-коллекторы приурочены к известнякам, измененным вторичными процессами (гидротермальная доломитизация и гидротермальное выщелачивание). При накоплении известняков, они формируют значительные по площади и мощности объекты, «карбонатные платформы». Для их анализа нами построены палеогеографические карты развития карбонатных пород в среднем и позднем девоне (рис.2).

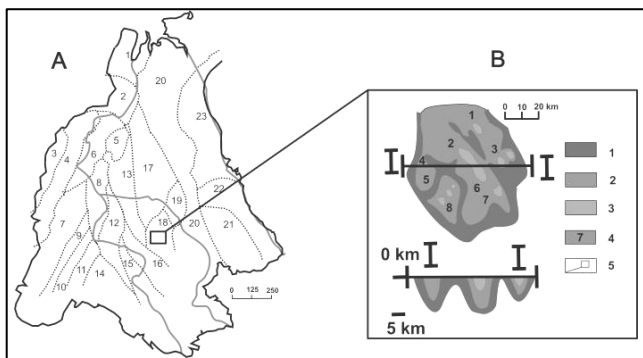


Рис. 1. Схема структурно-фациального районирования палеозойских отложений Западно-Сибирской геосинеклизы [3].

Структурно-фациальные районы (СФР): 1 – Бованенковский; 2 – Новопортовский; 3 – Тагильский; 4 – Березово-Сартыньинский; 5 – Ярудейский; 6 – Шеркалинский; 7 – Шаимский; 8 – Красноленинский; 9 – Тюменский; 10 – Косолаповский; 11 – Уватский; 12 – Салымский; 13 – Усть-Балыкский; 14 – Ишимский; 15 – Тевризский; 16 – Туйско-Барабинский; 17 – Варьеганский; 18 – Нюрольский; 19 – Никольский; 20 – Колпашевский; 21 – Вездеходный; 22 – Тыйский; 23 – Ермаковский. В. Палеозойские отложения Межовского срединного массива Нюрольского СФР. Условные обозначения: Отложения: 1. Кембрийско-нижнедевонские; 2. Средне-верхнедевонские; 3. Нижне-среднекарбоновые; 4. Показанные цифрами месторождения нефти и газа: 4. Месторождения: 1 – Северо-Останинское, 2 – Герасимовское, 3 – Останинское, 4 – Урманское, 5 – Арчинское, 6 – Северо-Калиновое, 7 – Калиновое, 8 – Нижне-Табаганское. 5. Местоположение Межовского срединного массива в пределах Нюрольского СФР

В перми – триасе сформировалась герцинская складчатость, проявившаяся в заложении складок северо-восточного и северо-западного простирания. Палеозойские образования были смяты в огромные синклиновые и антиклинорные складки (рис.1). В период континентального стояние региона произошло значительное сокращение разреза антиклинорных участков, а пределах синклиновых зон палеозойский разрез сохранился максимально полно. По доюрской поверхности сформировалась зона поверхностного выщелачивания пород или нефтегазоносной зоны контакта (НГГЗК) измененных палеозойских и перекрывающих их мезозойских отложений [2]. В НГГЗК при проявлении гипергенных процессов были сформированы площадные коры выветривания, и в них был открыт ряд месторождений нефти и газа [2]. Горизонт НГГЗК подстилается зоной дезинтеграции [1], представленной разломами и оперяющими их

трещинами, объединенными в систему, в которой сформировались породы-коллекторы (рис.1В) [4].

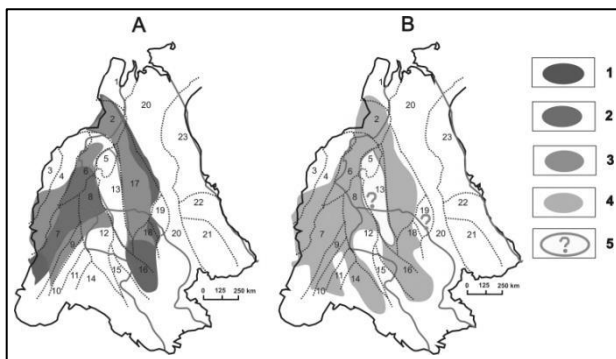


Рис. 2. Площади формирования на территории ЗСГ карбонатных платформ: А – в среднем девоне, фране; В – в фамене. Условные обозначения: карбонатные платформы: 1. Среднего девона; 2. Совмещенные среднего девона и верхнего девона франа; 3. Верхнего девона, франа; 4. Верхнего девона, фамена; 5. отложения бурением не установлены

Для территории ЗСГ нами построены палеогеографические карты распространения карбонатных платформ в целом (рис.2), и отдельно для территории Нюрольского СФР (рис.1). В пределах Нюрольского СФР средне-верхнедевонские карбонатные отложения представлены, соответственно, породами герасимовской и лугинецкой свит. Из приведенных карт (рис.2А) видно, что среднедевонские образования имеют сравнительно малую площадь распространения, в верхнем девоне, фране, а затем в фамене (рис.2В) эта площадь постепенно увеличивается.

На территории ЗСГ в образованиях средне-позднедевонского возраста, при наложении на них процессов вторично-катагенетической гидротермально-метасоматической природы, таких как доломитизация или трещинное выщелачивание, сформированы породы-коллекторы, со следующей их геометризацией. Произошло формирование системы заложения пород-коллекторов приразломной чересполосно-трещинной (древоподобной), а в участках, расположенных между двумя сближенными разломами могли формироваться системы пород-коллекторов чересполосно-трещинного массивного (объемноблокового) типа. Логично предположить развитие этой трещинной системы по всей территории ЗСГ.

Основные выводы следующие:

1. На территории Западно-Сибирской геосинеклизы в среднем и верхнем девоне накопились мощные толщи карбонатных пород, которые при герцинском тектогенезе были смяты в гигантские складки северо-восточного и северо-западного простирания.
2. В синклинальных перегибах образовавшихся складок при проявлении гидротермально-метасоматических трещинных процессов была сформирована система формирования пород-коллекторов чересполосно-трещинная (древовидная), приуроченная к протяженным разломам, и чересполосно-трещинная массивная (объемноблоковая), развитая в участках между разломами.

Литература

1. Ковешников А.Е. Влияние герцинского складкообразования на сохранность палеозойских образований Западно-Сибирской геосинеклизы // Известия Томского политехнического университета. 2013. Т. 323. № 1. С. 148-151.
2. Которович В.А. Сейсмогеологические критерии нефтегазоносности зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений Западной Сибири (на примере Чузикско-Чижапской зоны нефтегазонакопления) // Геология и геофизика. 2007. Т. 48. № 5. С. 538-547.
3. Краснова В.И. Решения межведомственного совещания по рассмотрению и принятию региональной стратиграфической схемы палеозойских образований Западно-Сибирской равнины. Новосибирск: Сиб. научно-исслед. инст-т геологии, геофизики и минерал. сырья, 1999. 80 с.
4. Ezhova A.V. Pore space genesis and rock-fluid properties of Paleozoic reservoirs of Tomsk area fields / Geologiya Nefti i Gaza Issue 3, 2007, P. 20-24.

ДОМАНИКИТЫ ВОЛГО-УРАЛЬСКОГО РЕГИОНА

Р.А. Мингараев

***Казанский (Приволжский) федеральный университет,
студент 3 курса, mingaraev.ramil@mail.ru***

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор В.П. Морозов

Аннотация: на территории Волго-Уральского региона нефтематеринскими отложениями (сланцевыми толщами) являются доманикиты, которые формировались в условиях некомпенсированных впадин и прогибов от начала семилукского и до конца турнейского времени. Изучен минеральный состав пород, состав углеводородов и выявлены условия осадконакопления.

Ключевые слова: сланцевые толщи, доманикиты, условия осадконакопления, нефть.

DOMANICITES OF VOLGA-URAL REGION

R.A. Mingaraev

Kazan (Volga) Federal University,

3^d year Student, mingaraev.ramil@mail.ru

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor

V.P. Morozov

Abstract: *there are oil source deposits (shale strata) on the territory of Volga-Ural region, which were formed in the conditions of uncompensated depressions from the beginning Semiluki to the end of Tournasian time. We call them domanikites. We investigate their mineral composition, also we explore hydrocarbons composition and detect their forming conditions.*

Key words: *shale strata, domanikites, forming conditions, oil.*

Экономика нашей страны держится в основном за счет таких энергоносителей как нефть и газ. Однако в настоящее время их традиционные разведанные запасы уменьшаются, и наиболее остро встает вопрос о поиске новых месторождений из нетрадиционных источников. В пределах Волго-Уральского региона такими нетрадиционными источниками являются доманикиты. В условиях Волго-Уральской провинции доманиковые отложения считаются нетрадиционными ввиду особенностей их формирования и условий залегания, технологии вскрытия при бурении скважин, методики выделения коллекторов и определения их фильтрационно-емкостных свойств. Этот вопрос крайне актуален в наши дни и требует детального изучения.

Доманикиты – высокобитуминозные глинисто-кремнисто-карбонатные породы, обогащенные органическим веществом (содержание которого $C_{орг}$ варьирует от 5 до 20%) [5], распространенные повсеместно на территории Волго-Уральского бассейна и являющиеся потенциальным источником нефти и газа. Стратиграфически они приурочены к франскому ярусу верхнего девона. Мощности отложений доманика на территории Татарстана достигают первых десятков метров [3]. Доманикиты состоят из седиментогенно-диагенетических минералов, таких как кальцит, халцедон, серицит, полевые шпаты, а также вторичных минералов – доломита и Fe-доломита.

С целью изучения условий образования, закономерности распределения и состава органического вещества доманиковых формаций на территории Волго-Уральского бассейна, нами были отобраны образцы пород из Кутушской скважины (Татарстан).

Распространение органического вещества имеет ярко выраженную закономерность. Наибольшие содержания органического вещества приурочены к прослоям черных кремнистых тонкослоистых сланцев, наименьшие – к серым по окраске прослоям карбонатных пород. Также особенность органического вещества доманикитов выражается в том, что в его образовании кроме простейших водорослей принимал участие зоопланктон.

Считается, что доманиковые отложения образуются в морских бассейнах в условиях длительного прогибания с низкими скоростями седиментации (2-5 м/млн. лет). Особенностью толщ доманика является повышенное содержание кремнезема. Согласно многим исследователям [4,6] накопление доманикитов Волго-Уральского региона осуществлялось в условиях тектонической и вулканической активизации региона. Именно активизация вулканической и гидротермальной деятельности способствовало мощному всплеску развития радиолярий и губок, активно участвующих в сложении доманиковых кремнистых толщ [1]. Развитие доманиковых фаций по времени совпадает с развитием интенсивных тектонических движений, а высокая биологическая продуктивность обязана появлению аномально повышенных температурных полей за счет поступления по тектоническим флюидопроводящим путям гидротерм, а вместе с ним и питательных солей [7]. На последнее также указывает всплеск развития кремнистых организмов в периоды вулканической активизации. Это связано с поступлением больших объемов кремнезема с гидротермальными растворами. Это же подавляло биогенную карбонатную седиментацию, в том числе и вследствие увеличения количества углекислоты, которая также в больших объемах поступала в бассейн седиментации.

Большие содержания углекислоты, метана, железа и других продуктов вулканической деятельности сначала приводит к всплеску биологической жизни, а затем к быстрому массовому вымиранию, в результате этого и появляются толщи, обогащенные органическим веществом. Образование относительно мелководных радиоляриевых кремнистых осадков может провоцироваться сменой гидрохимического состава воды бассейна, в частности увеличением доли CO_2 и SiO_2 , что приводит к развитию кремниевых организмов и угнетению организмов, строящих свой скелет из карбоната кальция.

При изучении керна нередко наблюдается протяженная вертикальная трещиноватость, которая могла образоваться в результате тектонических разгрузок или будинажа.

Результаты термического анализа пород свидетельствуют о том, что в доманиковых отложениях наблюдается два типа органического вещества – углеводороды сингенетические и эпигенетические. Относительное содержание тяжелых и легких фракций углеводородов в породах весьма различно. Наибольшие значения этой величины присущи карбонатам, наименьшие – карбонатно-кремнистым породам. Иными словами, в карбонатах нефти относительно более легкие, более подвижные [2].

Структуры и текстуры доманикитов свидетельствуют об особенностях формирования пород. Наличие тонкослоистой, горизонтально-слоистой текстуры у карбонатно-кремнистых пород свидетельствует о застойных вялотекущих процессах седиментации в условиях низких значений гидродинамики среды (ниже базиса волнового воздействия), а также в условиях восстановительной среды осадконакопления. Тогда как образование карбонатных литокластовых (обломочных) отложений происходило в условиях окислительной среды, при перемешивании водных масс выше базиса волнового воздействия. Перекрытие тонкослоистых карбонатно-кремнистых пород карбонатными с брекчиевыми текстурами связано с периодическим обмелением бассейна и влиянием волновой и штормовой деятельности на облик формирующихся осадков.

Таким образом, исходя из проведенных исследований, можно полагать, что доманикиты являются типичными нефтематеринскими породами, где углеводороды содержатся без видимой породы-покрышки, не приурочены к локальным структурам, и не имеющие газоводонефтяного контакта. Эти отложения требуют детального изучения с внедрением новых технологий, так как в ближайшее время могут стать источником внимания геологов-нефтяников.

Литература

1. *Афанасьева М.С.* Радиоларии и экологические особенности бассейнов доманикового типа // Геология, геофизика и разработка и газовых месторождений. М., 2000. № 12. С. 24-33.
2. *Берг Л.Г.* Введение в термографию. М: Наука. 1961. 121 с.
3. *Буров Б.В.* Геология Татарстана: стратиграфия и тектоника // М.: ГЕОС, 2003. 402 с.
4. *Готтих Р.П., Писоцкий Б.И.* К вопросу о формировании нефтематеринских толщ // Георесурсы. 2006. № 4(21). С. 6-11.
5. *Кирюхина Т.А., Фадеева Н.П., Ступакова А.В., Полудеткина Е.Н., Сауткин Р.С.* Доманиковые отложения Тимано-Печорского Волго-Уральского бассейнов // Геология нефти и газа. 2013. № 3. С. 76-87.

6. Маклеод Н. Причины массового вымирания организмов: статистическая оценка многофакторных сценариев // Геология и геофизика. 2005. № 9. С. 993-1001.

7. Сахибгареев Р.С. О связи литологии с флюидодинамическими процессами (на примере доманика русской платформы в аспекте формирования углеводородных скоплений) // Труды ВНИГРИ. 1976. № 387. С. 47-68.

ИЗУЧЕНИЕ ГЕОЛОГИИ АЛЕКСИНСКОГО ГОРИЗОНТА ЗАПАДНО-ЛЕНИНОГОРСКОЙ ПЛОЩАДИ, С ЦЕЛЮ ВЫРАБОТКИ РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ОСВОЕНИЮ МЕТОДОМ ОРЭ (ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ)

А.Р. Миргалиева

*Казанский (Приволжский) федеральный университет,
студент 4 курса, ai-mir2013@yandex.ru*

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Б.В. Успенский

***Аннотация:** с 2005 года на мелких месторождениях юго-востока республики Татарстан идёт широкое применение технологии одновременно-раздельной эксплуатации скважин, этому способствовало развитие технологий внутрискважинных разобщителей (пакеров).*

***Ключевые слова:** технология одновременно-раздельной эксплуатации скважин, алексинский горизонт.*

STUDY OF GEOLOGY ALEKSIN HORIZON WEST AREA LENINOGORSK, TO MAKE RECOMMENDATIONS ON THE DEVELOPMENT METHOD OF SSO (SIMULTANEOUS-SEPARATE OPERATION)

A.R. Mirgalieva

*Kazan (Volga region) Federal University,
4th year Student, ai-mir2013@yandex.ru*

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor
B.V. Uspensky

***Abstract:** since 2005 development of small reservoirs in the South-East Tatarstan has widely been applying the simultaneous-separate operation (SSO) technology backed up with the advanced technologies of uncoupling (packer assemblies).*

***Key words:** simultaneous-separate operation technology, aleksin horizon.*

В ПАО «Татнефть» многие месторождения имеют несколько нефтяных пластов разных отложений, залегающих на различных глубинах. Некоторые из них имеют близкие свойства нефтей и фильтрационные характеристики коллекторов и могут эксплуатироваться совместно одной скважиной. Другие могут сильно различаться по свойствам, и их совместная эксплуатация не будет обеспечивать оптимальных параметров работы пластов. К тому же некоторые сочетания отложений запрещены к совместной эксплуатации в одной скважине единым фильтром условиями лицензирования. Технология ОРЭ имеет более 50 схем применения, их использование зависит от технических и геологических условий эксплуатации скважины [1]. Повысить рентабельность скважин и оптимизацию работы на Ромашкинском месторождении Западно-Ленинградской площади невозможно без учета детального геологического строения объекта разработки, в данном случае алексинского горизонта 42 залежи. На данном участке еще не пробурены скважины, для эксплуатации алексинского горизонта. Однако есть скважины, в которых введется добыча на пашийском и бобриковско-радаевском горизонтах.

Западно-Ленинградская площадь Ромашкинского месторождения на севере контактирует с Южно-Ромашкинской, на западе с Зай-Каратайской и на востоке с Восточно-Ленинградской площадями.

Алексинский горизонт относится к верхнему подъярису визейского яруса нижнего отдела каменноугольной системы.

Палеогеографическая обстановка в каменноугольное время менялась очень быстро, поэтому наблюдается сложное переплетение фаций, хотя преобладающими породами являются известняки.

Отложения визейского яруса представлены континентальными речными, озерными и болотными осадками. Обстановка этого времени представляла, по-видимому, огромную, низменную, заболоченную равнину, по которой меандрировали реки.

В продольном профиле русла меандрирующих рек наблюдается чередование ложбин и перекатов. Преобладающее влияние на продольный профиль реки оказывают внутренние рельефообразующие факторы, определяющие гидрогеологические условия развития речных долин. Речные долины включают современный формирующийся врез реки, то есть ее пойму и русло, а также общий – сопряженный склон, моделированный или полностью созданный эрозией. В русле меандрирующих рек при уменьшении уклона русла и извилистости могут возникать намывные острова. Преобладающее влияние на

продольный профиль реки оказывают эндогенные рельефообразующие факторы, определяющие гидрологические условия развития (рис.1).

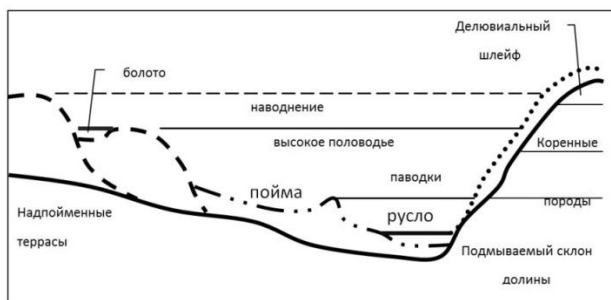


Рис. Схема речной долины

На структурной карте алексинского горизонта выделяется контур поднятий, пересекающий Западно-Ленинбургскую и Южно-Ромашкинскую площади с Юго-запада на Северо-восток. Во внутренней части контура обозначается область с относительно небольшими расхождениями абсолютных отметок и резкими увеличениями высот по контуру. Это дало основания предполагать о нахождении здесь водного палеобассейна с характерными эрозионными врезками, сформировавшимися в результате действия речных потоков. Были проведены геофизические исследования на определение нефтесодержания пластов в разрезе скважин данной области. Нефтенасыщенность, выявленная комплексом ГИС, а также в процессе бурения показана на карте точками. Если оконтурить эти зоны возможных нефтескоплений областью, то наблюдается некая параллельность этих областей с залежами 41 и 42.

При изучении структурных карт нижезалегающих горизонтов, начиная с пашийского (франский ярус, верхний девон), прослеживается единая системы складчатости, характерная для всех стратиграфических слоёв толщи. На картах обозначаются две антиклинальные складки в направлении с северо-востока на юго-запад.

При совмещении карты нефтенасыщенности алексинского горизонта и карт разработки пластов бобриковского, наблюдается согласное наложение нефтесодержащих зон алексинского горизонта и терригенных коллекторов бобриковского.

Рассмотрев геологическое строение, условия формирования алексинского горизонта и проанализировав структурные карты, предлагаю внедрить технологию ОРЭ двулифтовой установки в

скважины: 6093 Б, 12511 а, 6089, 26761, 6157 Б, в которых на данный момент вводится добыча только на пашийском горизонте. Приоритет именно двулифтового применения также обуславливается отличием физико-химического состава пашийского горизонта с физико-химическим составом алексинского. Это говорит о необходимости применения именно этой установки. Однолифтовая установка ОРЭ рекомендуется в скважинах: 16882, 16881, 26755, 26770, 6226а. На этих скважинах ведется добыча нефти в бобриковско-радаевском горизонте.

Внедрение метода одновременно-раздельной эксплуатации на рассматриваемом участке Западно-Лениногорской площади позволит нам:

- 1) Повысить темпы ввода месторождения в разработку вследствие сокращения сроков разбуривания и обустройства месторождений;
- 2) Улучшить условия эксплуатации скважин низкопродуктивных пластов за счет приобщения к другим объектам разработки;
- 3) Повысить рентабельность работы скважин за счет подключения в разработку дополнительных эксплуатационных объектов;
- 4) Сократить объемы бурения за счет использования ствола одной скважины;
- 5) Организовать системы разработки с одновременным отбором запасов из разных эксплуатационных объектов одной сеткой скважин.

Литература

1. Нургалиев А.А., Хабибуллин Л.Т. Анализ эффективности ОРЭ на мелких месторождениях Юго-Востока РТ // ИНТЕРЭКСПО ГЕО – СИБИРЬ. Сибирский государственный университет геосистем и технологий, 2015. Т. 2, С. 169-170.

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ НЕОКОМСКОГО КЛИНОФОРМНОГО КОМПЛЕКСА (АЧИМОВСКАЯ ТОЛЩА) В ПРЕДЕЛАХ СЕВЕРО- САМБУРГСКОЙ ПЛОЩАДИ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

А.И. Муравьев

*Национальный исследовательский Томский государственный
университет, магистрант 1 года обучения, muravev-1993@bk.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Г.М. Татьянин

Аннотация: целью работы является обобщение данных, полученных при изучении скважин Северо-Самбургской площади, и выявление закономерностей геологического строения ачимовской толщи. Основным результатом стало выявление литологических, структурно-текстурных особенностей и петрофизических свойств пород.

Ключевые слова: ачимовская толща, корреляция, каротаж.

THE GEOLOGICAL STRUCTURE OF NEOCOMIAN WEDGE-LIKE COMPLEX (ACHIMOV SEQUENCE) WITHIN NORTH SAMBURG AREA (WEST SIBERIA)

A.I. Muravev

Tomsk State University,

1st year Master's Degree Student, muravev-1993@bk.ru

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader
G.M. Tatyagin

Abstract: the purpose of this Article was generalization of data obtained in the study of wells - North Samburg area and identification of the geological structure of Achimov sequence laws. The main result was the identification of petrophysical, structural and textural features and lithophysical properties of rocks.

Key words: achimov sequence, correlation, logging.

Ачимовская толща в пределах Уренгойского структурно-фациального района, куда относится Северо-Самбургская площадь, представлена переслаиванием песчано-алевролитовых, алевритоглинистых и глинистых пород, среди которых преобладают псаммитовые образования. Мощности песчаных пластов изменяются от 2-3 м до 115 м, чаще составляя 30-70 м. Общая песчаность разрезов ачимовских отложений и толщины отдельных песчаных и песчано-алевритовых пластов уменьшаются с востока на запад, от Ач₆ к Ач₁-Ач₂ [1]. При проведении корреляции отложений основными маркирующими горизонтами послужили песчаные пласты ачимовской толщи, а также глинистые перемиčky между ними. При выполнении этих работ у автора была возможность самостоятельно проследить вариации мощности и состава ачимовских отложений. При этом использовались материалы, взятые из отчётов Сибирского палеонтологического научного центра (СПНЦ) НИ ТГУ 2009-2015 годов по Северо-Самбургскому месторождению, а также фотоматериалы керна и геофизические данные.

Основной упор был сделан на расчленение разреза с максимально точным выделением необходимых уровней

геологического разреза. После расчленения разреза скважины № 113, на основе фотоматериалов, необходимо было сопоставить эти результаты с каротажными данными ГИС (ПС, КС и ГК).

Учитывая факт, что в пределах Северо-Самбургского месторождения относительный гипсометрический уровень поверхности рельефа примерно одинаковый, глубина залегания толщи увеличивается от скв. 113 к скв. 110 (с северо-запада на юго-восток). Это подтвердилось при корреляции отложений пласта A_{3-4} . Так в скважине № 110 пласт прослежен в интервале глубин 4000-4060 м. Отложения A_3 и A_4 объединяются в один пласт и имеют мощность порядка 60 м. В скважине № 113 пласты A_3 и A_4 выделяются раздельно. При этом в изучаемый интервал попадает пласт A_4 и глинистая перемычка с вышележащим A_3 . В итоге суммарная мощность A_3 и A_4 в 113 скважине очевидно больше чем 60 м; мощность A_4 равна 70 м. Глинистая перемычка между A_{3-4} и A_4 также в этих скважинах выделяется на разных глубинах.

После проведения интерпретации данных ГИС с учётом данных по керну скв. 113, была проведена интерпретация геофизических данных двух других скважин, в программе Prime построены литологические колонки и выявлены такие же закономерности строения и состава, но уже без привлечения керна.

Следующим шагом стало проведение корреляции. При этом удалось проследить пласт A_{3-4} в скважинах № 104 и № 110. В составе пласта A_{3-4} преобладают мелкозернистый песчаник и крупнозернистый алевролит. На каротажных диаграммах этот участок отличается повышенной гамма-активностью и потенциалом собственной поляризации, но пониженным электрическим сопротивлением, что говорит о насыщении пласта глинистым материалом. В скважине № 110 пласт A_{3-4} обладает пониженным сопротивлением, а также пониженным значением гамма-каротажа. Это может указывать на меньшую глинистость пласта и присутствие более грубообломочного материала, что может положительно повлиять на коллекторские свойства пород.

В разрезе скв. № 113 пласт A_3 остался неохваченным по причине отсутствия необходимого материала. Однако здесь хорошо прослежен пласт A_4 . Данный пласт залегает в интервале 3940-4010 м и в основном представлен аркозовым мелкозернистым песчаником с глинистым и карбонатным цементом. Диаграмма ПС имеет низкие значения, что говорит о наличии в породе порового пространства. Значения гамма-каротажа также в основном характеризуются низкими значениями, но местами пролеживаются небольшие интервалы с

повышенным сопротивлением и гамма-активностью, что характерно для аргиллитов.

Пласт Ач₅ был прослежен в скважинах 110 и 113. Пласт дробится напропластки, разделённые алевроглинистой перемышкой. Относительно большую мощность имеет Ач₁₋₂ в скважине 104. Интервал глубин 3810-3960 м характеризуется выдержанностью значений ПС (практически на одном уровне) и ГК, но с довольно резкими перепадами значений КС, что, указывает на чередование более плотных пластов пород с менее плотными. В скважине 110 пласт Ач₁₋₂ выделяются на интервале глубин 3940-3990 м. На этом интервале прослеживается определённая ритмичность в строении разреза, что отражается и на диаграммах всех трёх каротажей.

Таким образом, в результате корреляции во всех трёх скважинах в данном интервале прослеживаются пласты Ач₃₋₄. Отдельно в разрезах 104 и 110 скв. прослежены пласты Ач₁₋₂. Пласт Ач₅ выделен в разрезе 110 и 113 скв.

По кровле пласта Ач₃₋₄ установлено, что в разрезе по профилю скважин 104-110 этот горизонт погружается с юга на север. При переходе от 110 к 113 его поверхность воздымается. Полученные данные говорят о форме и размере палеорельефной части осадочного бассейна, в котором шло образование этих толщ. При проведении сравнения состава пород и мощностей можно выявить области, которые были подвержены большему опусканию, и те, которые оставались неподвижными.

Ачимовские отложения Северо-Самбургского месторождения представляют собой переслаивание средне- и мелкозернистых песчаников, алевролитов и аргиллитов. Песчаники ачимовской толщи прослеживаются во всех трёх изучаемых скважинах. Они могут быть установлены как по керну, так и по каротажным данным (ГИС). Схематическое изображение нефтенасыщенных ачимовских песчаных пластов приведена ниже (рис.).

Задача изучения в Уренгойском районе ачимовских отложений остается актуальной. Отмечая высокий потенциал ачимовской толщи, все исследователи и на стадии первых открытий в начале 80-х годов XX века, и при последующем доизучении залежей отмечают чрезвычайно сложные характеристики, как преимущественно газоконденсатных залежей, так и залежей, содержащих нефть.

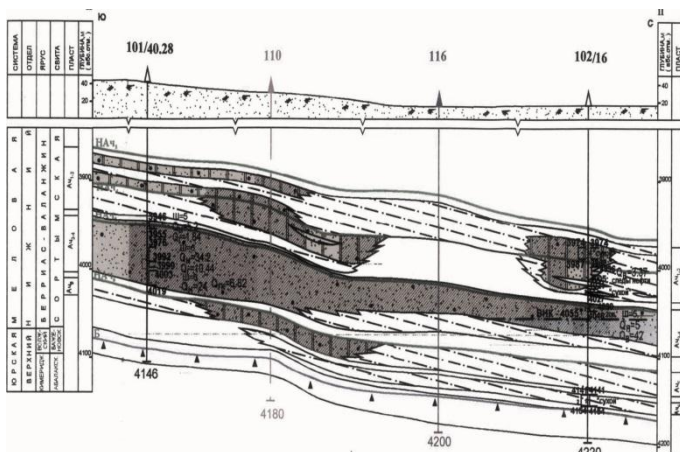


Рис. Схематическое строение песчаных тел ачимовской толщи в пределах Северо-Самбурской площади (из отчёта СПНЦ ТГУ)

Литература

1. Алексеев В.П. Атлас субаквальных фаций нижнемеловых отложений Западной Сибири (ХМАО-Югра). Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2014. 284 с.

ОСОБЕННОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ ЗАПОЛНЕНИЯ ЛОВУШЕК В ПРЕДЕЛАХ ДОРОХОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

З.С. Муфтиева

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, студент 5 курса, muftievaz@mail.ru

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент И.А. Козлова

Аннотация: в работе изучается процесс и особенности заполнения ловушек углеводородами на примере поднятий Дороховского месторождения. Определены коэффициенты заполнения ловушек для структур по каждому НГК; выявлены закономерности изменения полученных коэффициентов в пределах отдельных тектонических ступеней и площади в целом.

Ключевые слова: тектонические ступени, геологическое строение, палеоврезы, степень заполнения ловушек, закономерности изменения коэффициента заполнения.

ESPECIALLY THE DISTRIBUTION COEFFICIENTS OF FILLING TRAPS WITHIN DOROHOVSKY FIELD

Z.S. Muftieva

*State National Research Polytechnic University of Perm,
5th year Student, muftievaz@mail.ru*

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader
I.A. Kozlova

Abstract: *in the article we study the process and features of filling traps hydrocarbon the example of uplifts Dorohovsky field. The coefficients of filling traps for the structures for each oil and gas complexes, identified patterns of change in the received factors within the tectonic individual stages and area as a whole.*

Key words: *tectonic stage, geological feature, paleovezy, the degree of filling traps, patterns of change of the duty ratio.*

Степень заполнения ловушек и прогнозное значение коэффициента заполнения ловушек на стадии проектирования поисково-оценочных работ и геолого-экономических оценок является важной задачей, поскольку предопределяет прогнозное количество ресурсов и величину запасов.

Дороховское нефтяное месторождение характеризуется сложным геологическим строением, обусловленным, во-первых, наличием визейских палеоврезов, служащих каналами вторичной миграции, а во-вторых, приуроченностью поднятий месторождения к тектоническим ступеням. Крайне сложное строение месторождения порождает массу вопросов о времени и степени заполнения многочисленных литологически- и тектонически-экранированных ловушек, на поднятиях, входящих в состав Дороховского месторождения, а также о геологических факторах определяющих направленность данных процессов.

Как уже сказано выше, основной тектонической особенностью месторождения является приуроченность многочисленных поднятий к тектоническим нарушениям. В пределах месторождения с юго-запада на северо-восток прослеживаются три тектонические ступени: Белоусовско-Курбатовская, Дороховская и Алтыновская. Пространства тектонических ступеней разделены узкими (1-2 км) линейными прогибами, в ряде случаев сопровождаемыми тектоническими нарушениями, затухающими на уровне артинских отложений. Белоусовско-Курбатовская ступень включает в себя Белоусовское и Южно-Дороховское (Западный купол) поднятия. К Дороховской ступени приурочены Горновское, Северо-Дороховское,

Дороховское и Южно-Дороховское (Восточный купол) поднятия. В Алтыновскую ступень входят Восточно-Горновское и Восточно-Дороховское поднятия.

Этаж нефтеносности Дороховского месторождения достаточно высок. Из семи нефтегазоносных комплексов, выделяемых в разрезе осадочного чехла Прикамья, промышленно-нефтеносны: девонский терригенный (пласт D_0), верхнедевонско-турнейский карбонатный (пласты T_1 и Фм), ниже-каменноугольный (визейский) терригенный (пласты: T_{26} , Bb_{1a} , Bb_{16} , Bb_2 , Bb_3 , Ml_1 , Ml_2), окско-башкирский карбонатный (пласт Бш), московский терригенно-карбонатный (пласты V_3V_4 , Мч, KV_1) [2].

Для определения коэффициентов заполнения ловушки, был выполнен анализ структурных карт по каждому продуктивному пласту в пределах всех НГК, начиная с самого нижнего девонского терригенного и заканчивая верхним – московским терригенно-карбонатным. При определении $K_{з.л.}$ вычислялись: абсолютная отметка (а.о.) сводовой части в наивысшей точке, а.о. положения ВНК, высота залежи определялась с учетом ВНК, а высота ловушки по условно взятой последней замкнутой изогипсе. С учетом перечисленных параметров $K_{з.л.}$ определяли как отношение высоты залежи к высоте ловушки. Пример определения $K_{з.л.}$ на В-Дороховском поднятии (Северного купола) приведен на рисунке.



Рис. Выкопировка из структурной карты по кровле продуктивного пласта T_1

Подобные вычисления были проведены по всем пластам и НГК. Анализируя полученную базу данных по $K_{з.л.}$ поднятий и НГК, можно сделать следующие выводы:

Девонский терригенный НГК продуктивен в пределах С-Дороховского поднятия. Для пласта D_0 рассчитанный $K_{з.л.}$ составляет в среднем 0,5.

Верхнедевонско-турнейский карбонатный НГК. Для пласта Фм в пределах Дороховского, С-Дороховского и Ю-Дороховского поднятий $K_{3.л.}$ изменяется в интервале 0,7-1,0. В пласте Т₁ в пределах В-Горновского, Горновского, С-Дороховского, В-Дороховского и Ю-Дороховского поднятий наблюдается увеличение $K_{3.л.}$ с 0,50 до 0,86 с северо-запада на юго-восток в каждой тектонической ступени.

Визейский терригенный НГК. В пласте Мл₂ на В-Горновском, В-Дороховском, Ю-Дороховском, Белоусовском поднятиях $K_{3.л.}$ составляют 0,4-0,7 с увеличением с северо-запада на юго-восток в пределах каждой тектонической ступени. В пласте Мл₁ на В-Горновском, Горновском, С-Дороховском, В-Дороховском, Ю-Дороховском и Белоусовском поднятиях интервал изменения $K_{3.л.}$ составляет 0,3-0,9, без каких-либо закономерностей. В пласте Бб₃ всего 2 залежи (на В-Дороховском поднятии) с $K_{3.л.}$ 0,8-0,9. В пласте Бб₂ на В-Горновском, С-Дороховском, В-Дороховском и Ю-Дороховском поднятиях наблюдается увеличение $K_{3.л.}$ от 0,3 до 0,9 в каждой ступени с северо-запада на юго-восток. В пласте Бб_{1б} имеются всего 2 залежи на В-Дороховском и Белоусовском поднятиях с $K_{3.л.}$ 0,5 и 0,7. В пласте Бб_{1а} $K_{3.л.}$ на В-Горновском, Горновском, С-Дороховском, Ю-Дороховском поднятиях изменяется от 0,5 до 0,9, без каких-либо закономерностей. В пласте Тл₂₋₆ наблюдается увеличение $K_{3.л.}$ с северо-запада на юго-восток на В-Горновском, Горновском, С-Дороховском, В-Дороховском, Дороховском, Ю-Дороховском поднятиях в пределах каждой тектонической ступени и изменяются в интервале 0,4-0,9. В пределах распространения каналов вторичной миграции (КВМ) – песчаников увеличенной мощности, $K_{3.л.}$ намного выше, чем при их отсутствии [1].

Оско-башкирский НГК. В пласте Бш на В-Дороховском и Ю-Дороховском поднятиях $K_{3.л.}$ заполнения по двум залежам составляют 0,8 и 0,9.

Московский терригенно-карбонатный НГК. В пласте В₃В₄ на В-Дороховском и Дороховском $K_{3.л.}$ изменяются от 0,6 до 0,8. В пласте КВ₁ на В-Горновском, В-Дороховском, Ю-Дороховском поднятиях значения $K_{3.л.}$ достаточно высокие и составляют 0,8-0,9, не наблюдается закономерного изменения. В пласте Мч одна залежь на Ю-Дороховском поднятии с $K_{3.л.}$ равным 0,6.

Таким образом, в результате проведенного анализа, в целом по всем НГК установлено, что в пределах каждой тектонической ступени $K_{3.л.}$ увеличиваются с северо-запада на юго-восток, в том же направлении увеличиваются абсолютные отметки сводовых частей структур. Причем, для Белоусовско-Курбатовской ступени эти

значения изменяются от 0,3 до 0,9, для Дороховской ступени $K_{з.л.}$ изменяется в интервале 0,4-1,0, для Алтыновской ступени – от 0,3 до 0,9.

Если рассматривать тектонические ступени относительно друг друга, то можно констатировать увеличение степени заполненности структур в юго-западном направлении.

В данной работе для решения поставленной задачи применялся относительно упрощенный метод нахождения коэффициентов заполнения ловушек. Кроме этого, следует учесть критические точки перегиба, связанные с тектоническими нарушениями, литологическими замещениями и выклиниваниями пласта коллектора. Следующим шагом в выявлении особенностей распределения коэффициентов заполнения ловушек будет построение и установление зависимостей между различными параметрами структур с помощью методов математической статистики.

Литература

1. Ваксман С.И. Оценка роли КВМ углеводородов в визейской терригенной толще юго-востока Пермской области (платформенная часть). Пермь, 2014. С. 15-16.
2. Дополнение к технологической схеме разработки Дороховского месторождения. Пермь, том 1, 2014. С. 64-72.

ПЕРСПЕКТИВЫ ДОБЫЧИ ГАЗОВ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ В РОССИИ

Д.Д. Мухамадеев

Пермский государственный национальный исследовательский университет, студент 4 курса, danya.mukhamadeev@mail.ru

Научный руководитель: старший преподаватель Кузнецова Е.А

Аннотация: благоприятные геологические особенности и условия газоносности угольных бассейнов в России являются объективной предпосылкой организации, прежде всего в Кузбассе, а затем и в других угольных бассейнах, широкомасштабной добычи метана как самостоятельного полезного ископаемого.

Ключевые слова: метан, угольные пласты, Кузбасс, углеводороды.

PROSPECTS OF DEVELOPMENT OF GAS FROM COAL BEDS IN RUSSIA

D.D. Mukhamadeev

Perm State University, 4th year Student, danya.mukhamadeev@mail.ru

Research Supervisor: Senior Lecturer E.A. Kuznetsova

Abstract: *favourable geological features and conditions of gas content of coal basins in Russia are objective prerequisites of the organization, primarily in Kuzbass, and subsequently in other coal basins, large-scale production of methane as an independent mineral.*

Key words: *methane, coal seams, Kuzbass, hydrocarbons.*

Угольные пласты – нетрадиционные коллекторы метана. Впервые метан из угольных пластов стали добывать в США в конце 1980-х годов, установив экономическую целесообразность такого промысла. В недрах осваиваемых и перспективных угольных бассейнов сосредоточена не только значительная часть мировых ресурсов углей, но и их спутника – метана, масштабы ресурсов которого соизмеримы с ресурсами газа традиционных месторождений мира.

В процессе метаморфизма угольного вещества, то есть изменения его строения, свойств и состава под воздействием температуры и давления, в угольных пластах образуются углеводородные газы. Концентрация метана в смеси природных газов угольных пластов составляет 80-98%. Метан может находиться в угольных пластах в свободном, сорбированном или растворенном состояниях.

Научно-обоснованная оценка роли угольных пластов как крупнейших мест накопления метана в земной коре открывает новые большие перспективы в увеличении ресурсов углеводородных газов. Метан, который является наиболее опасным спутником угля, становится ценным полезным ископаемым, подлежащим самостоятельной промышленной добыче или попутному извлечению в шахтах при комплексной поэтапной эксплуатации газоносных угольных месторождений.

Биохимические и физические изменения, происходящие на стадии диагенеза в торфе и буром угле, сменяются геохимическими изменениями (уменьшение содержания кислорода и водорода и относительное повышение содержания углерода) на стадии катагенеза каменных углей и антрацита. Результатом этих изменений является удаление функциональных групп, увеличение степени ароматизации и

уменьшение количества цепочечных структур в угле. Рассмотрение материального баланса показывает, что потеря водорода, кислорода, а также углерода приводит к выделению в процессе углефикации углеродосодержащих молекул, богатых водородом и кислородом. Выделяются низкомолекулярные соединения, такие, как CH_4 и H_2O . Образование низкомолекулярных углеводородов, особенно метана, и летучих неуглеводородных соединений, например CO_2 , является неизбежным следствием усиления углефикации и зависит от типа органического вещества, температуры и времени.

Часть метана выделяется из лейптинита при сравнительно низком уровне углефикации. Это особенно важно учитывать при рассмотрении отложений типа нефтематеринских. Данных об образовании летучих в торфе и углях низких марок очень мало. Первые летучие продукты, выделяющиеся из угля и керогена при температуре ниже 100°C , представлены в основном H_2O и CO_2 , а также небольшим количеством CH_4 . Выход летучих компонентов из каменных углей и антрацитов с содержанием углерода 85-95% достигает 30-50%. диапазон углефикации соответствует значениям отражательной способности витринита 1,0-3,0% (R°). Интенсивное образование метана в угле обычно начинается на стадии каменных углей со средним выходом летучих ($R=1,0-1,4\%$). Это более характерно для веществ витринитового и инертинитового типа, чем для лейптинитов. Образование метана в каменных углях более низкой степени углефикации и в углях еще более низких марок изучено недостаточно. Количество образующихся во время углефикации летучих продуктов гораздо больше того количества летучих соединений, которые могут оставаться в угле в адсорбированном состоянии или свободной форме [2].

До недавнего времени в России метан из угольных пластов извлекался только попутно, на полях действующих шахт системами шахтной дегазации, включающими скважины, пробуренные с поверхности. Этими системами в последние годы в Печорском и Кузнецком бассейнах извлекалось около 0,5 млрд. куб. м метана в год. Но после открытия Талдинского месторождения Ерунаковского района на Кузбассе, газ из угольных пластов стал добываться как самостоятельное ископаемое [1].

Традиционно Кузнецкий угольный бассейн делят на 25 геолого-экономических районов, границы между которыми имеют как геологический, так и экономический характер. Ерунаковский геолого-экономический район расположен на юге центральной части Кузнецкого угольного бассейна, на удалении от его обрамления. В

пределах Ерунаковского района распространены терригенные песчано-глинистые осадки верхнего палеозоя и мезозоя, перекрытые чехлом рыхлых отложений четвертичного возраста. Большую часть его поверхности слагают угленосные отложения верхней перми, на востоке, в ядре Кыргай-Георгиевской синклинали залегают триасовые и юрские отложения. На юге под наносы выходят угленосные отложения ильинской подсерии. С востока район окаймляют осадки триасового возраста.

Ерунаковский район расположен почти в центре бассейна. Тектоническая напряженность здесь относительно невысока, хорошо изучена и не создает трудностей при реконструкции палеообстановок. Геологический разрез при очевидной монотонности, достаточно сильно изменяется в плане. По своему положению в бассейне Ерунаковский район одновременно находится в двух, совершенно различных по облику и строению, тектонических зонах. Юго-западная часть района – отдельный тектонический блок, ограниченный региональными разломами. Восточная часть района, расположенная в центральной зоне пологих складок бассейна, характеризуется наличием различно ориентированных пологих складок синклинального и антиклинального типа. Но и здесь синклинальные структуры обладают более спокойным, в тектоническом отношении, строением, а слабо выраженные антиклинальные складки разорваны большим количеством дизъюнктивов.

Распределение угольных пластов в разрезе подчинено определенным закономерностям. В нем выделяется несколько уровней, выраженных в постепенном нарастании мощностей угольных пластов снизу вверх по разрезу с резким переходом к практически безугольному интервалу начала следующего трансгрессивно-регрессивного этапа (циклита). Начинается разрез кольчугинской серии Ерунаковского района отложениями ильинской подсерии, представленными двумя совершенно различными по угленосности свитами: не содержащей значимых угольных пластов казанково-маркинской и угленосной – ускатской. Отложения верхней, ерунаковской подсерии представлены осадками трёх свит: ленинской, грамотеинской и тайлуганской, каждая из которых повсеместно обладает устойчивой и довольно высокой угленосностью [3].

Утвержденные запасы метана по Талдинскому промыслу составляют 74,2 млрд. куб. м (в том числе 4,77 млрд. куб. м. категории C_1 и 69 млрд. куб. м. категории C_2). В стадии опытно-промышленной эксплуатации находятся 6 эксплуатационных скважин. В 2014 году на Талдинском промысле было добыто 2,8 млн. куб. м. газа, всего с

начала эксплуатации – почти 16 млн. куб. м. Но это по сравнению с добычей, например в США, ничтожная часть.

В России огромные запасы угля, поэтому добычу газа нетрадиционным способом можно считать перспективной отраслью. Наша страна по данным оценки геологических ресурсов занимает первое место по запасам газов в угольных пластах. «Газпром» уже обратился в российское правительство с предложениями по стимулированию компаний занимающихся добычей метана угольных пластов. В качестве первоочередной меры «Газпром» предлагает классифицировать этот вид топлива как новый вид полезного ископаемого. Следующим этапом совершенствования нормативно-правовой базы и основным видом государственной поддержки может стать налоговое стимулирование в виде применения нулевой ставки налога на добычу метана в угольных пластах. Такие меры дадут новый толчок развитию добычи газа из угольных пластов в нашей стране. Они позволят существенно расширить сырьевую базу отечественной газовой промышленности и значительно повысить безопасность работ на угольных шахтах [1].

Литература

1. *Сторонский Н.М., Хрюкин В.Т., Митронов Д.В., Швачко Е.В.* Нетрадиционные ресурсы метана угленосных толщ. Рос. хим. ж. (Ж. Рос. хим. об-ва им. Д.И. Менделеева), 2008. С. 63-72.
2. *Тиссо Б., Вельте Д.* Образование и распространение нефти. М: Мир, 1981. 497 с.
3. *Ярков В.О.* Закономерности пространственно-временного распространения угленосных уровней верхней перми Ерунаковского района Кузбасса в связи с проблемой извлечения метана из угольных пластов. Диссертация, 2005. 126 с.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ БУРЕНИЯ СКВАЖИН МАЛОГО ДИАМЕТРА НА ЗАЛЕЖИ НЕФТИ БОБРИКОВСКОГО ГОРИЗОНТА ГОРНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.А. Назипова, Д.И. Ахметзянова

*Казанский федеральный университет, студенты 4 курса,
nazipovaaliya@yandex.ru, akhmetzyanovadilli@gmail.com*

Научный руководитель: старший преподаватель Р.Ф. Вафин

Аннотация: выполнена оценка эффективности бурения скважин малого диаметра в сравнении со скважинами традиционного диаметра.

Ключевые слова: скважина, добыча нефти, обводненность.

EFFICIENCY OF DRILLING OF SMALL DIAMETER WELLS IN THE GORNOGO OIL FIELD OF BOBRIKOVSKY LAYER

A.A. Nazipova, A.I. Akhmetzyanova

*Federal University of Kazan, 4th year Students, nazipovaaliya@yandex.ru,
akhmetzyanovadilli@gmail.com*

Research Supervisor: Senior Lecturer R.F. Vafin

Abstract: *evaluation of the effectiveness of drilling wells of small diameter in comparison with the wells of the «traditional» diameter.*

Key words: *well, oil production, water cut.*

Горное нефтяное месторождение в административном отношении находится на территории Республики Татарстан, является многопластовым, сложного геологического строения, с залежами нефти в терригенных и карбонатных коллекторах, приуроченных к отложениям тульского, бобриковского горизонтов и турнейского яруса нижнего карбона, а также к отложениям башкирского яруса среднего карбона.

Основным объектом разработки на месторождении является бобриковский горизонт (темп отбора от НИЗ составляет 30,9%).

В разрезе бобриковского горизонта выделяются два продуктивных пласта-коллектора, индексируемых сверху вниз как Сбр-3, Сбр-2. Пласты-коллекторы представлены песчаниками тонко-, мелкозернистыми, слабосцементированными до рыхлых, тип коллектора – поровый.

Пласт Сбр-2 отделяется от пласта Сбр-3 пачкой аргиллитов незначительной толщины. За счёт её выклинивания пласты Сбр-3 и Сбр-2 сливаются, образуя единый нефтемещающий резервуар. Толщина пластов в зоне слияния достигает 24,8 м.

Пласт-коллектор Сбр3+2 нефтенасыщен в 17 скважинах, в 11 скважинах водонасыщен. Суммарная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,5 до 13,8 м. Количество эффективных прослоев колеблется от 1 до 3.

Эксплуатация нефтяной залежи осуществляется с 1989 г. и находится на III стадии разработки, причем добыча нефти ведется на естественном упруго-водонапорном режиме. На сегодняшний день из залежи отобрано порядка 37% НИЗ при текущем КИН равном 0,149, обводненность добываемой продукции составляет 90,6%.

Для сокращения затрат при разработке (сокращение затрат на бурение скважин) залежи пластов Сбр3+2 недропользователь осуществляет бурение скважин малого диаметра.

К скважинам малого диаметра разработчиком залежи отнесены те, которые пробурены долотами диаметром 155,6 мм и менее. Эти скважины имеют следующую конструкцию: направление диаметром 245 мм (глубина спуска 30-50 м); кондуктор диаметром 168 или 178 мм (глубина спуска от 280 до 400 м); эксплуатационная колонна диаметром 114 мм.

Несомненными преимуществами бурения скважин малого диаметра являются:

- снижение металлоемкости конструкции скважины на 23%;
- снижение количества используемого цемента на 50%;
- снижение объемов выбуренной породы и ее утилизации на 53%;
- мобильность установок, применяемых при КРС, по сравнению с буровыми установками;
- снижение затрат на обустройство площадок и электроэнергию.

В результате затраты на бурение этих скважин сокращаются в среднем на 30-40% от стоимости бурения скважин традиционного диаметра.

Для анализа эффективности бурения скважин малого диаметра были выбраны 7 скважин, работающих на нефтяную залежь бобриковского горизонта в пределах Горного месторождения, и скважины с традиционным диаметром, наиболее близко расположенные к исследуемым. Для определения технологической эффективности анализировались основные показатели производительности скважин: среднесуточный дебит, обводненность, накопленная добыча нефти. Ниже в таблице приведены результаты оценки эффективности бурения скважин малого диаметра.

Таблица

Показатели работы скважин малого и традиционного диаметров

№ пары	Номер скважины	Накопленная добыча нефти, т	Обводненность, %	Дебит нефти, т/сут	Эффективность бурения скважин малого диаметра
1	1а	1193	77,2	1,2	эффективно
	1б	691,3	99,6	0,1	эффективно
2	2а	2898	95	0,6	эффективно
	2б	691,3	99,6	0,1	эффективно
3	3а	8335	34,2	15,9	эффективно
	3б	1835,4	74,1		эффективно

Окончание таблицы

4	4а	1480	85,3	3,4	эффективно
	4б	373	99,7	0,1	эффективно
5	5а	10132	58,2	29,9	эффективно
	5б	556,2	89,8	0,2	эффективно
6	6а	2127	96,2	0,8	эффективно
	6б	5724	46	13,3	эффективно
7	7а	2643	47	6,8	не эффективно
	7б	2583	1,5	8,3	не эффективно

Пояснение: а – скважины малого диаметра, б – скважины «традиционного» диаметра

Как видно из представленной таблицы, в целом, бурение скважин малого диаметра на залежи нефти бобриковского горизонта оказалось эффективным: из 7 скважин по 5 скважинам получена положительная эффективность, прежде всего по дебитам скважин. Накопленная добыча нефти скважин малого диаметра в сумме составляет 28808 т, тогда как скважин традиционного диаметра – 16936,9 т.

Из полученных результатов можно сделать вывод, что скважины малого диаметра делают выработку запасов нефти, которые считались нерентабельными при разработке их скважинами с базовым диаметром рентабельными в условиях рынка. Связано это с тем, что дебиты скважин малого диаметра практически не уступают дебитам скважин традиционного диаметра, обводнение таких скважин происходит медленнее, и рыночная стоимость данных скважин меньше.

ФОРМИРОВАНИЕ В ОРДОВИКСКО-НИЖНЕДЕВОНСКИХ КАРБОНАТНЫХ ОБРАЗОВАНИЯХ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ГЕОСИНЕКЛИЗЫ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ ТРЕЩИННОЙ ПРИРОДЫ

А.С. Нестерова¹, А.А. Меркулова², А.Е. Ковешников

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, ¹-студент 5 курса, as_nesterova@mail.ru, ²- магистрант 2 года обучения,

Научный руководитель к.г.-м.н., доцент А.Е. Ковешников

Аннотация: *представлены территории предполагаемого распространения ордовикско-нижнедевонских карбонатных отложений в пределах Западно-Сибирской геосинеклизы, перспективные для поиска пород-коллекторов,*

сформированных процессами гидротермального выщелачивания и гидротермальной доломитизации во вторично-катагенетический этап их преобразования.

Ключевые слова: *антиклинорий, синклинорий, гипергенез, вторичный катагенез.*

FORMATION RESERVOIR ROCK CRACKS NATURE ORDOVICIAN-LOWER DEVONIAN CARBONATE FORMATIONS WEST SIBERIAN GEOSYNECLISE

A.S. Nesterova¹, A.A. Merkulova², A.E. Koveshnikov
*National Research Tomsk Polytechnic University, ^{1-5th} year Student,
as_nesterova@mail.ru, ^{2-2nd} year Master's Degree Student*
Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader
A.E. Koveshnikov

Abstract: *the territory of the proposed dissemination ordovician-lower devonian carbonate deposits in the West Siberian geosyncline , promising to search for reservoir rocks formed during the hydrothermal leaching and hydrothermal dolomitization in the second - stage catagenetic their conversion.*

Key words: *anticlinorium, synclinorium, hypergenesis, secondary katagenesis.*

Палеозойские отложения, сформировавшие комплекс вендско-карбонового возраста являются наиболее перспективными, пока не достаточно изученными образованиями, перспективными для формирования в них пород-коллекторов и месторождений нефти и газа в пределах Западно-Сибирской геосинеклизы (ЗСГ).

В конце карбона палеозойское море прекратило существование и территория ЗСГ перешла к периоду континентального стояния, когда (рис.1) произошло сближение двух участков развития структур докембрийской стабилизации (байкалид), примыкающих к ЗСГ с запада и востока. Палеозойские образования ЗСГ, по комплексу критериев подразделенные на 23 структурно-фациальных района (СФР) [3].

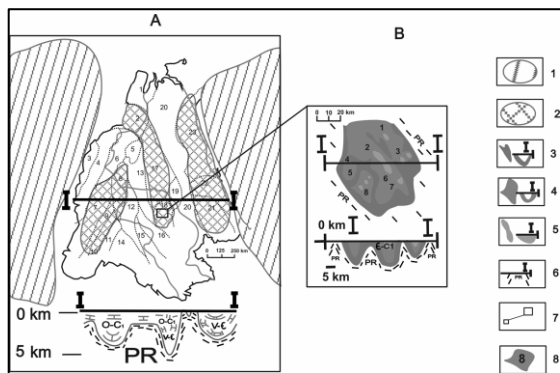


Рис. 1. Палеозойские отложения ЗСГ [3] смятые в антиклинорные и синклиновые складки и схематический геологический разрез по линии I – I. Условные обозначения: 1. Участки с мощностью палеозойских отложений более 500 м. 2. Участки развития байкалид. Структурно-фациальные районы (СФР): 1. Бованенковский; 2. Новопортовский; 3. Тагильский; 4. Березово-Сартыньинский; 5. Ярудейский; 6. Шеркалинский; 7. Шаимский; 8. Красноленинский; 9. Тюменский; 10. Косолаповский; 11. Уватский; 12. Салымский; 13. Усть-Балыкский; 14. Ишимский; 15. Тевризский; 16. Туйско-Барабинский; 17. Варьеганский; 18. Нюрольский; 19. Никольский; 20. Колпашевский; 21. Вездеходный; 22. Тыйский; 23. Ермаковский. В. палеозойские отложения Межовского срединного массива Нюрольского СФР. Условные обозначения: 1. Области развития байкалид. 2. Синклиновые зоны. Породы: 3. Кембрийско-нижнедевонские; 4. Средне-верхнедевонские; 5. Нижне-среднекарбоновые; 6. Протерозойские. 7. Местоположение Межовского срединного массива в пределах Нюрольского СФР. 8. Месторождения: 1 – Северо-Останинское, 2 – Герасимовское, 3 – Останинское, 4 – Урманское, 5 – Арчинское, 6 – Северо-Калиновое, 7 – Калиновое, 8 – Нижне-Табганское.

При их выходе на доюрскую поверхность, по ним был сформирован [2] нефтегазоносный горизонт зоны контакта (НГГЗК) палеозойских и мезозойских отложений. К НГГЗК приурочены открытые в палеозойском комплексе месторождения нефти и газа. По нашим предположениям под зоной НГГЗК находится зона гидротермально-метасоматически измененных пород трещинной природы, которые сформировались при проявлении герцинской складчатости [2], когда палеозойские отложения были смяты в синклино-антиклинорные складки. На схематическом геологическом разрезе (рис.1А) видно, что синклиновым зонам соответствует максимально сохранившийся палеозойский разрез, а антиклинорные зоны, наоборот, характеризуются его сокращением.

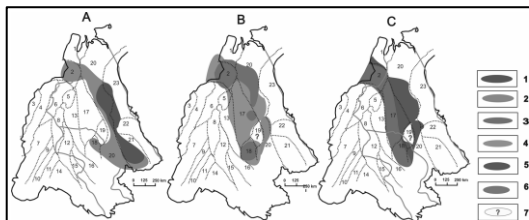


Рис. 2. Накопление образований карбонатных платформ в пределах Западно-Сибирской геосинеклизы в: А – ордовике; В – силуре и С – нижнем девоне. Условные обозначения: Отложения: 1– нижнего ордовика; 2 – среднего и верхнего ордовика; 3 – нижнего силура; 4 – верхнего силура; 5 – нижнего девона, лохкова; 6 – нижнего девона, прагиена, эмса; 7 – бурением отложения не установлены

Синклиновые зоны сложены структурами более мелкого порядка (типа Межевского срединного массива (рис.1В). Антинальным структурам соответствуют участки, в пределах которых палеозойский разрез значительно сокращен (Колпашевский СФР). Все палеозойские отложения разбиты системой геологических разломов, которые имеют северо-восточное и северо-западное простирание.

Карбонатные платформы – массивы из карбонатных пород, в палеозойских отложениях являются перспективными для формирования пород-коллекторов. На построенных нами палеогеографических картах показано предполагаемое развитие карбонатных платформ в ордовике (рис.2А), силуре (рис.2В) и нижнем девоне (рис.2С).

Палеозойские образования карбонатного состава ордовика, силура и нижнего девона, развитые на территории Нюрольского СФР [1] по петрофизическим свойствам и литологическим признакам объединены в «доломито-известняковую» литолого-петрофизическую толщу, у которой геометризация пустотного пространства подчинена тектонической природе. По тектоническим нарушениям происходила циркуляция гидротермальных растворов, ведущих к преобразованию карбонатных пород такими гидротермальными процессами, как доломитизация и выщелачивания. Оперяющие разлом тангенциальные трещины завершаются мелкими эффективными трещинами, окруженные порами и кавернами во вмещающей породе. Такую систему пустотного пространства можно назвать приразломной чересполосно-трещинной (древopodobной).

Основные выводы следующие:

1) В карбонатных породах ордовикско-раннедевонского возраста, развитых в пределах ЗСГ, на примере Нюрольского СФР, установлено

развитие в карбонатных породах приразломных чересполосно-трещинных (древоподных) трещинных систем, по которым проявлялись вторичные процессы (доломитизация, выщелачивание), ведущие к формированию пород-коллекторов.

2) В образованиях карбонатных платформ ордовика, силура и нижнего девона на территории ЗСГ возможно широкое развитие подобных трещинных систем, пород-коллекторов и месторождений нефти и газа.

Литература

1. Ковешников А.Е. Влияние герцинского складкообразования на сохранность палеозойских образований Западно-Сибирской геосинеклы // Известия Томского политехнического университета. 2013. Т. 323. № 1. С. 148-151.
2. Конторович В.А. Сейсмогеологические критерии нефтегазоносности зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений Западной Сибири (на примере Чузиковско-Чижапской зоны нефтегазонакопления) // Геология и геофизика. 2007. Т. 48. № 5. С. 538-547.
3. Краснова В.И. Решения межведомственного совещания по рассмотрению и принятию региональной стратиграфической схемы палеозойских образований Западно-Сибирской равнины. Новосибирск: Сиб. научно-исслед. инст-т геологии, геофизики и минерал. сырья, 1999. 80 с.

ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И «РЕАНИМАЦИЯ» СКВАЖИН НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ ВАСЮГАНСКОЙ СВИТЫ СВЕТЛОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Р.И. Низамиев, Л.Ш. Шарифуллина, И.С. Киршина
*Казанский федеральный университет,
студенты 4 курса, ni.ru@list.ru*

Научный руководитель: старший преподаватель Р.Ф. Вафин

Аннотация: рассмотрена геолого-промысловая характеристика залежи нефти васюганской свиты, текущее состояние ее разработки. Выполнена оценка эффективности бурения дополнительного ствола в скважинах по методикам ПАО «Татнефть» и «прямого счета».

Ключевые слова: залежь нефти, нефтяной пласт, скважина, дополнительная добыча.

THE GEOLOGICAL CHARACTERISTIC OF SVETLOE OIL FIELD'S VASYUGAN SUITE AND WELL RECOVERY

R.I. Nizamiev, L.S. Sharifullina, I.S. Kirshina

Kazan Federal University, 4th year Students, ni.ru@list.ru

Research Supervisor: Senior Lector R.F. Vafin

Abstract: *in this work is described the geologic characteristic of oil deposits of the Vasyugan formation, the current state of its development. The evaluation of the effectiveness of an additional barrel drilling in the wells according to the procedures of PJSC «Tatneft» and «direct accounts».*

Key words: *oil deposit, oil reservoir, well, incremental ultimate recovery.*

В наши дни многие месторождения России и мира находятся на поздней стадии разработки, отмечающейся падением добычи нефти и ростом обводнённости добываемой продукции. Не является исключением и Светлое газонефтяное месторождение, где актуален вопрос поддержания добычи нефти на рентабельном уровне путем применения известных и высокоэффективных методов увеличения нефтеотдачи, а также перспективных технологий интенсификации добычи нефти. Однако при незначительных остаточных запасах бурение новых скважин приводит к чрезмерному увеличению затрат, поэтому в данных условиях наиболее приемлемым является восстановление старого фонда скважин бурением боковых стволов (БС).

Изучаемое Светлое месторождение находится в пределах Сургутского района Югры, является многопластовым, сложного геологического строения, промышленная нефтегазоносность установлена в нижнемеловых (сортымская свита) и средне-верхнеюрских отложениях (васюганская и тюменская свиты). Объектом исследования авторами в пределах месторождения является нефтяная залежь пласта ЮС₁ васюганской свиты.

Залежь характеризуется сложным геологическим строением, состоит из двух гидродинамически связанных пластов ЮС₁¹ и ЮС₁², расчлененных в свою очередь на отдельные пропластки. Коллекторские свойства пород изменчивы по площади и разрезу залежи.

Нефтяные залежи пластов ЮС₁¹ и ЮС₁² разрабатываются как единый эксплуатационный объект ЮС₁ с 1987 года и на сегодняшний день находится на IV стадии, которая длится с 2001 г. По состоянию на 2015 г. из залежи отобрано 12764,5 тыс.т нефти (63% от НИЗ).

Обводненность продукции достигла 93%, при среднем дебите по нефти 6,5 т/сут. и текущем КИН 0,259.

Основной особенностью разработки залежи нефти пласта ЮС₁ является большой фонд бездействующих скважин по причине высокой обводненности и низкого дебита по нефти. Это обстоятельство приводит к текущей потере в добыче нефти и ведёт к уменьшению конечной нефтеотдачи. Поэтому, на эксплуатационном объекте (ЭО) широко применяется бурение БС.

Авторами выполнена оценка эффективности бурения БС на 10 скважинах, из которых 4 работающие и 6 бездействующие до бурения БС. Оценка эффективности мероприятия оценивалась по двум методикам: методика, принятая в ПАО «Татнефть» и «прямой крестьянский» счет. Методику ПАО «Татнефть» используют для оценки технологической эффективности как работающих, так и бездействующих скважин, а метод «крестьянского» счета только для скважин, работающих до бурения БС. Эффективность оценивалась по трём основным параметрам: прирост дебита нефти (q, т/сут) после мероприятия; рост обводнённости продукции скважины (В, %) после мероприятия; дополнительная добыча нефти. Ниже в таблице представлены результаты выполненных расчетов.

Полученные результаты позволили сделать следующие выводы:

1. Из числа скважин, находившихся в бездействии, безрезультативных нет. С малой эффективностью проведено бурение БС в скважине №7. Достаточно хорошие результаты получены по 5 скважинам: №1, №2, №6, №8, №9. По бездействующему фонду скважин накопленная добыча по нефти за счет бурения БС составила 41625 т.
2. Из числа действующих скважин до и после бурения БС по технологической и экономической эффективности применения можно выделить с хорошим эффектом скважины №3, №4 и №10, т.к. по ним отмечается меньший процент обводненности, чем до мероприятия и наблюдается прирост дебита нефти относительно базового уровня. По данной группе скважин бурение БС позволило получить дополнительно 38327 т нефти.
3. В ряде случаев после бурения БС наблюдается резкий рост обводненности наряду с не значительным увеличением дебита по нефти, что можно объяснить не проведением перед запуском скважины водоизоляционных мероприятий.
4. Дополнительная добыча нефти в результате выполненных работ составила 83030 т или 8303 т на 1 скважино-операцию. Это указывает на довольно высокую эффективность выполненных работ.

Таблица

Результаты бурения БС на скважинах залежи пласта ЮС₁

Условный номер скважины	Параметры работы скважины				Дополнительная добыча нефти, т
	до бурения БС		после бурения БС		
	q, т/сут.	В, %	q, т/сут.	В, %	
1	бездействие		20.17	83.9	8896
2	бездействие		64.3	30.5	5670
3	0.5	99	17.3	28	6474
4	0.3	99	34.5	10.3	24699
5	5.6	95	3.5	96.3	1734
6	бездействие		16.5	19.7	12780
7	бездействие		0.8	97	558
8	бездействие		14.00	43.3	7065
9	бездействие		27.9	80.5	6656
10	0.5	97.5	12.9	89.8	5420

ПЕТРОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА III ПЛАСТА ЧЕРЕМШАНСКОГО ГОРИЗОНТА ПАТРОНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Н.Н. Никитенко, А.А. Галунзовский

**Южно-Российский государственный политехнический
университет (НПИ) имени М.И. Платова,
студенты 4 курса, joker229@mail.ru**

Научный руководитель: доцент Ф.И. Фатуллаев

Аннотация: данная статья повествует об изучении коллекторских свойств пород путём интерпретации петрофизических данных. Работа осуществлялась методом количественной оценки коллекторских свойств одной из скважин Патроновского месторождения. В ходе работы была изучена методика исследования важнейших параметров пород коллекторов и построены графики вертикальной изменчивости.

Ключевые слова: Патроновское месторождение, газоконденсат, петрофизические свойства, коллекторские свойства.

PETROPHYSICAL CHARACTERISTICS III RESERVOIR CHEREMSHANSKAYA PATRONOVSKOGO HORIZON FIELD

N.N. Nikitenko, A.A. Galunzovsky

*South-Russian State University of Technology (NPI) of the M.I. Platov,
4th year Students, joker229@mail.ru*

Research Supervisor: Reader F.I. Fatullaev

Abstract: *this article tells about the study of reservoir properties of rocks by petrophysical data interpretation. The work was carried out by quantitative evaluation of reservoir properties of one of the wells Patronovskogo field. The work has been studied the most important technique to study the parameters of reservoir rocks and graphs of vertical variability.*

Key words: *Patrakovskoe field, condensate, petrophysical properties, reservoir properties.*

Данная статья посвящена изучению коллекторских свойств пород с целью выявления перспективных объектов. Для решения задачи планируется интерпретация петрофизических данных. Определение коллекторских свойств продуктивных пластов имеет важное значение при оценке запасов углеводородов, при изучении закономерностей развития продуктивных отложений [2]. В данной статье решались задачи анализа петрофизического обеспечения интерпретации материалов, проводилась количественная оценка пористости, глинистости, проницаемости и нефтенасыщенности в одной из скважин Патроновского месторождения.

Методика исследования основывалась на изучении гранулометрического состава песчаных грунтов ситовым методом, карбонатности, плотности скального грунта методом непосредственных измерений, открытой пористости скальных грунтов методом насыщения, измерение газопроницаемости горных пород методом стационарной фильтрации [1]. В результате проведения лабораторных исследований керна были получены данные по коллекторским свойствам горных пород. Анализ полученных данных представлен ниже. Анализируя полученные данные общей пористости и плотности, автор построил график (рис.1) вертикальной зависимости и выявил проявление закономерности поведения этих двух параметров. На графике видно, что с уменьшением пористости происходит увеличение плотности. На глубине 1572 м. происходит наиболее информативное подтверждение обратной зависимости плотности от пористости.

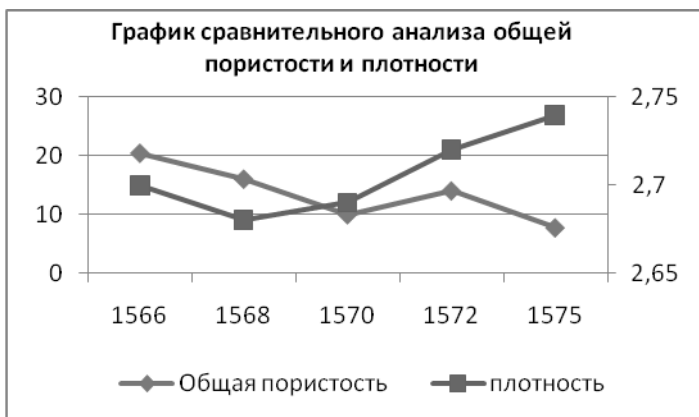


Рис. 1. График сравнительного анализа общей пористости и плотности

В ходе анализа карбонатности и плотности было замечено, что с увеличением значения CaCO_3 в породе, увеличивается плотность. Наиболее наглядно эта закономерность происходит на интервале с 1572-1575 м. Максимальное значение плотности ($2,74 \text{ г/см}^3$) наблюдается на глубине 1575 м. На этой же глубине максимальное значение имеет и содержание CaCO_3 (25,62%).

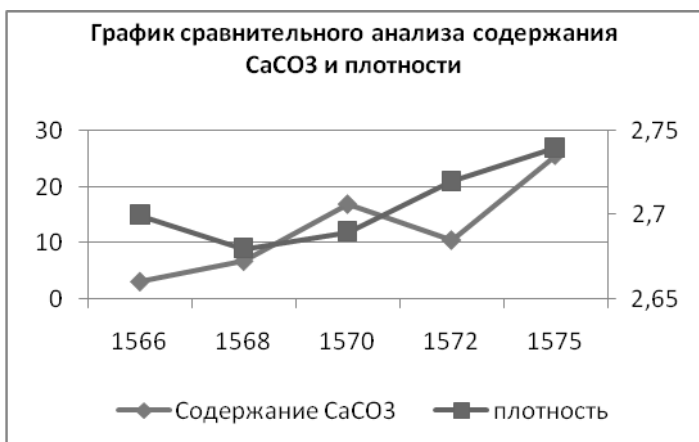


Рис. 2. График сравнительного анализа содержания CaCO_3 и плотности

Сравнивая две кривые графика (рис.1 и рис.2) вертикальной зависимости общей пористости и водонасыщенности, автор обнаружил прямую пропорциональность. С увеличением общей

пористости увеличивается водонасыщенность. На глубине 1572 м. происходит наиболее информативное подтверждение прямой зависимости этих параметров (рис.3)

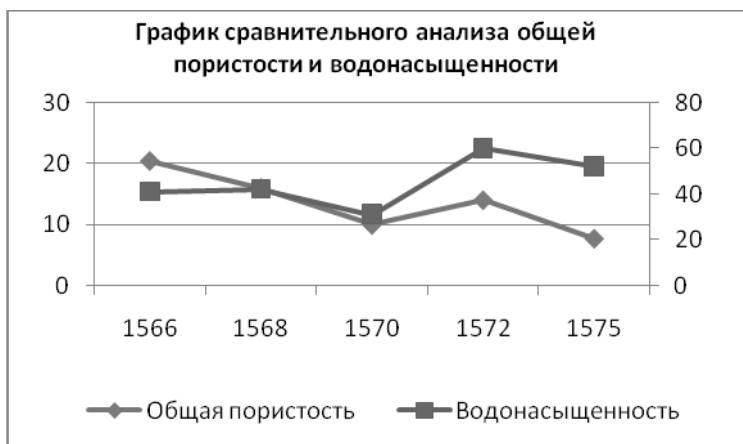


Рис. 3. График сравнительного анализа общей пористости и водонасыщенности

В ходе проделанной курсовой работы, была изучена методика исследования важнейших параметров пород-коллекторов: пористость, проницаемость, плотность, карбонатность, остаточная водонасыщенность. По исходным данным коллекторских свойств были построены графики вертикальной изменчивости. Графики были построены в программе Microsoft Excel. Проанализированы результаты коллекторских свойств продуктивного пласта черемшанского горизонта Патроновского месторождения. Наглядно проанализированы: изменчивость пористости, плотности, содержания CaCO_3 и водонасыщенности с изменением глубины. Также, проведен сравнительный анализ изменчивости коллекторских свойств изучаемого горизонта.

Литература

1. Высоцкий И.В. «Геология природного газа». «Недра», Москва, 1979. С. 113-117.
2. Иванов М.К., Калмыков Г.А., Белохин В.С., Корост Д.В., Хамидуллин Р.А., Петрофизические методы исследования кернового материала. «Недра», 1970. С. 82-87.

ОСОБЕННОСТИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

Я.В. Оленев

*Национальный исследовательский Томский политехнический
университет, студент 4 курса, Yirus94@gmail.com*

Научный руководитель: ассистент Л.К. Кудряшова

Аннотация: изучены особенности получения информации о параметрах пласта по результатам обработки данных гидродинамических исследований в горизонтальных скважинах. Проанализированы фильтрационные свойства коллектора, динамика их изменения за 2010-2012 гг. Даны рекомендации по увеличению ФЕС исследуемого месторождения.

Ключевые слова: Восточная Сибирь, гидродинамические исследования скважин, горизонтальные скважины, фильтрационно-ёмкостные свойства.

FEATURES OF INTERPRETATION RESULTS OF WELL TESTING IN HORIZONTAL WELLS

Ya.V. Olenev

*National Research Tomsk Polytechnic University,
4th year Student, Yirus94@gmail.com*

Research Supervisor: Assistant Lecturer L.K. Kudryashova

Abstract: features of reservoir information receiving during the horizontal well testing were investigated. The filtration properties of reservoir and time history for the year 2010-2012 were analyzed. The recommendations for reservoir properties increasing were given.

Key words: East Siberia, well testing, horizontal wells, reservoir properties.

Гидродинамические исследования скважин (ГДИС) являются одним из основных инструментов для определения фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЕС) пласта и мониторинга его энергетического состояния. Для получения полной модели залежи необходимо проводить ГДИС несколько раз в год на каждой скважине. Это позволит проследить динамику изменения основных параметров пласта и производить соответствующие корректировки в работе скважин [3].

Но стоит отметить, что большинство месторождений углеводородов (УВ) характеризуются сложным строением резервуаров

и невыдержанностью коллекторских свойств коллекторов, что усложняет интерпретацию ГДИС [3].

Рассмотрим особенности получения данных о ФЕС пласта по результатам ГДИС на примере одного из крупнейших в Восточной Сибири месторождений, имеющего довольно сложное геологическое строение.

В тектоническом плане исследуемое месторождение расположено в центральной части Непско-Ботуобинской антеклизы. И приурочено к Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области, Ленско-Тунгусской нефтегазоносной провинции. Промышленно продуктивным на территории месторождения является непский горизонт, представленный двумя песчанистыми пластами, которые разделены между собой алевроито-глинистой пачкой [2].

Многопластовый, сложный тип коллектора значительно усложняет процесс бурения высокодебетных скважин, поэтому в настоящее время при разработке месторождения широко применяется технология бурения горизонтальных скважин [1].

Несмотря на хорошо развитую теорию интерпретации кривых восстановления давления (КВД) и кривых падения давления (КПД) в горизонтальных скважинах по идентифицированным режимам, при обработке реальных КВД/КПД возникают затруднения [3].

Следует отметить, что в связи с интенсивной разработкой изучаемого месторождения, имеет место влияние работы окружающего фонда скважин на поведение кривой давления при остановке на КВД/КПД. Поэтому, в ряде случаев затруднено корректное определение параметров пласта. Для минимизации интерференции соседних скважин рекомендуется не менять их режим работы во время исследования [3].

В ходе исследования были проанализированы результаты ГДИС в 9 горизонтальных скважинах. Четыре из них являются нефтяными и имеют среднюю эффективную длину горизонтального ствола порядка 400 м – по ним проводились исследования методом КВД (средним радиус исследования 650 м). Остальные скважины – нагнетательные, средняя длина ствола около 100 м, исследования проводились методом КПД (максимальный радиус исследования составил 1100 м).

При анализе данных ГДИС были получены следующие результаты. Проницаемость ($K_{пр}$) по ГДИС в среднем варьируется от 40 до 470 мД – максимальна она в центре пласта (скважины 1, 2, 3, 7) и уменьшается к периферии, за исключением скважины 9, проницаемость в которой максимальна для данной территории и составляет 470 мД. При выполнении ретроспективного анализа по

скважинам видно, что проницаемость в добывающих скважинах 2, 3 скачкообразно понижается (в скважине 2 на 184 мД за 3 месяца, в скважине 3 – 89 мД за 2 года), в то время как в нагнетательных Кпр возрастает: скв. 1 – 157 мД, скв. 4 – 24 мД за 2 года. Таким образом, в целом продуктивный пласт на изучаемом месторождении является низкопроницаемым.

Оценивая степень загрязнения призабойной зоны пласта, видно, что значение общего скин-фактора изменяется от -3,92 до 14,1. Максимальное положительное значение скин-фактора наблюдается в скважине 1 – 14,1. В результате проведения ГДИС за период с 2010 по 2012 гг. также наблюдаются изменения как механического скин-фактора, отвечающего за степень загрязнения порового пространства механическими частицами, так и геометрического, говорящего о несовершенстве геометрии вскрытия продуктивного пласта. Так в скважине 1 скин-фактор механический увеличился на 6,6 единиц, а скин-фактор геометрический на 7,6, а в скважине 4 скин-фактор механический уменьшился на 9, в то время как геометрический остался без изменения. Это может говорить о неполном объеме проведенных мероприятий по очистке пласта, вследствие чего, при разработке скважины началось механическое загрязнение призабойной зоны [3].

Стоит отметить, что интерпретация данных ГДИС в горизонтальных скважинах на нефтегазоконденсатных месторождениях имеет ряд сложностей. Так на всех проанализированных скважинах на бигарифмическом графике скрыты линейное и начальное радиальное течение, по которым определяются такие параметры как эффективная длина горизонтального участка, скин-фактор призабойной зоны и отношение вертикальной проницаемости к горизонтальной k_z/k_r . Поэтому данные параметры были получены с некоторыми допущениями.

Другой важной особенностью проведения ГДИС является то, что по полученным данным можно отследить разнопроницаемые участки и установить дальность области заводнения пласта. Это определено тем, что при переводе добывающих скважин под нагнетание с целью поддержания пластового давления (ППД), закачиваемая в них жидкость вытесняет флюид, ранее находящийся в пласте. Поэтому возникают разные фазовые проницаемости при интерпретации данных ГДИС, так как нагнетаемая в пласт вода имеет меньшую подвижность в нефтяном пласте, чем нефть [3].

Подобную картину можно наблюдать и на исследуемой территории. Нагнетательные скважины 1 и 4 имеют модель

радиального композита, что и обусловлено изменением флюида (нефть замещается водой) по литорали пласта. Радиус зоны композита в скважине 1 составляет 412 м, в 4 – 140 м. Проводя моделирование области дренирования изучаемых скважин при условно радиальной модели течения флюида в пласте, видно насколько важно корректировать режим работы скважин, чтобы не произошло заводнение пласта, так как скважины 1 и 4 работают на больших репрессиях.

Поэтому для детального анализа параметров большое значение имеет площадь и направление дренирования скважины. Необходимо знать в каком направлении происходит течение флюида в скважине. В процессе разработки для уточнения площади дренирования скважин используют метод гидропрослушивания, который позволяет достоверно выявить зону распространения фильтрации флюида. Таким образом, необходим постоянный мониторинг за процессом разработки, а также контроль работы скважин во избежание заводнения продуктивного пласта и окружающих добывающих скважин.

Проведение ГДИС дает обширный объем данных о параметрах пласта, анализ которых позволяет оценить изменение в области дренирования скважины, проследить изменения ФЕС и определить контур заводнения. Зная параметры пласта, радиус композита, показатели эксплуатации скважины можно подобрать оптимальный режим работы на соседних скважинах для эффективного процесса разработки месторождения. Но для получения достоверных результатов интерпретации ГДИС и минимизации всех возможных расчетных погрешностей необходим комплексный подход к проведению самих исследований – от дизайна и до совершенствования методик обработки данных.

Литература

1. Алиев З.С., Бондаренко В.В. Исследование горизонтальных скважин: Учебное пособие. Москва, РГУ, 2004. 300 с.
2. Буддыгеров В.В. Геологическое строение Восточной Сибири: Учебное пособие. Иркутск, ИГУ, 2007. 150 с.
3. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Гидродинамические и промыслово-технологические исследования скважин. Москва, МАКС Пресс, 2008. 476 с.

ОБЗОР ПО ПЕРСПЕКТИВАМ НЕФТЕГАЗОНОСТИ КОМИ-ПЕРМЯЦКОГО ОКРУГА

В.А. Осипов

*Пермский государственный национальный исследовательский
университет, магистрант 1 года обучения, vofcheg1992@yandex.ru*

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Т.В. Карасева

***Аннотация:** в данной статье рассмотрены новые направления увеличения сырьевой базы Коми-Пермяцкого округа Пермского края, а также пути дальнейшего развития углеводородного потенциала.*

***Ключевые слова:** Коми-Пермяцкий округ, Пономаревская впадина, Камско-Вятская система прогибов, структуры облекания.*

REVIEW ON THE PROSPECTS OF KOMI-PERMIAN DISTRICT OIL-BEARING

V.A. Osipov

Perm State University,

1st year Master's Degree Student, vofcheg1992@yandex.ru

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor

T.V. Karaseva

***Abstract:** this article examines the new directions to increase the resource base of the Perm region Komi-Permian district and the further development of the hydrocarbon potential.*

***Key words:** Komi-Permyatsky Okrug, Ponomarevskaya depression, Kama-Vyatskaya deflection system, deposit.*

Территория Пермского края характеризуется неоднородной степенью геологической изученности. Так, наиболее подробно исследованы южные и центральные участки края по сравнению с северными. Юг края более чем доказал нефтеносность в результате открытия таких крупных месторождений как Осинское, Батырбайское, Павловское и др. Что касается севера края, а именно Коми-Пермяцкого округа (КПО), то по результатам последних геолого-геофизических работ эта территория стала объектом пристального интереса для геологов-нефтяников.

Коми-Пермяцкий округ расположен на северо-западе Пермского края. На севере он граничит с Республикой Коми, на западе – с Кировской областью, на юге – с Сивинским, Карагайским, Ильинским, а на востоке – с Добрянским, Усольским, Соликамским, Чердынским районами Пермского края. Территория Коми-Пермяцкого округа

общей площадью 32,9 км² вытянута с севера на юг на 280 км при ширине до 180 км [1].

Коми-Пермский округ расположен в северной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции – одной из старейших на территории России. Геолого-геофизические работы по изучению КПО ведутся с 1930-х годов, но до сих пор территория считается малоизученной. Это объясняется отсутствием развитой инфраструктуры, удаленностью от крупных населенных пунктов, неблагоприятным климатом и сложными природными условиями.

Все основные нефтяные месторождения Пермского края приурочены к области развития основной зоны генерации нефти Камско-Кинельской системы прогибов. Но учитывая огромное расстояние от этого очага генерации УВ можно предположить наличие другой зоны генерации УВ. Именно такой на территории КПО является Камско-Вятская система впадин [1,2].

Основанием для таких суждений стали материалы исследований глубокого бурения. Геохимическая характеристика разреза Северо-Мыйской скв. 1, пробуренной в 2005 году, подтвердила, что зоной генерации углеводородов севера Коми-Пермского округа является Пономаревская впадина Камско-Вятской системы верхнедевонского палеошельфа, так как сходный состав биомаркеров был отмечен для битумоидов нефтематеринских пород семилукско-саргаевских отложений Пономаревской впадины и верейского горизонта в Северо-Мыйской скв. 1. Пономаревская впадина образовалась в девонский период франского века в результате одной из трансгрессий моря на территории КПО с накоплением аргиллитов, глинисто-карбонатных илов, обогащенных органикой.

Но для формирования месторождений необходимо также наличие пород-коллекторов, непроницаемых пород и их благоприятного пространственного взаиморасположения. На территории округа в позднедевонский период получили развитие органогенные постройки (риффы), что явилось благоприятным фактором для образования массивных залежей УВ. В целом наибольший интерес для поисков новых залежей нефти представляют структуры облекания верхнедевонских рифов, приуроченных к бортам Пономаревской впадины. Ловушки нефти, связанные с ними, более устойчивы от расформирования, что нередко происходит с залежами, приуроченными к структурам тектонического происхождения. Значительный интерес представляют зоны выклинивания коллекторских пластов визейского терригенного комплекса на северо-западе округа. Особо благоприятными для поисков являются ловушки

различного типа, расположенные в районе русловых врезов, которые вместе с эрозионно-карстовой поверхностью верхнедевонско-турнейского карбонатного комплекса являлись путями струйной миграции УВ из главных очагов ее генерации.

Вся промышленная нефтеносность округа связана с визейским терригенным комплексом. Открыты и разрабатываются месторождения: Майкорское, Тукачевское, Романшорское. Эти месторождения относятся к Висимской впадине, которая имеет наибольшую изученность бурением. Также на территории КПО выделяют следующие тектонические структуры: Казанско-Кажимский авлакоген, Камский свод, Верхнекамскую впадину, Ракшинскую седловину. Перспективы связаны прежде всего с упомянутой Висимской впадиной и Камским сводом, занимающим более половины территории округа [1].

Таким образом, территория, некогда считавшаяся бесперспективной на нефть и газ, представляет собой новый нефтепоисковый район, богатство которого еще полностью не оценено. По последним данным начальные суммарные ресурсы нефти составляют 183,61 млн. тонн, из них извлекаемые – 39,26 млн. т [1]. Дальнейшее изучение этих земель будет способствовать увеличению этих показателей.

Литература

1. *Проворов В.М., Вилесова Л.А., Проворов М.В., Александрова Т.В.* Геологическое строение и нефтегазоносность Коми-Пермяцкого округа Пермского края. Пермь: ОАО «КамНИИКИГС», 2008. 132 с.
2. *Шершнев К.С., Благиных Л.Л., Дулепов Ю.А. и др.* Особенности геологического строения и нефтеносность Камско-Кинельских прогибов на территории Пермской области // Геология и освоение ресурсов нефти в Камско-Кинельской системе прогибов. М.: Наука, 1991. С. 79-84.

ЛИТОЛОГО-МИНЕРАЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ НА ПРИМЕРЕ ТЕВЛИНСКО-РУССКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

М.А. Паймухин

*Казанский (Приволжский) федеральный университет,
студент 4 курса, misha-p-94@yandex.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., старший преподаватель
И.П. Зинатуллина

Аннотация: в данной статье рассмотрено строение, а также состав баженовской свиты, перспективного нефтенасыщенного пласта, находящийся на территории Западной Сибири. Для этого были проведены детальные литолого-минералогические исследования.

Ключевые слова: баженовская свита.

LITOLOGY AND MINERALOGY CHARACTERISTIC OF BAGEN FORMATION ON «TEVLIN» OILFIELD ON WESTERN SIBERIA

М.А. Paymukhin

Kazan Federal University, 4th year Student, misha-p-94@yandex.ru

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Senior
Lecturer I.P. Zinatullina

Abstract: in this article the structure and the composition of the Bazhen formation, a prospective oil reservoir located on the territory of Western Siberia. This was accomplished through a detailed lithologic-mineralogical researches.

Key words: bagen formation.

Баженовская свита представляет весьма большой интерес как с точки зрения геологии, за счет уникальности своего строения, так и с точки зрения нефтедобычи, главным образом благодаря тому, что в ней сосредоточена большая часть горючих сланцев России. Поистине уникальное месторождение нефти привлекает внимание ведущих ученых геологов еще с 60-х годов прошлого века, однако, до сих пор, даже спустя 50 лет вопрос процесса образования нефти в данной свите, а уж тем более процесс ее извлечения остается максимально открытым [2]. Известно, что баженовская свита образована осадочными породами морского дна в титонском и берриасском ярусах юрской и меловой системы соответственно [1].

На примере четырех образцов керна, принадлежащих согласно данным ГИС и полевому описанию к баженовской свите, извлеченных из разных скважин небезызвестного Тевлинско-Русскинского месторождения, находящегося в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа, были проведены литолого-минералогические исследования, показывающие, что из себя представляют породы баженовской свиты, и так ли они интересны для геологии.

В скважине 133р на глубине 2775 м наблюдаются аргиллиты черные, битуминозные, с горизонтальной слоеватой текстурой за счет отдельности породы.

В скважине 1874 на глубине 2718,6 м представлены аргиллиты буровато-черные, битуминозные, с массивной текстурой.

В скважине 6767 на глубине 2834,1 м наблюдаются аргиллиты черные, битуминозные, текстура горизонтальная слоистая за счет плитчатой отдельности.

В скважине 6559 на глубине 2830,8 м представлены аргиллиты темно-серые до черных, битуминозные, с субгоризонтальной слоистой текстурой, подчеркнутой плитчатой отдельностью по наложению. Также встречаются стяжения скрытокристаллического пирита.

Тот факт, что все образцы являются битуминозными аргиллитами, дает основания полагать, что баженовская свита буквально «пропитана» углеводородами, и представляет богатую пищу для размышлений геологов не только России, но и всего мира.

Литература

1. *Конторович А.Э., Буриштейн Л.М., Казаненков В.А. и др. Баженовская свита – главный источник ресурсов нетрадиционной нефти в России // диссертация академика Российской академии наук. Институт нефтегазовой геологии и геофизики имени А.А. Трофимука, Новосибирск, 2001. С. 1. [Электронный ресурс]. URL: http://oilgasjournal.ru/vol_10/kontorovich.pdf (дата обращения 24.02.2016).*
2. *Лобусев А.В., Лобусев М.А. и др. Баженовская свита-дополнительный источник углеводородного сырья в Западной Сибири // Территория нефтегаз, Москва, 2011, №3, С. 28.*

КРАТКИЙ ОБЗОР МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ В РОССИИ И ЗА РУБЕЖОМ

И.С. Пентегов

Пермский государственный национальный исследовательский университет, студент 3 курса, ilyarentegoff2121@gmail.com

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент О.Е. Кочнева

Аннотация: в работе проведен обзор крупнейших месторождений тяжелой нефти, как в России, так и в мире.

Ключевые слова: тяжелая нефть, битумы, месторождения тяжелой нефти.

SYNOPSIS OF HEAVY OIL IN RUSSIA AND ABROAD

I.S. Pentegov

Perm State University, 3^d year Student, ilyapentegoff2121@gmail.com

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader

O.E. Kochneva

Abstract: *the work provides an overview of the largest heavy oil fields in Russia and abroad.*

Key words: *heavy oil, bitumen.*

Энергетическая ситуация в мире такова, что к 2050 году потребление энергии должно удвоиться. Ожидается, что пик добычи нефти будет пройден уже через 10-15 лет, а в дальнейшем добыча их будет падать. Как зарубежные, так и отечественные компании обращают свой взор на тяжелые нефти, поскольку запасы по различным меркам до пяти раз превышают объемы запасов нефти малой и средней вязкости.

Тяжелая нефть – это разновидность сырой нефти битуминозного и вязкого типа, обладающей плотностью 0,92-1 г/см³ и характеризующейся наличием в её составе очень крупных молекул, состоящих на 90% из серы и различных металлов.

Температура в земной коре увеличивается с глубиной, поэтому отложения, и содержащиеся в них органические вещества, нагреваются по мере того, как их покрывают более молодые отложения. Так как температура и давление увеличиваются, а в погребенных водорослях присутствуют растительные жиры и масла, бактерии и другие вещества начинают связываться и образуют кероген – углеводород, предшественник нефти. По мере нагревания этой материнской породы соединения между атомами водорода и углерода разрушаются, и получается тяжелая нефть.

Россия является одной из крупнейших стран по запасам тяжелой нефти. Более 70% залежей труднодоступных и тяжёлых углеводородов находятся в Волго-Уральском и Западно-Сибирском нефтегазоносных бассейнах. При этом Волго-Уральская битумонефтегазоносная провинция безусловный лидер в рейтинге тяжёлой нефти. В недрах этого региона содержится 60,4%. Месторождения тяжелой нефти скрыты в недрах Татарстана, Удмуртии, Башкирии, Самарской, Ульяновской областей и Пермского края [1,2].

Извлекаемые запасы в этих регионах достигают более 80 млн. т. На общем фоне выделяется республика Татарстан. Почти 36% запасов

тяжелой нефти, скрытые в её недрах. Перспективными являются Ашальчинское и Шафрановское месторождение. Другие регионы нашей страны тоже могут похвастаться месторождениями, например Лиственское и Мишкинское в республике Удмуртия и Ярегское месторождение в республике Коми (рис.1).

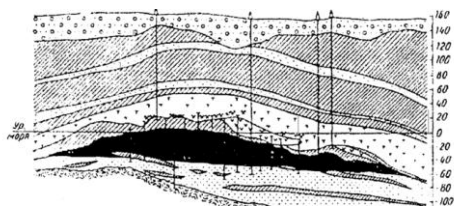


Рис. 1. Геологический профиль Ярегского месторождения

Самыми крупными месторождениями в мире считаются месторождения тяжелой нефти в районе Ориноко в Западной Венесуэле, запасы которого оцениваются в 8 млрд. т, а также битумы битуминозного песка на восточном склоне западной Канады, которые представлены в основном на трёх месторождениях Атабаска, Колд-Лейк и Пис-Ривер (рис.2). Общие начальные запасы нефти которых составляют 20,6 млрд. т.



Рис. 2. Месторождения тяжелой нефти в Канаде

К настоящему времени вопросы комплексного использования природных битумов практически не решены, ввиду слабой разведанности месторождений, отсутствия организации учёта сырьевых ресурсов всех попутных компонентов, недостаточной освоенности в промышленном масштабе методов добычи, транспортировки, переработки и извлечения попутных компонентов.

Литература

1. Байбаков Н.К., Гарушев А.Р., Антониади Д.Г., Ииханов В.Г. Термические методы добычи нефти в России и за рубежом. М.: ВНИИОЭНГ, 1995. 181 с.
2. Халимов Э.М., Климушин И.М., Фердман Л.Н. Геология месторождений высоковязких нефтей СССР: Справ, пособие. М: Недра, 1987. 174 с.

**ОСОБЕННОСТИ ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКОГО
СТРОЕНИЯ ВЕРХНЕДЕВОНСКОГО КОМПЛЕКСА
ГРУППЫ БАГАНСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
(ТИМАНО-ПЕЧОРСКАЯ ПРОВИНЦИЯ)**

Ю.В. Перепечина

*Кубанский государственный университет,
магистрант 1 года обучения, yuliaperepechina@gmail.com*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Т.Б. Микерина

Аннотация: в статье рассмотрены особенности литологии и стратиграфии верхнедевонского комплекса группы Баганских месторождений. Результаты исследований можно использовать для последующего изучения и прогноза нефтегазоносности Тимано-Печорского нефтегазового бассейна (НГБ) и соседних провинций. Информация для статьи взята из фондовых материалов.
Ключевые слова: мегавал, верхнедевонский комплекс, горизонт, свита, ярус.

**FEATURES OF THE LITHOLOGY AND STRATIGRAPHY
STRUCTURE UPPER DEVONIAN COMPLEX BAGAN
GROUP OF FIELDS (TIMANO-PECHORA PROVINCE)**

Y.V. Perepechina

Kuban State University,

1st year Master's Degree Student, yuliaperepechina@gmail.com

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader
T.B. Mikerina

Abstract: the article describes the features of lithology and stratigraphy upper devonian complex sediments Bagan group of fields a presented. The research results can be used to further study and forecast of oil and gas potential of the Timan-Pechora oil and gas basin and the neighboring provinces. Information for this article is taken from the source material.

Key words: megaswel, upper devonian complex, horizon, formation, tier.

Баганская группа месторождений расположена в пределах южной части Хорейверской впадины приурочена к Коллависовскому нефтегазовому району (НГР). Южная половина Хорейверской впадины расположена между восточным склоном Колвинского мегавала (КМ) и западным склоном гряды Чернышева (рис.1).

Верхнедевонские отложения с глубоким размывом перекрывают различные горизонты нижнего девона и силура, облекающие наследуемый от поверхности фундамента Большеземельский свод [1].

В пределах Баганской группы месторождений верхнедевонского нефтегазоносного комплекса (НГК) залежи нефти зафиксированы в доманиковом горизонте (Баганское), а также в карбонатных породах задонского горизонта франского яруса (Восточно-Баганское, Южно-Баганское) и рифовых образованиях фаменского яруса (Южно-Баганское).

Рассматриваемый комплекс обладает нестабильным разрезом отложений не только по площади, но и непосредственно на локальных участках в радиусе скважин.

Среднефранский подъярус (*доманиковый горизонт*) сложен неравномерным чередованием неравномерно глинистых известняков, битуминозных мергелей и аргиллитов с прослоями и линзами кремней. Пористость по шлифам колеблется в пределах 0,5-7%, трещинная проницаемость – от $0,93 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $5,17 \cdot 10^{-3}$ мкм². По лабораторным данным пористость составляет 0,54-5,17% (по изученным образцам), проницаемость – от 0 до $0,142 \cdot 10^{-3}$ мкм². Коллектора доломиты и реже поровые и трещинные известняки. Толщина доманикового горизонта на Баганской структуре составляет 25-69 м (рис.2).

Следует отметить, что отложения доманикового возраста продуктивными являются только на Баганском месторождении (м-и), причем проницаемые коллектора по площади занимают исключительно купольные позиции с ловушками замкнутого и полужамкнутого характера. Осадки доманикового возраста представлены склоновыми фациями, переходными между мелководными шельфовыми и депрессионными образованиями.

Замещения коллекторов на плотные породы фиксируются в трех направлениях: восточном, южном и западном. С северо-востока залежь ограничена сериями параллельных довольно протяженных тектонических нарушений, к которым примыкают более мелкие разломы.

Фаменский ярус выделен в объеме **нижнего подъяруса**, представлен **задонским горизонтом**. Рифогенные задонские отложения сложены водорослевыми, сферово-узурчатыми, суггукто-

комковатыми известняками. Мощность их в пределах Южно-Баганской постройки составляет 167-179 м. Массивная залежь нефти выявлена в Южно-Баганском месторождении, коллекторами являются известняки и доломиты с пористостью в диапазоне от 6 до 21% (при среднем значении 11%), проницаемостью 0,001 мкм².



Рис. 1. Фрагмент схемы тектонического районирования Тимано-Печорского НГБ

Задонский горизонт на Восточно-Баганском месторождении подразделяется на два подгоризонта: нижний и верхний. Нижний – является толщей заполнения и представлен мергелями с прослоями глинистых известняков. Верхнезадонский подгоризонт – сложен карбонатными шельфовыми отложениями мощностью от 80 до 200 м над гребнями органогенных построек позднефранского возраста. Исследуемые отложения, имеющие региональную нефтеносность, сложены известняками стустково-комковатыми, сферово-стустково-комковатыми и вторичными доломитами. Залежи нефти массивные, сводовые. Выделенные литологические разности пород имеют и различные ФЕС. Пористость по шлифам – 1,5-5%, трещинная проницаемость – 0,002 мкм². Открытая пористость доломитов – 12-18%, поровая проницаемость – 0,0009-0,002 мкм². Пористость коллекторов от 7 до 20% (по ГИС), по керну – от 6 до 23%, при

Литература

1. Богатский В.И. Тимано-Печорский седиментационный бассейн // Объяснительная записка к «Атласу геологических карт». Ухта, 2002. 120 с.
2. Изучение и анализ ресурсной базы углеводородного сырья на территории Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Отчет о научно-исследовательской работе. РАН, Коми научный центр. Сыктывкар, 2005. 138 с.

**ИЗУЧЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ
МНОГОПЛАстового ЯСНОПОЛЯНСКОГО ОБЪЕКТА
АСПИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

К.А. Петрова

*Пермский национальный исследовательский политехнический
университет, студент 4 курса, ksennipetrova@mail.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент, И.А.Козлова

Аннотация: выполнен геологический анализ свойств коллекторов яснополянского объекта; проведены расчёты удельного дебита нефти в скважинах с различными вариантами вскрытия пластов; определена доля каждого пласта в общей добыче нефти.

Ключевые слова: многопластовый объект, скважина, эффективная нефтенасыщенная толщина, удельный дебит нефти, доля пласта в общей добыче нефти.

**STUDY OF GEOLOGICAL STRUCTURE MULTILAYER
YASNOPOLYANSKAYA DEPOSIT OBJECT ASPINSKOGO**

K.A. Petrova

*State National Research Polytechnic University of Perm,
4th year Student, ksennipetrova@mail.ru*

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader
I.A. Kozlova

Abstract: made a geological analysis of the properties of the object collectors Yasnaya Polyana; carried out calculations of the specific flow rate of oil wells with different variants of reservoir opening; defined the share of each stratum in the total production of oil.

Key words: multilayer object, well, the effective thickness of the oil-rich, the share of oil production, the share of formation in the total production of oil.

В состав Аспинского нефтяного месторождения входят шесть поднятий: Красногорское, Хохлачевское, Аспинское, Восточно-Аспинское, Грядовое и Забродовское [2].

В данной работе будет рассмотрен яснополянский эксплуатационный объект Аспинского поднятия, который включает 7 пластов: Мл, Бб₂, Бб₁, Тл_{2-б}, Тл_{2-а}, Тл_{1-в}, Тл_{1-а}.

В настоящее время объект разбурен в соответствии с действующим проектным документом «Технологическая схема разработки Аспинского месторождения», утвержденным в 2012 году. На площади разбурен весь проектный фонд скважин, реализован избирательный тип заводнения. В целом по объекту текущий КИН составляет 0,378 д. ед., при утвержденном 0,570 д. ед [2].

Анализ показателей разработки показывает, что при выполнении плана по разбуриванию фонда скважин и закачке рабочего агента наблюдается снижение фактических уровней годовой добычи нефти и жидкости, при уменьшении обводненности продукции скважин. На долю данного эксплуатационного объекта приходится: 56% геологических и 67% извлекаемых запасов [2].

Средние значения геологических характеристик пластов коллекторов яснополянского объекта представлены в таблице.

Таблица

Основные геологические характеристики коллекторов

Пласт	Коп. %	Кпр., мкм ²	Кпесч., д.ед.	Красч., д.ед.	Кн., д.ед.	hэф., м	hэф.н, м
Мл	24	0,231	0,461	1,2	0,88	0,6-3,0	0,6-2,7
Бб ₂	24	0,246	0,433	2,4	0,8	1,1-12,3	0,8-14,0
Бб ₁	20	0,321	0,354	1,7	0,8	1,0-6,3	0,8-8,3
Тл _{2-б}	18	0,011	0,23	1,5	0,78	0,8-3,2	0,8-3,2
Тл _{2-а}	17	0,011	0,228	1,6	0,73	0,8-2,2	1,0-4,2
Тл _{1-в}	17	0,003	0,277	1,1	0,85	0,6-2,1	0,6-2,1
Тл _{1-а}	17	0,08	0,513	1,1	0,88	0,6-2,0	0,6-2,0

Исходя из представленных выше параметров, терригенные коллектора яснополянского объекта относятся к высокопористым, средне- и высокопроницаемым. Пласты не выдержаны по толщине разреза; залежи осложнены многочисленными зонами замещения и выклинивания коллекторов.

На рисунке 1 приведена гистограмма значений эффективных нефтенасыщенных толщин (hэф.н) для пластов яснополянского объекта.

Из гистограммы видно, что максимальные средние толщины приурочены к пласту Бб₂ (6,7 м), минимальные – к пластам Тл_{1-а}, Тл_{1-в},

Тл_{2-а}, Мл (0,9-1,2 м), средними значениями толщин характеризуются пласты Тл_{2-б} и Бб₁ (1,8 – 2,7 м). Из этого следует, что максимальными запасами обладают бобриковские пласты – Бб₂ и Бб₁ (59%), треть запасов приурочена к пластам Тл_{1-а}, Тл_{1-в}, Тл_{2-а}, Тл_{2-б} (32%) и только 9% в пласте Мл.

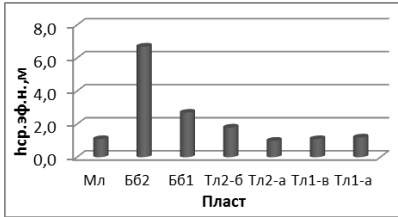


Рис. 1. Распределение средних значений hэф.н по пластам

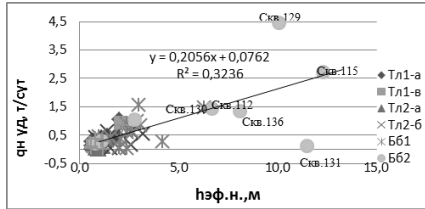


Рис. 2. Зависимость удельного дебита нефти от эффективной нефтенасыщенной толщины

Пласты яснополянского эксплуатационного объекта разрабатываются единой сеткой скважин, но в силу невыдержанности их по площади варианты их совместного вскрытия в скважинах различны. Задачей данной работы является определить долю добычи каждого пласта в суммарном дебите скважины.

Скважины характеризуются различными вариантами вскрытия пластов и различными совместными дебитами нефти (qн.). Сква.110,118,128,130 вскрыли 3 пласта, qн. этих скважин составляет 0,1; 3,0; 1,8; 1,9 т/сут соответственно; скв.30,112,134 вскрыли 4 пласта, qн. равен 3,2; 2,3; 1,7 т/сут; скв.106,115,117 вскрыли 5 пластов с qн 0,6; 3,9; 2,4 т/сут; в скважинах, вскрывших 6 пластов (скв.131,135,136) qн. принимает значения 0,2; 1,8; 2,6 т/сут и лишь скв.129 вскрывает 7 пластов с максимальным qн. равном 7,4 т/сут. Практически весь действующий фонд – малодобитный, с дебитом нефти менее 5 т/сут работает 92% скважин.

Известно, что при эксплуатации скважинами нескольких пластов одновременно, коэффициент продуктивности этих скважин становится меньше. Для определения вклада каждого пласта в общую добычу были произведены расчёты удельного дебита нефти. На основании этих расчетов была построена зависимость удельного дебита нефти ($q_{нуд}$) от эффективной нефтенасыщенной толщины (hэф.н) по пластам (рис. 2.).

Из графика видно, что для всего объекта установлена прямо пропорциональная зависимость эффективной нефтенасыщенной толщины (hэф.н./н) от удельного дебита скважин ($q_{нуд}$). Коэффициент

корреляции составил 0,634, за исключением скв. 129;131, и имеет значимое значение в разработке яснополянского объекта. Минимальным толщинам в пластах Тл_{1-а}, Тл_{1-в}, Тл_{2-а}, Тл_{2-б}, Бб₁ (за исключением скважины 130), Бб₂ (за исключением скв. 112,115,129,131,136) и Мл (0,6-4,2 м) соответствуют небольшие дебиты (0,02-1,55 т/сут), а максимальным толщинам в пластах Бб₁ (скв.130) и Бб₂ (скв.112,115,129,136) (свыше 4 м) – дебиты более 1,5 т/сут. Скв.131 пласта Бб₂ выпадает из общей зависимости, что связано с ее высокой эффективной нефтенасыщенной толщиной (11,5 м) и минимальным дебитом по нефти равным 0,12 т/сут. Скорее всего, это обусловлено очень высокой обводненностью этой скважины(>90%).

Таким образом, вычислив значения удельных дебитов скважин эксплуатационного объекта, можно сделать следующие выводы: пласты Тл_{1-а}, Тл_{1-в}, Тл_{2-а} характеризуются минимальным вкладом в добычу нефти ввиду незначительных толщин; пласты Тл_{2-б} и Мл обеспечивают средний вклад в работу скважин; пласты Бб₁, Бб₂ характеризуются значительными толщинами, наиболее высокой проницаемостью и, закономерно, отличаются высокой долей в суммарной добыче нефти.

Подводя итог данной работы, необходимо отметить, что при эксплуатации яснополянского объекта Аспинского месторождения максимальная добыча нефти осуществляется из скважин, где вскрываются пласты Бб₁ и Бб₂, давшие наиболее высокий удельный дебит. В качестве рекомендации для снижения обводненности добываемой продукции в скважинах пласта Бб₂ предполагается провести ремонтно-изоляционные работы по отключению обводнившихся пластов и пропластков, что приведет к увеличению добычи нефти (скв. 131).

Литература

1. Авторский надзор за разработкой месторождений ООО «Лукойл-ПЕРМЬ» (южная группа месторождений). ООО «ПермНИПИнефть», Пермь, 2004 г.
2. Отчет по мониторингу разработки месторождений ЦДНГ-6, Пермь, 2015 г.

СОЗДАНИЕ МОДЕЛИ ТРЕЩИНОВАТОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМ. СУХАРЕВА

Ю.А. Петухова, И.С. Сабельников

*Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть»,
молодые ученые,*

Yuliya.Petuhova@pnn.lukoil.com, Ivan.Sabelnikov@pnn.lukoil.com

Аннотация: построение модели произведено на основании трендов, отражающих распространение трещин в пространстве. Основными этапами являются построение опорной модели; корректировка трендов на скважинные данные; оценка кривизны поверхности и получение конечного параметра проницаемости.

Ключевые слова: моделирование трещиноватости, месторождение им. Сухарева, двойная пористость.

CREATION THE MODEL OF FRACTURE IN SUKHAREV FIELD

Y.A. Petuhova, I.S. Sabelnikov

*Branch of LLC «LUKOIL-Engineering» «PermNIPIneft»,
Young Researchers,*

Yuliya.Petuhova@pnn.lukoil.com, Ivan.Sabelnikov@pnn.lukoil.com

Abstract: the construction of a model produced on the basis of trends, reflecting the spread of cracks in space. The main stages are the building of a support model; adjustment of trends in well data; assessment of curvature surface and inference of the final permeability parameter.

Key words: fracture modeling, Sukharev field, dual porosity.

Трещинные резервуары – это месторождения, в которых трещины оказывают влияние на их разработку [1]:

- могут изменять проницаемость (увеличивая или уменьшая ее);
- могут образовывать пустотное пространство.

Моделирование трещин возможно для последующего учета в гидродинамических расчетах, т.к. их поведение или влияние на процессы фильтрации может быть описано моделями «двойной пористости» или «двойной проницаемости».

Таким образом, цель исследований заключается в распределении проницаемости по объему трехмерной сетки за счет моделирования трещиноватости и создание дополнительных параметров для реалистичной адаптации гидродинамической модели.

В административном положении месторождение им. Сухарева расположено на территории подчинения г. Березники. В центральной части исследуемой площади выделяется рифовое сооружение фаменского возраста.

В качестве объекта моделирования был выбран промышленно-нефтеносный турне-фаменский карбонатный пласт (Т-Фм). Существование трещин разного размера (от тонкой трещиноватости до мега-трещин) установлено по результатам опытно-промышленных работ в скважине 3-Кондасская [2], выполненных в Инновационно-методическом отделе ОАО ПНГ в 2014 г.

Для создания модели трещин были подготовлены следующие данные в форматах, совместимых с IRAPRMS:

- 1) скважинные данные (кривые азимутов и углов падения трещин, кривые групп трещин, кривые эффективной проницаемости);
- 2) трехмерные сетки (тренды плотности и простираания трещин);
- 3) карты (распределение типов сейсмической записи и сейсмического параметра трещиноватости).

В результате анализа карты распределения типов сейсмической записи (рис.1) выделены зоны распространения фаций.

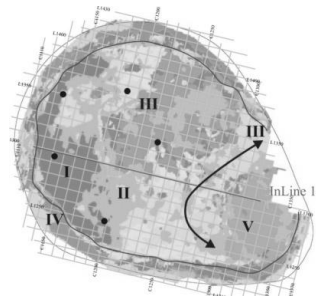


Рис. 1. Зоны распространения типов сейсмической записи для пласта Т-Фм [2]

Фаменско-турнейский интервал отложений представлен следующими типами фаций: органогенных известняков гребня рифа (I); органогенно-обломочных известняков внутририфового шельфа (II); внутририфово-лагунных отложений (III); глинисто-карбонатных отложений склонов рифа (IV); рифово-платформенных отложений (V).

Отдельно по каждой фациальной зоне были определены азимуты направления трещин.

Для моделирования систем трещин использованы данные по скважинам №№ 2, 3, 4, 113, 215. С целью получения кривых азимутов

и углов падения использовались результаты интерпретации электрического микросканирования скважин (ЭМС) (скв. №№ 113, 215) и результаты изучения трещиноватости керна (скв. №№ 2, 3), представленные в табличном виде. По скважине 4 данные по оценке трещиноватости получены в результате волнового акустического дипольного каротажа (ВАК-Д) и представлены в графическом виде (роза-диаграмм) [2].

В дальнейшем произведено осреднение скважинных данных на ячейки трехмерных сеток, что позволило скорректировать тренды с учетом вышеуказанных кривых азимутов и углов падения трещин. Таким образом, можно сказать, что полученные тренды отражают основной объем имеющейся информации.

Создание модели трещин посредством ПО IRAPRMS Fracture modeling возможно двумя методами: *Fast Track* и *Discrete Fracture Network*.

При проведении исследований использованы оба метода. Отличие результатов полученных одним и другим методом заключается в различии конечных кубов распределения проницаемости.

При использовании подготовленных исходных данных (скорректированных трендов) были построены опорные модели трещин, представляющие собой визуализацию расположения трещин в пространстве (рис.2).

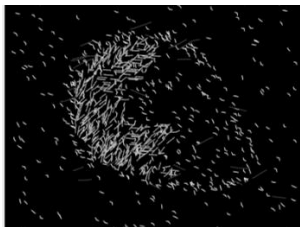


Рис. 2. Опорная модель трещин месторождения им. Сухарева

Из рисунка 2 видно, что наибольшее количество трещин сосредоточено в пределах зон органогенных известняков гребня рифа и органогенно-обломочных известняков внутририфового шельфа, что отвечает карте, представленной на рисунке 1. Трещины следуют параллельно заданным азимутам простирания, что соответствует созданным трендам. Анализ опорной модели трещин дает возможность сделать вывод о корректности выбранных трендов и изменить их согласно представлениям исследователя. После чего

производится построение откалиброванной модели трещин и непосредственно расчет параметров проницаемости трещиноватости, используя метод *Fast Track* или *Discrete Fracture Network*.

Результатом расчета является набор параметров, представляющих собой трехмерные кубы проницаемости по разным направлениям в зависимости от ориентации сетки относительно географических координат. Один из примеров приведен на рисунке 3.

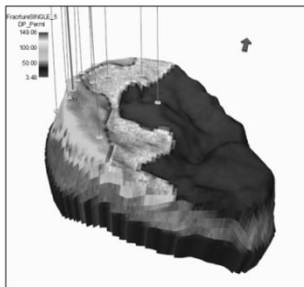


Рис. 3. Параметр горизонтальной проницаемости в направлении оси I

Полученные значения проницаемости в результате моделирования трещиноватости превышают значения поровой трещиноватости в несколько раз, что подтверждается через петрофизическую зависимость проницаемости от пористости открытой, полученной на основании исследований керна [2].

Проведенные исследования позволяют сделать ряд выводов:

1. Созданные тренды объективно отражают весь объем имеющейся исходной информации.
2. Получен набор результирующих параметров соответствующих трендам плотности простираня трещиноватости.
3. Трещинная пористость в разы превышает поровую, что отражено в модели трещин.
4. Модели систем трещин могут быть использованы при гидродинамическом моделировании с целью более гибкой адаптации и апробации полученных моделей.

Литература

1. *Закревский К.Е.* Особенности геологического 3D моделирования карбонатных и трещинных резервуаров. Москва, 2016. 392 с.
2. Производство сейсморазведочных работ методом пространственной сейсморазведки 3D на месторождении им. Сухарева. ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», ОАО ПНГ, Пермь, 2014. Отчет в одной книге и двух папках. 278 с.

ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАЛЕЖЕЙ УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

К.Г. Поздеева

Пермский государственный национальный исследовательский университет, студент 4 курса, pkg255@yandex.ru

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Г.И. Титова

Аннотация: в данной работе представлена информация о нефтегазоносности Уренгойского месторождения. Его характеристики: географическое положение, стратиграфия, тектоника, нефтегазоносность, продуктивные пласты, состав газов и степень разработки.

Ключевые слова: газовая залежь, месторождение, добыча, нефтегазоносность.

PERFORMANCE OF DEPOSITS OF URENGOY FIELD

K.G. Pozdeeva

Perm State University, 4th year Student, pkg255@yandex.ru

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader
G.I. Titova

Abstract: this article provides information about the oil and gas potential of the Urengoy field. Its characteristics: geographical location, stratigraphy, tectonics, oil-and-gas-bearing capacity, reservoirs, gas composition and degree of development.

Key words: gas deposit, field, mining, oil-and-gas-bearing capacity.

Уренгойское газоконденсатное месторождение открыто в 1966 г. Расположено в 50 км к западу от пос. Уренгой и в 130 км к северо-западу от пос. Тарко-Сале, в северной части Западносибирской низменности. Административно месторождение располагается в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области [3].

Месторождение приурочено к локальному поднятию, расположенному в центральной части Уренгойского вала, являющегося структурой первого порядка в пределах северо-западной части Пуровского мегапрогиба. Уренгойское поднятие представляет собой пологую брахиантиклинальную складку меридионального простирания, максимальная амплитуда которого составляет 225 м [1].

Уренгойское месторождение природного газа – крупное газовое месторождение, третье в мире по величине пластовых запасов, которые превышают 10 триллионов кубических метров (10^{13} м³).

В разрезе данного месторождения выявлено два продуктивных комплекса, значительно отличающихся между собой по геолого-промысловым характеристикам: сеноманский и нижнемеловой.

Сеноманский газоносный комплекс залегает на глубинах 1000-1200 м и представлен единой газовой залежью, которая введена в промышленную эксплуатацию в 1978 году на максимальный объем добычи газа 250 млрд. м³ в год. По существу система структур, составляющих собственно Уренгойскую антиклиналь и примыкающих к ней поднятий (Ен-Яхинское, Песцовое и Северо-Уренгойское) являются одной крупнейшей залежью, объединенной единым водогазовым разделом. Отделяются структуры от Уренгойской залежи различными по ширине и высоте седловинами. Наиболее широкая седловина связывает Уренгойскую структуру с Ен-Яхинской (до 20 км), наиболее узкая (до 5 км) – Северо-Уренгойской. В таблице представлены фильтрационно-емкостные параметры общей залежи.

Таблица

Фильтрационно-емкостные параметры

открытая пористость	28 – 35%;
проницаемость	0,3 мкм ² – 3,5 мкм ² ;
газонасыщенность	70 – 74%;
начальное пластовое давление	12,25 МПа;
средняя температура залежи	31°С

Нижнемеловой газоконденсатный комплекс залегает в интервале глубин 1750-3650 м и характеризуется многопластовостью, наличием в разрезе значительного количества газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей, низкими фильтрационно-емкостными характеристиками коллекторов, относительно высоким начальным содержанием тяжелых углеводородов в пластовом газе и другими особенностями [2].

Газовые залежи характеризуются как метановые (CH₄ – 81-94%). Содержание N₂ и CO₂ не превышает 1%. Нефть из оторочек легкая (766-799 кг/м³), малосернистая [5].

Состояние эксплуатационного фонда скважин Уренгойского месторождения составляет более 1300 скважин. В декабре 2008 года ООО «Газпром добыча Уренгой» перешло в газодобычу рубеж в 6 трлн. кубометров газа. Это мировой рекорд, официально зарегистрированный в сентябре 2009 года «Книгой рекордов России» в разделе «самое большое количество газа, добытое одним предприятием из недр одного месторождения».

Уренгойское месторождение является действительно

уникальным, оно относится к числу крупнейших газовых месторождений в мире. Общие геологические запасы оцениваются в 16 трлн. м³ природного газа. Остаточные геологические запасы составляют 10,5 трлн. м³ природного газа и 65,63% от общих геологических запасов Уренгойского месторождения [4].

Литература

1. Газовые месторождения СССР. Справочник. М.: Недра, 1968. 686 с.
2. Гриценко А.И., Истомин В.А., Кульков А.Н., Сулейманов Р.С. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России. М.: ОАО Издательство Недра, 1999. 473 с.
3. Клещев К.А., Шейн В.С. Нефтяные и газовые месторождения России. Т.2., Москва, 2010. С. 91-102.
4. Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. М.: Недра, 1987. 309 с.
5. Отчет по геологии и разработке Уренгойского НГКМ за 2003. Н. Уренгой, 2000. 103 с.

**СЕЙСМОСТРАТИГРАФИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ И
ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
ЛАПТЕВОМОРСКОГО БАССЕЙНА**

Д.А. Пушкарева, А.А. Суслова, Ю.А. Карпов

Московский государственный университет имени М.В.

Ломоносова, магистрант 1 года обучения, dariapushkareva@mail.ru

Научный руководитель: к.г.-м.н., с.н.с. А.А. Суслова

Аннотация: наиболее перспективным бассейном восточного сектора российской Арктики считается море Лаптевых. В бассейне выделяются 9 опорных отражающих горизонтов и 7 потенциально нефтегазоносных комплексов, выделенных по аналогии с Нордвиг-Хатангским регионом и прилегающими архипелагами.

Ключевые слова: восточный сектор российской Арктики, нефтематеринские толщи, рифтогенез, сейсмостратиграфические комплексы.

SEISMOSTRATIGRAPHIC ANALYSIS AND OIL AND GAS POTENTIAL OF LAPTEV SEA BASIN

D.A. Pushkareva, A.A. Suslova, Yu.A. Karpov

Lomonosov Moscow State University,

1st year Master's Degree Student, dariapushkareva@mail.ru

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Senior

Researcher A.A. Suslova

Abstract: *Laptev Sea is the most perspective basin of Eastern Arctic. Here 9 reference reflectors and 7 potentially oil and gas bearing complexes were indicated in analogy to Nordvig-Khatanga region and surrounding archipelagos.*

Key words: *eastern sector of the Russian Arctic, oil source strata, rifting, seismostratigraphic complexes.*

Восточно-Арктический регион сейчас рассматривается не только как резерв для воспроизводства ресурсной базы страны, но и как основной центр добычи нефти и газа на ближайшие десятилетия. Начальные суммарные извлекаемые ресурсы углеводородного сырья в арктической зоне России составляют 60% от всех ресурсов УВ нашей страны (258 млрд. т усл. топлива). Несмотря на то, что большая часть запасов относится к низким категориям D1-2, после пересчета доказанные запасы по величине, возможно, будут сопоставимы с запасами Кувейта [6,7]. Наиболее перспективной с точки зрения нефтегазоносности территорий считается Лаптевоморский бассейн [2].

Море Лаптевых залегает в восточном секторе российской Арктики между архипелагом Северная Земля и Таймырским полуостровом на западе и Новосибирскими островами на востоке. Побережье моря административно поделено между регионами Российской Федерации: Республикой Саха на востоке и Красноярским краем на западе.

Лаптевоморский бассейн характеризуется слабой геолого-геофизической изученностью. На данный момент в нем проведены аэро-, гравимагнитные и сейсморазведочные работы, донное опробование, исследованы обнажения пород континентального обрамления и архипелагов, пробурены картировочные и глубокие скважины на прилегающих территориях (Нордвик-Хатангский регион, дельта Лены и т.д.) [5]. Комплекс проведенных исследований позволяет получить информацию о геологическом строении региона и предполагать состав слагающих его отложений, однако отсутствие глубокого бурения в акватории создает проблемы для детального

литологического и геохимического анализа отложений и интерпретации сейсмических данных.

Море Лаптевых представляет собой область сочленения Восточно-Сибирского кратона и трех мезозойских складчатых поясов: Таймырского, Верхояно-Колымского и Новосибирско-Чукотского. Регион располагается на простирании Евразийского бассейна Северного Ледовитого океана и его срединно-океанического хребта Гаккеля [4]. Тектоника дна моря является результатом позднемезозойской складчатости и кайнозойского рифтогенеза, происходящего в результате взаимодействия спредингового хребта с краем континента. Структура бассейна представляет собой сочетание контрастных валообразных поднятий и грабенообразных прогибов северо-западного простирания с многочисленными тектоническими нарушениями и мощным осадочным чехлом (до 10-13 км) [2,3].

При интерпретации сейсмических данных использовался сейсмостратиграфический метод изучения профилей. Привязка основных отражающих горизонтов была проведена при помощи характерных особенностей волнового поля Лаптевоморского бассейна с учетом выходов пород на поверхность на обрамлении изучаемой территории в Лено-Анабарском регионе в соответствии с геологической картой. Сейсмические разрезы бассейна характеризуются параметрами, позволяющими уверенно выделять 9 хорошо прослеживающихся опорных отражающих горизонтов, отвечающих региональным несогласиям и коррелятивным им поверхностям. Среди них выделены: PU ($P_{1/2}$), VJU (T_3/J_1), BU ($J_{2/3}$), LCU (J_3/K_{1al}), MCU ($K_{1/2}$), mBU (K_2/P_1), BOU ($P_{2/3}$), MPU ($N_{1/2}$) и условная кровля акустического фундамента F (R_3) (прим.: Р–палеоген).

В связи с отсутствием глубокого бурения, вещественный состав отложений может определяться лишь по сейсмической картине и выходам пород на обрамляющих территориях. По аналогии с Нордвиг-Хатанским регионом и прилегающими архипелагами (Новосибирские о-ва и Северная Земля) в осадочном чехле Лаптевского шельфа выделяются следующие потенциально нефтегазоносные комплексы: верхнерифейско-вендский, кембрийский, ордовикско-нижнекаменноугольный, верхнекаменноугольно-пермский, триасовый, юрско-нижнемеловой и нижнемеловой-кайнозойский [5].

Перспективы нефтегазоносности региона могут быть связаны с Лаптевским мегарифтом (рис.). Мощность осадков в рифте достигает около 4 км на бортах и 11 в центральной части, самыми крупными грабенами являются Усть-Ленский и Усть-Оленекский.

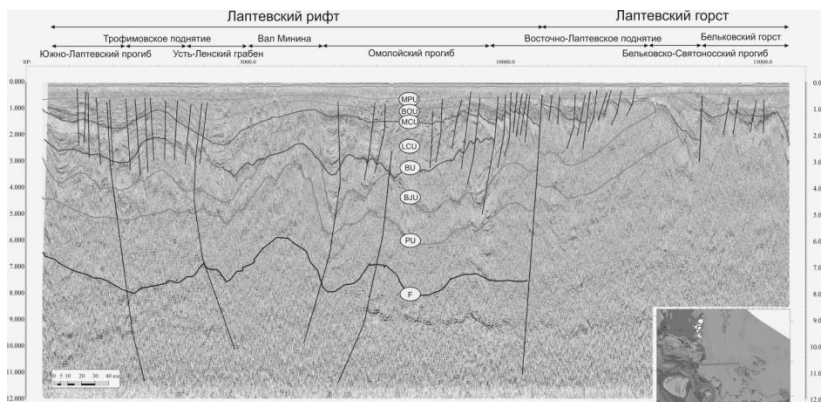


Рис. Региональный временной сейсмопрофиль ARS10F04 (ОАО «ДМНГ»-TGS, 2010-2011 г.) с основными тектоническими элементами и отражающими горизонтами

На региональном сейсмопрофиле отчетливо видно, что борта рифта осложнены листрическими сбросами, благодаря которым формируются запрокинутые приразломные блоки (rotated fault blocks). Аналогичные структуры характерны для Суэцкого и Североморского нефтегазоносных бассейнов. Благодаря наличию в них многочисленных второстепенных оперяющих разломов, формируются замкнутые ловушки углеводородов. Эти ловушки образуют протяженные ступени, характерные как для прибортовой, так и для глубокой частей рифта [1].

Дальнейший комплексный подход к исследованию региона позволит лучше понять особенности строения и перспективы нефтегазоносности Восточной Арктики. На данный момент собраны и проанализированы все имеющиеся геофизические и литологические данные, по которым созданы усовершенствованные модели морей восточного сектора Арктики, в том числе моря Лаптевых. Все осадочные бассейны Восточной Арктики характеризуются длительным прогибанием и мощной толщей осадков, что благоприятно для формирования крупных нефтегазовых месторождений. А наличие рифтовой системы моря Лаптевых обуславливает мощный тепловой прогрев осадочного чехла, что создает подходящие условия для нефтегазообразования. Также, по аналогии с более изученными бассейнами и согласно сейсмическим разрезам, можно ожидать наличие ловушек углеводородов в приразломных блоках по всей части Лаптевоморской рифтовой системы.

Следующим шагом в изучении бассейна является моделирование нефтяных систем для оценки степени зрелости и генерации углеводородов.

Литература

1. Андиева Т.А. Тетконическая позиция и основные структуры моря Лаптевых // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2008. №8. С. 1-28
2. Виноградов В.А., Горячев Ю.В., Супруненко О.И. Море Лаптевых как возможный плацдарм эффективного освоения нефтегазовых ресурсов Арктического шельфа России // Бурение и нефть, 2013. №2.
3. Геология и полезные ископаемые России. Т. 5, кн. 1. // Арктические моря. СПб.: ВСЕГЕИ, 2004. 468 с.
4. Драчев С.С. Тектоника рифтовой системы дна моря Лаптевых // Геотектоника, 2000. №6. С.43-58.
5. Ким Б.И., Евдокимова Н.К., Супруненко О.И., Яшин Д.С. Нефтегеологическое районирование шельфа восточно-арктических морей России и перспективы их нефтегазоносности // Геология нефти и газа, 2., 2007.
6. Ступакова А.В, Бордунов С.И., Сауткин Р.С., Суслова А.А., Перетолкин К.А., Сидоренко С.А. Нефтегазоносные бассейны российской Арктики // Геология нефти и газа, 2013. №. С. 30-47.
7. Хазбиев А.А. Не добыть, так хоть разведать // Эксперт, 2015. №41 (960). С. 1-2.

ПЕРСПЕКТИВЫ МИКРОВОЛНОВОГО АНАЛИЗА ШЛАМА В ПРОЦЕССЕ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ

М.Н. Расторгуев

***Пермский государственный национальный исследовательский
университет, магистрант 2 года обучения, michel93@mail.ru***

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент К.П. Казымов

Аннотация: статья посвящена перспективам использования микроволнового анализа шлама в процессе строительства скважины. Показано, что предварительные исследования по этой теме были проведены ещё 20 лет назад, но они были не востребованы. Предлагается продолжить разработки в этом направлении с использованием новейших достижений науки.

Ключевые слова: геолого-технологические исследования, диэлектрическая проницаемость, анализ шлама.

PROSPECTS OF THE MICROWAVE SLUDGE ASSAY IN THE PROCESS OF WELL CONSTRUCTION

M.N. Rastorguev

Perm State University,

2nd year Master's Degree Student, michel93@mail.ru

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader

K.P. Kazymov

Abstract: *this paper is devoted to prospects of use of the microwave sludge assay in the process of well construction. It is shown that preliminary researches on this subject were carried out 20 years ago. But they were unclaimed. It is offered to continue developments in this direction with use of the latest advances in science.*

Key words: *geological and engineering survey, dielectric capacitivy, sludge assay.*

Получение информации по шламу для решения задач геолого-технологических исследований регламентируется документами федерального уровня, методическими рекомендациями разных лет и освещено в специальной литературе [2,3].

Но в перечисленных источниках информации нигде не упоминается методика микроволнового анализа диэлектрической проницаемости (ϵ) шлама, хотя она может быть весьма эффективна в процессе проведения геолого-технологических исследований.

Согласно [3]: «Геолого-технологические исследования (ГТИ) являются составной частью геофизических исследований нефтяных и газовых скважин и предназначены для осуществления контроля за состоянием скважины на всех этапах ее строительства и ввода в эксплуатацию с целью изучения геологического разреза, достижения высоких технико-экономических показателей, а также обеспечения выполнения природоохранных требований.

Геолого-технологические исследования проводятся непосредственно в процессе бурения скважины, без простоя в работе буровой бригады и бурового оборудования; решают комплекс геологических и технологических задач, направленных на оперативное выделение в разрезе бурящейся скважины перспективных на нефть и газ пластов-коллекторов, изучение их фильтрационно-ёмкостных свойств и характера насыщения, оптимизацию отбора керна, экспрессное опробование и изучение методами ГИС выделенных объектов, обеспечение безаварийной проводки скважин и оптимизацию режима бурения.

Тема данной статьи относится к экспресс-анализу физических свойств коллекторов, который может стать ещё эффективней и точней,

если дополнить стандартные геолого-геохимические исследования описываемым анализом.

Еще 20 лет назад была проведена серия экспериментов по выяснению возможностей микроволнового анализа диэлектрических свойств горных пород на специально разработанной СВЧ-аппаратуре на частотах 3-5 ГГц сотрудниками.

Основные результаты экспериментов сводятся к следующему: водонасыщенные частицы имеют большие значения ϵ , чем сухие и насыщенные керосином, возрастающие по мере увеличения пористости. При этом сухие и насыщенные керосином частицы практически не отличаются по диэлектрической проницаемости, а зависимость ϵ от K_p у них имеет обратный характер, какой-либо закономерности изменения значений ϵ от толщины частиц шлама и их ориентации относительно электродов СВЧ датчика не наблюдается. Измельченные до порошкообразного состояния пробы при одинаковой степени уплотнения в измерительной кювете микроволнового модуля СВЧ анализатора достаточно четко разделяются на литотипы по измеренным значениям ϵ (на выбранных частотах в диапазоне 3-5 ГГц), соответствующим минеральному веществу скелета образца породы (табл.).

Таблица

Значения относительной диэлектрической проницаемости измельченных образцов пород

Литотип	Характерные значения ϵ , ед.
Каменный уголь	2,45-2,55
Песчаники	2,7-2,85
Аргиллит битуминизированный	2,55-2,65
Аргиллит серый	2,95-3,15
Алевролит	3,2-3,5
Известняки	3,1-3,15
Доломит	3,8-4,0
Мрамор	4,6-4,8

Авторами эксперимента, была сформулирована следующая технология экспресс-анализа шлама: частицы шлама последовательно помещают в измерительную ёмкость микроволнового анализатора на поверхность СВЧ-датчика и производят не менее трёх измерений

значений ε_1 , произвольно изменяя ориентацию частицы. На высушенных до влагосодержания окружающей среды частицах аналогично производят повторные измерения значений ε_2 . После измельчения высушенных частиц измеряют значения ε_3 минерального вещества.

Если для исследованного образца $\varepsilon_1 < \varepsilon_2$, то шлам водонасыщенный. Если $\varepsilon_1 \approx \varepsilon_2$, то шлам имеет либо малое влагосодержание, обусловленное низкой пористостью (менее 3%), либо характер его насыщенности однозначно неопределим (нефть или воздух). При условии $\varepsilon_1 \geq 1,2\varepsilon_2$ по корреляционной зависимости $K_n = f(\varepsilon_2)$, полученной для образцов с известной пористостью и диэлектрической проницаемостью скелета, может быть осуществлена приближенная оценка пористости шлама. Сравнивая измеренные значения ε_3 с характерными значениями ε для минералов, можно определять преимущественный литотип породы. Для более достоверной литологической оценки породы, необходимо измеренные значения ε_3 сопоставить со значениями диэлектрической проницаемости бинарных или многокомпонентных смесей минеральных веществ известного состава» [4].

Таким образом, уже есть готовая технология экспресс-анализа шлама, которую можно применять, используя характерные значения ε , замеренные в лабораторных условиях для всех промежуточных разновидностей горных пород с различным соотношением основных минеральных видов в шламе или породе и с различным насыщением. Но создание подобной таблицы требует времени и будет проводиться как в лабораторных, так и в полевых условиях (на станции ГТИ). К тому же необходимо создание новой аппаратуры с использованием новых научных достижений для того, чтобы уменьшить установку в размерах и сделать её безопасной для людей и окружающей техники [1].

Доработка методики микроволнового анализа шлама в полевых условиях и его использование в процессе бурения скважин станет полезным дополнением к существующим геологическим исследованиям, облегчит заполнение литологической колонки скважины и повысит качество работы службы ГТИ.

Литература

1. Защита от сверхвысокочастотного излучения: Методические указания к лабораторной работе по БЖД /Составители: И.М.Нуриев, Г.Ф.Юсупова. - Набережные Челны: КамПИ. 2004. 15с.

2. Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 53375-2009. Скважины нефтяные и газовые. Геолого-технологические исследования. Общие требования. – М: Стандартинформ, 2009.
3. Техническая инструкция по проведению геолого-технологических исследований нефтяных и газовых скважин. РД 153-39.0-069-01.– Тверь, 2001. – 91 с.
4. Шерстнев С.Н., Лукьянов Э.Е., Гуревич М.С., Мельников И.Г. Применение микроволновой аппаратуры при геолого-технологических исследованиях скважин. – Тверь: Изд. АО НПП «ГЕРС», 1994. – 190 с. С. 33-48.

«ЧЕРНОЕ ЗОЛОТО» – ВЛАСТЕЛИН XX ВЕКА

Р.Ф. Сабитов

*Уфимский государственный нефтяной технический университет,
студент 1 курса, sabitov.rafael@mail.ru*

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор А.В.Сиднев

***Аннотация:** статья описывает некоторые события, произошедшие в нефтяной промышленности нашей страны в XX веке, которые повлияли на развитие всей страны в целом.*

***Ключевые слова:** геополитическая роль, бакинские события, Дальний Восток, топливо.*

«BLACK GOLD» – THE LORD OF THE 20TH CENTURY

R.F. Sabitov

*Ufa State Petroleum Technological University,
1st year Student, sabitov.rafael@mail.ru*

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor
A.V. Sidnev

***Abstract:** article describes some events which have taken place in oil industry of our country in the XX century which have influenced development of all country in general.*

***Key words:** geopolitical role, Baku events, Far East, fuel.*

Главным фактором, определяющим создание новых технологий в XX веке, являлась добыча ресурсов, а именно нефти. Нефть дарует богатства, авторитет и силу той стране, которая ее добывает. Страны, владеющие нефтяными запасами, всегда играли в истории главную геополитическую роль в мире. За клочок нефтеносной территории не раз возникали военные конфликты.

В XX век Россия вступила главной нефтедобывающей страной мира. Как отмечает публицист А. Горянин [1], в 1901 году на ее долю приходилось 52% мировой добычи нефти – 706 миллионов пудов, по сравнению с 550 миллионами пудов США; добыча в остальных нефтедобывающих странах была на этом фоне существенно меньше. Россия поставляла огромное количество керосина в Европу, прежде всего в Англию. Но главное, России требовалось много нефтепродуктов для внутреннего рынка. На мазуте ходило больше российских локомотивов, чем на угле – нигде в мире такого еще не было. В основном на мазуте работала промышленность не только Поволжья, но и Центрального района. На нефтетопливе ходил весь каспийский и волжский флот.

Странные события начались в июне 1903 года. В Баку, где добывалось тогда почти 9/10 российской нефти, разразилась всеобщая стачка без каких-либо сформулированных требований к администрации. На промыслах запылали пожары. Пламя пяти крупнейших скважин поднималось выше ста метров. Сгорело почти миллион тонн нефти в амбарах. Цифра по тем временам неслыханная. В следующем, 1904 году сгорели 225 вышек. Но это была лишь прелюдия. В феврале 1905 года на промыслах вспыхнули национальные столкновения. Неведомо откуда взявшиеся мусульманские студенты-богословы из Персии возглавили избиение работавших на промыслах армян и поджоги, после чего беспорядки перенеслись в город. Казаки восстановили спокойствие, но успели сгореть свыше половины производственных скважин и около 2/3 буровых.

Экспорт нефтепродуктов из России упал втрое, Россия утратила английские и другие рынки, которыми тут же завладел Рокфеллер. Забастовки сразу прекратились. Какие силы стояли за бакинскими событиями, не ясно было многим. Последующее развитие мира расставило всё на свои места.

По крайней мере, этот случай произошел неспроста. У историков есть предположения, что западные нефтяные компании, таким образом, хотели убрать главного конкурента – Россию на нефтяном рынке, тем самым заняв лидирующие позиции. Это вызвало большой приток капитала в этих странах, что послужило их ускоренному развитию. Россия же, на фоне этих событий, стала неконтролируемой страной, что привело в дальнейшем к революциям 1904-1917 годов, свержению монархии, Гражданской войне и прочим бедам. Тотальное ослабление нефтяной отрасли России замедлило ход ее развития на последующие годы, что даже сказывается и сегодня, в

XXI веке. Россия на тот момент имела и другие источники прибыли, как сельское хозяйство, черная и цветная металлургия. Однако они не смогли экономически поддержать Россию во время кризиса тех времен. Это опять заставляет нас говорить о том, что Россия уже с конца XIX века была главным образом нефтедобывающей державой, а нефть была главной опорой русского народа [1].

Нефть играла большую роль не только во внутренней политике. Она также регулировала внешнюю политику. Многие войны начинались именно из-за нефтеносных территорий. Из-за нехватки нефти и горючего порой сворачивались самые грандиозные военные операции. Отметим несколько интересных моментов, связанных с проблемой нефтедобычи на восточной окраине России или бывшего Советского Союза.

А. Горянин пишет, что на нашем Дальнем Востоке, а именно на Сахалине, тоже была нефть. 22 апреля 1920 года, воспользовавшись российской Гражданской войной, японцы высадили десант и установили свой контроль над Северным Сахалином, а главное – над сахалинской нефтью, к добыче которой они вскоре приступили. После окончания Гражданской войны и создания СССР, правительство стало искать пути решения этой проблемы. В Пекине начались советско-японские переговоры, увенчавшиеся 20 января 1925 года подписанием договора об установлении дипломатических отношений и уходе японцев с Северного Сахалина. В 1925 году они оттуда ушли, получив в виде утешительного приза концессии на добычу нефти и угля на Сахалине на 45 лет. Если бы договор был выполнен, японцы добывали бы на Сахалине нефть и уголь до 1970 года.

Вскоре СССР начал здесь, параллельно с японцами, собственную добычу нефти. Был создан государственный трест «Сахалиннефть».

26 ноября 1941 года из гавани Хитокапу на курильском острове Итуруп(на которое ныне претендует Япония) вышло японское авианосное соединение, под завязку заправленное сахалинским топливом. 7 декабря самолеты, поднявшиеся с этих японских авианосцев, разгромили в Пёрл-Харборе главные военно-морские силы США на Тихом океане. До августа 1945 года СССР сохранял с Японией договор о ненападении. Японцы же в это время воевали с нашими главными союзниками – США и Англией. Воевали, в том числе на сахалинской нефти. Союзники не раз обращали внимание руководителя СССР Сталина И.В. на столь странное положение дел. В марте 1944, за два месяца до открытия Второго фронта, советская

сторона, наконец, расторгла концессионные договоры с Японией, но осадок у союзников остался [1].

Порой нефть и дальше становилась средством регулирования дипломатических отношений: помогала устанавливать временное перемирие в тяжелых условиях войн, давала передышку и выводила противоборствующие стороны из военно-политических конфликтов [2].

Можно приводить много подобных исторических моментов. Суть у них одна – нефть была главным фактором в развитии человеческого общества. Множество фактов позволяет нам заявить о том, что нефть была действительно своего рода «властелином» XX века. Она оставила свой немалый след в истории, но еще более значимую задачу ей предстоит вершить в XXI веке. Ведь хотя мир стал более технологичным и прогрессивным, он по-прежнему остается во власти ресурсов. Для нас, студентов университета, обучающихся по направлению «Науки о Земле. Геология», особенно важно уже с 1-го курса учиться оценивать экономическую и социально-политическую значимость ресурсов стран мира в общей проблеме энергоресурсов XXI века. К этому мы и стремимся.

Литература

1. Горянин А. Черное золото действует посильнее желтого / ж. «Свет», 2010. 12-15 с.
2. Султанов С. А., Муслимов Р. Х. Нефть – чудо природы. Казань, Татарское кн. Изд-во, 1987. 160 с.

СИНТЕЗ СИЛИКАГЕЛЯ В ПЛАСТОВЫХ УСЛОВИЯХ ПРИ ПОМОЩИ СОСТАВОВ НА ОСНОВЕ ПЛАВИКОВОЙ КИСЛОТЫ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

Р.Н. Сагиров

*Казанский федеральный университет,
аспирант 1 года обучения, sagirov.rustam@gmail.com*

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Б.В. Успенский

Аннотация: в данной статье описан эксперимент по получению силикагеля в лабораторных условиях при помощи плавиковой кислоты.

Ключевые слова: силикагель, методы увеличения нефтеотдачи.

SYNTHESIS OF SILICA GEL IN RESERVOIR BY HYDROFLUORIC COMPOSITIONS TO ENHANCE OIL RECOVERY

R.N. Sagiroy

Kazan Federal University,

1st year Post-graduate Student, sagirov.rustam@gmail.com

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor

B.V. Uspensky

Abstract: *this article describes an experiment of obtaining in vitro silica gel using hydrofluoric acid.*

Key words: *silica gel, enhancing oil recovery.*

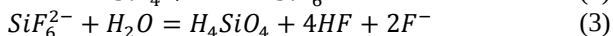
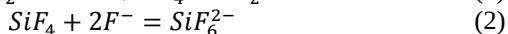
В настоящее время в связи с истощением на многих месторождениях активных запасов нефти, и прироста трудноизвлекаемых, все больше приобретают популярность методы увеличения нефтеотдачи, свою нишу среди которых заняли потококклоняющие технологии.

На сегодняшний день разработано большое количество потококклоняющих технологий, наиболее распространёнными из которых являются составы на основе полиакриламида (около 90% всех применяемых составов содержат полиакриламид). Однако применение этих составов имеют определенные ограничения. К ним относятся: температура более 90°C, при которой гель полиакриламида начинает разрушаться; высокая минерализация пластовой воды, из-за которой так же происходит деструкция геля; разрушение геля при механической нагрузке, что не позволяет использовать гель полиакриламида в низкопроницаемых коллекторах [3]. Существует так же метод, разработанный в «ТатНИПИнефть», основанный на применении силикагеля. Его основными преимуществами по отношению к полиакриламиду является: устойчивость к сильно минерализованным водам. Сущность этого метода заключается в смешивании на устье скважины силиката натрия и соляной кислоты, и последующей закачке реагентов через струйный насос в пласт. При реакции соляной кислоты и силиката натрия продуктом реакции является силикагель, который проходя через струйный насос приобретает дисперсность частиц, и как следствие способность проникать в пласт [1]. Для реализации этого метода необходимая приемистость скважины должна составлять более 200 кубических метров в сутки, что не всегда может быть возможным. В данной работе

рассмотрен способ получения силикагеля при помощи плавиковой кислоты.

В настоящий момент основным применением плавиковой кислоты в нефтяной промышленности является использование ее в обработке призабойной зоны пласта, с целью интенсификации добычи. Наиболее распространенным реагентом на основе плавиковой кислоты является глинокислота. Глинокислота представляет собой смесь разбавленной плавиковой кислоты (концентрация 2-5% по массе) и десяти процентной соляной кислоты. Глинокислота применяется для очистки призабойной зоны и уменьшения скинфактора.

К. Кроуи в своей работе [4] привел уравнения реакций (формула 1,2,3), проходящих при глинокислотной обработке чистых кварцевых песчаников:



При реакции плавиковой кислоты с полевыми шпатами и глинами могут получаться различные соединения алюминия и фтора, а так же соединения комплексного иона SiF_6^{2-} с натрием, калием и кальцием. В ходе реакции (формула 3) образуется золь кремневой кислоты, который при определенных условиях может переходить в силикагель. Таким образом, образующийся силикагель можно использовать для изменения инфильтрационных потоков, с целью увеличения охвата пласта. Основным условием, влияющим на переход золь кремнистой кислоты в силикагель, является водородный показатель [2]. Начало коагуляции золь в гель происходит при водородном показателе равным двум и достигает своего пика в интервале 6-8 [5]. Для проверки возможности использования силикагеля, образующегося в ходе реакции плавиковой кислоты со скелетом породы, был проведен эксперимент. Из скважины 65-Т, находящейся на Тлянтчи-Тамакской площади, было отобрано три образца керна. С помощью десяти процентного раствора соляной кислоты из размолотых образцов была полностью удалена карбонатная составляющая. В углепластиковую посуду было помещено 30 мл концентрированной плавиковой кислоты, после чего небольшими порциями добавлялся размолотый образец. Через час после начала реакции, приступили к титрованию реакционной смеси 10 молярным раствором гидроксида натрия. С периодическим перемешиванием осадка и проверкой водородного показателя при

помощи индикаторной полоски. При титровании реакционной смеси образцов №1, №2 и №3 наблюдалось образование осадка фторида натрия. Результаты титрования представлены в таблице. Титрование продолжалось до достижения нейтрального pH. По окончании титрования видимого увеличения вязкости реакционной смеси не наблюдалось. Это объясняется тем, что крупные кристаллы фторида натрия, образующиеся в ходе реакции, не устойчивы. На поверхности кристаллов в присутствии соединений кремния образуется соединение кремнефтористого натрия, который разрушает кристалл фторида натрия, превращая их в взвесь. Таким образом, увеличивается поверхность кристаллов, на которой образуется кремнефтористый натрий. Образование кремнефтористого натрия удаляет кремний из раствора, и препятствует образованию силикагеля.

Таблица

Результаты титрования продуктов реакции гидроксидом натрия

№ образца	Масса образца, г.	Объем кислоты, мл	Объем щелочи, мл.	Молярная концентрация кислоты до реакции, моль/л	Молярная концентрация кислоты после реакции, моль/л
1	10	30	38	40,65	11,72
2			35,3		11,76
3			31,5		10,50

Выводы: 1) при определенных условиях силикагель полученный в ходе реакции может быть использован, как потококотклоняющий агент; 2) при дальнейших испытаниях необходимо избегать образования кристаллического фторида натрия в больших количествах.

Литература

1. Ганиева З.М. Исследование и применение силикатных микрогелевых систем для увеличения нефтеизвлечения: дис. канд. тех. наук ТатНИПИнефть ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Бугульма, 2013. 132 с.
2. Горбунова О.В. Формирование Микро- и мезопористых кремнеземных материалов в условиях золь-гель синтеза в условии полиэтиленгликоля: дис. канд. хим. наук ИППУ СО РАН, Омск, 2014. 129 с.
3. Демахин С.А., Демахин А.Г. Селективные методы изоляции водопритока в нефтяные скважины. Саратов: Изд-во ГосУНЦ «Колледж», 2003. 164 с.
4. Кроуи К., Масмонтейл Ж., Томас Р. Тенденции в кислотной обработке матрицы // Нефтяное обозрение, 1996. 5. С. 20-37.
5. Румянцева, Е.Л. Золь-гель процессы при разложении высокоосновного шлака кислотой // Молодой ученый. 2013. №7. С. 27-30.

ИСТОРИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ИЗУЧЕНИЯ РИФЕЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРА ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ (ПЕРМСКИЙ КРАЙ И УДМУРТИИ)

В.А. Садрисламова

*Пермский государственный национальный исследовательский
университет, аспирант 1 года обучения, v.sadrislamova@mail.ru*

Научный руководитель: д. г.-м.н., профессор Т.В. Карасева

Аннотация: выделение этапов изучения Камско-Бельского авлакогена на территории Пермского края и Удмуртии. Составление общей стратиграфической шкалы на исследуемых территориях.

Ключевые слова: Пермский край, Удмуртия, Камско-Бельский авлакоген, свита.

HISTORICAL ASPECTS OF THE STUDY RIPHEAN DEPOSITS OF THE NORTH VOLGA-URAL OIL AND GAS PROVINCE (PERM REGION AND UDMURTIA)

V.A. Sadrislamova

Perm State University,

1st year Post-graduate Student, v.sadrislamova@mail.ru

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor

T.V. Karaseva

Abstract: separation stages of studying the Kama-Belsk aulacogene in the territory of Perm Krai and Udmurtia. Composition general stratigraphic scale of the study area.

Key words: Perm region, Udmurtia, Kama-Belsky aulacogen, suite.

Историю познания осадочных рифейских отложений Волго - Уральской нефтегазоносной провинции (ВУНГП) можно, условно, разделить на этапы, характеризующиеся различием в объектах и методиках исследования.

Первый этап охватывает время первичного выделения рифейской эратемы в обнажениях. На территории Пермского края наблюдаются выходы пород, возраст которых с востока на запад последовательно омолаживается. Их стратиграфическое изучение началось еще во второй половине XVIII – начале XIX в. экспедициях Российской Академии наук, научных обществ и Горного ведомства. Это работы И.Г. Георги (1772-1774), И.Ф. Германа (1783-1796),

Р.И. Мурчисона (1841-1845), Л. Дюпарка и др.

Ко второму этапу исследования докембрийских толщ на Среднем Урале можно отнести работы от конца 19 века (А. Краснопольский, 1889 и П.И. Кротова, 1888) до 20-30-х гг. 20 века, когда по инициативе Геолкома были организованы работы, по результатам которых внесены значительные изменения в понимание структуры и последовательности осадконакопления древних, не содержащих фаунистических останков (так называемых «немых») толщ складчатого Урала (Д.В. Наливкин, Н.В. Дорофеев, А.Н. Иванов, И.И. Горский, О.Л. Эйно, Г.Я. Житомиров, Г.Н. Фредерикс и др.) [1].

Третий этап условно продолжался до 80-х годов 20 века, когда древние отложения изучались кроме обнажений в разрезах скважин в нефтегазоносных районах. В 60-е гг. сейсморазведкой были подготовлены по поверхности рифейской толщи Очерское, Верещагинское, Соколовское и Сивинское поднятия, где в результате бурения были выявлены нефтепроявления в вендских отложениях [4]. В 1963 году выходит том стратиграфии СССР «Верхний докембрий», составленный большим коллективом исследователей (Б.М. Келлером, Б.С. Соколовым, И.Е. Постниковой, Л.Ф. Солонцовым, К.Р. Тимергазиным и др.). В этой обобщающей работе рассматриваются строение и корреляция отложений различных регионов Русской платформы [3]. Также занимались исследованиями Л.Д. Ожиганова, С.Г. Морозов, Е.М. Аксенов.

Четвертый этап связан с изучением литологического состава, стратиграфии, корреляции разрезов, а также проблем нефтегазоносности рифея восточной части Восточно-Европейской платформы (Козлов В.И., Сергеева Н.Д., Карасева Т.В., Башкова С.Е., Никитина М.В., Маслов А.В., Иванова Т.В., Мусагутов Р.Х. и др.). В результате получены новые данные о стратиграфии и составе отложений.

Общая стратиграфическая шкала рифея подразделяется на три эратемы: нижнюю (бурзаний), среднюю (юрматиний) и верхнюю (каратавий). Стратиграфия рифейских пород в связи с появлением новой геолого-геофизической информации за последние годы претерпела существенные изменения. Согласно «Стратиграфической схеме рифейских и вендских отложений Волго-Уральской области» (В.И. Козлов, Е.М. Аксенов, Н.Д. Сергеева и др.), нижнерифейские породы ВУНГП представлены кирпичинской серией, состоящей из прикамской и орьбашской подсерий.

Прикамская подсерия разделяется на четыре свиты: петнурскую, норкинскую, ротковскую и минаевскую. В Пермском

крае отложения подсерии изучены бурением десятками скважин на Сивинской, Соколовской, Кулигинской и других площадях в северной части Камско-Бельского калтасинского авлакогена и представлены толщей красноцветных песчаников и алевролитами с прослоями гравелитов, конгломератов и доломитов. Самый мощный разрез прикамской свиты в описываемой зоне установлен Сарапульской скважиной 1П, расположенной в одноименной впадине фундамента (Удмуртия) и вскрывшей 3,5 км красноцветных преимущественно терригенных отложений [1].

Орьбашская подсерия. Включает в себя калтасинскую, надеждинскую и кабаковскую свиты.

Калтасинская свита включает в себя три подсвиты (снизу вверх): саузовская – карбонатная, арланская – терригенно-карбонатная или преимущественно терригенная, ашитская – карбонатная. На исследуемой территории полностью все три подсвиты бурением не вскрыты. Более полный разрез всей калтасинской свиты вскрыт скв. 7000 Арлан, расположенная в Республике Башкортостан. В Пермском крае саузовская подсвита вскрыта только в скв. 14 Очерской и скв. 203 Бедряжской. Калтасинская свита в целом отличается повышенным содержанием $S_{орг}$. Наиболее обогащены глинистые доломиты ашитской подсвиты, которые характеризуются также повышенной битуминозностью [1]. Свита является основной нефтегазогенерирующей толщей докембрийского разреза.

Надеждинская свита, завершающая разрез нижнего рифея и представленная терригенно-карбонатными породами, имеет ограниченную площадь развития в приосевой части Камско-Бельского прогиба. На юге рассматриваемой зоны (Надеждино, Орьбаш-82, Гожан-23 и др.) обладает небольшой мощностью, редко превышающую 300 м. Свита характеризуется низким содержанием $S_{орг}$ и фоновой битуминозностью [1].

Кабаковская свита в Пермском крае и Удмуртии не выявлена.

Среднерифейские отложения (Серафимовская серия) представлены тукаевской (гожанской), ольховской (седашской) и усинской свитами. Разрез сложен красноцветными и светло-серыми песчаниками и алевролитами гожанской свиты мощностью до 300 м и терригенно-карбонатными пестроцветными породами седашской свиты, сохранившаяся мощность которой не превышает 100 м [1]. Свиты отличаются низким содержанием $S_{орг}$ и невысокими значениями степени битуминозности пород.

Стратиграфическая схема постоянно изменяется, в нее вносятся все новые, ранее не выделенные свиты. Это связано с получением

новых данных о пироллизе ОВ, ГИС, сейсморазведки МОГТ и др.

Литература

1. Белоконь Т.В., Горбачева В.И., Балашова М.М. Строение и нефтегазоносность рифейско-вендских отложений востока Русской платформы. Пермь: ИПК «Звезда», 2001. 108 с.
2. Геологические памятники Пермского края: Энциклопедия / Под общ. Ред. Чайковского И.И.; Горный институт УрО РАН. Пермь, 2009. 616 с.
3. Козлов В.И., Сергеева Н.Д. Строение стратонов рифея Волго-Уральской области // Геологический сборник № 7, 2008.
4. Никитина М.В. Особенности геологического строения и пространственного размещения промышленной нефтегазоносности основных продуктивных комплексов рифей-вендского возраста на территории Пермского края // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело № 10. Пермь, 2014.

ОБОСНОВАНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВАРИАНТА РАЗРАБОТКИ ПЛАСТА А₄ КУТУЗОВСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

М.Ю. Сальникова

*Пермский национальный исследовательский политехнический
университет, студент 4 курса, masha.salnickova2014@yandex.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент И.А. Козлова

Аннотация: проведен анализ геолого-промысловых характеристик пласта А₄, рассчитаны значения прогнозных дебитов и коэффициентов продуктивности скважин с учетом особенностей коллектора и свойств флюидов. Результатом работы является геологическое обоснование наиболее оптимального варианта разработки для пласта А₄.

Ключевые слова: карбонатный коллектор, высоковязкая нефть, варианты разработки, прогнозные дебиты, горизонтальные и наклонно-направленные скважины.

GEOLOGIC EFFICIENCY JUSTIFIES THE OPTIONS FOR DEVELOPING THE A₄ LAYER OF KUTUZOVSKY OIL FIELD

M.Y. Salnikova

*State National Research Polytechnic University of Perm,
4th year Student, masha.salnickova2014@yandex.ru*

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Reader
I.A. Kozlov

Abstract: *the analysis is carried out of geological field characteristics of A₄ layer. Expected discharges and coefficients of efficiency of wells were calculated with characteristics of the reservoir and fluid properties. The result of a geological study of the optimal development options for the A₄ layer.*

Key words: *carbonate reservoir, high-viscous oil, development options, expected discharge, horizontal and directional wells.*

Согласно действующему проектному документу в разрезе Кутузовского месторождения в опытно-промышленной разработке находится залежь пласта А₄, приуроченная к отложениям окско-башкирского карбонатного комплекса. Пласт промышленно нефтеносен на Западно-Кутузовском и Краснореченском поднятиях. Нефти практически всех месторождений Самарской области являются высоковязкими, тяжелыми и характеризуются низким газосодержанием. Не являются и исключением флюиды Кутузовского месторождения, обладающие вязкостью 211,8-408,4 Па·с, плотностью от 0,934 до 0,941 г/см³, и величиной газосодержания от 4,79 до 5,65 м³/т.

По величине геологических запасов Кутузовское месторождение относится к мелким. Запасы пласта А₄, приходящиеся на Западно-Кутузовское поднятие составляют 74%, а на Краснореченское – 36%.

Характеризуя свойства пласта А₄ можно отметить, что карбонатные коллектора имеют среднюю и пониженную пористость ($K_{п}^{cp}=11,45\%$) и высокую проницаемость ($K_{пр}^{cp}=0,125$ мкм²), существенную расчленённость (до 7,5 пропластков на скважину) и достаточно низкую долю коллектора – 0,4 д. ед. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются в залежах от 0 м на внешнем контуре до значений 9,4 м на Краснореченском поднятии и до 14 м – на Западно-Кутузовском (рис.1).

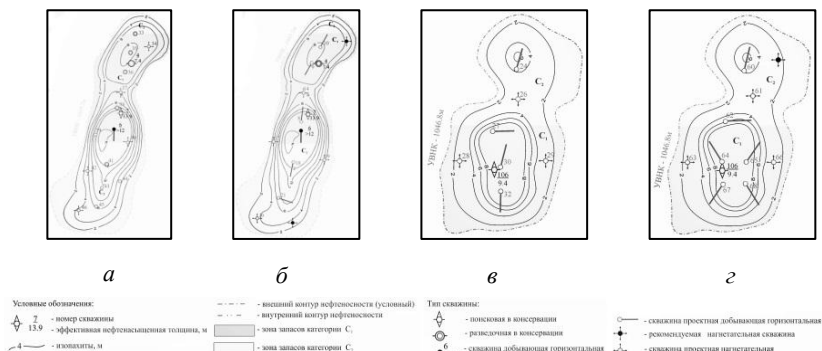


Рис.1. Схема размещения скважин для пласта А₄ Кутузовского месторождения: а – I вариант, б – II вариант Западно-Кутузовского поднятия; в – I вариант, г – II вариант Краснореченского поднятия

В «Технологической схеме опытно-промышленной разработки Кутузовского месторождения» для объекта А₄ были предложены различные варианты разработки каждого поднятия. Для Западно-Кутузовского поднятия: по I варианту предусматривалось площадное разбуривание залежи наклонно-направленными скважинами (общий фонд: 15 скважин); по II варианту – размещение системы горизонтальных скважин вдоль оси структуры с организацией приконтурного заводнения (общий фонд: 10 скважин). Для Краснореченского поднятия: по I варианту разбуривание предлагается системой горизонтальных скважин вдоль оси структуры с очагово-приконтурным заводнением (общий фонд: 7 скважин); по II варианту – площадное разбуривание залежи системой горизонтальных скважин (общий фонд: 9 скважин). Схемы размещения скважин по вариантам для пласта А₄ Кутузовского месторождения приведены на рисунке 1. Каждый вариант предусматривает обязательное воздействие на призабойную зону пласта термохимическим воздействием и систему многозонного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах, направленных на снижение вязкости добываемой нефти [2,3].

На текущее время на пласт А₄ пробурено 4 скважины: на Западно-Кутузовском поднятии – поисково-оценочная скважина №7, разведочная скважина №4 и эксплуатационная горизонтальная скважина – 6ГС; на Краснореченском поднятии – поисково-оценочная скважина №106 (рис.1). По результатам опытно-промышленной разработки скважиной 6ГС за период с 2012 по 2013 гг. проектные решения по добыче нефти выполняются с отставанием в 22% (7,138 тыс. т против 9,114 тыс. т по проекту) из-за получения более

низких средних дебитов, чем предусматривалось на стадии проектирования (14,5 т/сут безводной нефти против 24,5 т/сут). Сравнение фактических и проектных показателей добычи нефти приведено на рисунке 2.

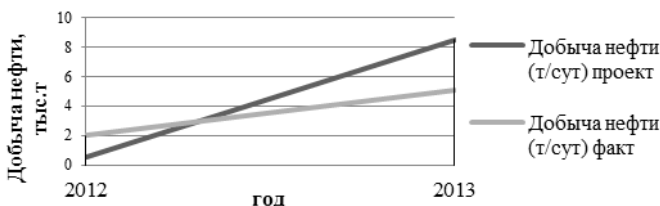


Рис. 2. Сопоставление фактических и проектных показателей добычи нефти

Основной задачей данного исследования является выбор наиболее оптимального варианта разработки пласта А₄ на основании расчетов прогнозных дебитов и коэффициентов продуктивности горизонтальных и наклонно-направленных скважин. Расчеты выполнены по формулам Ю.П. Борисова (для горизонтальных скважин) и Ж. Дюпюи (для вертикально-наклонных) с учетом параметров, полученных по результатам проведенных методов ГИС, ГДИ, отбора керна и проб пластовых флюидов [1].

Результаты вычислений для каждого варианта разработки приведены в таблице.

Таблица
Значения прогнозных дебитов и коэффициентов продуктивности по вариантам разработки пласта А₄ Западно-Кутузовского месторождения

Западно-Кутузовское поднятие, I вариант									
№ скв	33	35	36	38	39	41	43	44	45
K _{пр} (мкм ²)	0,119								
h _{н^ф} (м)	7,0	8,0	7,4	10,0	11,0	12,1	9,4	5,0	6,0
Q _{прогноз} (т/сут)	1,6	1,8	1,7	2,3	2,5	2,8	2,2	1,2	1,4
K _{прод} (т/сут·МПа)	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,5	0,4	0,2	0,3
Западно-Кутузовское поднятие, II вариант									
№ скв	8ГС			9ГС		10ГС		18ГС	
K _{пр} (мкм ²)	0,119								
h _{н^ф} (м)	13,9			8,0		7,8		7,0	
Q _{прогноз} (т/сут)	19,6			13,3		13,3		19,5	
K _{прод} (т/сут·МПа)	3,4			2,3		2,3		3,4	
Краснореченское поднятие, I вариант									
№ скв	24 ГС			27 ГС		30 ГС		32 ГС	
K _{пр} (мкм ²)	0,082								
h _{н^ф} (м)	4,4			8,2		9,5		9,4	

Окончание таблицы

Q _{прогноз} (т/сут)	3,1	5,5	6,3	6,2		
K _{прод} (т/сут·МПа)	0,5	0,9	1,0	1,0		
Краснореченское поднятие, II вариант						
№ скв	60 ГС	62 ГС	64 ГС	65 ГС	67 ГС	68 ГС
K _{пр} (мкм ²)	0,082					
h _н ^{эф} (м)	4,4	6,0	7,6	7,6	7,6	7,6
Q _{прогноз} (т/сут)	3,1	4,1	9,4	9,4	9,4	9,4
K _{прод} (т/сут·МПа)	0,5	0,6	1,2	1,2	1,2	1,2

Исходя из рассчитанных параметров следует, что наиболее оптимальными для поднятий пласта А₄ являются II-ые варианты разработки. Согласно данным вариантам на Западно-Кутузовском поднятии 6 добывающих скважин с горизонтальным проложением до 300 м будут иметь дебиты от 11,8 до 19,6 т/сут при среднем коэффициенте продуктивности 2,7 т/сут·МПа. На Краснореченском поднятии – для 6 добывающих скважин с проложением 350 м прогнозные дебиты могут составить от 3,1 до 9,4 т/сут при среднем значении коэффициента продуктивности 0,95 т/сут·МПа. Для достижения запроектированных КИН в условиях высоковязких нефтей рекомендуется бурение дополнительных нагнетательных скважин в восточных частях Западно-Кутузовского и Краснореченского поднятий и в южной части Западно-Кутузовского (рис.1).

Литература

1. Басниев К.С., Власов А.М., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидравлика: учеб. для вузов. М.: Недра, 1986. 303 с.
2. Технологическая схема опытно-промышленной разработки Кутузовского нефтяного месторождения (от 26.02.2014).
3. Технологический регламент на производство обработок призабойной зоны пластов кислотными составами // ООО «Нефтехимсервис», Самара, 2004.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ИСТОРИИ ПОГРУЖЕНИЯ ОСАДОЧНЫХ ПОРОД И ГЕНЕРАЦИЯ УВ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТОЙ В ПРЕДЕЛАХ САЛЫМСКОЙ ПЛОЩАДИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО БАССЕЙНА

И.А. Санникова¹, М.А. Большакова²

Московский государственный университет имени М.В.

Ломоносова, ¹-магистрант 2 года обучения, i.sannikova@oilmsu.ru,

²-к.г.-м.н., научный сотрудник, m.bolshakova@oilmsu.ru

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор А.В. Ступакова

Аннотация: высокоуглеродистые отложения баженовской свиты, активно изучаются как источник «сланцевых» УВ. Для лучшего понимания геолого-геохимической истории развития и реализации углеводородного потенциала баженовской свиты Салымской площади Западно-Сибирского НГБ был использован метод бассейнового моделирования.

Ключевые слова: Баженовская свита, Салымский мегавал, моделирование, генерация УВ.

BURIAL HISTORY OF SEDIMENTARY ROCKS AND MODELING OF HC GENERATION FROM BAZHENOV FORMATION WITHIN SALYM WELL-AREA OF WEST SIBERIA BASIN

I.A. Sannikova¹, M.A. Bolshakova²

Lomonosov Moscow State University,

^{1-2nd} year Master's Degree Student, i.sannikova@oilmsu.ru,

²-PhD, Research Scientist, m.bolshakova@oilmsu.ru

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor

A.V. Stoupakova

Abstract: high-carbon sediments of the Bazhenov Formation are studied as a source of shale oil. We used the basin modeling to better understand the geological and geochemical history and realization of the hydrocarbon potential of the Bazhenov Formation on Salym well-area of the West Siberian Basin.

Key words: Bazhenov formation, Salym megaswell, modeling, HC generation.

Для моделирования процессов генерации углеводородов в баженовской свите Салымской площади Западно-Сибирского НГБ были выбрана скважина Салымская, расположенная на севере Салымского мегавала. Для проведения моделирования был использован программный пакет Petromod 2012.1.

Информация о литолого-стратиграфическом разрезе скважины была получена из полных проинтерпретированных каротажных диаграмм для отложений кайнозоя, мела и юры, а также по литературным данным о геологии данного района [1]. Для более корректного воспроизведения процессов генерации углеводородов в модели была учтена неогеновая эрозия мощностью 150 м [3]. В таблице указаны мощности, литологическое заполнение и содержание органического углерода для верхней и нижней частей баженовской свиты (БС), выделенных в качестве основных нефтематеринских толщ в модели. В качестве аналога для описания кинетики керогена

баженовской свиты (II тип) был выбран кероген II типа [4] из библиотеки керогенов Petromod.

При расчете температурной модели использовались среднегодовые значения температуры на поверхности осадочного чехла и распределение значений теплового потока в осадочном чехле [2]. Дополнительными источниками прогрева здесь могут быть гидротермы, крупные интрузии, а также погребенные под Салымским мегавалом рифтовые зоны. Современная величина теплового потока составляет 67 мВт/м^2 . Модель была откалибрована данными по пластовым температурам и показателю отражения витринита, пересчитанному из параметра T_{max} пиролиза.

Таблица

Литолого-геохимическая характеристика выделяемых нефтематеринских толщ

Подразделение БС	Мощность, м	Литология	Сорг исх, %	Н _{исх} , мгУВ/г Сорг
Верхняя часть БС	15	битуминозные глинисто-кремнистые породы	18	710
Нижняя часть БС	18	битуминозные глинисто-кремнистые породы	15	710

Для определения положения главной зоны нефтеобразования (ГЗН) использовались расчетные значения отражательной способности витринита. Верхняя граница «нефтяного окна» скважины Салымская соответствует границе 1500 м (альбские отложения нижнего мела). Расчетный показатель отражения витринита в кровле баженовской свиты этой скважины составляет 0.98%. Баженовская свита достигла границы «нефтяного окна» в начале позднемелового времени (рис.1). Степень преобразования органического вещества баженовской свиты скважины Салымская составляет 77%.

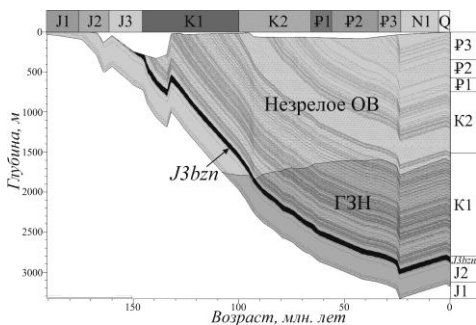


Рис. 1. Модель погружения осадочных пород скважины Салымская и распределение показателя отражения витринита

Важнейшими параметрами, которые позволяют оценить одномерное геолого-геохимическое моделирование, являются плотность генерации нефти и газа и плотность эмиграции (количество углеводородов, подвергшихся первичной миграции на единицу площади). В скважине Салымская НМТ верхнего баженовского горизонта было сгенерировано 1,646 т нефти на 1 м^2 (рис. 2) и $0,065 \text{ т/м}^2$ газа. НМТ нижнего баженовского горизонта сгенерировала $1,573 \text{ т/м}^2$ нефти и $0,064 \text{ т/м}^2$ газовых углеводородов. В НМТ верхнего баженовского горизонта эмиграции подверглось $1,587 \text{ т}$ нефти на 1 м^2 и $0,062 \text{ т/м}^2$ газа. А в нижнем баженовском горизонте процессу эмиграции подверглось $1,522 \text{ т/м}^2$ нефти и $0,062 \text{ т/м}^2$ газовых углеводородов. Эти результаты коррелируют с данными о высоком содержании газа в залежах бажена на промысле Салымского месторождения.

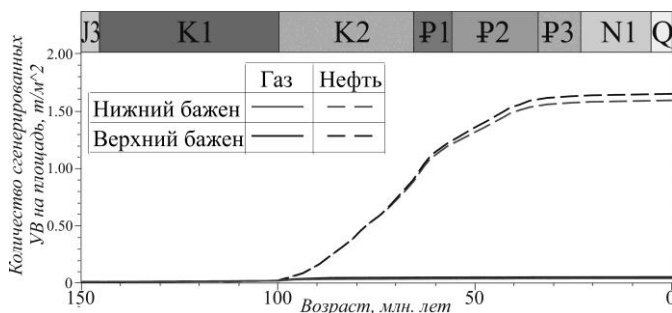


Рис. 2. Количество сгенерированной нефти на площадь от времени для скважины Салымская

Таким образом, результаты моделирования свидетельствуют о том, что толщина баженовской свиты находится в нефтяном окне, её нефтегазоматеринский потенциал реализован еще не полностью. Сопоставление величин генерации нефти и газа и их первичной миграции свидетельствует об активности протекания этих процессов. А сравнение с данными о полученных притоках указывает на адекватность построенной модели и позволяет уточнить методики подсчёта запасов УВ в баженовской свите.

Литература

1. Атлас «Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа» / Ред. Э.А. Ахпатов, В.А. Волков, В.Н. Гончарова, В.Г. Елисеев, В.И. Карасев, А.Г. Мухер, Г.П. Мясникова, Е.А. Тепляков, Ф.З. Хафизов,

А.В. Шпильман, В.М. Южакова. – Екатеринбург: Изд-во «ИздатНаукаСервис», 2004. – 148 с.

2. Нефтегазоносность нижних горизонтов юры, кровли палеозойского комплекса и Баженовской свиты на территории деятельности ТПП «Когалымнефтегаз» по данным органической геохимии: отчет по договору № 335 от 10.06.99 / Научно-технический центр перспективных технологий плюс (НТЦ ПТ+); рук. Маврин М.Я.; исполн.: Лопатин Н.В. – М., 2000. – 235 с.

3. Atlas of Paleotectonic and Paleogeological-Landscape Maps of Hydrocarbon Provinces of Siberia/ Devyatov V.P., Grigor'yev N.V., Gurari F.G., Kazakov A.M. at al. SNIIGGIMS, Petroconsultants, 1995.

4. Pepper A.S. and Corvi P.J. (1995) Simple kinetic models of petroleum formation. Part I: oil and gas generation from kerogen. Marine and Petroleum Geology, 12, 3, 291-319.

ГЕОЛОГИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ТОЛЩ ЯРУДЕЙСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА

Р.И. Сафин

*Тюменский государственный нефтегазовый университет,
аспирант 2 года обучения, geolog.safin@gmail.com*

Научный руководитель: к.г.-м.н. В.С. Бочкарев

Аннотация: рассматривается геологическое строение и нефтегазоносность Надымской впадины. Обобщая результаты бурения, региональной сейсморазведки, керна, ГИС и результатов испытания скважин выделены перспективные объекты в юрско-меловом платформенном комплексе и в палеозойском фундаменте.

Ключевые слова: Надымская впадина, Ярудейский НГР, нефтегазоносность.

GEOLOGY OF OIL AND GAS RECOVERY YARUDEY OIL AND GAS REGION

R.I. Safin

Tyumen State Oil and Gas University

2nd year Post-graduate Student, geolog.safin@gmail.com

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy
V.S. Bochkarev

Abstract: the geological structure and oil and gas Nadym depression. Summarizing the results of the drilling, the regional seismic, core GIS and well test results highlighted promising sites in the Jurassic-Cretaceous complex of the platform and in the Paleozoic basement.

Key words: Nadymskaya depression, Yarudey oil and gas region, oil and gas.

Надымская впадина – крупная тектоническая единица I порядка Надым-Тазовской синеклизы, занимающая обширную территорию от южных берегов Обской губы до Сибирских Увалов в бассейнах рек Полуй-Ярудей-Надым. Эта отрицательная структура включает Западно-Ярудейскую и Танловскую впадины, разделенные Ярудейским мегавалом. На схеме нефтегазогеологического районирования Надымская впадина соответствует Ярудейскому нефтегазоносному району Фроловской нефтегазоносной области Западной Сибири.

Бурение на поисковых площадях велось как на крупных положительных структурах (Ярудейский мегавал, Верхненадымская моноклиналь), так и на отрицательных, что в результате позволило открыть месторождения и там и там. Причем на юге территории месторождения многопластовые, в отличие от северных (одной из причин может служить близость многопластовых месторождений к осевой части бассейна). Вскрытый и изученный разрез остается крайне неравномерным. Полностью или частично юрские отложения были вскрыты в основном на бортовых участках. Таких скважин 73 из 142 пробуренных. Еще шесть скважин вскрыли палеозойский фундамент, представленный вулканитами и метаморфизованными сланцами. Остальные 63 остановлены в породах нижнего мела.

Центральная часть впадины (Средненадымская группа локальных поднятий) расположена в зоне замещения песчаных фаций глинистыми (фроловский глинистый барьер), в силу недокомпенсированного осадконакопления [2], т.е. на западе разрез меловых отложений более глинистый, а на востоке, напротив, сильно опесчанен. Также в этой зоне происходит резкая фациальная смена и в юрском разрезе – выклинивается песчаный пласт Ю₁ – васюганская свита замещается абалакской [2], но западнее, в районе р. Полуй вновь появляются пласты песчаников и алевролитов.

Перспективы нефтегазоносности

Шельфовые пласты неокома группы БН. Кроме выявленных залежей УВ в шельфовых пластах неокома, нефтепроявления были получены в 20 скважинах. При вынесении этих скважин и месторождений на структурную основу по подпимскому горизонту выделяются перспективные локальные поднятия.

Ачимовские песчаные тела. В 14 скважинах получены прямые признаки нефти. Скважины с нефтепроявлениями вместе с выявленными залежами выявляют зональность с севера на юг, соответствующую субмеридиольным (региональным) бровкам

палеошельфа. К западу от этих зон могут быть связаны литологические ловушки.

Тюменская свита. Перспективный ниже-среднеюрский НГК вмещает 11 залежей промышленной значимости. Кроме того, в 22 скважинах получены проявления нефти разной интенсивности. При совмещении этих данных на структурную карту по горизонту T_2 можно выделить первоочередные объекты для постановки поисково-оценочного бурения.

Базальный горизонт. Особый интерес вызывает базальный горизонт раннеюрской толщи. Он вскрыт на Надымском, Ярудейском, Сандибинском, Средненадымском и Марьинском поднятиях и сложен грубообломочными песчаниками, конгломератами и брекчиями с хорошими коллекторскими свойствами, где в нескольких скважинах получены признаки продуктивности. Вдоль линии регионального выклинивания нижней юры, на западном борту Надымской впадины прогнозируется перспективная зона.

Тампейская серия. На настоящий момент единственные признаки нефтегазоносности получены именно в Ярудейском НГР. В параметрической скважине Ярудейской 38 поднят нефтенасыщенный керн в виде выпотов и высачивания из массивных и трещиноватых алевролитов и глинистых песчаников. При испытании скважины получена пленка нефти из двух интервалов. Перспективным данный объект можно считать и в Танловской впадине, где по региональному профилю 23 видны антиклинальные поднятия. Хотя глубины составляют около 4,5-5 км до кровли отложений (в наиболее прогнутой части), все же можно ожидать здесь притоки нефти и газа, по аналогии со скважиной 180 Восточно-Ямбургской площади, также заложеной в седловине, к северо-востоку от Танловской. В этой скважине ачимовская толща оказалась продуктивной по ГИС, но испытали только пласты Ю₂₋₃, которые с глубины 4250 м дали конденсат 9 м³/с и газ 30 тыс. м³/с. Это подтверждает вывод о перспективах нефтегазоносности впадин, прогибов и седловин. Еще один удивительный пример – это получение чистой нефти дебитом 0,4 м³/сут (пленка) с глубины 5,4 км (Самбургская 700), что говорит о существовании неплохих коллекторов на глубинах более 5 км, хотя это единственный случай.

Палеозойский фундамент как перспективный объект изучен всего шестью скважинами. В Средненадымской 71 получена пленка нефти с водой из коры выветривания метаморфизованной песчано-глинистой толщи. В остальных скважинах притока не получено либо получена вода. Так, в скв. 6 Сандибинской при забое 3697 м начались

интенсивные газо- и водопроявления. Скважина переливала пластовой водой дебитом $60 \text{ м}^3/\text{сут}$ на 8 мм в штуцере. В скв. 7 Надымской при испытании двух объектов палеозоя в первом объекте притока не получено, а во втором отмечена пластовая вода дебитом $0,35 \text{ м}^3/\text{сут}$. В скв. 2 Ярудейской при испытании палеозоя и низов юры в интервале 3182-3196 м был получен приток пластовой воды дебитом $9 \text{ м}^3/\text{сут}$. Это свидетельствует о наличии коллекторов в доюрском основании на изученной территории.

Также Ярудейский межгорный прогиб перспективен на нефтегазоносность по аналогии с Зайсанским, где залежи нефти открыты в пермских отложениях [1]. Перспективен и верхнепалеозойский осадочный чехол, перекрывающий Надымский срединный массив.

Выводы

- 1) На территории Ярудейского НГР 38 скважин за пределами выявленных месторождений из 92 пробуренных имеют прямые признаки наличия залежей нефти в шельфовых пластах БН, ачимовской толще и тюменской свите (всего в 59 объектах).
- 2) По шельфовым пластам и пластам тюменской свиты выделяется большое количество антиклинальных поднятий, слабо изученных бурением.
- 3) На западном борту Надымской впадины вдоль линии регионального выклинивания нижней юры прогнозируется перспективная зона для поисков нефти и газа в нижней юре и базальных слоях чехла, а также в кровле фундамента.

Литература

1. Бочкарев В.С. Геологическое строение палеозойского и триасового комплексов в Пуровском регионе и перспективы их нефтегазоносности // Геология и нефтегазоносность Надым-Пур-Тазовского междуречья. Тюмень; Тарко-Сале, 1995. С. 180-183.
2. Соколовская Л.Б. Оценка перспектив нефтегазоносности неокомских пластов в Надымской впадине // Закономерности размещения и прогноз нефти и газа в мезозойских отложениях Западной Сибири. Труды ЗапСибНИГНИ. Тюмень, 1991. С. 83-87.

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ САХАЛИНСКОГО ШЕЛЬФА

А.С. Сергеева

Пермский государственный национальный исследовательский университет, студент 3 курса, Anysergeeva2009@yandex.ru

Научный руководитель: старший преподаватель Е.А. Кузнецова

Аннотация: в данной статье описываются характерные тектонические, стратиграфические и литологические особенности, оказывающие влияние на образование залежей. Подробно рассмотрена Северо-Сахалинская область, на территории которой сосредоточены основные нефтегазовые месторождения.

Ключевые слова: нефтегазоносность, Сахалин, шельф, нефть, газ.

PETROLEUM POTENTIAL OF SAKHALIN SHELF

A.S. Sergeeva

Perm State University, 3^d year Student, Anysergeeva2009@yandex.ru

Research Supervisor: Senior Lecturer E.A. Kuznetsova

Abstract: this article describes the typical tectonic, stratigraphic and lithological features influencing the formation of occurrence. North-Sakhalin region concentrates the most of oil and gas resources so it has been considered in details.

Key words: petroleum potential, Sakhalin, shelf, oil, gas.

Нефтегазоносный бассейн Охотского моря и острова Сахалин расположен в Охотском и Японском морях [3]. Остров отделен от Сихотэ-Алиня прогибом Татарского пролива, который открывается на юг в сторону глубоководной котловины Японского моря.

Сахалинская нефтегазоносная область включает восточную часть Сахалинского мегантиклинория и прогиб Дерюгина. Многочисленные локальные структуры образуют узкие, протяженностью до сотни километров антиклинальные зоны, сложенные палеоген-неогеновыми отложениями. Складки брахиантиклинальные, асимметричные, осложненные продольными и поперечными нарушениями различного типа, реже ненарушенные.

Северо-Сахалинская тектоническая система сформировалась в результате интенсивного кайнозойского прогибания, основной объем седиментационного заполнения которого поставлялся дельтой Праамура. Западная часть Сахалина представляет собой преддуговый бассейн Сихотэ-Алиньского вулcano-плутонического пояса и сложена обломочными породами позднего мела – плиоцена. В составе

комплексов Восточно-Сахалинской зоны выделяются метаморфические породы высоких давлений, также присутствуют многочисленные глыбы палеозойских и раннемезозойских пород, перемежающиеся с офиолитовым меланжем [1].

Основные нефтегазовые месторождения сосредоточены в Северо-Сахалинском бассейне. В его строении выделяют мезозойский фундамент и кайнозойский осадочный чехол [2].

Фундамент образован субконтинентальной консолидированной корой, дезинтегрированной в результате межплитового сдвигового взаимодействия по Срединно-Сахалинскому шву.

На образованиях мезозойского возраста с несогласием залегают нормально-осадочные, реже вулканогенно-осадочные отложения кайнозоя, в толще которых последовательно выделяются 7 структурно-стратиграфических комплексов: олигоценый (мачигарский), верхнеолигоценый (даехуриинский), ниже-среднемиоценовый (уйнинско-дагинский), средне-верхнемиоценовый (окобыкайско-нижнунутовский), нижнемиоценовый (верхнунутовский), верхнемиоценовый (помырский) и плейстоценовый (дерюгинский).

Мачигарско-даехуриинский комплекс сформирован кремнисто-глинистыми отложениями, мощностью до 1,5 км.

Уйнинский и дагинский комплексы сформировались в условиях быстрого заполнения бассейна и имеют мощность более 3 км. Существенную роль в формировании отложений сыграло образование дельты Палео-Амура. Дельтовые фации западных районов к востоку резко переходят в прибрежно-морские, в свою очередь сменяющиеся более глубоководными образованиями на окраине бассейна.

Окобыкайский и нутовский комплексы включают в себя песчано-глинистую толщу мощностью до 5 км, со временем образования которой связано наибольшее прогибание дна бассейна со смещением зоны максимального накопления осадков в восточном направлении. В западных районах преобладают мелководные песчаные отложения, в восточных – относительно глубоководные.

Охотско-дерюгинский комплекс завершает разрез и представлен терригенными и биогенно-терригенными осадками мелководно-морского и прибрежно-морского генезиса. Максимальная мощность зафиксирована в Дерюгинском бассейне и достигает 5 км.

Проницаемые породы наблюдаются во всех стратиграфических подразделениях разреза. Выделяются несколько типов природных резервуаров: пластовый, массивно-пластовый, массивный и линзовидный. Пластовый тип резервуара наиболее распространен, представляет собой чередование песчаных, алевритовых и глинистых

пластов. С ним связана большая часть запасов нефти и около половины запасов свободного газа. Залежи массивно-пластового типа менее распространены, однако очень весомы по запасам углеводородов. Резервуары массивного типа с трещинными и трещинно-поровыми коллекторами распространены в отложениях даехурийского горизонта. Наименее распространен линзовидный тип резервуара, с которым связано несколько мелких залежей. На шельфе выявлен ряд ловушек, предположительно тяготеющих к линзам песчано-алевритовых пород в нутовской толще Восточно-Одоптинской зоны нефтегазонакопления [5].

Промышленная нефтегазоносность связана в основном с неогеновыми отложениями, для которых характерна изменчивость фациального литологического состава пород и мощности [1]. Основные продуктивные горизонты представлены песчано-глинистыми отложениями окобыкайской и дагинской свит миоцена и нутовской свитой миоцен-плиоцена.

Большинство перспективных ловушек относятся к структурному типу и приурочены к антиклинальным складкам различного генезиса. Они часто связаны с региональными зонами тектонических нарушений – взбросо-надвигами, конседиментационными сбросами. Структурно-литологические ловушки, связанные с зоной замещения песчаных пластов нижненутовского подгоризонта на глинистые, содержат залежи нефти и газа Одоптинской зоны нефтегазонакопления. Ловушки этого типа выявлены в окобыкайско-нижненутовом и дагинском комплексах.

Большая часть запасов нефти и газа приходится на глубину до 3 км. Распределение ресурсов углеводородов по глубине залегания определяется закономерностями изменения экранирующих и коллекторских свойств пород в зависимости от степени их катагенетической преобразованности, возраста и условий седиментации. Для палеогеновых отложений глубина распространения поровых коллекторов не превышает 3-3,5 км, для неогеновых – может достигать 5-5,5 км [5].

Рассеянное органическое вещество нефтематеринских толщ характеризуется смешанным составом с некоторым преобладанием сапропелевых компонентов. Нефти можно разделить на две группы.

Первая группа нефтей распространена в зоне максимального развития морских и глубоководно-морских глинисто-кремнистых отложений. Отношение разведанных запасов нефти к газу составляет в них 10:1. Высшие n-алканы чаще всего отсутствуют. Среди бензиновых углеводородов преобладают нафтеновые (44-80%),

ароматические содержатся в малых количествах (1-7%). Источником для этих нефтей послужило органическое вещество со значительным участием сапропелевых компонентов морского, водорослевого и микробиального происхождения. Диагенез исходного органического вещества протекал преимущественно в восстановительной обстановке, а генерация нефтей проходила на ранних этапах катагенеза.

Во вторую группу попали нефти, связанные с отложениями как морских глубоководных, так и мелководных прибрежно-морских фаций, характеризующихся смешанным составом рассеянного органического вещества. Увеличивается число газовых и газоконденсатных залежей. Вклад высших n-алканов в среднем составляет 6%. В составе бензиновых углеводородов доминируют нафтеновые (от 31 до 69%). Генерация нефтей проходила в основном на раннем и среднем этапах катагенеза [4].

В настоящее время Россия активно развивает международное сотрудничество в области освоения шельфа Охотского моря. Весь шельф острова разделен на перспективные блоки, получившие названия «Сахалин-1», «Сахалин-2» (вплоть до «Сахалин-9»), которые выставляются на международные тендеры. В 2016 году нефтедобывающие предприятия Сахалинской области планируют увеличить добычу газа на 2 млрд. кубометров, добыча нефти снизится на 0,5 млн. тонн [6]. На последующих шельфовых проектах уже осуществляются работы по геологическому изучению, прогнозируется открытие новых месторождений.

Литература

1. Грамберг И.С., Иванов В.Л., Погребницкий Ю.Е. Геология и полезные ископаемые России. В шести томах. Т. 5. Арктические и дальневосточные моря. Кн. 2. Дальневосточные моря – СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2004. 468 с.
2. Грамберг И.С., Сороков Д.С., Супруненко О.И. Нефтегазовые ресурсы Российского шельфа // Разведка и охрана недр, №8, 1993.
3. Григоренко Ю.Н., Мирчинк И.М., Белонин М.Д. и др. Зоны нефтегазоаккумуляции окраин континентов. М.: ООО Геоинформцентр, 2002.
4. Попович Т.А., Кравченко Т.И. Генетические особенности углеводородного состава нефтей Северо-Сахалинского нефтегазоносного бассейна // Геология нефти и газа №1. 1995.
5. URL: <http://www.biofile.ru> (дата обращения: 10.02.2016).
6. URL: <http://www.eprussia.ru/news/base/2016/3865379.html> (дата обращения: 10.02.2016).

О РАЗВИТИИ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН НА ТЕРРИТОРИИ ПЕРМСКОГО КРАЯ

М.К. Соболев-Шутемов

*Пермский государственный национальный исследовательский
университет,*

аспирант 1 года обучения, sobolev-shutemov@yandex.ru

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Т.В. Карасева

Аннотация: *обсуждается перспективы дальнейшего развития геолого-технологических исследований на территории Пермского края, а также возможности их расширения и улучшения.*

Ключевые слова: *геолого-технологические исследования, ГТИ, нефтегазоносность, бурение.*

ABOUT THE DEVELOPMENT OF THE GEOLOGICAL AND TECHNOLOGICAL RESEARCHES OF OIL WELLS IN THE TERRITORY OF PERM REGION

M.K. Sobolev-Shutemov

Perm State University,

1st year Post-graduate Student, sobolev-shutemov@yandex.ru

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy Professor
T.V. Karaseva

Abstract: *the prospects of further development of geological and technological researches in the territory of Perm Krai, and also the possibility of their expansion and improvement are discussed here.*

Key words: *oil-and-gas-bearing capacity, geological and technological research, mud logging.*

Геолого-технологические исследования (ГТИ) – это сервис, который позволяет получать качественную и количественную оценку геологических и технологических данных посредством наблюдения процесса бурения в реальном времени. Основными целями ГТИ являются оптимизация и контроль процесса бурения скважины на всех этапах ее строительства, мониторинг параметров бурения и информирование персонала о любых аномалиях, помощь в выборе оптимального режима бурения, предотвращение аварийных ситуаций, изучение геологического разреза и пород коллекторов во время проходки скважины [1].

Для решения данных целей ГТИ решает как технологические, так и геологические задачи. К технологическим задачам можно отнести: сбор первичной информации, ее обработка благодаря информационно-измерительным системам, состоящих из датчиков установленных непосредственно на буровой [3]. К геологическим задачам относятся расширенный механический и газовый каротаж, предварительное литологическое расчленение разреза, выделение пластов-коллекторов, привязка к глубине скважины газа и шлама [2].

В настоящее время в Пермском крае ГТИ имеют сформированную базу и структуру исследований, которые, однако, могут развиваться как в научном, так и прикладном отношении. Среди дальнейшего развития ГТИ и повышения качества работ в Пермском крае, видится ввод в эксплуатацию непосредственно на станциях ГТИ (или обустройство дополнительных модульных станций) петрофизической аппаратуры для исследований шлама и керна непосредственно на разбуриваемых участках. Данная станция может значительно ускорить и упростить процесс исследований нефте- и газосодержащих пород непосредственно на исследуемой территории, что может позволить значительно укоротить время и средства дорогостоящих исследований. Впервые данные модули и аппаратуру в России начинает применять ПАО «Газпром». В своем составе петрофизическая станция или ГТИ могут иметь аппаратуру для определения остаточной нефтеводонасыщенности керна (при разведке), предназначенную для экспрессной оценки содержания остаточной воды и легких фракций нефти в образце методом дистилляции паров жидкости, выпариваемой из образца при нагреве, а также устройство для определения плотности и пористости образцов, предназначенное как для изучения свойств бурового шлама и фрагментов керна; дегазатор термовакuumный для определения газонасыщенности проб. Важное значение имеет приобретение карбонатаметра, предназначенного для определения объемного содержания кальцита, доломита и нерастворимого минерального остатка в измельченном образце горной породы.

Кроме того, одной из сторон улучшения и усовершенствования работы ГТИ является объединение различных исследований под «крылом» геолого-технологических исследований, что позволит расширить область исследований ГТИ, а также даст возможность заказчику экономить средства. К расширению возможного функционала работы ГТИ можно включить следующие комплексы исследований. Во-первых, скважинные приборы для измерения реальной нагрузки на долото, пластового давления. Нагрузка даст

оптимизацию процесса бурения по действительным данным забоя. Режим бурения будет действительно правильным. Ведь операторам ГТИ известна масса доходящая до переводника, а сколько реальная нагрузка неизвестна. Для таких исследований можно взять тензаметрический датчик с передающим устройством и электромагнитным каналом на длинных волнах. Во-вторых, возможно объединить ГТИ и каротаж. Геофизические исследования в процессе бурения могут оптимизировать процесс бурения, укоротить время на обработку информации, позволить быстрее обнаружить глубину залегания коллектора и характер его насыщения. В-третьих, предлагается объединить телеметрию и ГТИ, что будет являться экономией средств для заказчика, и, наконец, возможно проведения анализа газозвушной смеси на буровой для контроля газозвушной среды. Данный вид исследований позволит улучшить безопасность работ на буровой, предотвратить возможные аварийные ситуации и обезопасить персонал от возможных инцидентов.

Таким образом, несмотря на то, что ГТИ в Пермском крае имеет долгую и успешную историю, и исследования ГТИ являются достаточно полными и информативными, имеется значительный потенциал для повышения их эффективности на основе комплексирования различных методов, что обеспечит проведение более глубоких и наукоемких исследований.

Литература

1. Жувагин И.Г. ГТИ в процессе бурения // Всесоюзный научно-исследовательский институт нефтепромысловой геофизики. 1987.
2. Лукьянов Э.Е. Геолого-технологические исследования в процессе бурения // «Нефть и газ». М, 1997.
3. РД 153-39.0-069-01. Техническая инструкция по проведению геолого-технологических исследований нефтяных и газовых скважин. Т, 2001.

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ИЗУЧЕНИЮ ПЕСЧАНИКА ПЛАСТА CVI (НА ПРИМЕРЕ АРЛАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ)

И.А. Султанов

*Уральский государственный горный университет,
студент 4 курса, mc_phil01@mail.ru*

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор В.П. Алексеев

Аннотация: рассмотрены некоторые виды анализов и особенности их совместного использования. Показана значимость такого подхода на примере одного образца песчаника. Определены его характеристики и установлен генезис.

Ключевые слова: макроанализ, петрографический состав, гранулометрический анализ, генезис, пласт CVI.

INTEGRATED APPROACH TO THE STUDY OF SANDSTONE RESERVOIR CVI (ON THE EXAMPLE OF DEPOSIT ARLANSKOE VOLGA-URAL OIL AND GAS PROVINCES)

I.A. Sultanov

Ural State Mining University, 4th year Student, mc_phil01@mail.ru

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy,

Professor V.P. Alekseev

Abstract: certain types of analysis and especially sharing. The importance of this approach on the example of a sandstone sample. To determine its characteristics and genesis installed.

Key words: macro analysis, petrographic composition, particle size analysis, the genesis, reservoir CVI.

Объект исследования – каменноугольные отложения визейского яруса Арланского месторождения, которое расположено на северо-западе Республики Башкортостан; пласт CVI.

Первый этап работы – макроскопическое описание образца керна, извлеченного из кровли пласта CVI. Пласт расположен на глубине 1520-1532 м. В образце выделено 5 интервалов (рис.1).

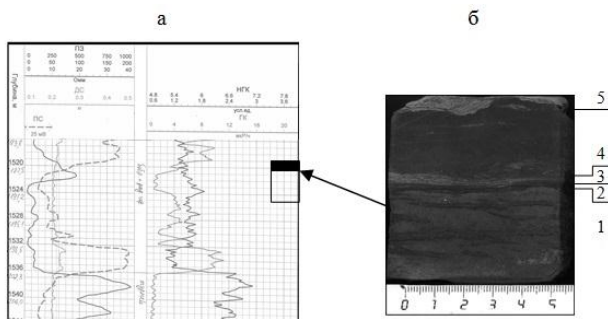


Рис. 1. Привязка образца керна по глубине к данным ГИС (а) и выделенные интервалы (б).

1 интервал. Видимая толщина более 3 см. Песчаник коричневый, тонкозернистый, хорошо сортированный. Слоистость полого-волнистая, участками до косо-волнистой, вогнутой, подчеркнута битумом. Присутствуют минеральные включения пирита и органические остатки в виде детрита и аттрита. В правой нижней части слоя пиритовая конкреция размером 15 мм. Слой нефтенасыщенный.

2 интервал. Толщина 3-5 мм. Представлен толстым слоем сложного строения. Песчаник темно-серый, тонкозернистый, битуминозный. Слоистость полого-волнистая. Наблюдается рассеянный детрит.

3 интервал. Толщина 4-6 мм. Песчаник алевритистый, светло-серый. Слоистость линзовидно-волнистая, подчеркнута битумом. Присутствуют органические остатки.

4 интервал. Толщина 2-3 см. Алевроаргиллит темно-серый, битуминозный. Текстура массивная. В нижней части с реликтами линзовидной волнистости. Присутствуют минеральные включения пирита и органические остатки в виде аттрита.

5 интервал. Песчаник светло-серый, тонко-мелкозернистый, средне сортированный. Залегает с локальным размывом, подчеркнут резким ступенчатым контактом. Намечается мелкая косо-волнистая слоистость. Присутствуют минеральные включения пирита и органические остатки мелкого детрита.

Второй этап работы – микроскопический анализ шлифов.

Шлиф №1 (интервал 4). Алевроаргиллит сильно битуминозный, из-за чего точное петрографическое описание дать сложно. В шлифе присутствуют пыльцевые зерна, предположительно *Trigonosagrus* птеридоспермов [2]. Данный вид пыльцы характерен для визейского яруса нижнего карбона.

Шлиф №2 сделан на контакте 1-3 интервалов и это описание разделено на верхний и нижний слои (рис.2).

Верхний слой (интервал 3). Песчаник кварцевый, алевритистый. Размер зерен min-0,031 мм, max-0,170 мм, преобладающий 0,074 мм. Сортировка хорошая. Зерна полуокатанные, угловатые. Контакт между обломками конформный, наблюдается слабая инкорпорация. Цемент глинистый, пленочный, местами поровый. Главные породообразующие минералы: Q-89%; ПШ-4%; Му-6%. Акцессорные минералы (пирит, циркон)-1%. Присутствуют органические остатки в виде битуминозных прослоек. Аутигенные минералы отсутствуют.

Нижний слой (интервал 1). Песчаник кварцевый, тонкозернистый, хорошо сортированный. Отличительная черта от

верхнего слоя – отсутствие алевритовой фракции и наличие более крупных зерен.

Шлиф №3 (интервал 1). Песчаник кварцевый, тонкозернистый, хорошо сортированный. Полностью идентичен нижнему слою во 2 шлифе.

Для определения класса песчаника по составу подсчитано процентное содержание зерен кварца, полевых шпатов и обломков пород ($\Sigma = 300$ шт.). Используя классификацию песчано-алевритовых пород по их минерально-петрографическому составу (по В.Н. Шванову, 1987) исследуемый образец отнесен к группе кварцевых песчаников.

Наряду с петрографическим описанием проведен гранулометрический анализ со следующими результатами: песчаник тонкозернистый, $S_k = 1$, $x_{cp} = 0,095$. Коэффициент сортировки по методу Траска составляет $S_0 = 1,230$, по методу моментов $\sigma = 1,330$ – осадку хорошо сортированный. По данным гранулометрического анализа были построены гистограммы и кумулятивные кривые. Гистограммы являются одномодальными (удовлетворяет коэффициенту сортировки по методу Траска), процентное содержание преобладает в тонкозернистой фракции ($\gamma = 11-13$).

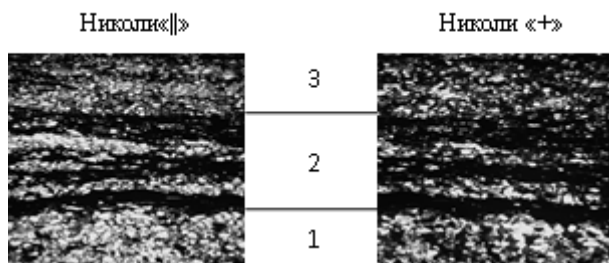


Рис. 2. Песчаник алевритистый (3), песчаник кварцевый, тонкозернистый, хорошо сортированный (1), увел. $\times 25$

Результаты макроскопического описания, петрографического и гранулометрического анализов изучаемого образца позволяют сделать некоторые выводы и выявить генезис исследуемого образца.

1. Результаты макроскопического описания подтверждены микроанализом. Песчаник тонкозернистый, хорошо сортированный.
2. По результатам петрографического анализа песчаник относится к классу кварцевых.

3. Кварцевый состав песчаника, угловатая и полуокатанная форма зерен и присутствие слюды (мусковита) свидетельствуют размыву магматических пород.

4. Интервал 1 имеет динамичный характер и отнесен к фации глинистых и песчано-глинистых осадков слабопроточной части поймы. Интервал 4 имеет застойный характер и отнесен к фации глинисто-алевритовых осадков застойных и зарастающих стариц и вторичных водоемов поймы [1].

5. Зерна конформные, наблюдается слабая инкорпорация, аутигенные минералы отсутствуют, все эти характеристики позволяют отнести осадок к средней стадии катагенеза.

Таким образом, использование макро- и микроанализа в комплексе позволяет определить генезис изучаемых отложений и одновременно взаимоподтверждает достоверность получаемой информации.

Литература

1. Алексеев В.П. Атлас фаций юрских терригенных отложений (угленосные толщи Северной Евразии). Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2007. 209 с.

2. Мейен С.В. Основы палеоботаники. Справочное пособие. М.: Недра, 1987. 403 с.

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ СОЛИКАМСКОЙ ДЕПРЕССИИ

Е.В. Фатыхова

Пермский государственный национальный исследовательский университет, студент 3 курса, e_fatihova@mail.ru

Научный руководитель: старший преподаватель Е.А. Кузнецова

Аннотация: Соликамская депрессия является уникальной т.к. содержит месторождения, как солей, так и углеводородов. Совместная разработка данных ископаемых требует определенных методов ведения работы.

Ключевые слова: Соликамская депрессия, комплексная разработка, залежь.

PETROLEUM POTENTIAL OF THE SOLIKAMSK DEPRESSION

E.V. Fatyhova

Perm State University, 3^d year Student, e_fatihova@mail.ru

Research Supervisor: Senior Lecturer E.A. Kuznetsova

Abstract: *the Solikamsk depression is unique because it contains fields as salts and hydrocarbons. Joint development of the fossil data requires specific methods of operation.*

Key words: *Solikamsk depression, integrated development, reservoir.*

Соликамская депрессия имеет одну из самых высоких плотностей неразведанных ресурсов углеводородов в Пермском крае, одновременно являясь одним из наиболее нефтеперспективных регионов. Однако поиски и разведка месторождений углеводородов на данной территории затруднены вследствие сложного геологического строения: нижнепермских рифов и соляной толщи, развитой речной сети и значительной заболоченности. Ряд месторождений и структур законсервирован или недоразведан вследствие нахождения в санитарно-охранной зоне водозаборов и на участках промышленных запасов Верхнекамского месторождения калийных солей.

Соликамская депрессия расположена в северной части Пермского края. Она протягивается в меридиональном направлении с севера на юг примерно на 130 км, по ширине до 50 км и глубине до кристаллического фундамента 2-7 км. Представляет собой крупную наложенную отрицательную структуру, сформировавшуюся в раннепермское время. Особенностью Соликамской депрессии является наличие Верхнекамского месторождения калийно-магниевых солей, приуроченного к его центральной части. Северная и южная части Соликамской депрессии имеют относительно простое геологическое строение, представляют собой низменности. Центральная часть выражается поднятием местности и более сложным геологическим строением. Она на 60-65% покрыта среднетаежными пихтово-еловыми лесам. Широко распространены заболоченные леса и болота. Строение речной сети древовидное [2].

В геологическом строении Соликамской депрессии принимают участие осадочные образования протерозойского, палеозойского и кайнозойского возраста, изученные по материалам параметрических, структурных, поисковых и разведочных скважин. Нефтеносность месторождения в стратиграфическом отношении приурочена к турнейско-фаменским, тульско-бобриковским и башкирско-серпуховским отложениям. Соликамская депрессия представляет собой крупную синклинальную структуру на территории Предуральского прогиба. Это структура нижнепермская, литофациальная, т.е. наложенная на Предуральский гомоклинальный склон нижележащего осадочного комплекса и фундамента и заполненная эвапоритами. Восточная часть данной крупной гомоклинали находится под складчато-надвиговой зоной Западного

Урала. Поверхность кристаллического фундамента залегает на глубине 4-6 км. Осадочный чехол представлен в различной степени дислоцированными терригенно-карбонатными породами венда и верхнего палеозоя. Соликамская депрессия характеризуется погружением кровли артинского яруса в мегавпадине, развитием шешминского горизонта, исчезновением западного крыла в верхнепермских и верхнеириенских породах, проявлением соляной тектоники, наличием длинных валов и полным отсутствием структур облекания ассельско-сакмарских рифов [3].

Территория Соликамской депрессии является наиболее перспективной на поиск и открытие новых залежей нефти в Пермском крае. Разбуренные структуры имеют практически одинаковое геологическое строение, являясь структурами облекания позднедевонских рифовых сооружений. Строение рифов следующее: органогенная постройка фаменского возраста высотой несколько сотен метров облекается известняками турнейского яруса, нефтеносность связана с кровельной частью, при этом характерна неравномерность коллекторских свойств продуктивных отложений. Месторождения зачастую связаны с карбонатными трещинными и порово-трещинными коллекторами. Площади поисково-разведочного бурения, в основном, приурочены к краевым участкам территории Верхнекамского месторождения калийных солей (ВКМКС), разведанным по категории C_2 и безрудным зонам [1].

Осложняющим фактором и спецификой района Соликамской депрессии является взаимное расположение на данной территории нефтяных залежей и залежей солей. Здесь расположено ВКМКС, где сосредоточено 69,5% калийных, 19,7% магниевых солей и 56,6% каменной соли из общего количества балансовых запасов, имеющихся в России. В пределах ВКМКС открыто более 30 нефтяных и газовых месторождений, что составляет около 30% всех разведанных извлекаемых нефтяных ресурсов в Пермском крае. В ходе совместной разработки залежей Верхнекамское месторождение разделено на 5 категорий по площадям, независимо от наличия в них нефти. К первой категории отнесены шахтные поля действующих рудников. На них наложено «табу» для нефтяников. Вторая категория – это детально разведанные поля, на которых свободно ведется добыча солей. Третья категория – перспективные запасы солей, окончательно не разведанные. Четвертая и пятая категории – это соответственно забалансовые запасы и безрудные «окна», где вообще нет соляных залежей. Вторая и третья категории залежей допущены к разработке нефтяниками с разной степенью ограничений. Четвертая и пятая могут

свободно разрабатываться. На участках распространения непромышленных запасов калийных солей и безрудных зон скважины находятся за границей пятисотметровой охранной зоны. На детально разведанных участках с промышленными запасами калийных солей категории А, В, С₁ местоположение скважин определяется положением целиков вокруг пробуренных ранее разведочных скважин. Разведочные скважины намечаются на крыльях структур. При разведке калийных залежей применяется квадратная сеть с расстоянием между скважинами от 800 до 1000 м, расстояние между глубокими скважинами составит от 1000 до 2000 м. При строительстве глубоких скважин их устья должны быть отнесены на 15-20 м от устьев солеразведочных скважин во избежание попадания их в старые стволы. Для обеспечения сохранности калийных солей строительство глубоких скважин ведётся с использованием специальной конструкции и специальных промысловых и тампонажных растворов.

Соликамская депрессия является нефтеперспективной территорией и требует дальнейшей разработки залежей углеводородов, в перспективе возможны новые методы взаимной разработки месторождений.

Литература

1. Пукова Е.П., Голубев Б.М. Опыт комплексного изучения и охраны недр при бурении нефтяных скважин на территории Верхнекамского месторождения калийных солей // Тез. докл. межд. науч. практ. конф., Минск, 1999.
2. Старова О.С. Паньков Н.Н. Зообентос малых рек центральной части Соликамской депрессии. Вестник Пермского Университета. Пермь. ГОУ ВПО «Пермский государственный университет». №10, 2009.186 с.
3. Чайковский И.И. Соликамская впадина // Минерально-сырьевые ресурсы Пермского края. Пермь. Книжная площадь, 2006. 464 с.

ПРОБЛЕМЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОРИСТОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД

А.Я. Федорова

*Уфимский государственный нефтяной технический университет,
магистрант 1 года обучения, alisa-f12@inbox.ru*

Научный руководитель: д.т.н., профессор Ш.Х. Султанов

Аннотация: в статье рассматриваются основные методы определения пористости горных пород.

Ключевые слова: пористость, лабораторный метод, ГИС.

THE PROBLEMS OF DETERMINING THE POROSITY OF THE ROCK

A.Ya. Fedorova

Ufa State Petroleum Technological University,

1st year Master's Degree Student, alisa-f12@inbox.ru

Research Supervisor: Doctor of Technical Sciences, Professor

S.H. Sultanov

Abstract: *the article describes the basic methods of determining the porosity of rocks.*

Key words: *porosity, laboratory method, Geophysical Well Logging.*

Пористость пород – коллекторов нефти, газа и воды – является основным емкостным параметром горной породы, следовательно, его величина будет определять при прочих равных условиях объем резервуара, заполненным каким-либо углеводородом в естественных залежах или объем искусственно созданного газового месторождения подземного хранилища газа.

Насыщенность порового пространства различными фазами можно определить несколькими способами: измерением электропроводности пористой среды, взвешиванием образца (весовой метод) и т.д. В первом случае измеряется электропроводность участка пористой среды, строится график, который сравнивается с тарировочной кривой (заранее составленной и представляющей собой зависимость электропроводности среды от содержания в порах различных фаз), затем определяется насыщенность порового пространства соответствующими фазами. Такой метод пригоден, если одна из жидкостей, используемых при исследовании, является проводником электричества (соленая вода, водоглицериновые смеси и т.д.).

Один из лабораторных методов определения открытой пористости – метод насыщения по Преображенскому. Метод Преображенского широко применяется для карбонатных пород. Для рыхлых пород применение данного метода встречает затруднения, вызываемые осыпанием частиц.

К лабораторным методам определения коэффициента абсолютной пористости в терригенных коллекторах относится метод, применяемый с помощью специального пикнометра «Порометр». Этот метод относится к разряду быстровыполнимых – «экспрессных» - и, при наличии хорошего прибора и тщательного выполнения работы, дает результаты достаточно точные (до 1%).

При определении пористости в лабораторных условиях нередко допускаются погрешности.

Погрешность определения коэффициента открытой пористости складывается из:

- 1) погрешности взвешивания, г;
 - 2) погрешности подготовки насыщенного образца к взвешиванию, г;
 - 3) погрешности, вызванные неполнотой насыщения.
- Суммарная относительная погрешность определения коэффициента открытой пористости составляет:

- 1) при $Kn > 15\%$ – 2%,
- 2) при $5 < Kn < 15\%$ – от 2 до 5%,
- 3) при $Kn < 5\%$ – до 10%.

Их причиной является сложное строение коллекторов, в которых наряду с межзерновыми порами почти всегда присутствуют трещины и каверны, составляющие иногда значительную долю эффективного порового пространства и способствующие, как правило, формированию глубокой зоны проникновения фильтрата бурового раствора. Сложное строение, значительная петрофизическая неоднородность и изменчивость свойств карбонатных коллекторов от месторождения к месторождению делает малоэффективными общепринятые способы исследования (керна, стандартные промыслово-геофизические методы) и выдвигает на первый план новые, такие, как «исследование – испытание – исследование», временные замеры, метод «двух растворов», способы нормализации диаграмм по пористости, индукционный, ультразвуковой, а также комплексирование различных геофизических методов. Опыт применения перечисленных методов в различных нефтегазоносных районах позволяет говорить об их достаточно высокой эффективности при решении названных выше задач с учетом конкретных особенностей изучаемых объектов.

В связи с этим новые исследования могут представлять определенный интерес.

Геофизические методы исследования скважин служат для получения геологической документации разрезов скважин, выявления и промышленной оценки полезных ископаемых, осуществления контроля за разработкой нефтяных и газовых месторождений, изучения технического состояния скважин и т.д. С этой целью по данным ГИС изучают в скважинных условиях физические свойства горных пород. Методы ГИС подразделяются на электрические, радиоактивные, акустические, магнитные, термические и т.п.

Геофизические методы позволяют представить разрезы скважин комплексом физических характеристик, таких, как удельное электрическое сопротивление, радиоактивность, теплопроводность изучаемых сред, скорость распространения упругих волн в них и т.п. Основным документом для геологической службы является литолого-стратиграфическая колонка, содержащая результаты интерпретации материалов ГИС и сведения о положении границ пластов и их толщине, литологической характеристике каждого пласта, наличии коллекторов, характере флюида, заполняющего поровое пространство продуктивных пластов (нефть, газ, вода), и др.

Карбонатные отложения при вскрытии их на соленой воде разделяются по пористости на диаграммах НГМ, акустического метода (кривая Т), БК. На диаграммах НГМ, БК пласты повышенной пористости отмечаются минимумами, а на кривой Т - максимумами. На кривой ГМ разрез расчленяется по содержанию нерастворимого остатка. Гидрохимические остатки обладают наиболее высокими для осадочных пород величинами, постоянными значениями Т (для ангидрита 160-166 мкс/м, для гипса 171 мкс/м, для каменной соли 220-230 мкс/м), что позволяет отличать их от доломитов и известняков. Поскольку они обладают разными величинами минералогической плотности и пористостью, близкой к нулю, то их можно разделить по диаграммам НГМ.

Встречаются карбонатные породы с пористостью смешанного типа, полимиктовые песчаники и другие породы, для которых отсутствуют прямые признаки коллекторов. Для выделения и оценки сложнопостроенных коллекторов предусматривают специальные методики ГИС. В случае отсутствия прямых признаков существенную роль играют значения пористости, определяемые по каротажу. Этой ролью пористости вызвано изменение порядка интерпретации геофизических данных в карбонатных разрезах: вначале определяют пористость пород с учетом минерального состава, после чего в разрезе выделяют коллекторы, используя найденные значения пористости, нижнее граничное значение $K_{п}$ и имеющиеся какие-либо качественные признаки.

Для определения коэффициента общей пористости в терригенных коллекторах рассматривается способ в совместном решении двух уравнений, из которых в одном используются показания методов НМ-Т и ГМ, в другом – показания методов глинистости СП и ГМ с целью определения параметров $K_{п}$ (общ) и $K_{гл}$ в терригенном коллекторе.

Определение Кп по ПС в терригенных отложениях осуществляют по кривой ПС по методу двух опорных горизонтов, в качестве которых выбираются глинистые породы.

При оценке коллекторов по ГИС, и характеристики ее параметров возникают трудности. Это не только из-за сложного строения коллектора, но и из-за проникновения фильтрата бурового раствора в трещины и каверны. По этой причине при проведении электрокаротажа данные могут быть неточны, так как применяемая при электрокаротаже техника, условно говоря, может принять буровой раствор за флюид. И как следствие, результат исследования будет ошибочным.

Методы при определении пористости горных пород лабораторные и по результатам ГИС почти всегда дают разные показания. В этом заключается основная проблема при исследовании горных пород.

Литература

1. Ахметов Р.Т., Мухаметишин В.Ш. Коэффициент абсолютной проницаемости в рамках гантельной модели // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. 2011. №1. С. 341-352.
2. Геофизические методы исследования / Под ред. В.К.Хмелевского. М.: Недра, 1988.
3. Геофизические методы исследования скважин. Справочник геофизика. М.: Недра, 1883.
4. Корюгин П.Ф., Шилов Л.П. Определение петрофизических характеристик по образцам. Часть 2 : метод. указания // Ухта: УГТУ.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ НЕОТЕКТОНИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ НА ЗАЛЕЖИ НЕФТИ, ИХ ОКОНТУРИВАНИЕ И ГЕОМЕТРИЗАЦИЯ

Г.А. Хамидуллина

*Уфимский государственный нефтяной технический университет,
магистрант 1 года обучения, gakhamidullina@gmail.com*

Научный руководитель: д.т.н., профессор Ш.Х.Султанов

Аннотация: в работе предметом исследования являются залежи, где перепады абсолютных отметок водонефтяных контактов (ВНК), доходящие до 75 м, невозможно объяснить стандартными методиками. Рассмотрено Фаинское месторождение Сургутского района ХМАО.

Ключевые слова: неотектоника, водонефтяной контакт, геометризация, палеотектоническая реконструкция.

RESEARCH OF THE INFLUENCE OF NEOTECTONIC PROCESSES IN THE OIL RESERVOIR, CONTOURING AND GEOMETRIZATION

G.A. Khamidullina

Ufa State Petroleum Technical University,

1st Master's Degree Student, gakhamidullina@gmail.com

Research Supervisor: Doctor of Technical Sciences, Professor

Sh.Kh. Sultanov

Abstract: the subject of the research are deposits, where variations of oil-water contacts absolute marks, reaching up to 75 meters, cannot be explained by standard techniques. Fainskoe field Surgut region KhMAD was considered.

Key words: neotectonic, oil-water contact, geometrization, paleotectonic reconstruction.

В работе были рассмотрены месторождения Западной Сибири где перепады абсолютных отметок водонефтяных контактов (ВНК), достигающие до 75 м, невозможно объяснить стандартными методиками. Отметка ВНК различная почти в каждой скважине. Возможно, такая картина сложилась из-за недостаточного понимания процессов, способных повлиять на геометрию залежей и ВНК в рассматриваемом районе и, как следствие, это приводит к искажению действительности из-за ввода поправок в инклинометрию почти всех скважин для того, чтобы хоть как-то выровнять поверхность ВНК и подогнать его под наши устоявшиеся представления. Поэтому решение поставленных задач очень важно и особенно актуально для районов Западной Сибири.

В работе ВНК, в скважинах без опробований, был выделен по подошве нижнего пропластка нефти, выделяемого по ГИС, в скважинах с опробованиями – по подошве коллектора, из которого была получена нефть. Предварительно фонд скважин подвергался анализу и из рассмотрения убирались скважины с удлинением на кровлю пласта более 50 м и с выявленным влиянием разработки на положение контакта. Отмечен большой разброс глубин – 75 м для пласта ЮС1_1 Фаинского месторождения. Таким образом, мы имеем дело со сложным положением контакта. Следует отметить, что погрешности определения глубин в результате растяжения

геофизического кабеля в данном случае роли не играют, так как составляют всего ± 4 м.

Известны следующие причины негоризонтального положения ВНК:

1. Ошибки определения абсолютных отметок в наклонных скважинах в результате погрешности инклинометрии (в данной работе использовались скважины с минимальным удлинением до 50 м на кровлю пласта);

2. Влияние процесса разработки месторождения (такие скважины исключались);

3. Наличие литологических экранов, разобщающих залежи (детальная корреляция пластов показала отсутствие зон выклинивания или замещения коллектора);

4. Влияние капиллярных сил из-за неоднородности ФЕС (анализ показал, что максимальный разброс глубин ВНК по этой причине может быть до 7 м);

5. Наличие тектонических экранов, разломов;

6. Различные фациальные обстановки осадконакопления;

7. Влияние неотектонических движений.

После анализа осталось только несколько причин, которые способны существенно повлиять на положение контакта: разломы, фациальные обстановки и влияние неотектонических движений, в том числе история формирования месторождений [1].

По данным сейсмики можно заключить, что деформации верхнеюрского периода могут включать в себя только малоамплитудные разломы (не выделяемые по сейсмике) и обычные складки. Это не может являться причиной существенных перепадов ВНК [3].

Интерпретация фациальных обстановок пласта ЮС1_1 Фаинского месторождения выполнена на основе анализа каротажных диаграмм (SP, GK) в 716 скважинах и описания керна в 42 скважинах. В результате установлены дельтовая и мелководно-морская обстановки осадконакопления и выделено 4 фации: устьевой бар, главный дельтовый канал, второстепенный дельтовый канал, пойма.

При рассмотрении положения ВНК для каждой фации сделан вывод о том, что изменение уровня ВНК не зависит от фациальных обстановок осадконакопления, из-за наличия перепадов абсолютных отметок в каждой из фаций [4].

Многие учёные выделяют процессы, влияющие на первоначальное положение залежей и контактов – так называемые неотектонические процессы (палеоген-неоген), в результате которых

происходила деформация стабилизированных (запечатанных) нефтяных скоплений. Таким образом, завершающая стадия формирования осадочного чехла характеризовалась активным ростом структур. Это объясняет причины появления сложного контакта на месторождениях. Полагается, что крупные тектонические процессы происходили в палеогене-неогене, то есть после образования и стабилизации залежей [2].

Так почему поверхность ВНК до сих пор не выровнялась? Установлено, что на месторождениях-аналогах Нижневартовского района в продуктивных отложениях происходили активные процессы эпигенетических преобразований: особенно широко развита регенерация кварцевых зёрен (в зонах ВНК отмечается её усиление), также встречаются пелитизация, серицитизация, образование аутигенного каолинитового цемента, карбонатизация, пиритизация, преобразование слюдистых минералов. Все эти процессы ухудшили качество порового пространства коллекторов, привели к снижению пористости и проницаемости пород и существенно затруднили (или полностью блокировали) перемещение флюидов в изменённом коллекторе. Таким образом, происходящие в дальнейшем неотектонические преобразования уже не могли вызывать перетоков углеводородов в изменённом коллекторе, что привело к сложной гипсометрии ВНК.

После проведения палеотектонического анализа сделаны следующие выводы:

- Существенные изменения начали происходить после завершения фазы основной генерации нефти;
- Формирование современной структуры происходило после формирования залежи нефти, соответственно, поверхность ВНК была деформирована и не является условно горизонтальной поверхностью в настоящее время.

По полученным формулам из графиков зависимости ВНК (а.о.) от кровли пласта рассчитан уровень ВНК (а.о.) в скважинах, построены карты. Уточнены внешние контуры нефтеносности. Поле уточнения ВНК для залежи выявлены перспективные зоны для проведения геологоразведочных работ (ГРП) и доизучения. По новым контурам отмечается рост площади нефтенасыщенности и, соответственно, начальных геологических запасов (17%) [5].

В результате исследования выяснилось, что рассматриваемые нефтяные залежи сначала были сформированы, стабилизированы (предположительно «запечатаны») и гораздо позже проявили себя неотектонические процессы, которые явились причиной деформации

поверхности водонефтяного контакта. Выявлена прямая зависимость поверхности контакта от кровли пласта.

Рассмотренную методику построения прогнозной карты ВНК можно использовать и в ряде других месторождений Западной Сибири, подверженных влиянию вышеописанных процессов, то есть «запечатанных» и деформированных, особый интерес здесь представляет выявление новых зон для геологоразведочных работ.

Литература

1. Галкин С.В., Плюснин Г.В. Нефтегазопромысловая геология, Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2010. 96 с.
2. Гараев А.Р. Модели осадконакопления северных районов неокомского комплекса Западно-Сибирского мегабассейна // Нефтяное хозяйство, 2013. №6.
3. Денисов С.Б. Влияние сдвиговой тектоники на формирование нефтегазовых месторождений Западной Сибири // Нефтяное хозяйство, 2001. №4.
4. Мельник И.А. Методика выявления перспективных нефтегазонасыщенных участков в тектонически напряжённых зонах // Нефтяное хозяйство, 2013. №3.
5. Султанов Ш.Х. Метотехнология системного анализа разработки нефтяных месторождений с различными категориями трудноизвлекаемых запасов // Уфа: ООО «Монография», 2009. С. 204.

СТРОЕНИЕ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ В ТЕРРИГЕННЫХ КОМПЛЕКСАХ БОБРИКОВСКОГО ГОРИЗОНТА ЮЖНОГО СКЛОНА ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА

Д.Т. Шайдуллина¹, Р.Р. Ханипова²

Казанский федеральный университет,

¹-студент 3 курса, shaidullina-14@mail.ru,

²-магистрант 1 года обучения, r.hanipova@mail.ru

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Э.А. Королёв

Аннотация: проведено изучение нефтяных залежей в отложениях бобриковского горизонта южного склона Южно-Татарского свода. Установлено, что породами-коллекторами являются кварцевые песчаники, породами-покрышками – аргиллиты и глинистые алевролиты. Пласты коллекторов имеют сложное строение, не выдержаны по площади.

Ключевые слова: бобриковские отложения, нефтяные залежи, породы коллекторы, кварцевые песчаники.

STRUCTURE OF OIL DEPOSITS IN THE TERRIGENOUS COMPLEX BOBRIKOVIAN THE SOUTHERN SLOPE OF THE SOUTH TATAR CREST

D.T. Shaidullina¹, R.R.Hanipova²

Kazan Federal University, ^{1-3^d} year Student, shaidullina-14@mail.ru,

^{2-1st} year Master's Degree Student, r.hanipova@mail.ru

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader

E.A. Korolev

Abstract: *the study of petroleum deposits in the sediments Bobrikovian the southern slope of the South Tatar crest. It was found that the reservoir rocks are quartz sandstones, rocks, tires – argillites and argillaceous siltstone. the reservoir has a complex structure, not sustained by area.*

Key words: *bobrikovsky deposits, oil fields, reservoir rock, quartz sandstones.*

Терригенные толщи бобриковских отложений визейского яруса нижнего отдела каменноугольной системы являются одним из основных нефтегазоносных комплексов на территории Волго-Уральской антеклизы. По последним оценкам, в них сосредоточено до 40% всех разведанных запасов углеводородов. На большинстве нефтяных месторождений залежи турнейского яруса находятся на завершающих стадиях разработки, очевидно, следующими будут породы-коллекторы бобриковского горизонта. Однако, для вовлечения их в процесс нефтедобычи, необходимо иметь представления о характере залегания продуктивных пластов, их составе и емкостно-фильтрационных свойствах.

На большей части Волго-Уральской антеклизы наиболее продуктивные породы-коллекторы бобриковского возраста приурочены к эрозионным врезам [1,2]. Вне эрозионных врезов мощности терригенных пород, способных к аккумуляции нефти, как правило, небольшие. Причем из-за того, что они сверху и снизу экранированы плотными глинистыми породами, в них часто просто не реализован весь имеющийся потенциал к нефтенакоплению. Однако, как показали исследования кернов скважин нефтяных месторождений южного склона Южно-Татарского свода, бывают и исключения. Так, в пределах Байтуганской площади был установлен ряд продуктивных нефтеносных горизонтов, приуроченных к бобриковскому терригенному комплексу. Значимость подобных находок обусловила проведение комплексного изучения литолого-петрофизических характеристик выявленных нефтяных залежей.

По данным изучения кернового материала, в пределах Байтуганского нефтяного месторождения мощности бобриковских отложений изменяются в пределах от 15,0 до 24,0 м. В терригенных разрезах наблюдается переслаивание аргиллитов, алевролитов и песчаников, образующих пласты различной мощности. Корреляция между скважинами, даже пробуренными на близко расположенных друг к другу поднятиях, затруднена, что указывает на невыдержанность пород по простиранию. В разрезах отмечается закономерное увеличение мощностей слоев песчаников с возрастанием общей мощности бобриковских отложений. Подобный характер залегания осадочных пород, как правило, типичен для прибрежно-континентальных условий седиментации.

Нефтяные залежи на изученных брахиантиклинальных структурах относятся к структурно-литологическому типу. Породами-коллекторами являются песчаники, породами-флюидоупорами – аргиллиты и глинистые алевролиты. Залежи нефти в терригенных бобриковских отложениях не имеют гидродинамической связи с нижележащими турнейскими нефтяными залежами. В их строении выделяются зоны водонефтяного контакта, песчаный пласт-коллектор и породы-покрышки. Зоны водонефтяного контакта выделяются с различной степенью достоверности. При наличии в подошве терригенного бобриковского комплекса песчаного слоя, водонефтяной контакт прослеживается по интенсивной кальцитизации кварцевого песчаника и наличию в нем вкраплений окисленных углеводородов. Если в подошве залегают глинистые алевролиты, то водонефтяной контакт, как правило, нечеткий, размытый, прослеживается по редким, небольшим по мощности прослойкам и линзочкам окисленных углеводородов. Пласты-коллекторы во всех разрезах представлены кварцевыми песчаниками, залегающими в кровле бобриковского горизонта и отделенными от нижележащих заводненных пород аргиллитовым слоем. Мощности нефтенасыщенных песчаников варьируют от 1,2 до 4,6 м. В одних случаях нефтенасыщенность пластов обильная, равномерная, в других – пятнисто-полосчатая. По-видимому, характер нефтенасыщенности обусловлен герметичностью изоляции песчаных коллекторов глинистыми породами. При хорошей изоляции промигрировавшие углеводороды полностью заполняют весь объем пластов-коллекторов, при плохой – частично вытесняются законтурным водным раствором, в результате чего пласты-коллекторы приобретают неравномерную нефтенасыщенность. Породами-покрышками нефтяных залежей, локализованных в

терригенных бобриковских отложениях, служат плотные аргиллиты, мощность которых варьирует от 2,0 до 5,0 м. Вверх по разрезам они переходят в плотные известняки или доломиты тульского горизонта. В подошве, на контакте с нефтенасыщенными песчаниками, аргиллиты пропитаны углеводородами, которые частично выполняют тонкопоровое пространство как глинистых пород, так и приуроченных к ним алевролитовых линзочек. При относительно небольших мощностях аргиллитовых покрывок нефтяные выпоты встречаются и в выше залегающих карбонатных породах тульского горизонта. Подобное распределение углеводородов свидетельствует о том, что глинистые покрывки не являются абсолютным препятствием для вертикальных перетоков водонефтяных флюидов. По-видимому, на этапе миграции глубинных флюидов, когда в пластах-коллекторах создавались повышенные пластовые давления, часть углеводородов проникла в вышележащие породы, проходя через аргиллитовые покрывки.

Литолого-петрографические исследования пород нефтеносных терригенных комплексов бобриковского горизонта показали, что они характеризуются достаточно однородным составом. Вызывающие интерес нефтепродуктивные слои представлены исключительно песчаниками. Песчаники по составу обломочной компоненты мономинеральные, кварцевые, равномерно и пятнисто-полосчатонефтенасыщенные, по структуре мелко-среднезернистые, темно-коричневые с редкими светло-серыми пятнами плотных участков породы, обуславливающими их пятнисто-полосчатую текстуру.

Под микроскопом структура пород псаммитовая, текстура – однородная или пятнистая за счет неравномерного распределения ангидритового цемента. Песчаники на 85-90% сложены обломочной компонентой, на 10-15% – цементирующим их материалом. Аллотигенная часть представлена в основном изометричными по форме, полуокатанными зернами кварца размером 0,1-0,5 мм. В качестве примеси присутствуют чешуйки мусковита. Кварцевые зерна имеют плотную упаковку в объеме тел песчаников, соприкасаясь краями и создавая несжимаемый каркас, способный удерживать давление вышележащих пород. Между кварцевыми зернами преобладают точечные контакты взаимного приспособления. Участками близко расположенные зерна срастаются в кластерные агрегаты размером до 1,5 мм, имеющими однородное погасание. Обломки минералов сцементированы полигенным, сульфатно-карбонатно-кремнеземистым цементом. Кремнеземистый цемент

(75%) по составу кварцевый, контактового-регенерационного типа, карбонатный (10%) – по составу кальцитовый, по структуре контактивно-порового типа, сульфатный (15%) – по составу ангидритовый, по структуре сгустковый, образует изометричные обособления размером до 1,5 см. Из аутигенных минералов повсеместно отмечается наличие пиритовых агрегатов размером до 0,1 мм. Пористость песчаников по данным оптико-микроскопических исследований составляет от 10,0 до 20,0%. Поры межзерновые, сообщающиеся, размером 0,05-0,15 мм, выполнены углеводородами.

Песчаники зон водонефтяных контактов отличаются светло-серой окраской, слабой пятнистой битумонасыщенностью, наличием мелкозернистого кальцевого цемента порового типа, который одновременно является и цементом выполнения, а также более низкой пористостью (до 5,0%) субкапиллярной размерностью.

Литература

1. Королев Э.А. Этапность преобразования песчаных коллекторов тульско-бобриковского возраста в эрозионных врезках на территории Татарстана // Учен. зап. Казан. ун-та. Сер. Естеств. науки. 2014, Т.156, №3. С. 87-97.
2. Нурғалиева Н.Г., Нуриев А.Г., Королев Э.А. Вещественный состав и структурно-текстурные особенности пород бобриковских нефтеносных отложений одной «врезовой» зоны Восточного борта Мелекесской впадины // Учен. зап. Казан. ун-та. Сер. Естеств. науки. 2009, Т.151, кн.3. С. 180-191.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕНОСНОСТИ ОТЛОЖЕНИЙ ПЕРМСКОЙ СИСТЕМЫ АРЛАНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.А Шакирянов

*Уфимский государственный нефтяной технический университет,
магистрант 1 года обучения, ainur.shakirianoff@yandex.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент В.Н. Минкаев

Аннотация: в статье рассматриваются перспективы нефтеносности пермских отложений Арланского нефтяного месторождения.

Ключевые слова: месторождение, площадь, перспективы.

PORSPECTIVE PETROLEUM-BEARING DEPOSIT OF THE PERMIAN SYSTEM ARLAN OIL FIELD

A.A Shakiryanov

Ufa State Petroleum Technological University,

1st year Master's Degree Student, ainur.shakirianoff@yandex.ru

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader,
V.N. Minkaev

Abstract: *this article examines the perspective petroleum-bearing deposit of the permian system Arlan oil field.*

Key words: *field, square, prospects.*

Исходя из прогрессирующей в последнее время тенденции сокращения запасов нефти в основных нефтеносных комплексах, связанной с интенсивной разработкой крупных по запасам месторождений, на повестке дня актуален вопрос о восполнении запасов за счет новых, нетрадиционных нефтеносных комплексов, одним из которых является нижнепермский.

Несмотря на довольно длительный период изучения нижнепермского комплекса пород, до сих пор не решены задачи и вопросы, связанные с поисками нефти. В связи с открытием залежей за последнее время в нижнепермском комплексе в Шкапово-Киргиз-Миякинской зоне, включающее самое крупное по запасам Шкаповское месторождение с запасами в отложениях терригенного комплекса, а именно фаменского и турнейского ярусов, дало новый импульс для изучения этого комплекса пород.

Открытие месторождений нефти в карбонатах нижней перми в пределах Рятамакской поисково-разведочной площади непосредственно на Южно-Татарском своде и в пределах Урманской площади (в последнее время) на Иглинской поисково-разведочной площади в пределах Благовещенской впадины дополнительно усилило интерес к поискам нижней перми. Однако, говоря о перспективах нижнепермских отложений, не стоит забывать и о подсчете их экономической эффективности. Такой подсчет в пределах Ново-Арланской площади произвести довольно затруднительно. Это связано, прежде всего, со слабой изученностью всего разреза нижнепермской толщи пород (проходка без отбора керна, некачественный каротаж в пределах ВЧР и др.) повлиявший на отсутствие каких-либо нефтегазопроявлений и, соответственно, на отсутствие отдельных залежей в указанном разрезе. Условно за основу расчета эффективности поисково-разведочного бурения на Ново-

Арланской площади для поисков залежей нефти в отложениях нижней перми были приняты некоторые параметры, аналогичные для Тумбарлинского участка Абдулловского месторождения на Южно-Татарском своде. Здесь имеет место некоторая «затяжка» в выборе аналогичных параметров из-за расположения Тумбарлинской залежи (также в отложениях Р1) совершенно отличных, в целом для проектной площади, структурно-тектонических условиях.

Исходя из средних размеров локальных поднятий по подошве репера К4, принимая при этом среднюю площадь равной $2,5 \text{ км}^2$, то при толщине проницаемых пластов отдельно по пластам в отложениях кунгурского, артинского и сакмарского ярусов в среднем по 2 м, возьмем для расчета общую (ожидаемую) нефтенасыщенную для двух первых пластов толщину до 4 м. Тогда ресурсы C_3 в среднем на одну структуру будут составлять до 100000 т на 1 км^2 площади. Согласно «Проекту поисково-разведочного бурения на Ново-Серафимовской площади» сумма C_3 на единицу площади структуры принята равной 20000 тонн в целом для кунгурско-артинской толщи при общей толщине пластов-коллекторов до 2 м.

При общей средней площади одной структуры на Ново-Арланской площади равной $2,5 \text{ км}^2$, ресурсы C_3 на ней будут составлять 100000 тонн, а для всех первоочередных для бурения структур – 2000000 тонн. Принимая коэффициент перевода (подтверждения) ресурсов в запасы самым минимальным $=0,1$, получим прирост запасов нефти категории C_1 в сумме 200000 тонн или при бурении 20 первоочередных поисковых независимых скважин метражом 1200 м эффективность по приросту запасов нефти категории C_1 составит 16,7 тонн на 1 м проходки. Судить о приемлемости такой величины эффективности по приросту трудно из-за отсутствия достоверных параметров для подсчета. Эта величина может существенно изменяться (предположительно в сторону повышения), поэтому необходимость бурения мелких скважин для поисков нефти в нижней перми в пределах крупных структур по запасам в ТТНК Арланского месторождения актуальна [1].

Литература

1. Муляр Л.А. Проект поисково разведочного бурения на Ново-Серафимовской площади-Туймазинский ГПК. 1997.

**СОСТАВ И ГЕНЕЗИС КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ
БАШКИРСКОГО ЯРУСА ЮСЬКИНСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВЕРХНЕКАМСКОЙ НГО
ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НГП**

А.Ю. Шакмаев

*Уральский государственный горный университет,
студент 4 курса, shakmaev.a@mail.ru*

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Г.А. Мизенс

Аннотация: значительная часть известняков сформирована в условиях обширных неглубоководных морских бассейнов. До сих пор остаются актуальными вопросы, связанные с обстановками их формирования. Целью работы является изучение структурно-текстурных особенностей карбонатных пород Юськинского месторождения и выявление их генезиса.

Ключевые слова: генезис, петрография известняков, башкирский ярус.

**COMPOSITION AND GENESIS OF CARBONATE ROCKS
BASHKIRIAN STAGE YUSKINSKOY DEPOSIT
VERHNEKAMSK OGR VOLGA-URAL OIL AND GAS AREA**

A.J. Shakmaev

Ural State Mining University, 4th year Student, shakmaev.a@mail.ru

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor
G.A. Mizens

Abstract: a significant part of limestone formed under conditions of extensive do not deep-sea marine basins. Still remain relevant issues related to the situation of their formation. The aim is to study the structural and textural features of carbonate rocks Yuskinskoy deposit and identification of their genesis.

Key words: genesis, petrography limestone, bashkirian stage.

В административном отношении Юськинское месторождение находится на территории Завьяловского и частично Малопургинского районов Удмуртской Республики, в 15 км юго-западнее г. Ижевска, в непосредственной близости от Восточно-Юськинского, Ижевского, Мещеряковского, Бурановского, Восточно-Постольского нефтяных месторождений.

Основным этапом работы было детальное макро-микроописание одного образца керна. Образец отобран с глубины в интервале 999-1006 м Юськинского месторождения (скв. 2650). По нему было

сделано три шлифа и один штуф. На рисунке 1 представлено фото данного образца.

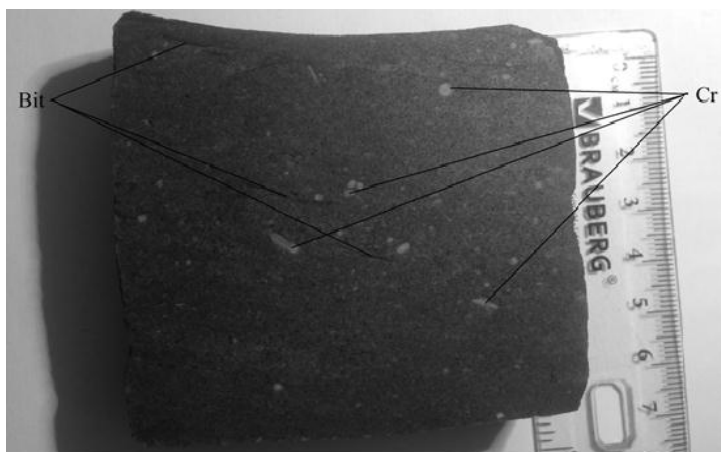


Рис. 1. Фото образца керна

Макроскопическое описание показало, что известняк темно-коричневатого цвета, скрытокристаллический, плотный, крепкий, бурно реагирует с соляной кислотой. В образце видны органические остатки криноидей (Cr, членики криноидей в различных сечениях), выделения битума (Bit).

В результате микроскопического описания шлифов образца (рис.2) установлено следующее:

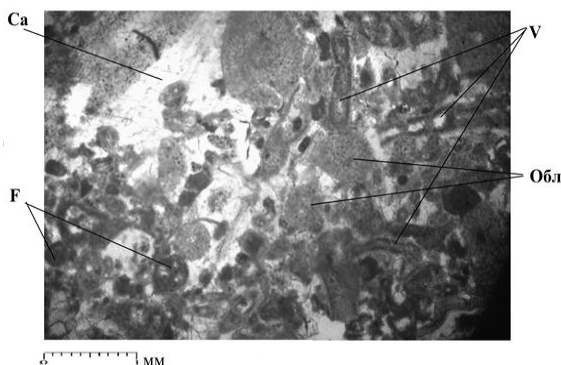


Рис. 2. Биоспаритовый известняк; без анализатора; увеличение 25

Состав: спаритовый кальцит (Са, 15-20%), органические остатки, представленные в основном фораминиферами и водорослями (F, V; 30-40%), комки (20-25%), поры (5-10%), доломит (3-5%).

Цемент представлен кристаллическим кальцитом. Тип цемента в породе встречается двух типов: поровый и базальный (зерна «плавают», не соприкасаясь друг с другом).

Органические остатки представлены фораминиферами, криноидеями, водорослями, брахиоподами. Фораминиферы – одноклеточные животные микроскопического размера (0,03 до 0,9 мм). В шлифе фораминиферы встречаются целыми мелкими одно-многокамерными раковинами. Раковины беспорядочно расположены по шлифу. Стенки фораминифер однослойные и разросшиеся (микритизированные, т.е. на них воздействовали бактерии). Внутреннее пространство раковин заполнено кальцитом или порами.

Поры в шлифе занимают порядка 5-10%, и расположены как в межзерновом, так и внутризерновом пространстве. Размер пор колеблется от 0,1 до 1,0 мм. Как правило, поры находятся на контакте с кальцитом, из чего можно сделать вывод о том, что они образовались при недозаполнении пустот межзернового пространства кальцитом в диагенезе.

В связи с близкими оптическими свойствами доломита с кальцитом для идентификации данного минерала был изготовлен шлиф без покровного стекла. Далее был протравлен участок шлифа 5% раствором соляной кислотой, при котором кальцит растворился, а доломит не вступил в реакцию [2].

Структура:

1. По классификации В.П. Морозова известняк является биокластово-фитогенным [3];
2. По классификации Р. Фолка известняк относится к аллохемогенной породе, аллохемогенного состава (10-50%), т.е. в шлифах присутствует яснокристаллическая кальцитовая основная масса-заполнитель (более 2/3) с остатками организмов. Порода является биоспаритом;
3. По классификации Р.Ж. Данхема порода относится к классу грейнстоун – известняк, состоящий из форменных элементов размером <2 мм, с яснокристаллическим (спаритовым) цементом порового и базального типов [1].

Ссылаясь на информацию, предложенную в Атласе структурных компонентов карбонатных пород Н.К. Фортунатовой [4] и полученных результатах проведенного минералогического петрографического анализа, можно сделать следующие выводы.

Кристаллический кальцит (спарит), встречающийся во всех шлифах является аутигенным, т.е. осажженный на месте образования.

В образце встречаются единичные зерна доломита, который образуется на стадии седиментогенеза, замещая ионы кальция на ионы магния.

Обломки раннеобразованного пелитоморфного известняка, а также скелетные форменные элементы осаждаются в седиментогенезе. Некоторые форменные скелетные элементы (в частности фораминиферы и брахиоподы) без видимых нарушений осаждаются непосредственно в прижизненном положении.

По терминологии Н.К. Фортунатовой данный образец можно назвать биогермным известняком. Форменные скелетные элементы без нарушений целостности, следовательно, не претерпевшие переноса, являются верным признаком данных известняков. Биогермные известняки широко распространены среди каменноугольных отложений.

Наиболее подходящим литогенетическим типом (ЛГТ) образца карбонатных пород башкирского яруса Юськинского месторождения являются отложения *открытого шельфа гидродинамически активных вод* – известняки биогермные (4 формула ЛГТ).

Формула изображается в виде дроби: в числителе — каркас, форменные компоненты и включения кристаллов; а в знаменателе — основная масса, заполнитель:

$$\left(\frac{Pc_{(4-3)}Ob_{(2-1)}}{Ka_{(2-1)}Дл(0-1)} \right) \quad (1)$$

Литература

1. Кузнецов В.Г. Литология. Осадочные горные породы и их изучение // М.: Недра, 2007. С. 330-394.
2. Мизенс Г.А. Изучение осадочных пород в прозрачных шлифах // Екатеринбург, УГГУ, 2006. 86 с.
3. Морозов В.П. Седиментогенез и постседиментационные изменения палеозойских карбонатных отложений востока Восточно-Европейской платформы // Казань: Изд-во КФУ, 2009. 48 с.
4. Фортунатова Н.К. Атлас структурных компонентов карбонатных пород // М.: ВНИГИН, 2005. 440 с.

ПРОБЛЕМА ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРИТОКОВ НА ФЕДОРОВСКОМ НЕФТЕГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

С.И. Шилак

*Пермский государственный национальный исследовательский
университет, студент 4 курса, shilak1994@mail.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент О.Л. Алексеева

Аннотация: в статье рассмотрена актуальная проблема изоляции водопритоков на Федоровском месторождении. Причины преждевременного обводнения скважин могут быть связаны, как с геологическим строением залежи, так и технологиями, применяемыми при добыче нефти. Пути решения этой проблемы лежат в изоляции водопритоков, но не однозначным остается выбор изоляционного материала.

Ключевые слова: водоприток, обводненность, изоляция.

PROBLEM ISOLATION WATER INFLOW ON FEDOROVSKOYE FIELD

S.I. Shilak

Perm State University, 4th year Student, shilak1994@mail.ru

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader

O.L. Alekseeva

Abstract: the article considers the topical problem of isolation of water inflows at the Fedorovskoye field. The causes of premature flooding of wells can be associated either with the geological structure of a Deposit, and the technologies used in the extraction of oil. Solutions to this problem lie in the isolation of water inflows, but not ambiguous is the choice of the insulating material.

Key words: water inflow, flooding, isolation.

Федоровское месторождение приурочено к Северо-Сургутскому, Федоровскому, Северо-Федоровскому, Моховому и Восточно-Моховому локальным поднятиям III порядка, которые осложняют Федоровское куполовидное поднятие, расположенное в центральной части Сургутского свода.

Промышленная нефтегазоносность связана с отложениями вартовской свиты (пласты АС₄₋₈, АС₉, БС₁₀, БС₁₁), мегионской свиты (пласты БС₁₀, БС₁₁), ачимовской толщи (пласт БС₁₆) и тюменской свиты (пласт ЮС₂). Залежи пластов БС₁, БС₂, БС₁₀, БС₁₋₂ и ЮС₂ нефтяные, залежи пластов АС₄₋₈, АС₉ – газонефтяные. Пласт БС₁₀

является объектом разработки и содержит 88% извлекаемых запасов месторождения [2].

На характер обводнения нефтяных скважин оказывает влияние множество факторов, связанных, с одной стороны, с геологическим строением залежи, физико-химическими свойствами нефти и вытесняющей жидкости, с другой – с применяемой системой размещения скважин, технологией их строительства, режимами эксплуатации.

Основными причинами прорыва вод в добывающие скважины являются:

- проницаемая, зональная по площади и слоистая по толщине пласта неоднородность залежи; вязкостная и гравитационная неустойчивость скважин;
- залегание подошвенной воды; наклон пласта, растекание фронта вытеснения;
- наличие высокопроницаемых каналов и трещин;
- негерметичность эксплуатационной колонны и цементного кольца [1].

Проблема изоляции водопритокв является составной частью рациональной разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. Ограничение водопритока и изоляция вод оказывает существенное влияние на степень извлечения нефти, газа и газового конденсата из недр.

Основным материалом для изоляции притока вод является тампонажный цемент, однако успешность процессов с использованием цементных систем невелика из-за низкой фильтруемости в мелкие поры и микротрещины пласта, растрескивание изолирующего камня и др.

К настоящему времени разработано множество водоизолирующих составов на основе синтетических смол, полимеров, латексов, кремний-органических соединений, ПАВ и др., обладающих рядом преимуществ перед цементными растворами.

Несмотря на большое число тампонажных материалов на основе химических реагентов, их применение на промыслах ограничено из-за недостаточной изученности физико-химических процессов оборудования водоизолирующей массы в пластовых условиях.

В настоящее время научные исследования и промышленные испытания ведутся в двух направлениях:

1. Совершенствование цементных растворов;

2. Совершенствование физических и физико-химических методов ограничения водопритока и изоляции вод, основанных на использовании химических реагентов.

Актуальными становятся исследования по определению эффективных методов водоизоляции и повышения продуктивности скважин. К настоящему времени разработано множество технологий увеличения степени извлечения нефти. Но их применение ограничено и недостаточно эффективно из-за отсутствия информации о процессах, происходящих в залежах при вытеснении нефти водой.

Литература

1. Гавура В.Е. Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений. М.: ВНИИОЭНГ, 1995.
2. Отчет о научно-исследовательской работе «Технико-экономическое обоснование перевода разработки Федоровского месторождения на условия СРП», «Дополнения к технологическим схемам разработки Федоровского месторождения». Моделирование геологического строения месторождения, Т.1, Раздел 2-Геолого-физическая характеристика месторождения, Книга 1-Состояние изученности месторождения, Тюмень 2000г.

РАЗВИТИЕ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ И ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ

Е.А. Щербакова

Пермский государственный национальный исследовательский университет, студент 4 курса, sherbakovaevg@mail.ru

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент О.Л. Алексеева

Аннотация: в работе изучены перспективы добычи высоковязких нефтей и природных битумов.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, природные битумы.

DEVELOPMENT HEAVY OIL AND NATURAL BITUMEN

E.A. Sherbakova

Perm State University, 4th year Student, sherbakovaevg@mail.ru

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader

O.L. Alekseeva

Abstract: the work carried out production prospects for heavy oil and natural bitumen.

Key words: heavy oil, natural bitumen.

Запасы высоковязких нефтей и природных битумов гораздо больше запасов традиционной мало- и средневязкой нефти. Распространение месторождений трудноизвлекаемого сырья в мире достаточно широкое.

Наиболее активная деятельность по разработке месторождений тяжелых нефтей и природных битумов ведется в Канаде, США, России, Венесуэле.

В России география тяжелых нефтей достаточно широка. Однако наибольшее преобладание наблюдается в европейской части страны. Не все российские нефтяные компании гонятся за трудноизвлекаемыми углеводородами с целью получения прибыли, т.к. разработка таких месторождений подчас бывает убыточной, несмотря на государственную поддержку. Однако некоторые компании считают приоритетным направлением разработку именно таких месторождений («Татнефть», «Удмуртнефть», «Коминнефть»).

Высоковязкие нефти, а, в частности, природные битумы, необходимо рассматривать как комплексное сырьё. Они содержат в своем составе такие ценные гетероорганические соединения, как нафтеновые кислоты, сульфокислоты, простые и сложные эфиры, такие уникальные компоненты, как металлопорфирины (связаны с ванадием и никелем), которые могут служить источником уникальных катализаторов, сенсibilизаторов, органических полупроводников. Они используются в медицине, в биотехнологиях, в химических технологиях, в микроэлектронике, поэтому спрос на них существует в тех странах, где эти технологии интенсивно развиваются. До сих пор уникальные нефти используются в качестве печного топлива, т.к. их на НПЗ не принимают, что ведет не только к потере ценных компонентов, но и наносит существенный экологический ущерб [1].

Специалистами были изучены технологии разработки высоковязких нефтей и природных битумов и их модификации: внутрипластовое горение и паротепловое воздействие. Оказалось, что при внутрипластовом горении мы не только теряем часть нефти, но и теряем ценные попутные компоненты (потери ванадия от 36 до 75%). При паротепловом методе воздействия потери ценных компонентов не превышали 5-10% [2].

Итак, развитие высоковязких нефтей и природных битумов должно включать в себя следующие работы:

- изучение накопленного отечественного и зарубежного опыта по разработке месторождений высоковязких нефтей (ВВН) и природных битумов (ПБ);

– анализ и разработку рациональных методов добычи ВВН и ПБ и повышение нефтеотдачи для максимального извлечения всех полезных компонентов;

– создание технологий получения из ВВН И ПБ товарной нефти на промысле, соответствующей стандартам приемки в магистральный трубопровод;

– разработка технологий и создание нефтеперерабатывающих мощностей, рассчитанных на повышение глубины переработки ВВН и ПБ и степени извлечения попутных компонентов;

– решение специфических экологических проблем, связанных с добычей, транспортировкой и переработкой ВВН и ПБ.

Несмотря на то, что разработка высоковязких нефтей и природных битумов на сегодняшний день лидирующим направлением не является, рано или поздно она приобретет свое ведущее место.

Литература

1. Байбаков Н.К., Гарушев А.Р. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. М.: Недра, 1988. 343 с.
2. Билалова Г.А., Билалова Г.М. Применение новых технологий в добыче нефти. Учебное пособие. Волгоград: Издательский Дом «Ин-Фолио», 2009. 272 с.

МОДЕЛИРОВАНИЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ

И.И. Эрман

*Уфимский государственный нефтяной технический университет,
магистрант 1 года обучения, erman.irina@yandex.ru*

Научный руководитель: д.т.н., профессор Ш.Х. Султанов

Аннотация: в статье рассматриваются основные моменты моделирования углеводородных систем.

Ключевые слова: моделирование, прогноз нефтегазоносности, углеводородная система.

MODELING OF PETROLEUM SYSTEMS

I.I. Erman

Ufa State Petroleum Technological University,

1st year Master's Degree Student, erman.irina@yandex.ru

Research Supervisor: Doctor of Technical Sciences, Professor

S.H. Sultanov

Abstract: *this article discusses the highlights of the modeling of petroleum systems.*

Key words: *modeling, forecast oil and gas potential, petroleum systems.*

Сегодня, в условиях возрастающей потребности мировой экономики в нефтегазовых ресурсах, оценка углеводородного потенциала и прогноз нефтегазоносности являются приоритетными задачами для поддержания на должном уровне добычи нефти и газа.

Моделирование углеводородных (УВ) систем – метод, позволяющий решать задачи прогноза нефтегазоносности на качественном и количественном уровне. Главной целью моделирования бассейна является снижение геологических рисков за счет лучшего понимания процессов УВ систем путем их воссоздания в виде цифровой модели. На сегодняшний день бассейновое моделирование прочно вошло в мировую практику как часть геологоразведочного процесса и стало стандартом в нефтегазовой отрасли. В основном оно выполняется: 1) на региональном этапе – для оценки перспектив нефтегазоносности слабоизученных осадочных бассейнов; 2) на поисковой стадии – для выбора первоочередных объектов и прогноза пластовых давлений в залежах.

При моделировании УВ системы (бассейна) существует несколько основных моментов:

1. *Постановка задач и определение уровня детальности работы.* Моделирование УВ систем представляет собой не что иное, как научный проект, имеющий свои временные и финансовые ограничения и требования к качеству результата. Правильно поставленные цели и задачи, а также четкое понимание алгоритма выполнения работы предопределяют успешность реализации проекта.

2. *Отбор и подготовка входных данных.* Для построения моделей и их калибровки применяются разнообразные скважинные данные. В зависимости от масштаба модели, ее детальности и поставленных задач, входные данные могут быть обобщены и упрощены. Обобщение большого объема геолого-промысловой информации может быть выполнено с использованием дополнительных статистических методов обработки [5].

3. *Наполнение модели информацией (загрузка данных).* Является одним из самых трудоемких этапов работы, по завершению которого создается двухмерная или трехмерная статическая модель осадочного бассейна и элементов его УВ систем в цифровом виде.

4. *Восстановление истории погружения бассейна.* Позволяет оценить скорость осадконакопления и погружения бассейна, восстановить мощность осадочного чехла для каждого отдельно взятого этапа геологической истории.

5. *Расчеты тепловой модели и определение зрелости материнских отложений.* Как правило, тепловая модель рассчитывается с учетом кондуктивного и конвективного способов теплопереноса. При этом большое значение имеет корректность определения «граничных условий», т.е. значений температур или теплового потока на поверхности осадочного бассейна и в основании литосферы, а также теплопроводных свойств пород.

6. *Калибровка тепловой модели.* Проводится с целью увеличения степени достоверности последующих расчетов генерации УВ. На этом этапе определяются наиболее вероятные сценарии граничных условий и теплопроводных свойств пород (в случае, литологические данные используются при моделировании).

7. *Расчеты объемов генерации и эмиграции УВ.* Количество сгенерированных УВ зависит от нескольких переменных, это, прежде всего, генерационный потенциал материнской породы (суммарное количество УВ, которые могут быть сгенерированы данной материнской породой), степень его реализации, которая определяется катагенетической зрелостью породы и органического вещества (ОВ), а также объемом породы и содержанием ОВ.

8. *Оценка путей миграции, объемов скоплений УВ и их фазового состава.* В современном ПО реализованы различные способы расчетов механизмов миграции. Эти способы предназначены для решения задач разной степени сложности и детальности. К примеру, во многих передовых ПО широко используется закон Дарси для расчетов миграционных потоков, однако такие расчеты для больших трехмерных моделей и многокомпонентных потоков требуют больших технических мощностей и времени.

9. *Оценка достоверности результатов моделирования миграции УВ по отношению к существующим скоплениям.* Далеко не всегда можно контролировать качество модели путем сопоставления с реальными данными по открытым месторождениям УВ. Однако даже минимум информации о насыщении резервуаров и составе залежей дает крайне ценную информацию для моделирования. Надежность модели, откалиброванной не только по степени прогресса и зрелости отложений, но и по итоговым УВ скоплениям, существенно увеличивается. Если изученность и разведанность бассейна достаточная, путем бассейнового моделирования в первую очередь необходимо объяснить механизм формирования существующих залежей, и уже на основе этой модели делать прогнозы неоткрытых скоплений и их оценку.

10. *Калибровка свойств литологических типов модели, свойств разломов и т.п.* Контроль качества модели можно осуществлять путем калибровки литологического состава отложений, их петрофизических свойств, проницаемых свойств разломов. Такая калибровка возможна, когда в наличии имеются скважинные данные. За счет корректировки параметров, механического подбора наилучшей комбинации возможных свойств разреза можно, в том числе, корректировать и тепловую историю, так как на распределение теплового потока влияют теплопроводные свойства пород осадочного чехла. Кроме этого за счет подобной «настройки» модели осуществляется приближение модельных результатов миграции УВ к реально наблюдаемой картине распределения нефтегазоносности.

11. *Качественная и количественная оценка скоплений УВ.* Является главной практической целью бассейнового моделирования. Выделяют два основных способа оценки объемов скоплений УВ. Первый подразумевает количественный подсчет (суммирование) массы УВ, аккумулированных в трехмерных ячейках в результате симуляции 3D миграции Дарси. При этом часть УВ может находиться в ячейках, УВ насыщение которых слишком мало и не представляет истинное скопление УВ, а высота ячеек, заполненных УВ, не учитывает точку перетока. Второй способ производит оценку скоплений по областям дренирования, выделяющимся по структурным картам кровли коллекторских горизонтов. Расчеты осуществляются на основе предварительно рассчитанных карт плотностей эмиграции из материнских отложений. Однако, при этом учитывается только вертикальная миграция, поэтому необходимо иметь представление о коэффициентах эффективности миграции, а также о соотношении доли сгенерированных УВ, приходящихся на каждый резервуар. Сложнее обстоят дела в сложно построенных УВ системах, там, где имеют место перетоки между системами и заполнение залежей за счет нескольких источников. Однако для решения такого рода сложностей существуют специальные приемы, предлагаемые разработчиками, которые вполне успешно были применены на практике [1].

В настоящее время передовыми зарубежными научными коллективами разработано множество программных продуктов, среди которых, наиболее популярны TEMIS (Beicip Franlab, IFP Group), Petromod (Schlumberger) и TRINITY (Zetaware). Моделирование становится очень популярным направлением и находится в постоянном развитии. Промышленных программных продуктов российских разработчиков пока не известно, однако среди коллективов научных институтов и университетов этот вопрос изучается и

развивается более 10 лет, среди таких программных комплексов можно назвать: ГАЛО (ВНИИГеосистем) [2,3,4].

Литература

1. Абызбаев И.И., Андреев В.Е., Дубинский Г.С., Котенев Ю.А., Хузин Р.Р., Мияссаров А.Ш., Хузин Н.И., Павлов Е.Г. Математическое моделирование поддержания пластовой температуры при разработке залежи высоковязкой нефти // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. Уфа. 2012. №3(89). С.11-18.
2. Гаврилов В.П., Галушкин Ю.И. Геодинамический анализ нефтегазоносных бассейнов (бассейновое моделирование) // М.: Недра, 2010. 227 с.
3. Галушкин Ю.И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности // М.: Научный мир, 2007. 456 с.
4. Малышева С.В., Васильев В.Е., Косенкова Н.Н., Ананьев В.В., Комиссаров Д.К., Мурзин Р.Р., Рослов Ю.В. Моделирование процессов формирования углеводородных систем Южно-Карского бассейна: принципы и результаты // Нефтяное хозяйство, 2011. №12. С.13-17.
5. Чижов А.П., Султанов Ш.Х., Вафин Р.И., Нугайбеков А.Г. Группирование объектов разработки месторождений Бирской седловины // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. Уфа. 2007. №2(68). С.16-22.

НЕФТЕГАЗОВЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ЮГО-ВОСТОЧНОГО СКЛОНА БАЙКИТСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ

Т.И. Яхин

Московский государственный университет

имени М.В. Ломоносова, студент 4 курса, Yahin.timur.1994@mail.ru

Научный руководитель: научный сотрудник Р.С. Сауткин

Аннотация: рассматриваются перспективы и специфика скопления нефтегазовых ресурсов Байкитской антеклизы, с которой связаны надежды на открытие новых месторождения углеводородов. На основе бассейнового моделирования данной территории, приведены предполагаемые участки с высоким нефтегазовым потенциалом. Также представлен обзор основных видов коллекторов.

Ключевые слова: Восточная Сибирь, Байкитская антеклиза, перспективы нефтегазоносности.

OIL AND GAS POTENTIAL OF THE SOUTH-EASTERN SLOPE OF BAIKIT ANTECLISE

T.I. Yakhin

Lomonosov Moscow State University,

4th year Student, Yakhin.timur.1994@mail.ru

Research Supervisor: Researcher R.S. Sautkin

Abstract: *the perspectives and specific accumulation of oil and gas resources of the Baikite antecline, which are associated with hopes of the discovery of new hydrocarbon deposits. On the basis of basin modeling of this area there are some supposed lots with high oil and gas potential. Also there is a overview of the main types of collectors.*

Key words: *Eastern Siberia, Baikite antecline, petroleum perspectives.*

В настоящее время приоритетные направления поисков нефти и газа связаны с новыми регионами, где можно ожидать открытия крупных и уникальных месторождений. К таким регионам относятся и бассейны Восточной Сибири, имеющие огромное стратегическое значение для развития России [2]. Интенсивное освоение углеводородных ресурсов региона поможет ускорить промышленный рост и повысить уровень жизни населения.

По объему мезопротерозойских и неопротерозойских осадочных отложений Сибирская платформа не имеет аналогов в мире. В течение более 1 млрд. лет (от 1600 до 540 млн. лет) здесь существовало несколько осадочных бассейнов, в результате чего сформировался чехол мощностью несколько километров. В Восточной Сибири докембрийские толщи являются доминантами по выявленным запасам нефти и газа.

На Байкитской нефтегазоносной области Лено-Тунгусской нефтегазоносного бассейна установлена нефтегазоносность рифейских и венд-нижнекембрийский отложений на уникальном Юрубчено-Тохомском, Куюмбинском, Оморинском, Собинском, Пайгинском и других месторождениях [1].

На юго-восточном склоне Байкитской антеклизы с некоторой степенью достоверности, можно прогнозировать также наличие перспектив нефтегазоносности в отложениях рифея и венда. (Предположительно юрубченская, куюмбинская, юктенская толщи рифея и тэтэрская и собинская свиты венда) (рис.).

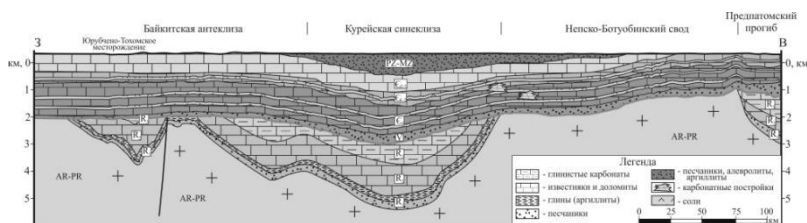


Рис. Региональный разрез южной части Сибирской платформы
(А.В. Ступакова, 2016)

Все из известных рифейских резервуаров сформированы за счёт вторичных преобразований, в первую очередь это трещинообразование и выщелачивание. На рассматриваемой территории наиболее перспективными в нефтегазоносном отношении являются отложения сложнопостроенной верхней части рифейской карбонатной толщи, которая подверглась сильным гипергенным изменениям и закарстованию во время длительного предвендского перерыва в осадконакоплении. Региональной покрывкой являются глинистые, карбонатно-глинистые породы венда. Рифейские резервуары характеризуются резкой изменчивостью ёмкостно-фильтрационных свойств, как по разрезу, так и по латерали.

Наличие промышленных скоплений нефти и газа в древних рифейских толщах доказано на Куомбинском и Юрубчено-Тохомском месторождениях. Такие же объекты зафиксированы и юго-западнее, где на Верхнекосвинском поднятии из скважин Тр-1 и Юр-106 получены, соответственно, промышленный приток нефти.

После довольно продолжительного перерыва во второй половине венда (начиная примерно 600 млн. лет назад) на Сибирской платформе начался новый этап осадконакопления. Строение вендских горизонтов практически не наследуется от рифейского этапа. Большинство крупных структурных элементов вендско-палеозойского чехла платформы начало формироваться именно в это время. Обстановки осадконакопления эволюционировали от преимущественно континентальных до мелководно-морских к концу неопротерозоя-началу кембрия. Базальные пакки венда сложены преимущественно терригенными образованиями. Песчаники и алевролиты этой части разреза являются основными продуктивными резервуарами на платформе. Лучшие петрофизические характеристики имеют породы аллювиального, флювиального генезиса, дельты и конуса выноса. Они формируют зоны, обрамляющие палеоисточники сноса (например, Байкитская антеклиз) и прибрежные части системы крупных озер. Большинство выявленных залежей в терригенном венде.

Прогноз перспектив нефтегазоносности ванаварской, оскобинской и катангской свит венда рассматриваемой территории подтверждается притоками углеводородов, полученными из пробуренных на сопредельных территориях (Оморинская, Юрубченская, Вэдрэшевская, Подпорожная площади и др. скважин). На Оморинском газоконденсатном месторождении залежи вскрыты в песчаниковых телах оскобинской и катангской свит. Песчаники толщиной 3-5 м сформировались на прибрежных равнинах и в зоне пляжа раннекатангского осадочного бассейна. По восстанию залежь контролируется литологическим экраном.

На Юрубченском месторождении литологические ловушки установлены в песчаниках ванаварской свиты на окраине суши, сложенной рифейскими образованиями. Береговая линия ванаварского моря образует здесь заливы, врезы, заходящие далеко в пределы суши. Песчаниковые тела сосредоточены в палеоруслу и палеодельтах. Ряд песчаниковых тел сформировался в прибрежно-морских обстановках на участках с высокой динамикой вод. На этих участках находились погребенные долины, заливы, отмели предванаварского рельефа.

Таким образом, при сочетании благоприятных структурных, литологических и тектонических факторов на исследуемой территории, по аналогии с Куюмбинской, Юрубченской, Оскобинской, Оморинской, Подпорожной и др. площадями перспективы нефтегазоносности следует связывать с терригенно-карбонатными отложениями рифейского комплекса, терригенными отложениями ванаварской свиты, терригенно-карбонатными отложениями собинской и тэтэрской свит и карбонатными отложениями осинского горизонта усольской свиты.

Литература

1. Барышев Л.А. Прогнозирование нефтегазовых залежей на основе физико-геологических моделей в сейсмогеологических условиях юга Сибирской платформы. Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук. Иркутск, 2009.
2. Фролов С.В., Карнюшина Е.Е., Коробова Н.И. и др. Север Восточной Сибири: геология, нефтегазоносность и обстановки седиментации вендско-кембрийских формаций. Москва, 2014., С. 192.

СЕКЦИЯ 7. ПРОБЛЕМЫ РЕСУРСОВ, ДИНАМИКИ И ОХРАНЫ ПОДЗЕМНЫХ ВОД

ОСОБЕННОСТИ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА И ИЗМЕНЕНИЯ УРОВНЯ ВОДЫ В ИСТОЧНИКАХ НЕЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ В ИСТРИНСКОМ РАЙОНЕ МОСКОВСКОЙ ОБЛАСТИ

Ю.Ю. Алентьев

*Российский государственный геологоразведочный университет
имени Серго Орджоникидзе,
аспирант 3 года обучения, alentev49@mail.ru*

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор А.Б. Лисенков

***Аннотация:** в работе рассмотрены основные источники нецентрализованного водоснабжения в Истринском районе и особенности химического состава подземных вод данных источников. Приведены данные по изменению уровня воды в течение года.*

***Ключевые слова:** источники нецентрализованного водоснабжения, химический состав.*

FEATURES OF CHEMICAL COMPOSITION AND CHANGES IN THE LEVELS OF WATER IN THE CENTRALIZED WATER SUPPLY SOURCES IN THE ISTRA DISTRICT OF MOSCOW REGION

Y.Y. Alentiev

*Russian State Geological University n.a. Sergo Ordzhonikidze,
3^d year Post-graduate Student, alentev49@mail.ru*

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor
A.B. Lisenkov

***Abstract:** the paper discusses the main sources of decentralized water supply in Istra district and the chemical composition of the groundwater data sources. The data on the changing levels throughout the year.*

***Key words:** centralized water supply Sources, chemical composition.*

Под нецентрализованным водоснабжением, согласно СанПин 2.1.4.544-96, понимается использование жителями населенных пунктов подземных источников водоснабжения для удовлетворения питьевых и хозяйственных нужд при помощи водозаборных устройств

без разводящей сети. Под источниками нецентрализованного водоснабжения подразумеваются подземные воды, оборудованные водозаборными сооружениями: шахтными или трубчатыми колодцами, каптированными родниками.

Истринский район расположен западнее города Москвы и имеет площадь 1299 км². В экологическом отношении относится к благополучным [2].

Нами рассмотрен химический состав, изменение уровня воды в шахтном колодце деревни Холщевики (рис.1) и изменение химического состава воды каптированного родника вблизи деревни Кострова (рис.2).



Рис. 1. Колодец в д. Холщевики



Рис. 2. Каптированный родник

Данный колодец оборудован на донско-московский водно-ледниковый водоносный горизонт. Изменение уровня воды в колодце в 2014-2015 годах показано на рисунке 3. Данные по химическому составу воды в колодце представлены в таблице 1 в единицах ПДК (предельно допустимой концентрации). Опробование колодца было проведено в сентябре 2014 года.

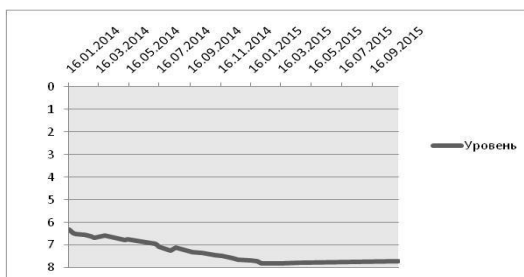


Рис. 3. График изменения уровня воды в колодце (д. Холщевики)

Таблица 1

Содержание микрокомпонентов в воде колодца (д. Холщевики)

Химический элемент	Класс опасности	Содержание микрокомпонентов в единицах ПДК
Литий	3	0,13
Марганец	3	3,2
Железо	3	0,5
Никель	2	0,5
Цинк	3	0,099
Бром	2	0,3
Стронций	2	0,025714
Кадмий	2	0,16
Свинец	2	ниже предела обнаружения
Бериллий	1	ниже предела обнаружения
Бор	2	0,032
Натрий	2	0,32

Каптированный родник вблизи деревни Кострова фиксирует выход подземных вод водно-ледникового московского горизонта. Среднегодовое содержание химических элементов в родниковой воде за 2013 и 2014 год приведено в таблице 2 в пересчете на единицы ПДК. Изменение дебита родника в 2013 году показано на рисунке 4.

Таблица 2

Среднегодовое содержание химических элементов в родниковой воде

Химический элемент	Класс опасности	Среднегодовое содержание компонентов в единицах ПДК за 2013 год	Среднегодовое содержание компонентов в единицах ПДК за 2014 год
Литий	3	0,126667	0,14
Марганец	3	0,0027	0,007
Железо	3	0,063333	0,01
Цинк	3	0,00125	ниже предела обнаружения
Бром	2	0,1475	0,17
Свинец	2	ниже предела обнаружения	ниже предела обнаружения
Бериллий	1	ниже предела обнаружения	ниже предела обнаружения
Нитраты	3	1,122222	1,111111
Нитриты	2	ниже предела обнаружения	ниже предела обнаружения

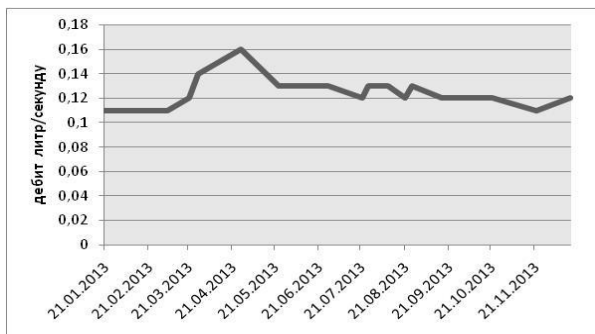


Рис. 4. Изменение дебита родника в 2013 году

Из представленных данных видно, что по большинству рассматриваемых компонентов подземные воды, используемые для нецентрализованного водоснабжения, соответствуют нормативным требованиям, за исключением превышения ПДК по марганцу для колодца и по нитратам для родника. Превышение значений по марганцу связано с гидрогеохимическими особенностями рассматриваемого района, а по нитратам обусловлено влиянием кладбища, находящегося в непосредственной близости от родника [1].

В качестве источников нецентрализованного водоснабжения в рассматриваемом районе чаще всего используются неглубоко залегающие воды четвертичных отложений, которые в большинстве случаев не имеют в своей кровле достаточно мощных и выдержанных водоупоров, что может привести к их загрязнению поверхностными водами. При возрастающей с каждым годом антропогенной нагрузке и ее разнообразии эта вероятность увеличивается и в связи с этим необходимо усилить контроль за состоянием источников нецентрализованного водоснабжения в Истринском районе.

Литература

1. Алентьев Ю.Ю., Лисенков А.Б. Оценка антропогенного влияния на химический состав подземных вод в Истринском районе Московской области // Известия вузов. Геология и разведка №4. М., 2014. С. 76-80.
2. Заднепровская О.М., Матафонов Е.П. и др. Информационный бюллетень за 2012 год. // М., 2012. 80 с.

МИКРОБИАЛЬНОЕ РАЗНООБРАЗИЕ В КАРСТОВЫХ ВОДОНОСНЫХ ГОРИЗОНТАХ

А.А. Антонова¹, Р.А. Исмагилова²

Казанский федеральный университет,

¹-студент 3 курса, ²-студент 4 курса, manyashahomka@yandex.ru

Научные руководители: к.ф.-м.н., доцент А.А. Галеев, к.б.н., доцент
О.А. Софинская

Аннотация: исследована возможная роль почвенных микроорганизмов в изменении состава подземных вод и минералов карстовых водоносных горизонтов. Лабораторными методами было выявлено взаимодействие колоний микроорганизмов с минералами на искусственных мономинеральных субстратах и в модельных нефтезагрязненных почвах.

Ключевые слова: карст, микроорганизмы, микроскопия.

MICROBIAL DIVERSITY IN KARST AQUIFERS

A.A. Antonova¹, R.A. Ismagilova²

Kazan Federal University,

¹-3^d year Student, ²-4th year Student, manyashahomka@yandex.ru

Research Supervisor: Candidate of Physics and Mathematics, Reader
A.A. Galeev, Candidate of Biology, Reader O.A. Sofinskaya

Abstract: we studied the potential of soil microorganisms to modify the groundwater and the mineral compositions in karst aquifers. Interaction of microorganisms was revealed by laboratory scale experiments on a number of mono-mineral substrates and in models of oil-polluted soils.

Keywords: karst, microorganisms, microscopy.

Карстовые водоносные горизонты являются уникальными открытыми саморазвивающимися системами. Их экосистема зависит от большого числа факторов, включая климатические, геологические и техногенные [1,6]. Разнообразие микроорганизмов, являясь специфическим для каждого водоносного горизонта, может, тем не менее, подвергаться аллохтонному влиянию почвенных микроорганизмов за счет инфильтрации и вертикальных перетоков [5,7]. Количественная оценка влияния микробной колонизации на карбонатную геохимию пресноводных карстовых систем, а также её растворяющая способность, приведенная в [3], свидетельствует о том, что растворение при участии микробов может быть более значительным, чем считалось ранее. Помимо того, что

хемолитоавтотрофные процессы вызывают снижение содержания CO_2 в окружающей среде, они способствуют осаждению карбоната кальция из растворов [2]. Клетки микроорганизмов могут выступать в роли центров осаждения и кристаллизации вещества.

Цель наших исследований заключалась в анализе новых экспериментальных данных по моделированию в лабораторных условиях различных видов взаимодействия бактериальных систем с минеральными подложками, типичными для современных карстовых систем, подверженных техногенному влиянию.

Способность осаждения биокarbonатов бактериальными сообществами из различных геосистем пещеры Шульган-Таш (Россия, Республика Башкортостан, д. Иргизлы, Государственный заповедник «Шульган-Таш») оценена в [4]. Из рисунка 1 следует, что новообразования представляют собой микроконкреции, сложенные преимущественно кальцитом и магниальным кальцитом.

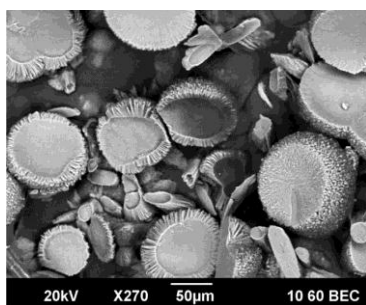


Рис. 1. Микрофотографии карбонатных образований, полученные в ИГГ УрО РАН [4] с помощью растрового электронного микроскопа JSM-6390LV JEOL, IncaEnergy 450

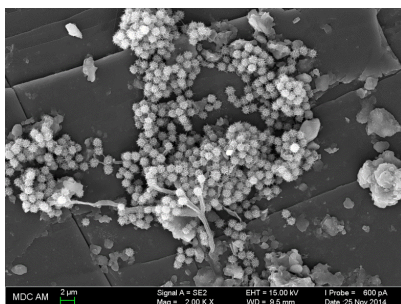


Рис. 2. Шиповатые конидии гриба *Aspergillus* sp. на поверхности магнезита, экспонированного в нефтезагрязненном выщелоченном черноземе

В экспериментах, моделирующих техногенное загрязнение почвенного слоя нефтепродуктами, были исследованы морфологические изменения поверхности свежих сколов монокристаллов кальцита (исландский шпат, Таловское месторождение) и магнезита (Саткинское месторождение), внедренных в среду опыта. Отмечено, что в процессе опыта происходило растворение кальцита, образование и развитие вторичной пористой структуры. Исходный образец магнезита содержал каверны, часто кубической формы. На поверхности магнезита по электронным снимкам удалось идентифицировать гриб *Aspergillus*, колонии которого массово наблюдались и в световой микроскоп как ватные подушки, сперва беловатые, но постепенно образующие серо-зеленые и зелено-желтые кустики. Конидии этого гриба представляли собою шиповатые шарики диаметров по 0,8 мкм (рис.2).

В результате проведенных исследований установлены факты осаждения и выветривания карбонатов под влиянием микроорганизмов, типичных для карстовых водоносных горизонтов. Благодаря жизнедеятельности микроорганизмов, в окружающую среду поступают органические кислоты, которые способствуют растворению карбонатов.

Литература

1. Власов Д.Ю., Ростова Н.С. Сравнительный анализ микобиот природных и искусственных каменистых субстратов // Вестник Санкт-Петербургского университета. Серия 3. Биология, 2010. № 1. С. 22-35.
2. Хмурчик В.Т., Максимович Н.Г., Мещерякова О.Ю. Микроорганизмы, карст, нефть и спелеогенез // Пещеры. Выпуск 33. Пермь, ЕНИ ПГУ, 2010. С. 130-135.
3. Gray C.J., Engel A.S. Microbial diversity and impact on carbonate geochemistry across a changing geochemical gradient in a karst aquifer // ISME Journal 7, 2013. P. 325–337.
4. Leonova L.V. et. al. Some Mineralogical Approaches to Study the Biocarbonate and the Carbonate-Siliceous // Biogenic-Abiogenic Interactions in Natural and Anthropogenic Systems. Lecture Notes in Earth System Sciences. Switzerland, Springer, 2016. P. 75-95.
5. Pronk M., Goldscheider N., Zophi J. Microbial communities in karst groundwater and their potential use for biomonitoring // Hydrogeol. J. V. 17, 2009. P. 36-48.
6. Ramette A. Multivariate analyses in microbial ecology // FEMS Microbial. Ecol. Vol. 62, 2007. P. 142-160.
7. Sofinskaya O.A., Batalin G.A., Gareev B.I., Statsenko E.O. Changing in soil porous media at present of water, crude oil and microorganisms // Biogenic-abiogenic interactions in natural and anthropogenic systems. V International Symposium. Saint Peterburg, VVM Publishing Lld., 2014. P. 113-115.

РАЗВИТИЕ СУЛЬФАТНЫХ КАСТУЮЩИХСЯ ПОРОД В ПЕРМСКОМ ПРИКАМЬЕ

А.В. Анюхина

*Пермский государственный национальный исследовательский
университет, студент 3 курса, anuhina.com@gmail.com*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент И.И. Минькевич

Аннотация: в карстующемся массиве на основе экспериментальных исследований выявлено, что процесс растворения гипсов и ангидритов изменяется с глубиной и зависит от характера взаимодействия системы «вода-порода» – от состава и минерализации воды, минерального состава, температурного и гидродинамического режим.

Ключевые слова: сульфатные породы, сульфатный карст, Пермское Прикамье.

DEVELOPMENT SULPHATIC KARST ROCKS IN PERM REGION

A.V. Anukhina

Perm State University, 3^d year Student, anuhina.com@gmail.com

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader
I.I. Minkevich

Abstract: in article results of natural experiments of solubility the anhydrous gypsum of breeds in the conditions of a cave which allowed to estimate intensity of development of a sulphatic karst are considered.

Key words: sulphatic rocks, sulphatic karst, Perm region.

Эффективное развитие хозяйственной деятельности в особых геологических условиях во многом зависит от того, насколько хорошо изучены проявления и динамика геологических процессов. К наиболее распространенным и опасным экзогенным геологическим процессам относится карст.

Карстовый массив сульфатных пород является природной или природно-техногенной системой, характеризующейся комплексом взаимосвязанных геолого-гидрогеологических, структурно-тектонических, техногенных элементов, результат взаимодействия которых проявляется закономерно в пространстве и во времени. Региональные исследования сульфатного карста расширили традиционные представления о литологии гипсоангидритовых пород, о зональности и глубине карстопроявлений, гидродинамике и

гидрохимии карстового процесса, механизме образования карстовых форм.

Активность карстового процесса и его направленность обусловлены агрессивностью поверхностных и подземных вод, структурными факторами, формирующими конкретные условия циркуляции подземных вод.

Анализ природных и природно-техногенных карстовых систем требует рассмотрения не только форм карста, но и процессов их образования, гидрогеологической эволюции карстующегося массива. Одним из основных гидрохимических методов оценки возможности и интенсивности развития сульфатного карста является изучение сульфатно-кальциевого равновесия природных вод или степени насыщенности их сульфатом кальция.

Около 30000 км² территории Пермского Прикамья сложено карстующимися горными породами, более половины из них приходится на долю гипсов и ангидритов. Интенсивная техногенная нагрузка способствует активизации карста, обуславливающей возрастающую степень его воздействия на окружающую среду (ОС). При техногенном вмешательстве и без того высокая интенсивность карстового процесса возрастает. В частности, в районах прохождения трасс магистральных газопроводов по участкам развития сульфатного карста она увеличивается на порядок. Наиболее карстоопасными являются участки гипсового карста в Добрянском, Кунгурском, Кишертском, Ординском районах [1].

Карстовый процесс многофакторен в формах проявления, а геологические ситуации залегания растворимых пород многообразны. Это должно отразиться во всестороннем анализе геологических, структурно-тектонических, геоморфологических, гидрогеологических и гидрохимических условий массивов, сложенных гипсоангидритами. Должен быть проанализирован минеральный состав горных пород и их растворимость [3].

Анализ развития сульфатного карста включает в себя:

- 1) гидрохимические исследования процессов растворения в системе вода – сульфатная порода;
- 2) выявление гидрогеологических закономерностей процессов карстообразования;
- 3) установление особенностей гидрогеологической обстановки районов развития карста;
- 4) оценка характера изменения трещиноватости, интенсивности водообмена и закарстованности с глубиной [1].

Проблема изучения динамики закарстованности гипсоангидритовых массивов сложна и многообразна. Прежде всего следует детально изучить растворимость горных пород и перейти к изучению растворимости массивов, ими сложенных, выявить и обосновать факторы развития карста, а также стадии и этапы, через которые проходит массив, сложенный растворимыми горными породами с момента их формирования до полного уничтожения в результате растворения.

Растворимость горных пород надо изучать применительно к конкретной геологической обстановке. При этом необходимо выявить количественные взаимосвязи между растворимостью породы и ее минеральным составом, наличие тех или иных примесей, степени сохранности кристаллов минералов. При этом следует помнить, что растворимость горной породы не является суммой растворимости, составляющих ее минералов. Далее, рассматривая массив как совокупность межтрещинных блоков, сложенных горной породой, необходимо выявить наиболее растворимые и наиболее закарстованные его участки, уделяя основное внимание геологическим и петрографическим неоднородностям, раздробленности трещинами, химизму и условиям циркуляции подземных вод [3].

Основными факторами, обуславливающими развитие карста, являются тектонические движения и экзогенные геологические процессы, развивающиеся, помимо карста, в массиве, сложенном растворимой горной породой.

Положительные тектонические движения, выводя толщи растворимых горных пород в область активной деятельности экзогенных геологических процессов приводят к их карстованию.

В условиях положительных тектонических движений темпы денудации и растворения превосходят темпы аккумуляции. Поднятие местности, вовлекая в зону интенсивной деятельности экзогенных геологических процессов новые и новые толщи пород, приводят к все большему расчленению территории. Формируется рельеф карстующихся массивов и подземные полости. Отрицательные тектонические движения, напротив, способствуют заполнению различного рода наносами карстовых форм. Соотношение темпов аккумуляции и денудации зависит от интенсивности опускания территории. В условиях медленных отрицательных движений земной коры, происходит разрушение карстовых форм. При быстром опускании земной коры скорость отложения рыхлых осадков значительно превосходить скорость денудации, что приводит к образованию погребенного карста [3].

Несмотря на большое количество работ по изучению сульфатного карста, многие вопросы химизма, механизма гидрогеологических особенностей и районирования сульфатных карстующихся пород остаются до конца не выясненными.

Институтом карстоведения и спелеологии (К.А. Горбунова, Е.П. Дорофеев, И.И. Минькевич) с 1983 по 1992 гг. был проведен натурный эксперимент по растворимости гипсоангидритов в условиях Кунгурской Ледяной пещеры. Превращение пещер в природные лаборатории оправдано тем обстоятельством, что моделируемые здесь процессы максимально приближены к природным условиям. Карстовый массив сульфатных пород является природной или природно-техногенной системой, характеризующейся комплексом взаимосвязанных геолого-гидрогеологических, структурно-тектонических и техногенных элементов, результат взаимодействия которых проявляется закономерно в пространстве и во времени [1,2].

По результатам эксперимента было установлено, что процесс растворения сульфатов ускоряется во времени. Растворение сопровождается гидратацией ангидрита с заполнением микротрещин гипсом (селенитом). Растворение гипса и ангидрита продолжается даже при незначительном дефиците насыщения воды сульфатом кальция. В целом эксперимент подтвердил высокую активность сульфатного карста.

Следует отметить, что на территории Пермского края гипсы и ангидриты характеризуются неравномерной обводненностью. Водообильные зоны чередуются с практически безводными, наряду с наземной наблюдается скрытая разгрузка карстовых вод в озера, реки, грунтовые воды.

Литература

1. Минькевич И.И. Гидрогеологические особенности районов развития сульфатных карстующихся пород Пермского Прикамья: автореф.дисс. на соиск. уч. степени к.г-м наук. Пермь, 2003.
2. Минькевич И.И., Килин Ю.А. Особенности растворимости сульфатных карстующихся пород по результатам натурных экспериментальных исследований // Геологическая эволюция взаимодействия воды с горными породами: матер. Второй Всероссийской конференции с международным участием, Владивосток, 2015.
3. Печеркин А.И. Геодинамика сульфатного карста. Иркутск: Изд-во Иркутского ун-та, 1986.

ДИНАМИКА ПОДЗЕМНЫХ ВОД КУНГУРСКОЙ ЛЕДЯНОЙ ПЕЩЕРЫ В ПЕРИОД ЛЕТНЕГО ДОЖДЕВОГО ПАВОДКА 2015 Г.

В.Д. Бельтюкова

*Пермский государственный национальный исследовательский
университет, студент 3 курса, сотрудник Кунгурской
лаборатории-стационара ГИ УрО РАН, zzzapikulya@yandex.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., старший преподаватель

Т.Г. Ковалева

***Аннотация:** статья посвящена особенностям водопроявлений Кунгурской
Ледяной пещеры и р. Сылвы в период летних дождевых паводков 2015г.*

***Ключевые слова:** карст, Кунгурская Ледяная пещера, дождевой паводок,
р. Сылва.*

THE DINAMIC OF GROUNDWATER OF THE KUNGUR ICE CAVE IN THE PERIOD A SUMMER RAIN FLOOD IN 2015

V.D. Beltyukova

*Perm State University, 3^d year Student,
Mining Institute of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences,
an employee of the Kungur laboratory, zzzapikulya@yandex.ru*

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Senior

Lecturer T.G. Kovaleva

***Abstract:** the article is devoted to pequilarities of water seepages of the Kungur ice
cave and the Silva river in the period of summer rain floods in 2015.*

***Key words:** karst, the Kungur ice cave, rain flood, the Silve river.*

Кунгурская Ледяная пещера известна с IX-XI вв. и находится в пригороде г. Кунгура Пермского края, в массиве Ледяной горы на правом берегу р. Сылва. Ледяная гора представляет собой платообразную закарстованную возвышенность, которая располагается на западном крыле Уфимского вала [2].

Воды Кунгурской Ледяной горы относятся к гидрогеологической области карстовых вод Уфимского плато. Гидравлическая связь вод пещеры и реки осуществляется благодаря отсутствию региональных водоупоров, наличию взаимно перпендикулярной системы трещин, рассекающих массив [2].

Режимные наблюдения в Кунгурской пещере проводятся Кунгурской лабораторией-стационаром с 1974 г. [1]. Уровни воды на

реке Сылта и в гротах Ледяной пещеры ежедневно наблюдают в период весеннего половодья и летних дождевых паводков с целью отслеживания динамики подземных вод в карстовом массиве, для дальнейшего прогнозирования наводнений, паводков и провальных явлений на территории Кунгура и обрушений в пещере. Особый интерес представляют закономерности водопроявлений пещеры в период летних дождевых паводков 2015 года.

Наблюдения за май-август 2015 года (рис.1) показывают, что пик весеннего паводка наступил 4 мая, вода за четыре дня поднялась на 2,353 м и достигла уровня 117,32 м, после начинается спад уровня воды, а период с 15 мая и до конца месяца можно считать послепаводковой меженью.

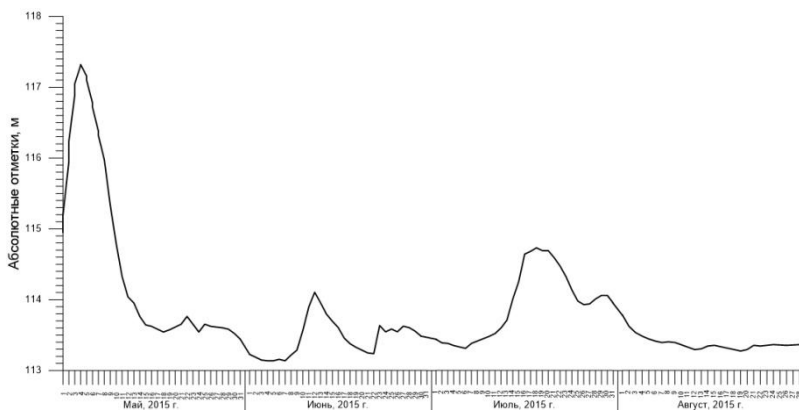


Рис. 1. Уровни вод в р.Сылва в период с мая по август 2015 г.

В период с 1 июня по 28 августа зарегистрировано два летних дождевых паводка, с максимумами 114,123 м (12 июня) и 114,731 м (18 июля), июньский паводок характеризуется кратковременным подъемом, тогда как июльский был более продолжительным – высокие отметки наблюдались с 16 по 21 июля.

Анализ данных многолетних наблюдений показал, что периоды режима карстовых вод в пещере синхронны периодам на р. Сылта: предпаводковая межень (I-III), начало весеннего паводка (III-IV), пик паводка (IV-V), спад паводка (V-VI), послепаводковая межень (V-XII). Весенний паводковый период в пещере обычно длится 2-4 мес.

Связь Сылты и подземных озер Кунгурской пещеры зависит от уровня воды в них: чем выше подъем воды к реке, тем свободнее она проникает в пещеру. Замечено, что на отметках 115-117 м в озерах

пещеры образуется общий горизонт, а в меженный период озера имеют разные отметки поверхности [1].

Ежедневные наблюдения уровней воды в пещере проводятся в период весеннего паводка. В период летней межени измерения проводятся раз в 10 дней, так как уровень в пещере летом остается постоянным и нарушается только в период дождей паводков. Уровни воды в пещере замеряются в озерах по стационарным рейкам (гроты Дружбы Народов, Романтиков, Длинный, Великан, Лукина, Вышка), в скважинах (гроты Руины, Коралловый) и в колодце (грот Крестовый).

В период с 1 мая по 28 августа в пещере были зарегистрированы весенний и летние дождевые паводки (рис.2). Общий подъем воды в озерах, скважинах и колодце пещеры с 1 по 12 мая совпадает с паводком на реке. Пик паводка в скважинах гротов Руины и Коралловый и в колодце грота Крестовый приходится на 8-9 мая, в озерах пики приходятся на 6 мая (грот Дружбы Народов) и 12 мая (грот Длинный), тогда как на реке пик паводка – 4 мая.

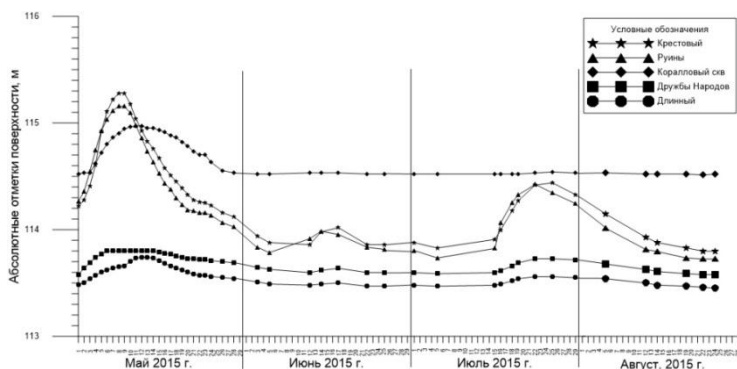


Рис. 2. Уровни вод в Кунгурской Ледяной пещере в период с мая по август 2015 г.

Пик июньского летнего дождевого паводка на реке приходится на 12 июня, тогда как пики паводка в пещере были замечены в скважинах 13 и 16 июня. Такие же скорости подъема вод наблюдались в июле: повышение уровней воды на реке 14-16 июля совпадает с поднятием воды в пещере (15-16 июля).

Таким образом, в летний дождевой паводок время поступления воды из реки в емкости пещеры сократилось (сутки), по сравнению с весенним паводком того же года (2 дня). Другими словами, промежуток времени, за который вода проходит через массив и

поступает в подземные полости в гроте, сократился до суток. Аномальные скорости подъема уровня вод обусловлены высокой водонасыщенностью пород I надпойменной террасы и большим количеством инфильтрационных вод в массиве.

Отдельного внимания заслуживает катастрофический паводок 1979 года. В пещере 7 мая 1979 г. появился мутный поток воды, который с шумом сбегал с камней со стороны реки. Низкие участки тропы в гротах залило водой. Вода отступила от входа в пещеру только 15 мая. Нивелировка показала, что в максимум паводка уровень воды по всей пещере выровнялся и составлял 117,20 м. Максимальный подъем отмеченный по намерзшей ледяной корочке, составил 117,28 м. Всего за 9 дней паводка в пещеру поступило 20,4 тыс. м² речных вод. Заполнение емкостных коллекторов происходило с ежедневным уменьшением количества поступающей воды. К сожалению, замеры уровней воды в р. Сылва в это время не производились, поэтому связать с ними ход паводка невозможно [1].

Стоит отметить, что на протяжении лета 2015 года на территории Кунгура и Кунгурского района были зарегистрированы многочисленные провальные явления техногенного, суффозионного и карстового характера. Все эти процессы, так или иначе, связаны с интенсивным движением вод в толще горных пород. Для прогноза и предотвращения провальных явлений необходим тщательный мониторинг уровня подземных вод во время дождевых паводков.

Литература

1. Дублянский В.Н. Кунгурская Ледяная пещера: опыт режимных наблюдений. Екатеринбург: ГИ УрО РАН, 2005. 376 с.
2. Катаев В.Н., Кадебская О.И. Геология и карст города Кунгура. Пермь: ПГУ, ГИ УрО РАН, 2010. 236 с.

ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЗОНАЛЬНОСТЬ И ХАРАКТЕР ВЗАИМОСВЯЗИ ВОДОНОСНЫХ ГОРИЗОНТОВ ЗОНЫ ГИПЕРГЕНЕЗА ЮЖНОГО ПРЕДУРАЛЬЯ

В.А. Вербовская, О.В. Омельченко

***Южно-Российский государственный политехнический
университет (НПИ) им. М.И. Платова,
студенты 3 курса, porovvg@novoch.ru***

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор В.Г. Попов

Аннотация: рассмотрены основные черты гидрогеологической зональности пермских отложений Южного Предуралья. На базе типизации гидрогеодинамических разрезов отдельных морфоструктур региона построена принципиальная графическая модель вертикальной взаимосвязи водоносных горизонтов.

Ключевые слова: водоносные горизонты, гидравлическая взаимосвязь.

HYDROGEOLOGICAL ZONING AND CHARACTER OF INTERRELATION AQUIFER ZONE HIPERGENESIS OF SOUTHERN PRE-URALS

V.A. Verbovskaya, O.V. Omelchenko

Platov South-Russian State Polytechnic University (NPI),

3^d year Students, popovvg@novoch.ru

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor

V.G. Popov

Abstract: the main features of the hydrogeochemical zonation of Permian rocks of the Southern Urals are described. On the basis of the individual sections typing hydrogeodynamic morphostructures of the region a schematic graphic model of the vertical relationship aquifers is built.

Key words: aquifers, hydraulic relationship.

Объектом исследований является зона гипергенеза Южного Предуралья мощностью до 800 м, сложенная карбонатно-терригенной формацией пермского возраста (P_2kz , P_{2u} , P_{1k} , P_{1a} , P_{1s} , P_{1as}). В ней выделяется более 10 водоносных горизонтов, приуроченных к песчаникам, алевролитам и известнякам, разделенных относительно водоупорными глинами, аргиллитами, глинистыми и кремнистыми разностями карбонатных пород. Они залегают в гидрогеодинамических зонах активного и затрудненного водообмена, граница между которыми определяется глубиной вреза долин рек системы Белой и Камы.

В верхней зоне мощностью до 250 м градиенты латеральной фильтрации (J_l) без- и субнапорных подземных вод (ПВ) составляют 0,005-0,01, скорости движения (U_l) – $n \cdot (10 \cdot 10^{-3})$ м/год, сроки полного водообмена (τ) – $n \cdot (10 \cdot 10^{-2})$ лет. Здесь в окислительной среде (Eh +100...+650 мВ) за счет процессов экстракции солей, гидролиза, обменной адсорбции и др. формируются HCO_3 -Mg-Ca и HCO_3 -Na ПВ с минерализацией (М) до 1,5 г/дм³, а также SO_4 -Mg-Ca с М до 3-5 г/дм³.

В зоне затрудненного водообмена находятся главным образом карбонатно-терригенные верхнепермские отложения мощностью до

350 м. Гидрогеодинамические параметры зоны: $J_1 = 0,001-0,005$, $U_1 = \text{п.м/год}$, $\tau = \text{п} \cdot 10^3 \text{ лет}$. В ней распространены напорные соленоватые и соленые $\text{SO}_4\text{-Na}$ ПВ с М 3-15 г/дм³, образующиеся в окислительных и слабо восстановительных условиях ($E_h +250 \dots -150 \text{ мВ}$) за счет процессов выщелачивания гипса и ионообменной адсорбции.

По характеру изменения уровней ПВ с глубиной применительно к основным морфоструктурным элементам региона выделяются 3 типа гидрогеодинамических разрезов (рис.1).

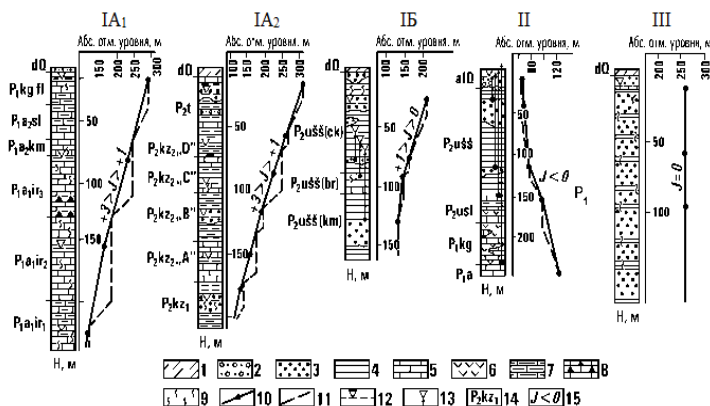


Рис. 1. Типы гидрогеодинамических разрезов зоны гипергенеза [1]

1–8 – породы: 1 – суглинки, 2 – песчано-галечниковые отложения, 3 – песчаники, 4 – глины, аргиллиты, 5 – известняки, 6 – гипсы, 7 – известняки глинистые, 8 – известняки битуминозные; 9 – трещиноватость; 10 – линия изменения уровней ПВ с глубиной, по фактическим данным; 11 – то же, видоизмененная в результате схематизации гидрогеодинамических условий; 12 – уровень безнапорных ПВ; 13 – пьезометрический уровень ПВ; 14 – индекс возраста пород; 15 – величина вертикального градиента фильтрации

Тип I свойственен водоразделам и склонам долин. Здесь наблюдается обратное соотношение уровней ПВ этажно расположенных горизонтов с глубиной (уменьшение их абсолютных отметок), что является необходимым условием возникновения нисходящих межпластовых перетоков. Градиент вертикальной фильтрации J_v , являющийся одним из количественных показателей их и представляющий частное от деления разности отметок уровней ПВ смежных горизонтов (ΔH) к мощности разделяющего слабопроницаемого слоя (м), имеет положительную величину ($J_v = \Delta H/m > 0$). По характеру напора ПВ тип I подразделяется на 2

вида разрезов. Первый с безнапорными межпластовыми ПВ характерен для Уфимского плато (IA_1) и Бугульминско-Белебеевской возвышенности (IA_2) с соотношением $3 > J_v > 1$, второй (IB) с напорными ПВ – для Камско-Бельского понижения ($1 > J_v > 0$).

Тип II отражает гидрогеодинамическую обстановку в долинах р. Белой, Камы и их притоков – Демы, Чермасана, Ика, Буя и др., где наблюдается прямое соотношение уровней напорных ПВ в многослойном разрезе (рост абсолютных отметок с глубиной), что вызывает восходящие перетоки из нижних горизонтов в верхние, в конечном итоге в аллювий и русла рек ($J_v = -0,01 \dots -0,3$). С этими процессами связаны купола Cl-Ca-Na рассолов под долинами рек.

Тип III характерен Юрюзано-Айскому понижению, где конгломераты и песчаники обладают высокой водопроницаемостью, а глинистые разности пород относительно маломощны и нередко сильно трещиноваты. Безнапорные водоносные горизонты, вскрываемые на разных глубинах, имеют одинаковый уровень, т.е. представляют единую гидравлически связанную систему ($J_v \cong 0$).

Типизация гидрогеодинамических разрезов положена в основу принципиальной схемы взаимосвязи водоносных горизонтов (рис.2).

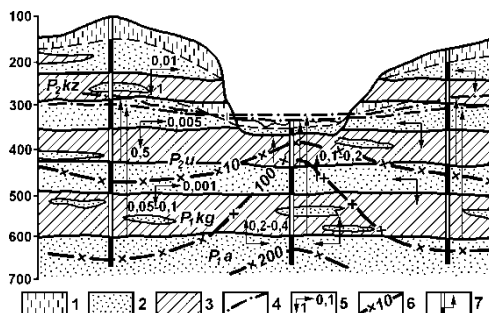


Рис. 2. Схема взаимосвязи водоносных горизонтов зоны гипергенеза
1 – зона аэрации; 2, 3 – породы: 2 – водопроницаемые, 3 – относительно водонепроницаемые; 4 – пьезометрический уровень ПВ; 5 – направления и градиенты фильтрации ПВ; 6 – изолиния М ПВ, т/дм³; 7 – скважина (стрелка соответствует напору ПВ, залиты водопроницаемые породы)

Расчеты показали, что расход нисходящих перетоков через слабопроницаемые слои из верхней зоны в нижнюю, выраженный через модуль стока (M_c), колеблется от 0,1 до 0,5 л/(с км²) при величине M_c латеральных потоков в зоне дренирования порядка 1,0-1,5 л/(с км²). Восходящая разгрузка минерализованных ПВ из нижней зоны в долины рек оценивается средним M_c 0,3 л/(с км²).

Таким образом, несмотря на низкую водопроницаемость разделяющих глинистых слоев (коэффициент фильтрации от $n \cdot (10^{-5} - 10^{-3})$ м/сут на водоразделах до $n \cdot 10^{-2}$ м/сут в долинах) водообмен между гидрогеодинамическими зонами значителен. Это связано с тем, что малые величины вертикальной фильтрации через единицу площади компенсируются большими площадями фильтрации в глинистых породах и высокими градиентами напора в них.

Полученные результаты важны не только для оценки запасов ПВ, но и в гидрогеоэкологическом отношении, поскольку позволяют оценить защищенность пресных и минеральных ПВ от поверхностного загрязнения через зону аэрации. При решении этого вопроса следует иметь в виду, что процесс нисходящей миграции ПВ включает две составляющие: 1) собственно фильтрацию (вынужденную конвекцию) под влиянием гидравлического градиента и 2) свободную (концентрационную) конвекцию под влиянием градиента плотности вод J_p [2]. Последняя наиболее значима для техногенно-нарушенных условий, когда на поверхности земли и в зоне аэрации появляются соленые воды или рассолы, ведущие к образованию гидрогеохимических инверсий. Подобные ситуации нередко возникают на месторождениях нефти и газа, залежей солей, урбанизированных территориях и др.

Литература

1. Попов В.Г. Гидрогеохимия и гидрогеодинамика Предуралья. М.: Наука, 1985, 278 с.
2. Попов В.Г., Абдрахманов Р.Ф., Пучков В.Н. Природа и геохимическая роль процессов плотностной конвекции в Восточно-Европейском эвапоритовом бассейне // ДАН, 2015. Т. 464. №1. С. 96-99.

ДАТИРОВАНИЕ ПОДЗЕМНЫХ ВОД СЕВЕРО-ДВИНСКОЙ ВПАДИНЫ

М.В. Гонтарев

***Институт экологических проблем Севера
Уральского отделения Российской Академии Наук,
аспирант 2 года обучения, mkl9879@yandex.ru***

Научный руководитель: д.г.-м.н., доцент А.И. Малов

Аннотация: установлено, что минимальный радиоуглеродный возраст имеют пресные воды в четвертичных отложениях, это подтверждается

повышенной активностью в них трития. Минеральные воды имеют позднеплейстоценовый возраст, они могут загрязняться с поверхности только по стволам скважин.

Ключевые слова: датирование подземных вод, изотопы углерода.

GROUNDWATER DATING OF THE NORTHERN DVINA BASIN

M.V. Gontarev

*Institute of Environmental Problems of the North at the Ural Branch
of the Russian Academy of Sciences,*

2nd year Post-graduate Student, mkl9879@yandex.ru

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Reader

A.I. Malov

Abstract: *it was found that the minimum radiocarbon age have fresh water in Quaternary sediments. It is confirmed by the increased activity of tritium in them. Mineral waters have Late Pleistocene age, they may become contaminated with surface only by wellbores.*

Key words: *groundwater dating, carbon isotopes.*

На территории Северо-Двинской впадины находятся месторождения пресных и минеральных подземных вод, которые используются для питьевых и бальнеологических целей. В результате детальных исследований их химического и радиологического составов, нами установлено, что для некоторых скважин, расположенных на границе между областями с окислительными и восстановительными для урана условиями в водоносном комплексе песчано-глинистых отложений падунской свиты венда, наблюдается повышение активностей изотопов урана по сравнению с первоначальными. Также имеют место изменения химического и уран-изотопного составов подземных вод, предположительно связанные с перетоками из смежных горизонтов [1,2]. Повышенная активность трития в воде скважины, эксплуатирующей водоносный горизонт четвертичных отложений в пос. Ильино: 13.21 ± 1.36 тритиевых единиц (ТЕ) свидетельствует о возможности проникновения туда поверхностного загрязнения. Поэтому нами выполнено радиоуглеродное датирование подземных вод для оценки их защищенности.

Из водных проб объемом 50-100 л для определения активности радиоуглерода (^{14}C) были осаждены карбонаты кальция с использованием бескарбонатных растворов CaCl_2 и NaOH . Из

полученных образцов CaCO_3 получали CO_2 путем разложения разбавленной (1:1) соляной кислотой. Затем замороженный в жидком азоте CO_2 постепенно размораживался в откаченный реактор из нержавеющей стали, и при температуре 600 – 700 °C CO_2 реагировал с металлическим литием, образуя карбид лития – Li_2C_2 . Разложением карбида лития водой получали этин, который поглощался ванадий-алюмосиликатным катализатором, образуя бензол [3]. Активность ^{14}C бензола измерялась на сцинтилляционном спектрометре Quantulus 1220 (фон ^{14}C 0.15-0.20 импульсов в минуту, эффективность счета 95%) в СПбГУ. Активность ^{14}C выражена в процентах от стандарта современного радиоуглерода (pmC), неопределенность измерения показана индивидуально в таблице и варьирует от 1 до 5%. $\delta^{13}\text{C}$ определялось в лаборатории археологической технологии ИИМК РАН (СПб).

Для датирования подземных вод использована модель Münnich, которая предполагает равномерное движение грунтовых вод вдоль линии тока без учета диффузии и дисперсии растворимых веществ:

$$\frac{x}{v} = t = 8033 \ln \frac{^{14}\text{C}_0}{^{14}\text{C}}, \quad (1)$$

где x – расстояние от области питания подземных вод до точки их пробоотбора; v – средняя линейная скорость движения подземных вод, м/с; t – время пребывания подземных вод в водоносном горизонте; 8033 – константа, учитывающая период полураспада радиоуглерода; $^{14}\text{C}_0$ – активность радиоуглерода ^{14}C в общем неорганическом растворенном углероде (TDIC) в области питания.

При выборе расчетного значения $^{14}\text{C}_0$ нужно учитывать химические процессы, изменяющие его в течение времени нахождения подземных вод в зоне аэрации и водоносном горизонте. Это – растворение карбонатов и алюмосиликатов, сульфатредукция, изотопный обмен, поступление эндогенной CO_2 и др. Существует большое количество моделей для корректировки $^{14}\text{C}_0$. **Мы использовали последние обобщения** Hap и Plummer [4], в которых они предлагают при $\delta^{13}\text{C} < 0,5(\delta^{13}\text{C}_g + \delta^{13}\text{C}_s)$, где $\delta^{13}\text{C}_g - \delta^{13}\text{C}$ почвенной CO_2 (-26‰), $\delta^{13}\text{C}_s - \delta^{13}\text{C}$ карбонатных минералов (2‰) использовать модель Mook для условий преобладания изотопного обмена между TDIC и газообразной почвенной CO_2 , а при $^{13}\text{C} > 0,5(^{13}\text{C}_g + ^{13}\text{C}_s)$ – уточненную ими модель Fontes и Garnier для условий преобладания изотопного обмена между TDIC и карбонатными минералами в насыщенной зоне. Результаты исследования приведены в таблице.

Таблица

Результаты датирования подземных вод

Скважина, источник	М, г/л	¹⁴ C, pmC	δ ¹³ C, ‰	¹⁴ C ₀ , pmC		¹⁴ C Возраст (cal BP), тысяч лет	
				Mook	H&P	Mook	H&P
Пресные питьевые воды							
Ильино	0,5	69,44 ± 0,69	-12,9	45,62	-	Совр.	-
2о	0,1	65,00 ± 1,18	-11,0	-	44,64	-	Совр.
Лесное	0,2	51,67 ± 0,63	-11,5	-	46,35	-	Совр.
3э	0,1	34,18 ± 0,59	-12,3	44,46	-	2,0±0,3	-
ВПС-36	0,3	25,01 ± 0,47	-11,7	-	47,03	-	5,8±0,3
Солоноватые лечебно-столовые минеральные воды							
Куртяево	3,2	24,03 ± 0,23	-17,4	124,93	-	15,9±0,2	-
Источник Куртяево	3,9	14,68 ± 0,24	-19,8	160,58	-	23,2±0,4	-
Беломорье	8,4	5,78 ± 0,24	-16,6	102,50	-	27,2±0,6	-
Мироново	5,3	1,70 ± 0,26	-14,6	73,27	-	34,1±2,7	-

Пояснение: совр. – вода имеющая современный возраст

Полученные по (1) значения для времени пребывания подземных вод в водоносном горизонте были откалиброваны с использованием программы Calib 7.0 [6], с интервалом 2σ .

Установлено, что наиболее молодые воды добываются скважиной глубиной 20 м из четвертичных отложений в пос. Ильино, что подтверждается повышенной активностью в них трития. Также, в пределах точности радиоуглеродного метода, к современным водам можно отнести грунтовые воды карбонатных отложений (2о) и верхней части падунского водоносного комплекса (Лесное). Для их датирования нужно использовать короткоживущие изотопы. В то же время, балансовый метод датирования подземных вод по изотопам урана также позволил оценить их возраст в пределах $(0,3 \pm 0,04)$ - $(0,56 \pm 0,08)$ тысяч лет [5]. То есть, для водоносных горизонтов, содержащих эти воды, наиболее вероятна возможность поверхностного загрязнения.

Минеральные воды имеют позднплейстоценовый возраст, они могут загрязняться с поверхности только по стволам скважин, в случае технических дефектов, допущенных при их сооружении и эксплуатации. Поэтому для определения причин многолетних изменений химического и изотопного составов этих вод необходим анализ гидродинамических и гидрохимических условий в системе водоносных горизонтов.

Исследования выполнены при поддержке РФФИ и Правительства Архангельской области гранты №14-05-98803_р_север_а и №14-05-00008

Литература

1. Малов А.И., Гонтарев М.В., Зыков С.Б., Поршнев А.И. Многолетние изменения активностей изотопов урана в подземных водах венда Мезенской синеклизы. // Вестник САФУ, 2014. № 2. С. 23-31.
2. Малов А.И., Зыков С.Б., Поршнев А.И., Гонтарев М.В. Фундаментальные основы экологически безопасных технологий освоения природных ресурсов Западно-Арктического сектора Российской Федерации // Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика. №1 (9), 2014. С. 1-16.
3. Arslanov, Kh.A., Tertychnaya T.V., Chernov S.B. Problems and Methods of dating of low-activity samples by liquid scintillation counting // Radiocarbon, 1993. Vol. 35. P. 393-398.
4. Han, L-F. and Plummer, N. Revision of Fontes & Garnier's model for the initial ^{14}C content of dissolved inorganic carbon used in groundwater dating // Chem. Geol., 2013. Vol. 351. P. 105-114.
5. Malov, A.I. Estimation of uranium migration parameters in sandstone aquifers // J Environ. Radioactiv., 2016. Vol. 153. P. 61-67.
6. Reimer, P.J., Bard, E., Bayliss, et al. IntCal13 and Marine13 radiocarbon age calibration curves, 0-50,000 yrs cal BP // Radiocarbon, 2013. Vol. 55. P. 1869-1887.

РАДИОАКТИВНОСТЬ МИНЕРАЛЬНЫХ ПОДЗЕМНЫХ ВОД СЕВЕРО-ДВИНСКОЙ ВПАДИНЫ

М.В. Гонтарев

*Институт экологических проблем Севера
Уральского отделения Российской Академии Наук,
аспирант 2 года обучения, tkl9879@yandex.ru*

Научный руководитель: д.г.-м.н., доцент А.И. Малов

Аннотация: в подземных минеральных водах установлены повышенные альфа-активности изотопов урана (в сумме до 0,7-1,2 Бк/л). Эти воды можно использовать, при условии дополнительных исследований радиоизотопного состава. Повышенные активности приурочены к восстановительному барьеру в водоносном горизонте, на котором уран длительное время осаждался из подземных вод.

Ключевые слова: изотопы урана, минеральные воды.

RADIOACTIVITY OF MINERAL GROUNDWATER OF THE NORTHERN DVINA BASIN

M.V. Gontarev

*Institute of Environmental Problems of the North at the Ural Branch of
the Russian Academy of Sciences,*

2nd year Post-graduate Student, mkl9879@yandex.ru

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Reader

A.I. Malov

Abstract: *in mineral groundwater there are increased alpha activity of uranium isotopes (in the amount of up to 0,7-1,2 Bk/L). These waters can be used, provided additional research radionuclide composition. Increased activity dedicated to the reduction barrier in the aquifer, which for a long time uranium deposited from groundwater.*

Key words: *uranium isotopes, mineral waters.*

Введение

Исследование альфа-активности минеральных подземных вод необходимо для оценки возможности их использования в бальнеологических целях. В соответствии с Нормами радиационной безопасности НРБ-99.2009 суммарная альфа-активность не должна превышать 0,2 Бк/л, при превышении необходимы дополнительные исследования радионуклидного состава. Вода признается безусловно соответствующей требованиям радиационной безопасности, если показатель: $\Sigma(\alpha_i/УВ_i) \leq 1$, где α_i – удельная активность i-го радионуклида в воде, Бк/кг; $УВ_i$ – соответствующий уровень вмешательства для i-го радионуклида. Если при совместном присутствии в воде действующих источников питьевого водоснабжения нескольких природных радионуклидов это условие превышено не более чем в 10 раз, то вода признается соответствующей требованиям радиационной безопасности при обязательном установлении производственного контроля за содержанием основных радионуклидов в воде. Нами выполнена оценка возможности использования минеральных вод Северо-Двинской впадины на основании определений в воде активностей изотопов урана (далее ^{238}U ; ^{234}U), уровни вмешательства для которых составляют 3,1 и 2,9 Бк/кг, соответственно.

Методика исследований

Полевой пробоотбор и пробоподготовка минеральных подземных вод из самоизливающихся или оборудованных электропогружными насосами скважин и источников осуществлялись

в 2012 году. Первоначальное осаждение изотопов ^{238}U ; ^{234}U из водных проб объёмом 20 литров проводили на специально подготовленный активированный уголь марки БАУ-А. Окончательная обработка проб (альфа-спектрометрия с радиохимическим выделением: определение ^{238}U ; ^{234}U осуществлялось в лаборатории экологической радиологии Института экологических проблем Севера Уральского отделения РАН (г. Архангельск), в соответствии с методикой ВИМС [2]. Альфа-спектрометрия проводилась на альфа-спектрометре «Прогресс-альфа» с погрешностью обнаружения 7-20%. Определения pH и общей минерализации производились непосредственно на скважинах и источниках с использованием полевой экспресс-лаборатории. Суммарные содержания урана были определены без предварительного концентрирования на ICP-MS (Agilent 7500) в лаборатории LMTG, Toulouse, France.

Результаты анализов и их обсуждение

Радиологические исследования показали (табл.), что измеренная в 2012 году суммарная объёмная альфа активность изотопов ^{238}U , ^{234}U в минеральных водах на скважинах «Вождорма», «Беломорье-1», «Мироново» и «Матигоры-М» превышала нормативные требования НРБ-99/2009 и СП 2.6.1.1292-2003. При этом увеличение радиологической активности изотопов ^{238}U , ^{234}U может зависеть от более высоких концентраций урана в водовмещающих отложениях [1].

Названные выше скважины находятся на фронте зоны пластового окисления. Под данным понятием подразумевается граница между областями с окислительными и восстановительными для U^{6+} условиями. К этой зоне приурочен особый тип минеральных подземных вод с минерализацией в пределах 5 – 10 г/л. На правом берегу реки Северной Двины, где водоносный комплекс терригенных отложений венда залегает под карбонатно-терригенными отложениями среднего карбона (C_2), данные подземные воды приобретают хлоридно-натриевый состав. В условиях перекрытия водоносного комплекса нижнекарбовыми и верхнедевонскими загипсованными породами ($\text{C}_1\text{-D}_3$) на левом берегу реки Северной Двины, подземные воды характеризуются сульфатно-хлоридно натриевым и сульфатно-хлоридно кальциево-натриевым составами. При этом характерные значения Eh +142 - +300 мВ для данных вод, указывают на наличии окислительных условий в водоносном горизонте, где в указанных условиях уран должен находиться в растворе. Вследствие этого концентрации урана в таком типе вод являются максимальными и в среднем составляют 8,3 мкг/л [1].

Таблица

Результаты исследований уран-изотопного состава минеральных подземных вод
Северо-Двинской впадины за 2012 г

Скважина *Источник	Индекс	М, г/л	pH	A _{238U} , Бк/дм ³	A _{238U} /УВ _{238U}	234U/238	A _{234U} , Бк/дм ³	A _{234U} /УВ _{234U}	Σα _i	Σ(α _i /УВ _i)
Беломорье-1	Vpd	8,4	7,2	0,19	0,06	5,31	1,01	0,35	1,2	0,41
Воклорма	Vpd	13,3	7,7	0,172	0,05	5,17	0,89	0,3	1,06	0,35
27 км а/д	Vmz	15,7	7,2	0,017	0,005	4,92	0,08	0,02	0,09	0,025
Лазурный-5	Vpd	15,1	8,3	0,001	0,0003	6,25	0,006	0,002	0,007	0,0023
Лазурный-6	Vpd	9	8,4	0,006	0,002	6,53	0,04	0,01	0,046	0,012
Беломорье-2	Vmz	19,1	8,1	0,004	0,001	5,45	0,02	0,007	0,024	0,008
Мироново	Vpd	5,3	7,8	0,104	0,03	5,39	0,56	0,19	0,66	0,22
Матигоры-М	Vpd	4,3	7,8	0,09	0,03	6,8	0,61	0,21	0,7	0,24
*Куртяево2ог	fQIIvd	3,9	7,8	0,005	0,001	6	0,03	0,01	0,035	0,011
*Куртяево2св	fQIIvd	3,3	8,1	0,011	0,003	2,62	0,03	0,01	0,041	0,013
Куртяево-1	fQIIvd	3,2	8,3	0,044	0,014	1,7	0,07	0,02	0,114	0,034
Матигоры-К	Vpd	0,6	8,2	0,001	0,0003	5,24	0,005	0,001	0,006	0,0013
Ильино	Vpd	0,4	7,8	0,03	0,009	1,3	0,04	0,01	0,07	0,019
Илес	Vpd	0,2	7,6	0,0001	0,00002	3,06	0,0002	0,0001	0,0003	0,0001
Чидвозеро-1	Vpd	0,2	8,2	0,0001	0,00003	3,17	0,0003	0,0001	0,0004	0,0001
Лесное	Vpd	0,2	8,2	0,02	0,006	1,5	0,03	0,01	0,05	0,016

Заключение

В ходе исследований установлено, что в подземных водах, вскрытых скважинами «Возждорма», «Беломорье-1», «Мироново» и «Матигоры-М», наблюдаются превышения суммарной альфа-активности изотопов урана ^{238}U и ^{234}U (более 0,2 Бк/л), однако условие по показателю $\Sigma(\alpha_i/\text{УВ}_i) \leq 1$ выполняется. Повышенные активности приурочены к восстановительному барьеру в водоносном горизонте, на котором уран длительное время осаждался из подземных вод. Эксплуатация скважин привела к созданию локальной зоны окислительных условий и переходу урана в раствор.

В дальнейшем необходимы дополнительные определения в подземных водах и других альфа-активных радионуклидов: ^{226}Ra , ^{224}Ra , ^{210}Po , ^{222}Rn , возможно ^{210}Pb , ^{228}Th , ^{230}Th , ^{232}Th , ^3H , ^{14}C .

Литература

1. Малов А.И. [и др.]. Многолетние изменения активностей изотопов урана в подземных водах венда Мезенской синеклизы // Вестник Северного (Арктического) федерального университета. Сер. Естественные науки, 2014. № 2. С. 23-31.
2. Методика выполнения измерений объемной активности изотопов урана (234, 238) в пробах природных вод альфа-спектрометрическим методом с радиохимическим выделением: инструкция № 38-ЯФ. М., 1999.

ОБВОДНЕНИЕ ОСНОВНОЙ СРЕДНЕКАМЕННОУГОЛЬНОЙ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ ЗАЛЕЖИ ОРЕНБУРГСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.С. Горягина

*Оренбургский государственный университет,
студент 5 курса, alenka93-13@mail.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Л.Д. Савинкова

Аннотация: проблема обводнения актуальна с открытия залежи, она связана с зонами повышенных фильтрационно-емкостных свойств по площади и разрезу. Избирательность обводнения связана с особенностями формирования сложных коллекторов. Трудности ограничения притока воды к скважинам обусловлены техническими и технологическими особенностями разработки.

Ключевые слова: среднекаменноугольная газовая залежь, причины обводнения, коллектор.

WATERING OF THE MAIN MIDDLE CARBONIFEROUS GAS-CONDENSATE DEPOSITS OF THE ORENBURG OIL AND GAS CONDENSATE FIELD

A.S. Goryagina

Orenburg State University, 5th year Student, alenka93-13@mail.ru

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader

L.D. Savinkova

Abstract: *the urgency of the flooding is from the discovery. Flooding associated with high filtration-capacitive properties by area and section. Selective flooding is related to the formation of complex reservoirs. The difficulty of restriction of water inflow to wells due to technical and technological features of development.*

Key words: *middle Carboniferous gas reservoir, causes of flooding, reservoir.*

В основной среднекаменноугольной залежи ОНГКМ (в дальнейшем залежи) сосредоточены 92% промышленных запасов от месторождения, находящегося в третьей стадии разработки. Вопрос обводнения залежи очень актуален. Залежь открыта в 1966 году, введена в эксплуатацию в марте 1974 г., годы максимальной добычи 48 млрд. м³ (1979-1984 гг.), за 2010 год добыто газа 17,7 млрд м³, добыча в настоящем времени в падающем режиме. По состоянию на 01.01.2010 г. из залежи было отобрано 1160 млрд.м³ газа и 23,2 млн м³ пластовой воды. Из 740 действующих скважин 175 выносили воду. В 2009 году средний дебит газа составлял 75 тыс. м³/сут, дебит пластовой воды 14,6 м³/сут. Первая скважина №174 (УКПГ 6) обводнилась в августе 1974 г., скважины №№506, 520 – в 1976 г. Продуктивная толща залежи сложена карбонатными породами преимущественно известняками, слабо доломитизированными и сульфатизированными, в целом со средней и низкой проницаемостью, с повышенными зонами фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) на некоторых участках по разрезу и по площади, с трещиноватыми и каверново-поровыми коллекторами. Анализ геофизических и геолого-промысловых данных показывает на некоторую разобщенность пластов по вертикали, связанную со слоистостью разреза, наблюдается неравномерная отработка залежи по разрезу и по площади. С 70-х годов избирательное продвижение пластовой воды к забою скважин было связано с геологическими особенностями формирования залежи, обусловлено технологическими и техническими особенностями ее эксплуатации [2].

Активное водопроявление по значительному количеству скважин 70-х годов, было связано с неравномерностью выработки

запасов, с локальными площадными и межпластовыми перетоками между тремя объектами эксплуатации. В 1979 г было выделено три эксплуатационных объекта основной залежи и созданы с 1981 г условия для регулирования их отработки. Что послужило к концу 80-х годов выдвинуть на первый план задачу создания регулируемой системы разработки и построения постоянно-действующей модели (ПДМ) залежи, наметилась тенденция замедления темпов отборов и снижения темпов обводнения отдельных зон. Первоначально геологическая модель залежи рассматривалась как массивного типа, был проявлен газовый режим работы залежи, предполагалось продвижение воды по трещинам. Пласты-коллекторы основной залежи имели выход в водоносный бассейн, в основном, на северном крыле (УКПГ 7). Обводнение происходило с начала по наиболее проницаемым прослоям коллекторов, а также позднее по порово-трещинным коллекторам, в зонах субширотных и субмеридиональных нарушений, которые были путями внедрения пластовых вод. Субвертикальные трещины распространены в пластах залежи на УКПГ 2,6,7,8,12, локализованной центральной части. Предполагалось и реализовывалось равномерное размещение скважин по технологической схеме разработки и проекту доработки, с расстоянием 600-800 м между ними, эксплуатация с открытым забоем, вскрытие осуществлялось не доходя 50 м до принятого газо-водяного контакта (ГВК). Сложившаяся изначально система эксплуатации не позволяла контролировать обводнение сложно-построенной залежи с этажом продуктивности до 520 м с тремя объектами эксплуатации, вскрытых различным числом скважин по разрезу [1,5].

Одной из главных задач 1981-1985 гг. стала задача контроля за активностью водоносного бассейна, уточнения положения ГВК по скважинам в отдельных зонах. Обсуждался вопрос о конструкции скважин (открытый или закрытый забой). В условиях активного водоносного бассейна, большого этажа газонасности, неоднородности ФЕС по разрезу и площади (более 100 км), была не желательна конструкция скважин с открытым забоем. В дальнейшей эксплуатации неуправляемая отработка отдельных высокопроницаемых или трещиноватых зон в разрезе создала предпосылки для увеличения темпов обводнения скважин в центральной части залежи [3].

Скважины, выносящие более 50 м³/сут. воды: 188, 455, 8026, и др. Доля добычи газа в общей добыче залежи по УКПГ обводненными скважинам представлена на рисунке.

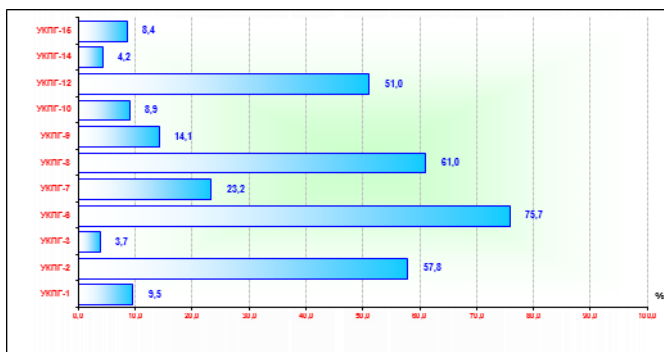


Рис. Доля добычи газа обводненными скважинами по УКПГ на 01.01.2008 г.

Создание трехмерной ПДМ и в дальнейшем локальных ПДМ залежи позволило, использовать закрытую конструкцию забоя с выборочной, селективной перфорацией и изоляционными работами, для снижения темпов обводнения в эксплуатационных скважинах. Часть фонда скважин начала работать с совместным вскрытием одного, двух и трех объектов с различными характеристиками ФЕС, в том числе с открытым стволом, что могло спровоцировать рост обводнения в некоторых зонах центральной части залежи. Геолого-геофизическими, промысловыми исследованиями доказано, что внедрение подошвенных вод в залежь происходит под действием газогидродинамического перепада давления по системе субвертикальных трещин. Эффективность ремонтно-изоляционных работ (РИР), проводимых по скважинам, составляет 30%. Невозможность и несвоевременность проведения РИР по поступлению пластовой воды могло спровоцировать резкое обводнение скважин к 2005-2010 гг. Проведение мероприятий по интенсификации притока газа к концу 90-х годов, в том числе ГРП (гидро-разрыв продуктивного пласта) в коллекторах с пониженными ФЕС способствовало образованию вторичной трещиноватости, что также могло послужить причиной преждевременного продвижения пластовых вод по трещинам к забою скважин. Далее приняли решение не проводить ГРП по скважинам, в настоящее время проводятся мини-ГРП, с закачкой различных химических реагентов [4,6].

В настоящем времени часть скважин простаивает из-за обводнения и поступления воды, возможно, осуществляется в пласты с пониженным давлением (80 атм). Задачи РИР, бурения добывающих скважин, зарезки дополнительных стволов в обводненных, пульсирующий режим работы горизонтальных скважин кардинально

не решают проблемы обводнения. По данным ряда исследований обводнение центральной части залежи связано с простираемостью по площади и разрезу повышенной трещиноватости карбонатных пород. Очаговый характер водопроявления может быть связан с внедрением подошвенных вод по системе субвертикальных трещин, что подтверждается данными ГИС, а также движение ГВК по данным более 50 пьезометрических скважин и данными ГИС, ГДИ. По разрезу залежи вероятнее всего обводнение наблюдается в зонах улучшенных ФЕС коллекторов. Залежь представлена массивно-пластовым типом.

Литература

1. Басниев К.С. Разработка месторождений природных газов, содержащих неуглеводородные компоненты // М.: Недра, 1986. 183 с.
2. Гладков А.Е., Политыкина М.А. Геология нефти и газа. 1983. вып. №11. С. 57-60.
3. Деркач А.С., Савинков А.В., Чурикова В.Н. Состояние процесса обводнения основной г/к залежи // Уфа: РИЦ Башкирского университета, 1999. С. 12-14.
4. Корценштейн В.А. Нарушение равновесия природных флюидальных систем при разработке газовых и газоконденсатных месторождений // М.: Недра, 1980. 224 с.
5. Савинков А.В. Изучение влияния особенностей геологического строения на процессы отработки и обводнения крупных сложнопостроенных залежей: (на примере ОНГКМ) // автореферат дис. ВНИИ ГАЗ, 1988.
6. Шулаев В.Ф. К вопросу обводнения ОНГКМ // Проблемы Геофизического и геологотехнологического контроля разработки ОНГКМ. Сб. научно-тех. статей под ред. Деркача А.С., Москва, 2002. С. 37-45.

ИЗУЧЕНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ПОДЗЕМНЫХ ВОД ЧАЙКОВСКОГО РАЙОНА ПЕРМСКОГО КРАЯ

В.Н. Казаков¹, А.М. Морева²

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,¹-студент 4 курса, cazakov.valentin@yandex.ru,
²-студент 3 курса, morevaam@mail.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент И.В. Щукова

Аннотация: на основе современных гидрохимических данных установлено, что подземные, поверхностные и снежные воды Чайковского района не подвержены техногенному влиянию.

Ключевые слова: природные воды, гидрохимический состав.

THE STUDY OF THE CHEMICAL COMPOSITION OF THE GROUNDWATER DISTRICT TCHAIKOVSKY PERM KRAI

V.N. Kazakov¹, A.M. Moreva²

*Perm State University, ^{1-4th} year Student, cazakov.valentin@yandex.ru,
^{2-3^d} year Student, morevaam@mail.ru*

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader
I.V. Shchukova

Abstract: *on the basis of modern hydro chemical data revealed that the groundwater, surface water and snow Tchaikovsky area not subject to anthropogenic influence.*

Key words: *natural water, hydro chemical composition.*

Введение. Чайковский район, с населением более 104 тыс. человек, расположен на юго-западе Пермского края. Административным центром Чайковского муниципального района является город Чайковский – один из крупнейших промышленных и культурных центров Пермского края, который основан в 1955 г. в связи со строительством Воткинской ГЭС на р. Кама как рабочий посёлок гидростроителей [5].

Водоснабжение г. Чайковский осуществляется за счет поверхностных вод Воткинского водохранилища, подземные воды извлекаются водозаборными скважинами для водоснабжения некоторых промышленных предприятий и различных организаций. Кроме того, население города постоянно пользуется водой из родников. В других населенных пунктах района основным источником водоснабжения являются подземные воды средне- и верхнепермских отложений [5].

Общая характеристика района исследования. Климатические условия территории исследований определяются ее расположением в восточной части Европейской равнины. Климат района умеренно-континентальный, среднегодовая температура одна из самых высоких в Пермском крае. За год в среднем выпадает 550 мм атмосферных осадков, годовое количество осадков превышает возможное испарение, поэтому увлажнение избыточное [3,6].

Основной водной артерией района является река Кама с Воткинским водохранилищем и её левобережный приток р. Сайгатка. Город Чайковский расположен на полуострове, окруженном с трёх сторон водой: с запада – р. Камой, с северо-запада и севера – Воткинским водохранилищем, с востока – заливом р. Сайгатки.

Чайковский район расположен на восточной окраине Волго-Камского многопластового артезианского бассейна в пределах

Камской гидрогеологической области. В соответствии с гидродинамическими условиями, возрастом и литологическим составом водовмещающих пород, положением в разрезе цоколя речных террас на территории Чайковского района в зоне активного водообмена выделяется три водоносных подразделения [6]: 1) четвертичный, включающий два горизонта (alQ и e-dQ) 2) татарский терригенный водоносный комплекс (P_3t); 3) белебеевский терригенный водоносный комплекс (P_2bl).

В целом, территория района, характеризуется однообразными и простыми гидрогеологическими условиями, на всей площади развит белебеевский терригенный водоносный комплекс, перекрытый спорадически обводнёнными татарскими отложениями. Грунтовые воды аллювиальных отложений широко развиты в долинах рек.

Водоносными породами являются трещиноватые песчаники, конгломераты, известняки, алевролиты. Водоупорны глины, плотные алевролиты, нетрещиноватые известняки. В верхней части разреза распространены трещинно-грунтовые воды, ниже эрозионных врезов – трещинно-пластовые. Глубина залегания трещинно-грунтовых вод 0,2-32 м, чаще 5-10 м, трещинно-пластовых – 25-130 м. Из-за высокой глинистости разреза водообильность толщи невысокая – это ограничивает возможности централизованного водоснабжения [6].

Питание подземных вод зоны активного водообмена осуществляется преимущественно за счет инфильтрации атмосферных осадков, в трещинных зонах возможен подток из глубоких горизонтов.

Необходимо отметить, что в естественных условиях природные воды Пермского края пресные, HCO_3 -Ca- SO_4 гидрохимической фации [3].

Результаты исследований. В осенний период 2014 г. на территории г. Чайковского и с. Фоки авторами проведено опробование природных вод. Общее количество опробованных и проанализированных проб 13, в том числе 1 – снежная проба, 2 – из поверхностных водотоков, 10 – из подземных источников (родники, колодцы, скважины).

В результате анализа гидрохимических данных установлено, что *снежная вода*, отобранная в с. Фоки, относится к HCO_3 - NO_3 - SO_4 гидрохимической фации [3] с минерализацией 16 мг/дм^3 , при фоновых значениях для Пермского края 14 мг/дм^3 . Все определяемые показатели не превышают фоновых значений, за исключением азотистых соединений – NO_3^- (1,2 фона) и NH_4^+ (2,1 фона). Вероятными источниками загрязнения атмосферы оксидами азота являются промышленные и топливно-энергетического предприятия, котельные,

автотранспорт, дымовые трубы печей частного сектора, а также благоприятные метеорологические условия (направление ветра, температурный режим, количество и интенсивность атмосферных осадков).

Поверхностные водотоки – р. Русалёвка и пруд Больничный, опробованные в с. Фоки, имеют $\text{HCO}_3\text{-Ca-NO}_3$ и $\text{HCO}_3\text{-Ca-Mg}$ состав. Вода слабощелочная (рН 7,6-8,2), с общей жесткостью 2,8-4,7 мг-экв/дм³, минерализацией – 370-450 мг/дм³. Только содержание общего железа несколько больше ПДК для водных объектов рыбохозяйственного значения [4]. Источниками соединений железа в поверхностных водах являются, главным образом, процессы химического выветривания горных пород и сточные воды предприятий.

Грунтовые воды четвертичных отложений (a - dQ) на территории г. Чайковский гидрокарбонатного состава с минерализацией 425 мг/дм³ и сульфатного состава с минерализацией 1640 г/дм³. На втором и третьем месте в гидрохимической фации ионы натрия, кальция и хлориды. По степени жесткости воды мягкие, по показателю рН – нейтральные и слабощелочные. Для сульфатных вод характерны повышенные концентрации сульфатов (1,3 ПДК) и ионов натрия (2,6 ПДК) [1,2]. *Грунтовые воды на территории с. Фоки* пресные, гидрокарбонатно-кальциевого состава, все определяемые компоненты не превышают нормируемых пределов [1,2].

Химический состав *подземных вод средне- и верхнепермских отложений (P₂bl - P₃) на территории г. Чайковский* гидрокарбонатный с минерализацией от 550 до 700 мг/дм³. Необходимо отметить, что помимо гидрокарбонатов, минерализация определяется содержанием ионов натрия и сульфатов, в редких случаях ионами кальция. Воды пресные, очень мягкие, щелочные (рН 9,2-9,5). Практически все показатели химического состава не превышают значений ПДК [1,2], исключением является натрий (134-220 при ПДК 200 мг/дм³) и величина рН. Аналогичный гидрохимический облик характерен для *подземных вод пермских отложений на территории с. Фоки* – воды пресные, гидрокарбонатно-натриевого состава, очень мягкие, щелочные, с повышенным содержанием ионов натрия.

В весенний период 2015 года было произведено повторное опробование подземных и поверхностных вод на территории г. Чайковский, с. Фоки и д. Вассята. Всего было отобрано 6 проб, из них 5 проб подземных вод и 1 проба поверхностных вод.

Поверхностные воды имеют $\text{HCO}_3\text{-Ca-NO}_3$ состав. Вода слабощелочная (рН 7,79), с общей жесткостью 4,1 мг-экв/дм³, минерализацией – 360 мг/дм³. В сравнении с осенними пробами незначительно уменьшился лишь параметр рН.

Грунтовые воды четвертичных отложений (a - dQ) на территории г. Чайковский сульфатно-натриево-хлоридного состава с минерализацией 1714 г/дм³. По жесткости воды мягкие, по показателю рН – близкие к нейтральным. *Грунтовые воды на территории с. Фоки* пресные, гидрокарбонатно-кальциевого состава [1,2].

Химический состав *подземных вод средне- и верхнепермских отложений (P₂bl - P₃) на территории с. Фоки* гидрокарбонатно-натриевый. Воды очень мягкие, щелочные, почти все компоненты не превышают ПДК, исключением являются натрий (205,7 при ПДК 200 мг/дм³) и величина рН.

Одной из причин повышенного содержания натрия в подземных водах является катионный обмен в высокодисперсных глинистых отложениях, что подтверждается высокой степенью «глинистости» разреза исследуемой территории и отмечалось ранее в опубликованных источниках [6].

Выводы. В результате исследований подземных, поверхностных и снежных вод Чайковского района установлено, что химический состав природных вод формируется преимущественно под влиянием природных факторов – воды пресные, гидрокарбонатного состава, средней жесткости и мягкие, слабощелочные, с повышенным содержанием ионов натрия и общего железа. Одной из причин повышенного содержания натрия в подземных водах является катионный обмен в высокодисперсных глинистых отложениях территории. Источники соединений железа в поверхностных водах – вероятно процессы химического выветривания горных пород. В течение года химический состав подземных вод практически не изменяется и является стабильным.

Литература

1. ГН 2.1.5.1315-03. Гигиенические нормативы. Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования. Утверждены Главным государственным санитарным врачом РФ 27.04.2003.
2. ГН 2.1.5.2280-07. Дополнения и изменения к ГН 2.1.5.1315-03. Утверждены Главным государственным санитарным врачом РФ 27.09.2007.
3. Максимович Г.А. Химическая география вод Суши. М., 1955. С. 328.
4. Нормативы качества воды водных объектов рыбохозяйственного значения, в том числе нормативов предельно допустимых концентраций вредных веществ

в водах водных объектов рыбохозяйственного значения. Утверждены приказом Росрыболовства № 20 от 18.01.2010 г.

5. Официальный сайт Администрации Чайковского муниципального района. URL: <http://www.tchaik.ru> (Дата обращения: 03.03.2015).

6. *Шимановский Л.А., Шимановская И.А.* Пресные подземные воды Пермской области. Пермь, 1973. 197 с.

ИНЖЕНЕРНЫЕ ИЗЫСКАНИЯ ПОД ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОЛИГОНОВ ТБО

В.В. Кандакова

Пермский государственный национальный исследовательский университет, магистрант 1 года обучения, vvkandakova@gmail.com

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Ю.А. Килин

Аннотация: для оценки возможности размещения полигонов ТБО выполняются комплексные инженерные изыскания включающие: инженерно-геодезические; инженерно-геологические, инженерно-экологические; инженерно-гидрометеорологические изыскания.

Ключевые слова: полигон твердых бытовых отходов, подземные воды, грунты.

ENGINEERING SURVEYS FOR DESIGNING LANDFILL

V.V. Kandakova

Perm State University,

1st year Master's Degree Student, vvkandakova@gmail.com

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader

Yu.A. Kilin

Abstract: complex engineering surveys performed to evaluate the possibility of placing the landfill include: engineering and surveying; geological engineering, environmental engineering; Engineering and hydrometeorological surveys.

Key words: solid waste landfill, groundwater, soils.

Полигон твердых бытовых отходов – специальное сооружение, предназначенное для изоляции и обезвреживания ТБО. Полигоны должны гарантировать санитарно – эпидемиологическую безопасность населения. На полигонах обеспечивается статическая устойчивость ТБО с учетом динамики уплотнения, минерализации, газовыделения, максимальной нагрузки на единицу площади,

возможности последующего рационального использования участка после закрытия полигонов (рекультивации).

В настоящее время масса потока твердых бытовых и приравненных к ним отходов (ТБО), поступающего ежегодно в биосферу, достигал почти геологического масштаба и составляет около 400 миллионов тонн в год. Захоронение в приповерхностной геологической среде на специализированных объектах, полигонах ТБО, является наиболее распространенным способом обезвреживания отходов. Полигоны ТБО являются источниками длительного негативного воздействия на окружающую среду на протяжении сотен и тысяч лет (Коротаяев, 2000; Aprili, 1999; Brunner, 1995, 2003). Основным фактором этого воздействия является поступление в окружающую среду высокоточного филътрата и биогаза, содержащего парниковые газы и токсичные вещества.

При выборе участка для устройства полигона ТБО следует учитывать климатогеографические и почвенные особенности, геологические и гидрогеологические условия местности. Запрещается размещение полигонов на территории I и II поясов зон санитарной охраны водоисточников и минеральных источников; всех трех зон санитарной зоны охраны курортов; с выходом на поверхность трещиноватых пород; в местах массового отдыха населения и оздоровительных детских учреждений, а также в местах выклинивания водоносных горизонтов [3].

Площадь участка, отведенного под полигон, выбирается из расчета его эксплуатации в течение 15-20 лет.

Полигоны должны размещаться за пределами границ города. Размер санитарно-защитной зоны от границ жилой застройки до границ полигона не менее 500 м (СниП П – 60-75).

Целесообразно участки под полигоны выбирать с учетом наличия в санитарно-защищенной зоне зеленых насаждений и земельных насыпей.

Полигон состоит из двух взаимосвязанных территориальных частей: территория, занятая под складирование ТБО, и территория для размещения хозяйственно-бытовых объектов.

При проектировании полигонов ТБО инженерные изыскания для разработки проектной документации включают [7,8]:

- изыскания для разработки проекта строительства (рабочего проекта);
- изыскания для разработки рабочей документации;
- изыскания для реконструкции, расширения и ликвидации объекта.

Выполняется топографическая съёмка М 1:500, 1:1000 непосредственно на участке проектируемых объектов полигона, на прилегающей территории в санитарной защитной зоне М 1:5000, М 1:10000.

Инженерно-геологические изыскания включают: инженерно-геологическую рекогносцировку, бурение скважин глубиной до 8,0 м, при этом 30% скважин должны вскрыть первый от поверхности водоносный горизонт. Обязательным является проведение опытно-фильтрационных работ (наливы-для зоны аэрации, откачки для зоны водонасыщения), в ходе опытно-фильтрационных работ определяются коэффициенты фильтраций грунтов основания полигонов. После определения коэффициентов фильтрации рассчитывается защищённость подземных вод от возможного загрязнения. Строится карта гидроизогипс, по ней определяется направление потока подземных вод [5,6]. Кроме этого для определения скорости потока подземных вод используются геофизические методы (метод заряженного тела).

В случае развития на выбранной площадке под полигон ТБО инженерно-геологических процессов, таких как карст, проводится полный комплекс работ, которые включают: маршрутные карстологические исследования, геофизические работы (ВЭЗ, сейсморазведка, каротажные работы по скважинам и др.) [1]. Обязательным условием является бурение заверочных скважин в аномальных зонах выявленных геофизическими работами. Конечным результатом исследований на таких площадках является определение карстоопасности в соответствии с СП 11-105-97 ч.II и разработка рекомендаций по противокарстовым мероприятиям. Инженерно-геологические изыскания включают кроме перечисленных полевых методов отбор проб и монолитов грунтов, проб воды их лабораторные исследования.

Инженерно-экологические изыскания начинаются с полевых маршрутных исследований при этом площадь покрытия этих исследований должна включать саму площадку изысканий и всю прилегающую к ней санитарно-защитную зону [4]. В комплекс инженерно-экологических изысканий входит: отбор проб поверхностных и подземных вод, проб грунта и почвы, их лабораторные исследования с целью определения степени их химического загрязнения, наличия болезнетворных микробов. Определяется естественная радиоактивность (гамма-съёмка, поток радона). Выполняются запросы в природоохранные организации: о наличии охраняемых природных территорий, наличии памятников

природы, исторического наследия, охотхозяйств, месторождений полезных ископаемых, зон санитарной охраны поверхностных и подземных источников хозяйственно-питьевого водоснабжения, скотомогильников, фоновых концентраций загрязняющих компонентов в атмосферном воздухе. Инженерно-экологические изыскания должны сопровождаться картами современного экологического состояния территории, прогнозными картами. Разрабатывается программа экологического мониторинга.

Инженерно-гидрометеорологические изыскания заключаются в проведении полевых исследований с целью выяснения возможного подтопления площадки полигона поверхностными водами, изучаются находящиеся в непосредственной близости поверхностные водотоки. В заключении даются расчётные уровни, объёмы притока поверхностных вод к площадке полигона на разные периоды года на максимальные и минимальные условия, даётся климатическая характеристика района исследований (осадки, скорость и роза ветров, температура и др.). Особо изучаются опасные гидрометеорологические процессы и явления.

Литература

1. СП 11-105-97 Инженерно-геологические изыскания для строительства. Часть 11. Правила производства работ в районах развития опасных геологических и инженерно-геологических процессов. М.: Госстрой России, 1997.
2. СП 47.13330.2012 «Инженерные изыскания для строительства. Основные положения», изменение №1.
3. Инструкция по проектированию, эксплуатации и рекультивации полигонов для твердых бытовых отходов. М. 1998.
4. Килин Ю.А., Минькевич И.И., Клёцкина О.В. Гидрогеоэкологическая обстановка полигона твёрдых бытовых отходов города Перми // Проблемы прикладной и региональной географии г. Ижевск 2012. С. 125-128.
5. Килин Ю.А., Минькевич И.И., Клёцкина О.В. Гидрогеоэкологические условия полигонов твердых бытовых и промышленных отходов в Пермском крае // Вестник Пермского университета. Геология №4. 2012. С. 53-56.
6. Килин Ю.А., Минькевич И.И., Щукин Ю.Н. Гидрогеоэкология полигонов твердых бытовых и промышленных отходов в Пермском Прикамье // Геология и полезные ископаемые Западного Урала. Пермь, 2007. С.185-188.
7. Рекомендации по проектированию, строительству и рекультивации полигонов ТБО. М., 2009.
8. Экологические требования к выбору площадок, проектированию, сооружению, эксплуатации и рекультивации полигонов захоронения ТБО для населенных пунктов численностью до 50 тыс. жителей Пермской области. – Пермь, 1999.

СОВЕТИНСКАЯ КАРСТОВАЯ ДЕПРЕССИЯ

Е.И. Кузяева

Пермский государственный национальный исследовательский университет, студент 4 курса, k.kuzyaeva@mail.ru

Научные руководители: к.г.-м.н., доцент Ю.А. Килин

Аннотация: приконтактные депрессии изучены на западном и восточном крыльях Уфимского вала в Пермской области. Здесь в полосе замещения карбонатных пород сульфатными вначале появляются поля воронок, затем – котловины и депрессии, на более поздних стадиях – карстовые долины.

Ключевые слова: депрессия, карст, вода.

SOVETINSKAYA KARST DEPRESSION

E.I. Kuzyaeva

Perm State University, 4th year Student, k.kuzyaeva@mail.ru

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader
Y.A. Kilin

Abstract: contact depression studied on the East and West wings of the shaft Ufa in Perm region. Here in the band of substitution of sulphate of carbonate rocks first appear field of craters, then depression and depression, in later stages of karst valleys.

Key words: depression, karst, water.

Советинская карстовая депрессия находится в Суксунском районе Пермского края. В геолого-структурном отношении расположена в пределах Уфимского вала и Предуральского прогиба. Основными породами, слагающими эти структуры, являются артинские и кунгурские отложения пермской системы и, покрывающие их, четвертичные осадки. Наиболее древними породами района являются артинские окаменелые известняки.

Исследуемая территория входит в 2 гидрогеологических бассейна: раскрытый бассейн трещинно-карстовых вод Пермско-Башкирского свода в пределах Уфимского вала и Предуральский артезианский бассейн в пределах Юрюзано-Сылвинской депрессии (рис.). Уфимский вал представляет собой район широкого расположения трещинно-карстовых вод в филипповских и артинских карбонатных породах. Во втором районе Юрюзано-Сылвинской депрессии промежуточное значение имеют трещинные грунты, и трещинно-пластовые воды, связанные с трещинными кг-отложениями

(рис.). Кунгурский ярус широко развит на территории района и отличается пестротой литологического состава. На западе он представлен карбонатными отложениями филипповской свиты, состоящей из известняков, частично кальцитизированных, реже доломитизированных и доломитов. В нижней части встречаются прослои битуминозных известняков.

Карстовые депрессии, представляют собой понижения с неровным дном и расчлененными склонами, имеющими поперечник от нескольких сотен метров до нескольких километров, а глубину – десятки метров. Они отражают дальнейшую стадию развития карстовых котловин и рвов, когда карстовый процесс интенсивно распространяется в латеральном направлении. Наиболее благоприятны для заложения депрессий зоны контакта сульфатных пород с карбонатными или терригенными на крыльях положительных структур. Приконтактные депрессии изучены на западном и восточном крыльях Уфимского вала в Пермской области. Здесь в полосе замещения карбонатных пород сульфатными вначале появляются поля воронок, затем – котловины и депрессии, на более поздних стадиях – карстовые долины.

Наиболее благоприятны для заложения депрессий зоны контакта сульфатных пород с карбонатными или терригенными на крыльях положительных структур (рис.).

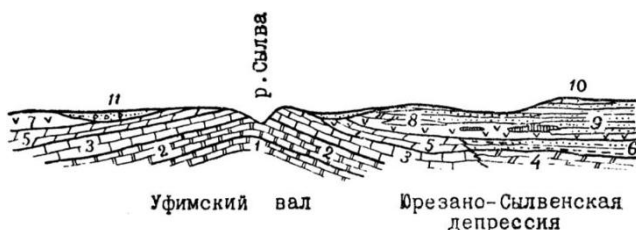


Рис. Схематический геологический профиль на широте с. Усть-Кишерть по данным геологов Пермнефтегазразведки: 1 – иргинский горизонт, 2, 3 – саргинский горизонт, 4 – дивья свита, 5 – филипповский горизонт, 6 – лекская свита, 7 – иренский горизонт, 8 – поповская свита, 9 – кошелевская свита, 10 – соликамский горизонт, 11 – ольховская брекчия

Эрозионно-карстовые депрессии формируются в результате как карстовых, так и эрозионных процессов. Они могут быть сточными и проточными. К сточным депрессиям, на дне которых выходят восходящие источники, относятся Низковская и Советинская. Восходящие сульфатные источники, вытекающие у подножья южного склона, дают начало р. Кишертке.

Советинская депрессия вытянута на 14 км при ширине 2,5 км и глубине до 100 м. Родники питают р. Советнику, расход которой в устье достигает 257 л/с. На контакте с карбонатными породами в устье Суксунского суходола начинается пресная р. Ключи с расходом более 500 л/с. Дно депрессии занято прудом, а склоны местами покрыты воронками. Из пруда вытекает р. Суксунчик [2]. По исследованиям Горбуновой К.А. (1979) в Суксунско-Советинской карстовой депрессии в окрестностях деревень Советина и Киселево описано 31 озеро в небольших котловинах или воронках. Поперечник их не превышает 40 м, глубина обычно небольшая и только в едичных случаях составляет 4-7 м. Преобладающая часть озер имеет преимущественно атмосферное питание. Вода их пресная с минерализацией от 61 до 368 мг/л, мягкая или умеренно-жесткая, Преимущественно гидро-карбонатно-кальциевого состава [1].

По исследованиям 2015 г., в соответствии с химическим анализом вод, (табл.) минерализация изменяется от 156,2 до 912,2 мг/л В озерах, родниках и притоках р.Сандушка, преобладает $\text{HCO}_3^- \text{Ca}^{2+}$ - SO_4^{2-} гидрохимическая фация. При этом минерализация воды возрастает с глубиной, так же были отобраны пробы на нефтепродукты, результаты показали присутствие бытового и природного загрязнения подземных и поверхностных вод. Незначительное количество гидрохимического опробования не даёт возможности установить истинную природу загрязнений.

Таблица

Место отбора пробы	Дата отбора пробы	Минерализация, мг/л	SO_4^{2-} мг/л	Гидрохимическая фация
Карстовое озеро	20.06.2015	156,2	1,7	$\text{HCO}_3^- \text{Ca}^{2+} \text{SO}_4^{2-}$
Родник	20.06.2015	293,4	4,2	$\text{HCO}_3^- \text{Ca}^{2+} \text{SO}_4^{2-}$
р.Советинка	20.06.2015	432,7	9,5	$\text{HCO}_3^- \text{Ca}^{2+} \text{SO}_4^{2-}$
Карстовое озеро	20.06.2015	281,3	<0,5	$\text{HCO}_3^- \text{Ca}^{2+} \text{SO}_4^{2-}$
Колодец д.Советинка	20.06.2015	698,4	45,6	$\text{HCO}_3^- \text{Ca}^{2+} \text{SO}_4^{2-}$
Ручей	20.06.2015	329,4	19,1	$\text{HCO}_3^- \text{Ca}^{2+} \text{SO}_4^{2-}$
Озеро	20.06.2015	218,9	13,3	$\text{HCO}_3^- \text{Ca}^{2+} \text{SO}_4^{2-}$
Колодец	20.06.2015	912,2	70,6	$\text{HCO}_3^- \text{Ca}^{2+} \text{SO}_4^{2-}$
р.Сандушка	20.06.2015	275,6	67,2	$\text{HCO}_3^- \text{Ca}^{2+} \text{SO}_4^{2-}$

По материалам наших исследований установлены и описаны свежие карстовые воронки, провалы. Необходимо продолжить дальнейшее изучение гидрохимического состава поверхностных и подземных вод, что позволит оценить масштабы карстовых процессов, причины загрязнения в районе исследований.

Литература

1. Горбунова К.А. Морфология и гидрогеология гипсового карст. Пермь 1979.
2. Максимович Г.А. Основы карстоведения, том 2. Пермь, 1969.

**ВЛИЯНИЕ ТЕХНОГЕНЕЗА НА ГРУНТОВЫЕ ВОДЫ
УРБАНИЗИРОВАННЫХ ТЕРРИТОРИЙ**

Е.В. Морозова

*Пермский государственный национальный исследовательский
университет,*

магистрант 2 года обучения, katrin.morozowa@gmail.com

Научный руководитель: кандидат г.-м.н., доцент И.М. Тюрина

Аннотация: рассматриваются проблемы влияния техногенеза на грунтовые воды г. Перми: изменение химического состава, процессы подтопления городской территории грунтовыми водами, анализ химического состава подземных вод г. Лысьва.

Ключевые слова: техногенез, подтопление, химический состав.

**TECHNOGENESIS INFLUENCE ON GROUNDWATER OF
THE URBANIZED TERRITORIES**

E.V. Morozova

Perm State University,

2nd year Master's Degree Student, katrin.morozowa@gmail.com

Research supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader

I.M. Turina

Abstract: the problems of technogenic influence on the groundwater of the city of Perm: the chemical composition, processes of flooding of urban area groundwater, analysis of the chemical composition of groundwater city Lysva.

Key words: technogenesis, flooding, chemical composition.

Вода – идеальный растворитель веществ и является средой обитания различных микроорганизмов. Без воды не могут протекать биологические, химические реакции, технологические процессы. Загрязнение воды происходит повсеместно, но особенно интенсивно в пределах городов [4]. Различные виды хозяйственной деятельности вызывают изменения гидрогеологической обстановки на территории г. Перми. Нарушается естественный режим и баланс влаги в зоне аэрации, повышается уровень грунтовых вод, вызывая подтопление.

В связи с этим возникает необходимость более глубокого гидрогеологического изучения застроенных территорий для проектирования мероприятий инженерной защиты территорий от подтопления грунтовыми водами [3].

Цель исследования состоит в изучении влияния техногенеза на химический состав грунтовых вод г. Перми, а также на процессы подтопления городской территории. В последнее время среди ведущих факторов формирования химического состава вод особое значение приобретают процессы, обусловленные деятельностью человека.

Режим химического состава подземных вод зоны активного водообмена на территории г. Перми является нарушенным. В пределах г. Перми наименее защищена от антропогенного загрязнения приповерхностная гидросфера, включающая грунтовые воды аллювиального четвертичного горизонта и терригенного шешминского водоносного комплекса. Слабая защищенность подземных вод от поверхностного загрязнения и мощная техногенная нагрузка на территорию приводят к частичному и полному изменению химического состава подземных вод.

Химический состав подземных вод шешминского водоносного комплекса в естественных ненарушенных условиях обусловлен широтной климатической зональностью, которая проявляется в преобладающем распространении пресных вод гидрокарбонатной гидрохимической формации и гидрокарбонатно-кальцевой гидрохимической фации. Минерализация родниковых вод шешминского водоносного комплекса составляет 480-1300 мг/дм³. На ее среднюю величину влияют ионы HCO_3 , SO_4 , Ca , NO_3 [2]. Высокие значения минерализации обусловлены, в основном, промышленным загрязнением подземных вод. Средний показатель минерализации находится в пределах 700 мг/дм³. Общая жесткость составляет 7 – 10 мг-экв/дм³, часто превышая ПДК (7 мг-экв/дм³). Проведена сравнительная оценка результатов мониторинга химического состава родниковых вод за периоды 1962-2015 гг. Выявлено снижение содержания нитрат-иона, минерализации в 2010-2015 гг. по сравнению с 1962 г., что является следствием уменьшения, в основном, бытового загрязнения подземных вод (сокращение частной застройки).

Таким образом, подземные воды испытывают техногенное влияние, проявляющееся в росте минерализации, изменении фациального состава. Необходимо разработать дополнительный экологический комплекс мероприятий, снижающих загрязнение подземных вод, которые используются местным населением для хозяйственно – бытовых нужд.

Территория Лысьвенского района характеризуется сложными и разнообразными гидрогеологическими условиями.

Водоснабжение г. Лысьвы осуществляется из двух водозаборов: Болотинского и Каменноложского.

Вода из Каменноложского водозабора – гидрокарбонатно-кальциевая. Для района характерно пониженное содержание фтора в питьевой воде, что связано с особенностями геологического строения территории и объясняется тем, что фтор плохо мигрирует в жестких водах, которые распространены в данной местности. В целом по городу вода родников соответствует СанПиН 2.1.4.1175-02 по показателям: цвет, мутность, запах, сухой остаток, pH, окисляемость, содержание хлоридов, сульфатов, нитратов, нитритов. Не соответствует по жесткости, содержанию фтора. Сульфатное загрязнение наблюдается в западной части города, где расположены промышленные предприятия.

В 2013 г. среднегодовые концентрации, превышающие ПДК, отмечены: по железу и меди – 2 ПДК, марганцу – 6 ПДК. Среднегодовое содержание нефтепродуктов, соединений азота, фенолов не превысило ПДК. Качество воды в створе выше г. Лысьва осталось на уровне 2012 г. и соответствовало 2 классу качества – вода «слабо загрязнённая». Произошло изменение качества воды в створе ниже г. Лысьва, улучшение по сравнению с 2012 г., с переходом из 3 класса качества – вода «очень загрязнённая» разряд «б» – в 3 класс качества, разряд «а» – вода «загрязнённая» за счет уменьшения повторяемости числа случаев превышения ПДК железа, и кратности превышения ПДК марганца [5].

Проблема подтопления для г. Перми связана в первую очередь с воздействием техногенных факторов на водный баланс территории и широким распространением слабоводопроницаемых глинистых грунтов. Возрастает поверхностный сток, который в период весеннего половодья составляет 88-95%, а подземный – 5-12% от общего стока. Для территории города характерны значительные площади распространения низких Камских террас, которые в силу своего структурно-геологического и гидрогеологического строения являются потенциально подтопляемыми и подтопляемыми. Основные причины подтопляемости: влияние Камских водохранилищ, широкое распространение слабоводопроницаемых глинистых грунтов и слабая дренированность значительной части территории, наличие предприятий с высоким водопотреблением и значительные утечки из водонесущих коммуникаций, нарушение поверхностного стока при

строительстве и вызванная этим повышенная инфильтрация талых и дождевых вод.

В пределах г. Перми выделяют территории со следующими уровнями залегания подземных вод:

- подтопленные – 0-2 м;
- практически подтопляемые – 2-4 м;
- потенциально подтопляемые – 4-6 м;
- условно неподтопляемые территории – 10 м.

Подтоплены и практически подтоплены центральная часть 4 террасы в междуречье Мулянка – Данилиха, Данилиха – Егошиха, центральная и южные части в междуречье Егошиха – Ива, Мотовилиха – Язовая. Для перечисленных участков характерны подземные воды, приуроченные к верхней части аллювиально-делювиальных суглинков [1].

Отрицательное влияние подтопления наиболее интенсивно проявляется по отношению к физико-механическим свойствам грунтов, строительным конструкциям, а также способствует активизации экзогенных геологических процессов (суффозии, эрозии, просадочности и склоновых гравитационных процессов). Значительные масштабы процесс подтопления приобретает в районах, подверженных подпору грунтовых вод водохранилищами.

Таким образом, техногенные изменения гидрогеологической обстановки в пределах урбанизированных территорий проявились в нарушении гидрогеохимического режима и условий залегания подземных вод.

Литература

1. Димухаметов Д.М. Опасные геологические процессы на левобережной территории города Перми (суффозия, подтопление, эрозия) Пермь, 2000. 256 с.
2. Катаев В.Н., И.В. Щукова. Подземные воды города Перми. Пермь, 2006. 142 с.
3. Кафтантаий Е.Б. Техногенные изменения гидрогеологической обстановки застроенных территорий (на примере г. Новочеркасска): Автореф. дис. к.г.-м.н. Ростов-на-Дону, 2002. 28 с.
4. Состояние и охрана окружающей среды г. Перми. Пермь, 2014. 85 с.
5. Состояние и охрана окружающей среды Пермского края, 2014. 264 с.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ РЕСУРСНОГО ПОТЕНЦИАЛА ПОДЗЕМНЫХ ВОД РОССИИ

П.В. Некрасов

*Пермский государственный национальный исследовательский
университет, студент 4 курса, uait.uolter2014@yandex.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент И.И. Минькевич

Аннотация: тенденция увеличения численности населения Земли приводит ко многим проблемам, одной из которых является увеличение дефицита пресной питьевой воды. К 2030 году планета столкнётся с 40% дефицитом пресной воды, если мы резко не улучшим управление этим ценным ресурсом. Такой вывод был сделан в докладе «Вода для устойчивого мира», ООН 2015 г.

Ключевые слова: дефицит питьевых водных ресурсов.

PROSPECTS OF RESOURCE POTENTIAL OF UNDERGROUND WATER RUSSIA

P.V. Nekrasov

Perm State University, 4th year Student, uait.uolter2014@yandex.ru

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader,
I.I. Minkevich

Abstract: the trend of increasing world population leads to many problems, one of which is an increase of fresh drinking water shortage. By 2030, the planet will face a 40% shortage of fresh water, if we do not dramatically improve the management of this valuable resource. Such a conclusion was made in the report, «Water for Sustainable Peace», the United Nations 2015.

Key words: shortage of drinking water.

Некоторые заключения ООН касающиеся данной проблемы:

«Население земного шара увеличивается примерно на 80 млн человек в год, что предполагает потребление пресноводных ресурсов около 64 миллиардов м³/год».

«С 1947 года в Море было заключено 300 международных соглашений по водным ресурсам. И возникало 37 конфликтов между государствами» [1].

На сегодняшний день в РФ подавляющая часть (более 95%) запасов подземных вод – это воды для питьевого водоснабжения населения. Около 5% приходится на запасы, предназначенные для технологического обеспечения объектов промышленности или орошения земель.

По количеству добываемой воды лидируют Московская область, Краснодарский край, Кемеровская и Свердловская области. За последнее десятилетие тенденция к уменьшению добычи подземных вод сохраняется во всех федеральных округах. Степень освоения запасов (отношение добычи подземных вод к запасам) в России остаётся на уровне 33% (табл.1).

Прирост балансовых запасов за последние 10 лет составил 10,4 млн. м³/сут (рис.). Реальный годовой прирост вновь разведанных запасов оценивается в 1-1,2 млн. м³/сут. Однако, в связи со списанием с баланса части ранее разведанных запасов, фактический прирост запасов подземных вод оказывается несколько меньше [2].

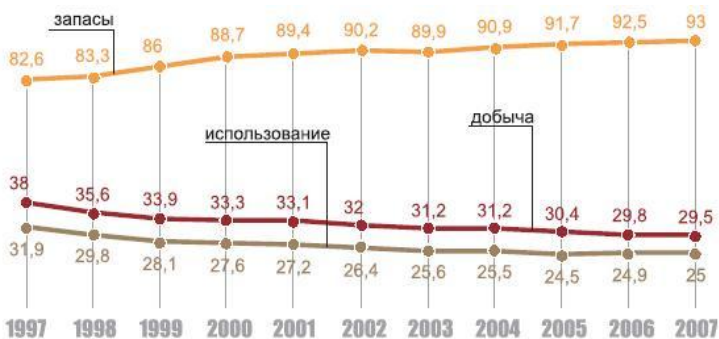


Рис. Динамика запасов, добычи и использования подземных вод в 1997-2007 гг., млн. м³/сут [2]

Перспективы развития ресурсного потенциала подземных вод России после преодоления проблем могут быть выражены в повсеместном обеспечении нужд страны, а также в экспорте этого стратегически важного ресурса. Так как спрос на него уже имеется, и в дальнейшем будет расти.

И пока Россия лишь задумывается о том, могут ли ее водные запасы стать стратегическим экспортным продуктом, множество компаний, ученых и целых стран по всему миру уже вовсю разрабатывают и воплощают в жизнь самые разные варианты доставки чистой воды от тех, у кого она в избытке, к тем, кто в ней остро нуждается (табл.2) [3].

Примером экспорта водных ресурсов из России является – крупнейший в мире водовод Астрахань – Мангышлак (Казахстан) длиной 2175 км производительностью до 0,7 м³/с волжской воды.

Будучи изначально загрязнённой, вода очищается и доводится до питьевого качества непосредственно на местах её потребления.

Таблица 1

Прогнозные ресурсы и эксплуатационные запасы подземных вод

Фед. округ	Площадь, тыс. км ²	Прогнозные ресурсы млн м ³ /сут		Модуль прогнозных ресурсов, дм ³ /с*км ²		Экспл. запасы, прошедшие гос. экспертизу (на 01.01.2002 г. тыс. м ³ /сут)	Степень изученности прогнозных ресурсов
		Всего	В т.ч. береговых водооборотов	Средний	Без учёта береговых водооборотов		
Северо-Западный	1678,2	111,8	26	0,77	0,59	4521,0	0,04
Центральный	652,8	67,9	10,3	1,26	1,02	26123,9	0,38
Приволжский	1037,8	97,1	20,4	1,08	0,86	15902,6	0,16
Уральский	1788,9	175,4	0,5	1,14	1,13	5521,4	0,03
Сибирский	5114,8	357,7	59,4	0,81	0,67	14896,4	0,04
Дальневосточный	6215,9	249	16,2	0,46	0,43	6967,7	0,03
Северо-кавказский	589,2	38,9	11,7	0,76	0,53	15445,6	0,40
В целом	17077,5	1098	144,5	0,74	0,64	89378,8	0,08

Таблица 2

Межгосударственные соглашения о поставках воды

Страна-экспортёр	Страна-импортёр	Дата подписания контракта	Срок поставок	Способ поставки	Объём поставок	Цена сделки
Турция	Израиль	2004	20 лет	Трубопровод, танкеры	50 млн м ³ /год	35 млн долл/год
Турция	Иордания	2009	-	Трубопровод	-	Около 1,1 млрд долл
Иран	Кувейт	2003	30 лет	Трубопровод	90 млн м ³ /год	2 млрд долл/год
Греция	Кипр	2004	10 мес	Танкеры	-	39 млн евро
Франция	Испания	2008	-	Танкеры	10 танкеров по 36 млн дм ³	22 млн евро
Киргизия	Германия	-	-	Бутилированная вода	-	12 долл/25 л
Таджикистан	Иран	2012	-	Трубопровод	1 млрд м ³ /год	-

Литература

1. URL: <http://www.unwater.org/statistics/statistics-detail> (дата обращения: 24.02.2016).
2. URL: <http://www.mineral.ru/Facts/russia/131/291> (дата обращения: 24.02.2016).
3. URL: <http://korrespondent.net/business/economics/3283596-holuboe-zoloto-nazrevaet-hlobalnaia-revolutsiya-v-torhovle-vodoi> (дата обращения: 24.02.2016).

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОБОСНОВАНИЕ ОБМЕННО-АДСОРБЦИОННОЙ ПРИРОДЫ ГИДРОКАРБОНАТНЫХ НАТРИЕВЫХ ВОД ЮЖНОГО ПРЕДУРАЛЬЯ

О.В. Омельченко, В.А. Вербовская

*Южно-Российский государственный политехнический
университет (НПИ) им. М.И.Платова,
студенты 3 курса, popovvg@novoch.ru*

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор В.Г. Попов

Аннотация: статья посвящена выяснению процессов образования содовых вод в верхнепермских отложениях Южного Предуралья. Выполненные экспериментальные исследования в системе «вода – порода» показали, что источником растворенного натрия служит обменно-адсорбционный комплекс глинистых минералов.

Ключевые слова: Предуралье, содовые воды, обменная адсорбция.

EXPERIMENTAL SUBSTANTIATION OF EXCHANGE-ADSORPTION OF NATURE HYDROCARBONATE SODIUM WATERS OF SOUTHERN PRE-URALS

O.V. Omelchenko, V.A. Verbovskaya

*Platov South-Russian State Polytechnic University (NPI),
3^d year Students, popovvg@novoch.ru*

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor
V.G. Popov

Abstract: the article investigates the processes of sodium waters formation in the Upper Permian deposits of the Southern Pre-Urals. Performed experimental studies in the system "water - rock" showed that the source of dissolved sodium is the exchange-adsorption complex of clay minerals.

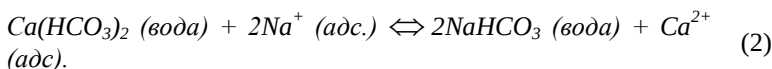
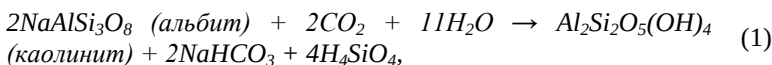
Keywords: Pre-Urals, sodium waters, exchange adsorption.

Южное Предуралье в гидрогеологическом отношении отвечает юго-восточной части Волго-Уральского артезианского бассейна. Кислородно-азотные (азотные) $\text{HCO}_3\text{-Na}$ подземные воды (ПВ) заключены в его верхнем этаже, сложенном терригенными глинистыми верхнепермскими ($\text{P}_{2\text{ц}}$, $\text{P}_{2\text{kz}}$) породами. В гидрогеохимическом разрезе они залегают между $\text{HCO}_3\text{-Ca}$ ПВ (вверху) и $\text{SO}_4\text{-Na}$ или $\text{SO}_4\text{-Ca}$ (внизу) на глубине 50-150, иногда до 350 м. Мощность зоны $\text{HCO}_3\text{-Na}$ ПВ в среднем составляет 60-80 м. При минерализации (М) 0,5-1,5 г/дм³ содержание $\text{NaHCO}_3 + \text{Na}_2\text{CO}_3$

достигает 95%. По существу это чистый содовый раствор, состав которого приведен в обобщенной формуле:

$$N_2M0,5 - 1,5 \frac{HCO_3 85 - 98SO_4 2 - 15Cl 1 - 4}{Na 65 - 98Mg 1 - 25Ca 1 - 10} pH 7,4 - 8,8 Eh(+100) - (+300) T 4 - 6.$$

Проблема формирования содовых вод издавна привлекала внимание исследователей [1-3,5 и др.]. В настоящее время основными конкурирующими концепциями их образования являются гидролитическая и обменно-адсорбционная, отображенные в реакциях:



Интенсивность процессов гидролиза по реакции (1) зависит от насыщенности ПВ CO_2 . Однако, считается [3,4], что даже при высоких его концентрациях формирующиеся в результате гидролитического разложения полевошпатовых минералов смешанного состава HCO_3 ПВ по катионному составу будут также смешанными (Na-Mg-Ca).

Верхнепермские песчаники Южного Предуралья состоят в основном из кварца (10-40%) и карбонатов (до 30-50%). Содержание полевых шпатов невысокое (5-20%). Они представлены альбитом, олигоклазом и андезином, т.е. смешанными (Na-Ca) плагиоклазами. За счет воздействия на такие породы инфильтрационных ПВ (CO_2 до 20-30 мг/дм³), образование гидролитическим путем чистых HCO_3 -Na ПВ крайне маловероятно. При этом важно подчеркнуть, что процессы гидролиза, протекающие по внутридиффузионной кинетике, реализуются в течение весьма длительного времени [1].

Основные положения обменно-адсорбционной концепции в гидрогеохимии сводятся к следующему [4]:

- интенсивность и направленность ионообменных процессов в гидростратисфере определяются энергией поглощения катионов и их концентрацией в ПВ и поглощенном комплексе (ПК) пород;

- энергия поглощения катионов снижается с уменьшением их ионных потенциалов, представляющих отношение заряда ионов к их атомному радиусу. Ионный потенциал участвующих в обменно-адсорбционных реакциях Ca^{2+} и Mg^{2+} в 2-3 раза выше чем Na^+ , поэтому энергетически наиболее выгодно протекание обратимой реакции (2) слева направо, т.е. с образованием содовых вод;

– ионообменные свойства глинистых минералов зависят от их удельной поверхности и кристаллохимического строения базальных поверхностей. Поэтому в ряду алюмосиликатов «каолинит – гидрослюда – монтмориллонит» с усложнением структуры минералов и ростом их удельной поверхности (от 40 до 800 м²/г) происходит увеличение емкости ПК (от 1 до 100 ммоль/100 г породы и выше);

– состав адсорбированных катионов определяется гидрохимией бассейна седиментации. Поэтому ПК морских осадков имеет соотношение $rNa > rCa$, а континентальных – $rCa > rNa$. При внедрении в осадочные породы с талассогенными растворами инфильтрационных вод обменно-адсорбционные процессы в общем случае идут в направлении насыщения ПК Ca^{2+} и Mg^{2+} , а раствора Na^+ ;

– обменная адсорбция является одним из самых быстропротекающих процессов: в экспериментах равновесие между поглощенными и гидратированными катионами устанавливается за минуты-часы;

– количество катионов, которое может потенциально поступить в ПВ из ПК, регламентируется емкостью ПК и пористостью породы. Масса катионов адсорбционного происхождения в ПВ может варьировать от 0,1 до 5 моль/дм³ и более, что вполне обеспечивает формирование катионного состава не только пресных, но и более минерализованных ПВ.

В результате анализа ПК верхнепермских пород (>200 проб), установлено, что максимальные концентрации адсорбированных катионов (30-85 ммоль/100 г) наблюдаются в тонкодисперсных осадках – глинах и аргиллитах. Емкость ПК глинистых песчаников и алевролитов составляет 20-40 ммоль/100 г (рис.). Довольно высокая адсорбционная активность пород связана с гидрослюдисто-сметкитовым составом слагающего их глинистого вещества.

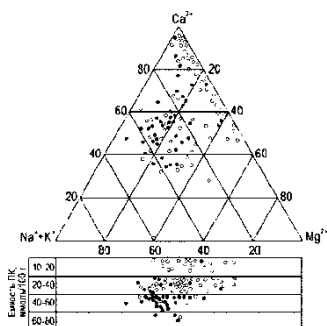


Рис. Состав ПК верхнепермских отложений (залитые значки – глины и аргиллиты, незалитые – песчаники и алевролиты)

Состав адсорбированных катионов в значительной степени контролируется глубиной залегания пород. В самой верхней, наиболее промытой части разреза (до 50-100 м), соответствующей зоне $\text{HCO}_3\text{-Ca}$ вод, в ПК доминирует Ca^{2+} (60-95%, или 0,3-1,3 г/100 г), а Na^+ занимает подчиненное положение (1-7%, или 0,01-0,1 г/100 г). Величина rCa/rNa варьирует в пределах 11-46. Следует полагать, что изначально морской ПК пород этой зоны за MZ-KZ субаэральный этап развития бассейна был трансформирован в континентальный.

На больших глубинах (до 150-350 м) в зоне затрудненного водообмена концентрация Na^+ в ПК пород резко возрастает до 0,5 г/100 г, а Ca^{2+} , напротив, снижается до 0,1 г/100 г. Величина rCa/rNa уменьшается до 0,9. Именно эти породы с морским обликом ПК и вмещают $\text{HCO}_3\text{-Na}$ воды. Необходимо отметить, что они никогда не встречаются в породах с содержанием поглощенного $\text{Na}^+ < 30\%$

Полное соответствие состава катионов ПВ и ПК пород указывает на обменно-адсорбционную природу $\text{HCO}_3\text{-Na}$ вод. Этот вывод подтверждается также и результатами водных вытяжек из верхнепермских песчаников, ПК которых богат адсорбированным Na^+ (0,2-0,3 г/100 г). В ходе опытов с одноступенчатой экспозицией за счет выщелачивания из пород CaCO_3 и последующего обмена Ca^{2+} воды на Na^+ ПК были получены содовые растворы по составу очень близкие ПВ, содержащимся в этих породах. Всего выполнен анализ 45 вытяжек. Ниже приведены сравнительные данные одной из них:

$$\begin{aligned} \text{водная вытяжка} &= M_{0,4} \frac{\text{HCO}_3\text{ } 78\text{SO}_4\text{ } 19\text{Cl } 3}{\text{Na } 98\text{Ca } 2}, \\ \text{подземные воды} &= M_{0,6} \frac{\text{HCO}_3\text{ } 89\text{SO}_4\text{ } 8\text{Cl } 3}{\text{Na } 94\text{Ca } 4\text{Mg } 2}. \end{aligned}$$

Инконгруэнтные гидролитические процессы, реализующиеся по втритидиффузионному механизму, за столь короткое время не способны обеспечить образование $\text{HCO}_3\text{-Na}$ вод.

Литература

1. Алевин О.А. Основы гидрохимии. Л.: Гидрометеиздат, 1970. 442 с.
2. Бунеев А.Н. Основы гидрогеохимии минеральных вод осадочных отложений. М.: Медгиз, 1956. 228 с.
3. Врублевский М.И. Углекислые воды юрской депрессии Западного Кавказа // Вопросы гидрогеологии и гидрохимии. Л.: 1966. С. 76-88.
4. Попов В.Г., Абдрахманов Р.Ф. Ионнообменная концепция в генетической гидрогеохимии. Уфа: Гилем, Башкирская энциклопедия, 2013. 356 с.
5. Посохов Е.В. Происхождение содовых вод в природе. Л.: Гидрометеиздат, 1969. 154 с.

ОЦЕНКА КАЧЕСТВА РОДНИКОВЫХ ВОД ГОРОДА ПЕРМИ

Н.В. Патрушев¹, А.О. Григорьева²

*Пермский государственный национальный исследовательский
университет, ¹-студент 3 курса, patrushev_nv@mail.ru,
²-студент 2 курса, gri-gri96@mail.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент И.М. Тюрина

Аннотация: на территории города Перми имеется большое количество родников, многие из которых используются населением для питьевых нужд. Дана сравнительная оценка риска водопотребления, изменения нитратного загрязнения родниковых вод за период 2006-2015 гг.

Ключевые слова: риск, родники, химический состав, нитратное загрязнение.

QUALITY ASSESSMENT OF SPRING WATER IN PERM

N.V. Patrushev¹, A.O. Grigorieva²

*Perm State University, ¹-3^d year Student, patrushev_nv@mail.ru,
²-2nd year Student, gri-gri96@mail.ru*

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader
I.M. Tyurina

Abstract: there are a large number of springs on the territory of Perm, many of which are used by people for drinking needs. There are comparative assessment of the risk of water consumption and changes in nitrate contamination of spring waters for the period 2006-2015.

Key words: risk, springs, chemical composition, nitrate contamination.

Подземные воды имеют огромное значение для территорий с нецентрализованным водоснабжением в городской черте. Нецентрализованным водоснабжением является использование для питьевых и хозяйственных нужд населения воды подземных источников, забираемой с помощью различных сооружений и устройств, открытых для общего пользования или находящихся в индивидуальном пользовании, без подачи ее к месту расходования [3]. Возрастающее влияние техногенеза пагубно сказывается на состоянии подземных вод. Потребляемая вода из разных источников несет в себе большое количество химических элементов с превышениями ПДК. Для местного населения употребление такой воды небезопасно.

Целью исследования является сравнительная оценка риска использования родниковой воды для здоровья населения г. Перми по

данным за периоды 2006-2008 гг. и 2015 г. Родники г. Перми относятся к слабоводоносному локально-водоносному шешминскому терригенному комплексу и водоносному локально-слабоводоносному четвертичному аллювиальному комплексу Восточно-Русского бассейна пластовых вод [1]. Для данной территории характерно быстрое увеличение минерализации вод с глубиной и небольшая водообильность пород. Вследствие этого перспективные водоносные горизонты для централизованного водоснабжения на территории г. Перми отсутствуют. За счет подземных вод можно обеспечить лишь небольшие предприятия и отдельные поселки при условии контроля за качеством воды [4]. Наибольшее изменение качества подземной воды происходит преимущественно в весенний период. Поэтому основу исследования составили результаты химического состава 11 родников за весенние периоды 2006-2008 гг. и 2015 г. Авторами были рассмотрены данные по содержанию нитратов, так как они являются основным показателем бытового загрязнения (табл.).

Таблица

Содержание нитратов в родниках г. Перми

№	Местоположение родника	Содержание NO ₃ , мг/дм ³	
		Май 2006-2008 г.г.	Май 2015 г.
1	Лев. берег р. Гайвы у развилки ж/д	68,98	14,20
2	Лев. берег р. Гайвы у изоляторного завода	20,30	28,00
3	Прав. берег р. Камы, церковь Св. Князя Владимира	58,30	51,30
4	Прав. берег р. Ивы, 30 м выше устья р. Таложанки	66,55	55,90
5	Лев. берег р. Камы, ул. Соликамская 188	72,68	61,90
6	Лев. берег р. Камы, ул. Соликамская 235	37,37	16,40
7	Лев. берег р. Камы, ул. Соликамская 257	44,02	13,10
8	Лев. берег р. Камы, ул. Соликамская 174	36,37	39,70
9	Прав. берег р. Камы, ул. Кировоградская 110	34,70	41,60
10	Прав. берег р. Данилихи, ул. Овчинникова 11	53,70	35,50
11	Лев. берег р. Данилихи, ул. Яблочкова 37	74,60	45,90

Согласно руководству по оценке риска для здоровья населения при воздействии химических веществ, загрязняющих окружающую среду (Р 2.1.10.1920-4) авторами было проведено исследование, которое заключалось в расчете коэффициента опасности и выявлении наиболее загрязненных родников. Коэффициент опасности (КО) – это

отношение воздействующей дозы или концентрации химического вещества к его безопасному (референтному) уровню воздействия (для нитратов референтный уровень равен 1,6 мг/кг). При поступлении веществ пероральным путем коэффициент опасности позволяет оценить риск развития неканцерогенных эффектов. Если рассчитанный коэффициент опасности вещества не превышает единицу, то вероятность развития у человека вредных эффектов при ежедневном поступлении вещества в течение жизни незначительна и такое воздействие характеризуется как допустимое [2].

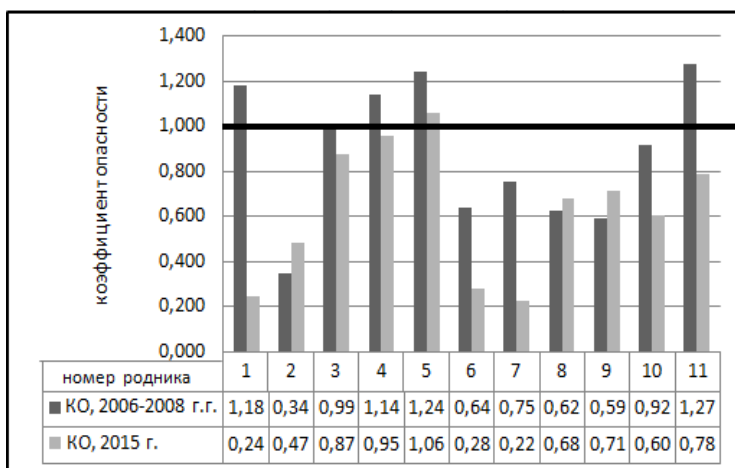


Рис. Диаграмма коэффициентов опасности по содержанию нитратов в родниках за 2006-2008 гг и 2015 г

Диаграмма построена исходя из значений коэффициентов опасности по содержанию нитратов (рис.). Предельный порог на диаграмме обозначен жирной линией. Таким образом, можно судить о потенциальной опасности родников по этим результатам. За период 2006-2008 годов выделены четыре родника с потенциально опасной водой: №1 – лев. берег р. Гайвы у развилки ж/д.; №4 – прав. берег р. Ивы, 30 м выше устья р. Таложанки; №5 – лев. берег р. Камы, ул. Соликамская, 188; №11 – лев. берег р. Данилихи, ул. Яблочкова, 37. Наибольшее значение КО наблюдается у родника №11 (КО = 1,27). За 2015 год выделен только один родник с потенциально опасной водой: №5 – лев. берег р. Камы, ул. Соликамская, 188 (КО = 1,06).

На основании изложенного выше следует, что наблюдается улучшение качества воды в родниках. Только в одном роднике (№5)

вода остается потенциально опасной для употребления. Улучшение качества связано с уменьшением бытового загрязнения территорий. Это значит, что риск развития неканцерогенных эффектов у населения, использующего выше приведенные родники, снижается. Тем не менее, нельзя не отметить, что химический состав подземных вод подвержен сильным сезонным колебаниям. Поэтому необходимо постоянно проводить мониторинг химического состава подземных вод города Перми.

Литература

1. Минерально-сырьевые ресурсы Пермского края. Пермь, 2006. 464 с.
2. Р 2.1.10.1920-04. Руководство по оценке риска для здоровья населения при воздействии химических веществ, загрязняющих окружающую среду. [Электронный ресурс] URL: <http://www.gosthelp.ru/text/R2110192004Rukovodstvo2000.html> (дата обращения: 28.02.2016)
3. СанПиН 2.1.4.1175-02. Гигиенические требования к качеству воды нецентрализованного водоснабжения. Санитарная охрана источников. [Электронный ресурс] URL: http://ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/10/10948/ (дата обращения: 28.02.2016).
4. Шимановский Л.А., Шимановская И.А. Пресные подземные воды Пермской области. Пермь, Пермское книжное издательство, 1973. 197 с.

ПРОДОЛЖЕНИЕ ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ИСТОЧНИКА УРОЧИЩА ПЕРНЯЯГ

Р.В. Романюк

Пермский государственный национальный исследовательский университет, студент 4 курса, kotrad.romanyuk2013@yandex.ru
Научные руководители: к.г.-м.н., доцент Ю.А. Килин, к.г.-м.н., доцент И.И. Минькевич

***Аннотация:** проведено повторное гидрогеохимическое опробование неизвестного родника в Гайнском районе Пермского края, прозванного местными жителями святым источником за его целебные свойства. Анализ проб воды показал наличие серебра в повышенных концентрациях.*

***Ключевые слова:** источник, гидрогеохимическое опробование, повышенная концентрация серебра.*

CONTINUED OF THE HYDROGEOCHEMICAL RESEARCH SOURCE BOUNDARY PERNAYAG

R.V. Romanyuk

Perm State University,

4th year Student, komrad.romanyuk2013@yandex.ru

Research Supervisors: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader
Y.A. Kilin, Candidate of Geology and Mineralogy, Reader I.I. Minkevich

Abstract: *conducted a field test hydrogeochemical unknown spring in Gaynsky District Perm Krai, nicknamed by locals sacred source for its healing properties. Analysis of water samples showed the presence of high concentrations of silver.*

Key words: *source, hydrogeochemical sampling, increased concentration of silver.*

Святой источник урочища Пернаяг расположен на правом берегу р. Камы, близ поселка Усть-Весляна, в Гайнском районе Пермского края. Со слов Сушковой Г.Г., уроженки поселка Усть-Весляна: «В переводе с коми это означает «пермяцкий лесной крест». Его поставил там сам Стефан Великопермский – святитель, епископ Малой Перми (1383 г.), после смерти возведенный в ранг святых мучеников. На этом месте в водах Камы святитель крестил коми-пермяков, вогулов и чудь в православную веру». В 1990 г. родник официально объявлен святым. Ежегодно туда совершается пеший крестный ход из поселка Сёйва.

В экологическом отношении источник относится к благополучным – низкая плотность населения, отсутствие промышленных предприятий. В гидрогеологическом отношении он приурочен к восточно-европейской системе бассейнов, к Веслянскому бассейну, водоносному горизонту средней юры [2]. В районе родника обнажаются аргиллиты и доломиты с линзами гравия. Высота обнажения 6, ширина – 50 м. Разрез начинается почвенно-растительным слоем, ниже – переслаивание аргиллитов и мергелей. Породы, слагающие русло и пойму реки: пески с линзами гравия, глины с прослоями алевролитов. Родник нисходящего типа, возвышение над урезом реки 2 м. По классификации О. Мейнцнера источник относится к незначительным, дебит составляет 0,042 л/с. Химический состав родниковых вод исследован по двум пробам в летнюю и в зимнюю межень. Минерализация и некоторые компоненты увеличиваются от летней межени к зимней. Это объясняется тем, что в летнюю межень помимо подземного стока, питание родника происходит за счет инфильтрационных вод. Все компоненты не превышают предельно допустимых концентраций (табл.).

Таблица

Содержание макро-, и микрокомпонентов и минерализация воды святого источника урочища Пернаяг(2015-2016 гг)

Показатель	Ед. изм.	Результат анализа	
		Летом	Зимой
Гидрокарбонат-ион	мг/дм ³	294,00	306,50
Карбонат-ион	мг/дм ³	<0,06	<0,06
Хлорид-ион	мг/дм ³	0,3	0,6
Сульфат-ион	мг/дм ³	2,2	3,6
Фторид-ион	мг/дм ³	0,2	0,1
Нитрит-ион	мг/дм ³	<0,5	0,6
Аммоний-ион	мг/дм ³	<0,5	<0,5
Нитрат-ион	мг/дм ³	<0,2	<0,2
Кальций	мг/дм ³	49,7	65,3
Магний	мг/дм ³	12,3	16,5
Натрий	мг/дм ³	1,7	2,5
Калий	мг/дм ³	0,5	0,7
Серебро	мг/дм ³	0,0037	0,0031
Сухой остаток	мг/дм ³	223,9	243,5
Жесткость(общая)	мг-экв/дм ³	3,5	4,6
Водородный показатель (рН)	Ед. рН	5,51	7,52
Минерализация	мг/дм ³	320,3	396,7

Значительных изменений родниковых вод, по макро-, и микрокомпонентам не наблюдается. Вода имеет гидрокарбонатный кальциево-магниевый состав, который обусловлен растворением вмещающих карбонатных пород.

В родниковой воде наблюдается повышенное содержание серебра, которое объясняется, по-видимому, присутствием рудной минерализации, наличием амальгамных соединений в породах выветривания пермских и мезозойских пород.

В районе исследований развита раннемезозойская кора выветривания, содержащая агрегатное ртутистое золото и серебро [1].

В результате проведенных исследований, в водах источника было обнаружено повышенное содержание серебра. При дальнейших детальных гидрогеологических исследованиях это дает возможность открытия новой гидрогеохимической провинции с повышенным содержанием серебра и высококачественной водой для питьевого водоснабжения.

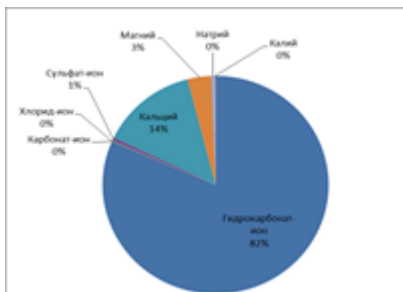


Рис. 1. Содержание макрокомпонентов в исследуемом растворе

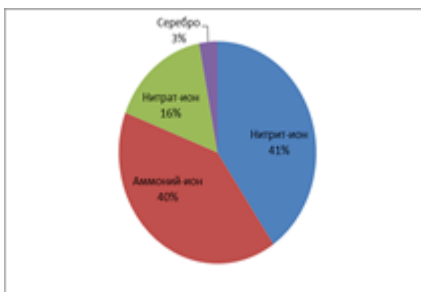


Рис. 2. Содержание микрокомпонентов в исследуемом растворе

Литература

1. Гоннов. В.В., Наумов В.А., Осовецкий Б.М. Геологическое строение и полезные ископаемые КПАО // Материалы Пермской межведомственной региональной научно-производственной конференции. г. Кудымкар, Коми-Пермяцкое книжное издательство, 2003. 158 с.
2. Татарковский А.М. Атлас карт Пермского края. г. Пермь, Перм. гос. нац. исслед. ун-т., 2014. 124 с.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ВОДООБИЛЬНОСТИ СЕРРАВАЛИЙСКОГО И ТОРТОН-ГЕЛАЗСКОГО ВОДОНОСНЫХ ГОРИЗОНТОВ ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ТАМБОВСКОЙ ОБЛАСТИ

Н.А. Стромова

*Воронежский государственный университет,
магистрант 1 года обучения, nino4ka2424@gmail.com*
Научный руководитель: к.г.н., доцент С.П. Пасмарнова

Аннотация: проведен территориальный анализ водопроводимости тортон-гелазского и серравалийского водоносных горизонтов, используемых для централизованного водоснабжения в западной части Тамбовской области. Проанализированы факторы, определяющие условия водообильности.

Ключевые слова: водоносный горизонт, фильтрационные свойства, удельный дебит, водопроводимость.

COMPARATIVE ANALYSIS OF THE WATER ABUNDANCE SERRAVALIYSKY AND TORTON-GELAZSKIY OF THE WATER BEARING HORIZONS WESTERN PART OF THE TAMBOV REGION

N.A. Stromova

Voronezh State University,

1st year Master's Degree Student, nino4ka2424@gmail.com

Research Supervisor: Candidate of Geographic Sciences, Reader

S.P. Pasmarnova

Abstract: *the territorial analysis of water conduction of the torton-gelazsky and serravaliysky water bearing horizons used for the centralized water supply in the western part of the Tambov region is carried out. The factors defining water abundance conditions are analysed.*

Key words: *water bearing horizon, filtration characteristics, specific discharge of well, water conduction.*

При решении вопросов, связанных с проблемами хозяйственно-питьевого водоснабжения различных регионов, важное значение имеют исследования фильтрационных свойств водовмещающих отложений гидрогеологических подразделений.

В настоящей работе автор предлагает ознакомиться с результатами сравнительного анализа водообильности основных водоносных подразделений (тортон-гелазского и серравалийского водоносных горизонтов), используемых для централизованного водоснабжения западной части Тамбовской области.

Тортон – гелазский водоносный горизонт $_2(N_{1-2} \text{ tor-gl})$ приурочен к отложениям усманской и потуданской сериям [1]. Горизонт представлен разнотекстурными песками с прослоями глин в верхней и средней части разреза. Мощность обводнённых отложений достигает 50 м. Коэффициент фильтрации водовмещающих отложений, преимущественно, составляет десятые доли м/сут., в редких случаях достигает 2-4 м/сут.

Серравалийский водоносный горизонт $_2(N_{1sr})$ развит в восточной части рассматриваемой территории составе отложений уваровской и тамбовской свит миоцена [1]. Водовмещающими породами служат разнотекстурные пески с прослоями глин. Мощность водоносных отложений достигает 78 м. Глубина залегания водоносного горизонта изменяется от 7 до 93 м. Горизонт напорный.

Напор над кровлей изменяется от долей метра до 74 м. Коэффициент фильтрации варьируется в пределах 3-5 м/сут.

Водообильность водоносных горизонтов условно можно оценить по значению водопроводимости. Для расчета водопроводимости автором была использована следующая формула:

$$T = 130 * q \quad (1)$$

где q – удельный дебит скважины, измеряемый в л/с на 1 метр понижения [2].

Сведения об удельных дебитах скважин, пробуренных на рассматриваемой территории, собраны в процессе геологосъемочных работ сотрудниками НИИ Геологии ВГУ при непосредственном участии автора. Систематизация фондовых материалов показала, что удельный дебит скважин, эксплуатирующих торгон-гелазский водоносный горизонт, составляет десятые и сотые доли л/сек; иногда достигает 1 л/с. Удельный дебит скважин, эксплуатирующих сerratваллийский водоносный горизонт, изменяется от 0,3 до 0,7 л/с.

В результате анализа проведенных расчетов было установлено, что на большей части рассматриваемой территории значения водообильности торгон-гелазского водоносного горизонта преимущественно не превышают 50 м²/сут. Невысокие значения водопроводимости связаны с незначительной мощностью водоносного горизонта (около 10 м) и присутствием в геологическом разрезе данного подразделения глинистых отложений.

Значения водопроводимости сerratваллийского водоносного горизонта в основном варьируют в интервале 50-100 м²/сут. Такие значения обусловлены, с одной стороны, достаточно большой мощностью водоносного горизонта, с другой стороны – преобладанием песков в составе водовмещающих отложений.

На изученной территории выделены две зоны (севернее и южнее села Дмитриевка), где значения водопроводимости сerratваллийского водоносного горизонта не превышают 50 м²/сут (рис.). Такие значения водопроводимости, вероятнее всего, обусловлены присутствием в составе водовмещающих отложений прослоев глинистых пород мощностью 10-20 м.

Повышенные значения водопроводимости (130-150 м²/сут) отмечены на небольшом по площади участке восточнее населенного пункта Новая Деревня. Данное обстоятельство объясняется значительной мощностью водоносного горизонта и преимущественно песчаным составом водовмещающих отложений.

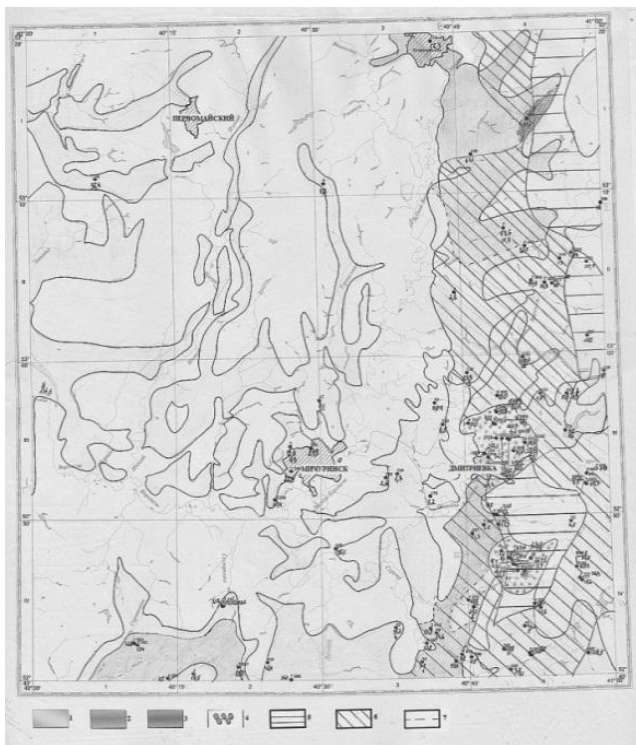


Рис. Схематическая карта водопроводимости тортон-гелазского и сerratвалейского водоносных горизонтов масштаба 1:500 000

Таким образом, в целом на рассматриваемой территории водопроводимость сerratвалейского водоносного горизонта выше водопроводимости тортон-гелазского водоносного горизонта, а ее значения варьируют преимущественно от 50 до 100 м²/сут.

Следовательно, наиболее перспективным для добычи подземных вод с целью хозяйственно-питьевого водоснабжения в западной части Тамбовской области является сerratвалейский водоносный горизонт.

Литература

1. Максимов В.М. Справочное руководство гидрогеолога Том 1,2 // В.М. Максимов. М.: Недра, 1979. 294 с.
2. Соколов Д.С. Гидрогеология СССР. Том IV. Воронежская и смежные области // Д.С. Соколов. М.: Недра, 1971. 499 с.

ОСОБЕННОСТИ РАСТВОРИМОСТИ СУЛЬФАТНЫХ КАРСТУЮЩИХСЯ ПОРОД ПО РЕЗУЛЬТАТАМ НАТУРАЛЬНЫХ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

И.А. Шульга

*Пермский государственный национальный исследовательский
университет, студент 4 курса, ia_shulga@hotmail.com*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент И.И. Минькевич

***Аннотация:** в статье рассмотрены результаты девятилетних натурных экспериментов растворимости гипсоангидритовых пород в условиях пещеры и на поверхности, которые позволили оценить интенсивность развития сульфатного карста.*

***Ключевые слова:** гипс, ангидрит, пещера, растворимость.*

FEATURES OF SOLUBILITY KARST OF SULPHATIC BREDS BY RESULTS OF NATURAL PILOT STUDIES

I.A. Shulga

Perm State University, 4th year Student, ia_shulga@hotmail.com

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader

I.I. Minkevich

***Abstract:** in article results of nine years natural experiments of solubility the gypsum-anhydrite of breeds in the conditions of a cave and on surface which allowed to estimate intensity of development of a sulphatic karst are considered .*

***Key words:** gypsum, anhydrite, caves, solubility.*

Введение.

В Институте карстоведения РГО и Пермском государственном университете впервые был разработан и осуществлен эксперимент по исследованию скорости растворения гипсоангидритов в зависимости от минерального состава, структуры, текстуры и степени неоднородности пород.

35 плиток размером 5х5х1,5 см изготовлено из гипса и ангидрита иренского горизонта кунгурского яруса из обнажений у д. Посад, п. Полазна, из керна скв. с. Усть-Кишерть и г. Кунгура, а также из Кунгурской ледяной пещеры. Состав образцов уточнен в шлифах и рентгеноструктурным анализом. Часть плиток была установлена в Кунгурской пещере, плитки были помещены в гроте Длинный (в подземнопроточное озеро и в воздухе), в грот Кастере-Лукина, на

выходе подземнопроточного озера из грота Великан, в гроте Дружба народов в подземном озере и в воздухе (рис.2,3). В пещере, как в природной лаборатории, оказались наиболее благоприятные условия для проведения эксперимента. Здесь проводились режимные наблюдения за составом и уровнем подземных вод. Минерализация воды в озерах за период наблюдений изменялась от 2,0 до 2,7 г/дм³, содержание сульфатного иона – от 1,3 до 1,7 г/дм³[3].

Целью данных исследований явился анализ изменения скорости растворения гипсоангидритов. По результатам эксперимента были построены графики изменения веса образцов гипсоангидритовых пород во времени по данным 9-летнего эксперимента проведенного сотрудниками Института карстоведения в условиях пещеры.

Результаты эксперимента.

За период исследований образцы в озере грота Длинный потеряли в весе от 27,5 до 42,86 г (рис.1). С повышением минерализации на поверхности озера появились пятна и плёнка из кальцита, включающая редкие кристаллы гипса. Температура воды изменялась от 3,0 до 4,4°C при температуре воздуха от 2,9 до 4,4°C. Эти параметры подтверждены сезонными изменениями, зависящими от условий питания карстовых и озёрных вод.

Выделяются периоды весеннего подъема уровня воды, связанного с паводком на р. Сылве и таянием снега, и осеннего – с инфильтрацией атмосферных осадков в карстовый массив.

Весенним периодам соответствует снижение минерализации и содержание сульфат-иона в результате смешения с менее минерализованными речными водами, зимним – некоторое повышение минерализации, благодаря подтоку трещинно-карстовых вод из глубинных частей массива. В начальный период равный 2,3 года, вес всех образцов уменьшился на 9-13%. Поверхность образцов гипса при высыхании покрылась мучнистым налетом, прожилок серого цвета несколько выступил. Ангидрит с гипсом был осложнен микро каррами. На образцах ангидрита с доломитом отмечены каверны с поперечником 2-3 см, и глубиной 2-5 мм. В последующие периоды рельеф поверхности образцов становился контрастнее [1].

В условиях низких температур относительная скорость растворения ангидрита с доломитом в сульфатных водах в 1,7 раза больше, чем гипса. Процессы растворения гипса и ангидрита носят сезонный характер и «контролируются» изменением величин дефицита насыщения воды сульфатом кальция.

Денудация образцов примерно за годовой период (373 сут.) составила соответственно I-75, II-50, III-110 мг/см²/сут · 10⁻³.

В целом за весь первый период эксперимента денудация поверхности образцов составляла 106,5-194,8 мг/см²/сут · 10⁻³.

Растворение плиток происходило при невысоких температурах в воде сульфатно-кальциевого состава при ее медленном движении. Температура воды в озере по данным ежемесячных наблюдений за 1983-1985 гг. составляла 3,6-4,0°C. Поверхность озера покрыта пятнами или сплошной плёнкой из кальцита с включением единичных кристаллов гипса.

В 1985 г. в Кунгурской пещере были установлены новые образцы, и эксперимент был продолжен. Установлены: I – гипс белый с серыми прожилками, мелкозернистый из месторождения Ординского района – в гроте Дружба. Плитка «а» помещена в подземное озеро; плитка «б» подвешена на леске. II – гипс серовато-белый, крупнозернистый с серыми прожилками и пятнами из месторождения Ординского района установлен в гроте Длинный. Плитка «а» помещена в подземное озеро; плитка «б» подвешена на леске. III – гипс темно-серый, крупнозернистый кристаллический из месторождения Ординского района установлен в гроте Дружба. Плитка «а» помещена в подземное озеро; плитка «б» подвешена на леске. IV – ангидрит из грота Дружба Кунгурской пещеры установлен в гроте Дружба. Плитка «а» помещена в подземное озеро; плитка «б» подвешена на леске. V – ангидрит голубоватый из грота Вышка Кунгурской пещеры установлен в гроте Длинный. Плитка «а» помещена в подземное озеро; плитка «б» подвешена на леске [2].

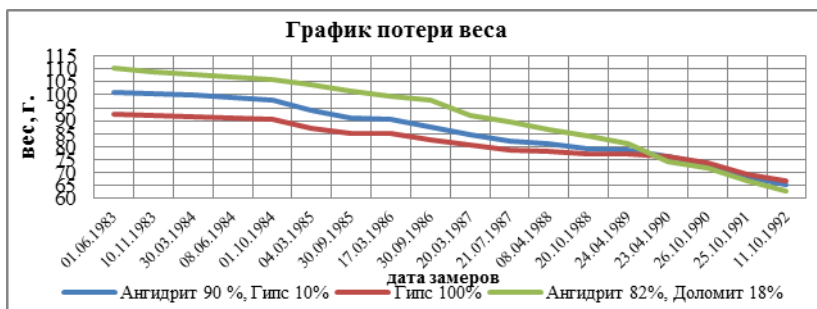


Рис. 1. График потери веса плиток в озере грота Длинный (с 01.06.83 по 01.10.92)

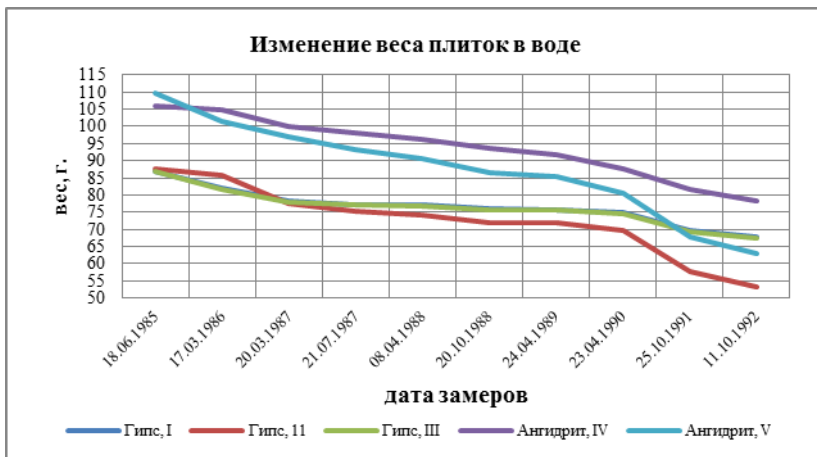


Рис. 2. График изменение веса плиток в гротах Кунгурской пещеры, установленных в воде подземных озёр

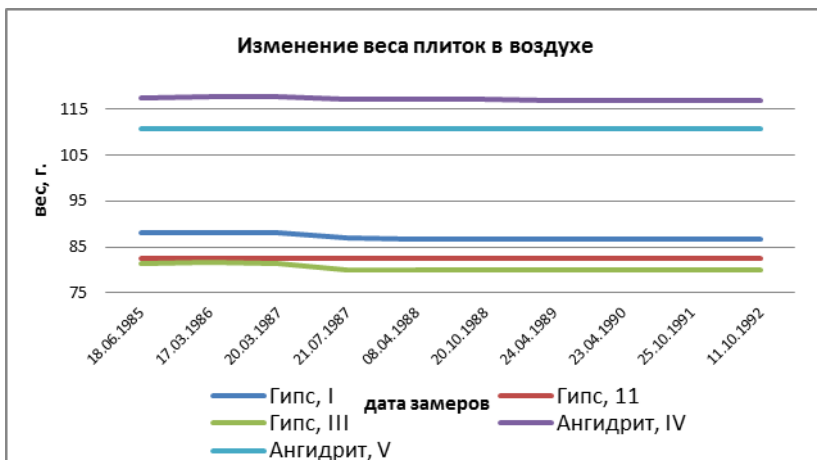


Рис. 3. График изменение веса плиток в гротах Кунгурской пещеры, установленных на воздухе подземных озёр

Выводы.

По результатам экспериментов было установлено, что процессы растворения сульфатов в пещере ускоряются во времени и контролируются структурой, текстурой, составом минералов и примесей. Растворение сопровождается гидратацией ангидрита с заполнением микротрещин селенитом. В массиве карстующихся пород

скорость растворения гипса и ангидрита зависит от глубины. В зоне вертикальной циркуляции слабоминерализованных вод гипс растворяется интенсивнее ангидрита. Ниже по разрезу, в зоне сульфатных карстовых вод растворимость ангидрита выше, и интенсивность карстового процесса здесь не снижается. То есть, в Кунгурской пещере растворение гипса и ангидрита продолжается даже при незначительном дефиците насыщения воды сульфатом кальция.

Скорость растворения ангидрита с доломитом в условиях низких температур, в начальный период больше, чем у гипса, но когда водонасыщенность образцов выравнивается (через 9-летний период), то и скорости растворения выравниваются.

В целом эксперименты подтвердили высокую активность сульфатного карста. Растворимость плиток гипса и ангидрита в пещере значительно выше, чем известняков в карбонатных карстовых массивах.

Литература

1. Горбунова К.А., Дорофеев Е.П., Максимович Н.Г., Минькевич И.И. Исследование процесса растворения гипсоангидритов в условиях Кунгурской Ледяной Пещеры // Пещеры методика изучения: Межвуз. сб. науч. тр. Пермь, 1986.
2. Минькевич И. И. Автореферат. Гидрогеологические особенности развития сульфатных карстующихся пород Пермского Прикамья. 2003.
3. Минькевич И.И., Килин Ю.А. Особенности растворимости сульфатных карстующихся пород по результатам натурных экспериментальных исследований // Геологическая эволюция взаимодействия воды с горными породами: материалы Второй Всероссийской конференции. Владивосток, 2015.

СЕКЦИЯ 8. ГЕОЭКОЛОГИЯ И ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

О ВЛИЯНИИ ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА РАСПРОСТРАНЕННОСТЬ ЗЛОКАЧЕСТВЕННЫХ НОВООБРАЗОВАНИЙ НА ТЕРРИТОРИИ РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН

Р.Р. Ахметшин

*Башкирский государственный университет,
студент 2 курса, railakhmetshin@gmail.com*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент И.М. Фархутдинов

***Аннотация:** злокачественные новообразования (ЗНО) представляют собой чрезвычайно актуальную медико-социальную проблему современности, что обусловлено широкой распространенностью заболевания. Изучение механизма влияния геоэкологических факторов на распространенность ЗНО позволит науке минимизировать воздействие данного фактора.*

***Ключевые слова:** геоэкология, рак.*

ABOUT GEOECOLOGICAL INFLUENCE ON PREVALENCE OF THE CANCER DISEASES ON REPUBLIC OF BASHCORTOSTAN TERRITORY

R.R. Akhmetshin

Bashkir State University, 2nd year Student, railakhmetshin@gmail.com

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader

I.M. Farkhutdinov

***Abstract:** today cancer diseases are very actually medical and social problem due prevalence among the population. Researching of the geoeology influence on prevalence of cancer will allow to minimize exposure of this factor.*

***Key words:** geoeology, cancer.*

Злокачественные новообразования (ЗНО) представляют собой чрезвычайно актуальную медико-социальную проблему современности, что обусловлено широкой распространенностью заболевания – в 2012 году зарегистрировано 14,1 млн. новых случаев заболевания и 8,2 миллиона случаев смерти, связанных со злокачественными образованиями. Ожидается, что за ближайшие 20 лет число новых случаев заболевания достигнет 24 млн. и 14,6 млн. случаев смерти. В России насчитывается 2,8 млн. больных ЗНО [4].

В связи с этим, фундаментальные исследования по выяснению причин возникновения и механизмов развития ЗНО являются одними из наиболее приоритетных.

В настоящее время ЗНО считается многофакторной болезнью.

Выделяется три группы факторов, вызывающих появление ЗНО:

- 1) связанные с образом жизни;
- 2) биологические факторы;
- 3) связанные воздействием окружающей среды.

Одним из основных факторов, определяющих влияние геологической среды на состояние здоровья человека, является микроэлементный состав горных пород, распространенных в зоне проживания населения. Как известно, горные породы являются главным источником минералов, которые в отличие от углеводов, жиров и белков в организме не синтезируются. Установлено влияние горных пород и микроэлементного состава местности проживания на развитие сахарного диабета на территории РБ [3].

На сегодняшний день имеется целый ряд сведений о влиянии геологических условий среды проживания на распространенность ЗНО. Так, в Северной Ирландии было проведено исследование [5], в ходе которого была установлена связь между пространственным распределением ЗНО и наличием литологических, почвенных ассоциаций потенциально токсичных элементов.

В геологическом отношении западная часть РБ приурочена к юго-восточной окраине Восточно-Европейской платформы, восточная часть – к складчатому Уралу, что обуславливает их геохимическую спецификацию [2].

Картирование распространенности ЗНО в РБ позволило выделить кластер – группу районов с относительно низкими показателями в зоне Южного Урала: Абзелиловский, Баймакский, Бурзянский, Зианчуринский, Зилаирский, Хайбуллинские районы, площадью 24048 км², с населением 156326 человек.

Используя почвенную карту РБ, можно установить связь между составом почв и широким распространением онкологических заболеваний у населения.

Так, среди населения, проживающего на территории, где преобладают горно-лесные дерново подзолистые почвы, зарегистрировано повышенное количество болеющих ЗНО. Существенное снижение распространения онкологических болезней наблюдается у населения, проживающего непосредственно на горнолесных серых и темно-серых почвах.

По данным А.С. Абдулаевой и Т.А. Асваровой основным источником естественной радиации почвы и воды являются горные

породы – сланцы и граниты, причем удельная радиоактивность почвы выше в том случае, если в ней содержится больше глинистых частиц или чернозема, в то же время лесные и дерново-подзолистые почвы имеют меньшую радиоактивность [1].

Проведенные исследования установили связь региональных геологических условий с распространенностью ЗНО. Аналогичных работ, посвященных влиянию геоэкологических факторов на распространенность онкологических заболеваний на территории Республики Башкортостан, крайне мало. Заинтересованность населения и дальнейшее изучение данного вопроса на сегодняшний день очень актуальна, так как количество больных раком с каждым годом только возрастает.

Литература

1. Абдулаева А.С., Асварова Т.А. Основные источники облучения населения равнинных и высокогорных районов Дагестана. // Вестник ТГУ, т.19, вып.5, 2014. С. 5-6.
2. Камалетдинов М.А. Современная теория шарьяжей. // Геологический Сборник ИГ УНЦ РАН. 2001. № 2. С. 29-37.
3. Фархутдинов И.М., Фархутдинова Л.М. О влиянии тектонических факторов на состояние здоровья населения. // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов АН РБ. № 21. 2015. С. 132-135.
4. Bernard W. Stewart, Christopher P. Wild World cancer report 2014 // IARC Nonserial Publication. USA, 2014. P. 7-11.
5. Jennifer M. McKinley and etc. Investigating local relationships between trace elements in soils and cancer data // Spatial Statistics. UK. 2014. P. 25-41.

ЭКОЛОГО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ТЕРРИТОРИИ ВОЛГОГРАДСКОГО ПОДЗЕМНОГО ХРАНИЛИЩА ГАЗА

Э.Я. Аюпова

*Московский государственный университет,
магистрант 1 года обучения, ayupova.eliza@mail.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент М.А. Харьковина

Аннотация: описаны эколого-геологические условия территории Волгоградского подземного хранилища (ВПХГ) газа в каменных солях, их изменение в ходе строительства и эксплуатации подземного резервуара. Проведенные исследования показали, что исследуемая территория обладает благоприятными эколого-геологическими условиями.

Ключевые слова: эколого-геологические условия, качество ресурса геологического пространства, эколого-геохимические условия, эколого-

геодинамические условия, эколого-геофизические условия, подземное хранилище газа.

ECOLOGICAL AND GEOLOGICAL CONDITIONS OF THE VOLGOGRAD UNDERGROUND GAS STORAGE

E.Y. Ayupova

Lomonosov Moscow State University,

1st year Master's Degree Student, ayupova.eliza@mail.ru

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader

M.A. Kharkina

Abstract: *the report is based on the analysis of the ecological and geological conditions of the Volgograd underground gas storage (VUGS) facilities in rock salts sites. And their changes during the underground tank construction and production. The article shows that the environmental and geological conditions are favorable.*

Key words: *ecological and geological conditions, quality resource geological space, eco-geochemical, eco-geodynamical, eco-geophysical, underground gas storage.*

Интенсивное развитие подземного резервуаростроения объясняется существенным преимуществом подземных резервуаров по сравнению с базами наземного хранения. Применение подземных хранилищ уменьшает размеры земельных участков, отчуждаемых под склады, снижает их пожаро- и взрывоопасность [4], в меньшей степени трансформирует эколого-геологические условия территории.

Тем не менее, подземные хранилища газа оказывают значительное влияние на эколого-геологическое состояние литосферы как на начальных этапах - бурение скважин, строительство объектов, так и на протяжении всего периода эксплуатации хранилищ.

Объектом исследования стала территория Россошинской площади в районе г. Волгограда в связи находящимся там подземным хранилищем природного газа. Волгоградское подземное хранилище газа (ПХГ) предназначено для регулирования и обеспечения равномерного и бесперебойного снабжения газом потребителей г. Волгограда и Волгоградской области [2].

Эколого-ресурсные условия. Для размещения Волгоградского ПХГ в каменной соли необходимы: достаточная мощность соленосных отложений; присутствие регионально выдержанного поглощающего горизонта для приема и захоронения жидких отходов (рассолов), образующихся в процессе сооружения выработок – емкостей; присутствие водоносных горизонтов, водообильность которых достаточна для нужд технического водоснабжения в процессе

сооружения подземных резервуаров; наличие регионально выдержанных водоупорных толщ, перекрывающих соленосные отложения, а также подстилающих и перекрывающих поглощающий горизонт; отсутствие тектонических нарушений и субвертикальных зон разуплотнения геологического разреза для исключения утечек.

Эколого-ресурсные условия Россошинской площади позволяют разместить подземное хранилище газа, так как территория расположена в асейсмичном районе в пределах одного структурного блока (Приволжской моноклинали); имеются мощные (520 м) соляные отложения кунгурского яруса нижней перми, перекрытые регионально выдержанным водоупором. Присутствие нижнетриасовой толщи с водообильным песчаным горизонтом в верхней его пачке позволяет использовать его в качестве источника техногенного водоснабжения. Отсутствие активных геологических разломов обуславливают герметичное размещение подземных резервуаров.

Эколого-геодинамические условия определяются экологическими последствиями проявления геологических процессов. Эрозия почв и частичное заболачивание, влияют на продукцию растениеводства, тем не менее не препятствуют подземному строительству.

Эколого-геофизические условия характеризуются, как благоприятные для подземного строительства, так как отсутствуют аномалии экологически значимых геофизических полей.

Эколого-геохимическая условия определяется сульфатно-хлоридным загрязнением почв и удовлетворительным качеством подземных вод, используемых для водоснабжения населения (содержание вредных веществ не превышает нормативов).

Рентгенофлуоресцентный анализ проб грунтов выявил наличие в них элементов-загрязнителей, относящихся к I и II классам опасности. Были выявлены повышенные содержания химических элементов по отношению к фоновым. Концентрации загрязнителей (Pb, Cd, Zn, Cu, Ni) не превышают установленные санитарные нормы (ПДК и ОДК) по валовому содержанию. Исключение составляет мышьяк ПДК которого превышено в 6,2 раза и по принципу доминанты наихудшего показателя состояние эколого-геологических условий объекта исследований определяется как катастрофическое.

Предположительно, это связано с применением мышьяк содержащих удобрений и частичным естественным засолением. По суммарному показателю загрязнения исследуемые почвы относятся к умеренно опасной категории загрязнения.

Содержание подвижных форм тяжелых металлов (Ni, Pb, Zn) в

почвенных пробах не превышают ПДК по подвижным формам.

Результаты проведенного анализа водной вытяжки свидетельствуют о засолении почв, которое предположительно может быть связано с повышением уровня грунтовых вод или от утечек высокоминерализованного рассола.

При сравнении концентраций исследуемых химических элементов с ПДК для хозяйственно-бытовых водоемов превышений зафиксировано не было. В целом, поверхностные воды относятся к пресным с минерализацией 0,93-0,97 мг/кг, исключение составляет проба, отобранная отобранной в Россошинском пруду на створе западной границы с площадкой ПХГ. Минерализация в этой пробе равна 1,14 мг/л, что позволяет отнести данные воды к слабоминерализованным.

По литературным данным было выяснено, что полынь может являться фитоиндикатором вблизи расположенных рядом техногенных источников воздействия [1]. Помимо высокой аккумуляции тяжелых металлов наземной частью, полынь уже в начале вегетации повреждается хлорозом и некрозом листьев. В образцах растительности были обнаружены токсические содержания свинца, меди, никеля, мышьяка и кадмия. Предположительно источниками поступления элементов-загрязнителей являются минеральные удобрения и проезжая часть.

Изменение эколого-геологических условий в процессе строительства и эксплуатация Волгоградского подземного хранилища газа может привести к нарушению состояния абиотических компонентов среды [3]. Особо сильной трансформации могут подвергнуться эколого-геохимические условия: загрязнение подземных вод может происходить в результате аварийных разливов рассолов и при нарушении системы канализации. Изменение эколого-геодинамических условий будет связано с мульдой оседания, образующаяся в результате выщелачивания солей при строительстве Волгоградского подземного хранилища. По расчётам скорость оседания поверхности не превысит 3,2 см за 50 лет, что не окажет сильного воздействия на биоту.

Литература

1. Опекунова М.Г. Диагностика техногенной трансформации ландшафтов на основе биоиндикации: автореферат дис. доктора географических наук: 25.00.23; Санкт-Петербург, 2013. 36 с.
2. Смирнов В.И. Строительство подземных газонефтехранилищ. М.: Газоил пресс, 2000. С. 250.

3. Трофимов В.Т., Барабошкина Т.А., Жигалин А.Д., Харьковина М.А. и др. Трансформация экологических функций литосферы в эпоху техногенеза, М.: Изд-во «Ноосфера», 2006. 720 с.

4. Хлопцов В.Г. Подземное хранение газа // «Газовая промышленность», № 684. 2012. С. 98-99.

СФАГНОВЫЙ МОХ КАК ИНДИКАТОР ГЕОХИМИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ ТЕРРИТОРИИ ПРОИЗРАСТАНИЯ

Н.П. Боженко¹, А.М. Межибор²

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, ¹-студент 4 курса, natasha.bozhenko@yandex.ru

²-кандидат геолого-минералогических наук, amezhibor@gmail.com

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент А.М. Межибор

Аннотация: приводятся данные о накоплении химических элементов в сфагновых мхах и верховом торфе из трех районов Германии. Установлено, что сфагновые мхи являются хорошими индикаторами природных геохимических аномалий.

Ключевые слова: биоиндикация, биомониторинг, сфагновый мох, верховой торф.

SPHAGNUM MOSS AS AN INDICATOR OF GEOCHEMICAL FEATURES OF THE TERRITORY OF GROWTH

N.P. Bozhenko¹, A.M. Mezhibor²

National Research Tomsk Polytechnic University,

¹-4th year Student, natasha.bozhenko@yandex.ru,

²-Candidate of Geology and Mineralogy, amezhibor@gmail.com

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader

A.M. Mezhibor

Abstract: the research presents data on the accumulation of chemical elements in sphagnum mosses and high-moor peat from three regions of Germany. It was determined that sphagnum mosses are good indicators of natural geochemical anomalies.

Key words: bioindication, biomonitoring, Sphagnum moss, high-moor peat.

Методы, основанные на биоиндикационных и биомониторинговых исследованиях, в настоящее время набирают всё

большую популярность. Растительность применяется в эколого-геохимических исследованиях как индикатор атмосферного загрязнения, а также в геологических исследованиях как индикатор при поисках месторождений полезных ископаемых. Оба направления позволяют оценить геохимические особенности территории произрастания мхов, в первом случае – антропогенные, во втором – природные. Биомониторинг загрязнения атмосферного воздуха с использованием мхов является в последнее десятилетие одним из самых перспективных и эффективных, популярных, простых в исполнении и менее затратных методов и оценки изменений и контроля качества воздуха [1]. В то же время оценка природных геохимических особенностей территорий, не подверженных антропогенному влиянию, представляет собой интерес преимущественно для оценки фоновых концентраций химических элементов в моховом покрове.

Накапливая в себе различные элементы, мхи не только показывают степень загрязненности атмосферы, они также служат великолепными индикаторами наличия или отсутствия каких-либо аномалий на территории произрастания. Это открывает широкие возможности использования их в биогеохимических исследованиях природных аномалий [2].

Среди большого разнообразия мхов следует выделить мхи рода *Sphagnum*. Это многолетние растения с сильно ветвящимся стеблем, высотой 10-20 см. Сфагнумы, произрастающие на болотах, благодаря особым «воздушным клеткам» способны накапливать в себе различные химические элементы. Так как верховые болота лишены минерального питания от грунтовых вод, то химический состав мхов, торфа и болотных вод определяется преимущественно атмосферными осадками [3]. Соответственно, сфагновые мхи абсорбируют выпавшие из атмосферы аэрозоли и частицы пыли, и за весь период роста накапливают их в себе. Поэтому, при изучении химического состава атмосферного воздуха в окрестностях городов и промышленных комплексов сфагновые мхи идеально подходят на роль растения-биомонитора [4].

Цель настоящих исследований – определить геохимические особенности территории произрастания сфагновых мхов на примере центральной части Германии. Актуальность работы обусловлена необходимостью получения данных по содержаниям химических элементов в мхах для более достоверной оценки геохимических особенностей различных географических регионов. Полученные

данные позволяют провести сравнительную характеристику нескольких территорий произрастания.

В 2011 году пробы сфагновых мхов и торфа (верхние 4 см) были отобраны на двух верховых болотах Германии: Красном (Das Rotes Moor, нем.) в долине плато Рён (Die Rhön, нем.) и Штрон (Das Strohn Märchen, нем.) у подножия бывшего вулкана Эйфель. В 2014 году пробы сфагнового мха и торфа были отобраны в регионе Хессен в центральной части Германии, на вершине возвышенности Фогельсберг (Der Vogelsberg, нем.).

При анализе полученных проб были использованы методы масс-спектрометрии с индуктивно-связанной плазмой (ИСП-МС) в лаборатории Химического отделения Владимирского государственного университета и атомно-эмиссионной спектрометрии с индуктивно-связанной плазмой (ИСП-АЭС) в Сетевом центре коллективного пользования Томского политехнического университета.

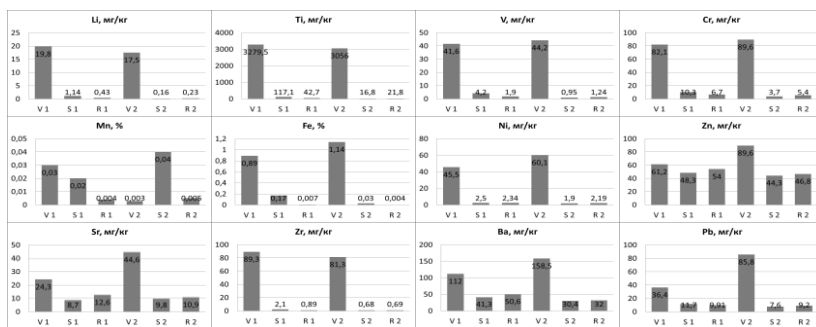


Рис. Содержания химических элементов (мг/кг) во мхах и торфе в разных районах центральной части Германии (R1, R2 – соответственно мох и торф болота Красного, S1, S2 – мох и торф болота Штрон, V1, V2 – мох и торф болота Фогельсберг)

В ходе обработки результатов, полученных при анализе проб мхов и торфа (рис.), выявлено, что содержания большинства элементов в пробах болота Фогельсберг значительно превышают содержания в фоновых пробах болота Красного, а также в пробах болота Штрон. В общей картине, почти во всех пробах превышена фоновая концентрация элементов в несколько десятков раз, к примеру, концентрация Fe в пробах мха болота Фогельсберг составила 0,89%, тогда как концентрация в фоновых пробах составила лишь 0,03% (в 127 раз ниже), в торфе разница концентраций еще больше – 285 раз. Самые значительные превышения наблюдаются для Li, Ti, Fe, Zr. Для

многих элементов в пробах болота Штрон также отмечены превышения фоновых концентраций элементов в мхах болота Красного. Так, в пробах мхов превышения в 2-3 раза отмечены для Li, Ti, V, Zr, в 5 раз – Mn, в 24 раза – Fe. В торфе превышения отмечены только для Mn и Fe – в 8 и 7,5 раз соответственно.

Сфагновые мхи и торф болота на возвышенности Фогельсберг отражают влияние природной геохимической аномалии, связанной с особенностями геологического строения территории. Возвышенность Фогельсберг представляет собой территорию вулканической деятельности Миоцена [7]. Для вулканических пород основного состава характерны высокие содержания Ti, Al, Sc, V, Zr [5,6]. Мхи болота Штрон также в определенной степени отражают влияние химического состава вулканитов, т.к. болото расположено у подножия бывшего вулкана.

По результатам проведенных исследований можно с уверенностью утверждать, что мхи, являясь идеальными аккумуляторами широкого спектра химических элементов, оптимально подходят для определения геохимических особенностей различных территории, в том числе для установления природных геохимических аномалий.

Литература

1. Ашихмина Т.Я., Тимонюк В.М. Мох *PleuroziumSchreberi* как биоиндикатор загрязнения атмосферы // Естествознание и гуманизм: Сб. научных трудов / под ред. проф., д.м.н. Н.Н. Ильинских. 2008. Т. 5. №1. С. 112–113.
2. Бардунов Л. В. Древнейшие на суше. Новосибирск: Наука, 1984. С. 76–78.
3. Межибор А.М., Большунова Т.С. «Зеленые контролёры» загрязнения воздуха // Молодой ученый. 2015. № 12 (92). С. 103-108.
4. Межибор А.М., Большунова Т.С. Биогеохимическая характеристика сфагновых мхов и эпифитных лишайников в районах нефтегазодобывающего комплекса Томской области // Известия Томского политехнического университета. 2014. Т. 325. № 1. С. 205-213.
5. Bogaard P.J.F., Wörner G. Petrogenesis of basanitic to tholeiitic volcanic rocks from the Miocene Vogelsberg, Central Germany // Journal of Petrology. V. 44, Issue 3. P. 569-602.
6. Jung S., Masberg P. Major- and trace-element systematics and isotope geochemistry of Cenozoic mafic volcanic rocks from the Vogelsberg (central Germany): Constraints on the origin of continental alkaline and tholeiitic basalts and their mantle sources // Journal of Volcanology and Geothermal Research. 1998. V. 86, Issues 1-4. P. 151-177.
7. The Geology of Central Europe. V. 2: Mesozoic and Cenozoic // Ed.byMcCann. London: The Geological Society, 2008. C. 1500.

ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ПОДЗЕМНЫХ ВОД ПОСЛЕ ЛИКВИДАЦИИ ШАХТ В БЕЛОКАЛИТВИНСКОМ РАЙОНЕ ВОСТОЧНОГО ДОНБАССА

В.Е. Борисова

*Южно-Российский государственный политехнический
университет (НПИ) имени М.И. Платова,
студент 3 курса, lokmail@mail.ru*

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор А.И. Гавришин

***Аннотация:** изучены основные закономерности и факторы формирования химического состава грунтовых вод каменноугольных отложений Белокалитвенского района по результатам анализов проб воды после комплексной ликвидации шахт региона.*

***Ключевые слова:** G-метод, шахтные воды, Восточный Донбасс.*

FEATURES OF FORMATION THE CHEMICAL COMPOSITION OF UNDERGROUND WATERS AFTER LIQUIDATION OF COALPIT IN THE BELOKALITVINSKY REGION OF EAST DONBASS

V.E. Borisova

*Platov South-Russian State Polytechnic University (NPI),
3^d year Student, lokmail@mail.ru*

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor
A.I. Gavrishin

***Abstract:** we studied the main regularities and factors of formation the chemical composition of ground water of coal-measures Belaya Kalitva district according to the results of analyses samples of water after complete elimination of mines in the region.*

***Key words:** G-method, mine water, the Eastern Donbass.*

В последнее столетие окружающая среда Белокалитвинского района подвергалась интенсивному антропогенному влиянию, которое значительно изменило природный энерго-массоперенос, что связано преимущественно с ликвидацией угольных шахт и ухудшило состояние окружающей среды.

В Белокалитвинском районе выявление закономерностей формирования химического состава подземных вод выполнено с применением компьютерной технологии AGAT-2, реализующей G-

метод классификации многомерных наблюдений (выделение однородных совокупностей), который основан на оригинальном критерии Z^2 – Гавришина [1-3].

Белокалитвинский район (северная часть Восточного Донбасса) – это относительно молодая угледобывающая часть Восточного Донбасса. По результатам 170 анализов химического состава грунтовых вод каменноугольных отложений района рассчитаны параметры распределения содержаний макроэлементов, которые приведены в таблице 1. Минерализация вод и содержание компонентов изменяются в относительно широких пределах: минерализация от 0,3 до 3,3 г/л, содержание сульфатов от 0,4 до 1,7 г/л, хлоридов от 0,3 до 0,8 г/л, натрия от 0,05 до 0,5 г/л. В среднем по составу грунтовые воды района хлоридно- гидрокарбонатно-сульфатные натриево - кальциевые (второго типа по О.А. Алекину), со средней минерализацией 1,24 г/л. Воды Белокалитвинского района близки по средней минерализации к грунтовым водам Гуковского (центрального) района и менее минерализованные, чем в Новошахтинском (Южном) районе. Для рассматриваемого района характерна наименьшая средняя концентрация сульфат-иона и наибольшая хлор-иона.

Таблица 1

Химический состав грунтовых вод каменноугольных отложений
Белокалитвинского района

Компонент	X_{cp}	Me	X_{min}	X_{max}	S
pH	7.3	4.4	6.50	8.0	0.36
HCO ₃	331	329	91.5	513	88
SO ₄	423	338	44.4	1732	340
Cl	191	143	28.0	826	163
Ca	155	130	11.4	422	87
Mg	54	45	10.6	209	37
Na	173	154	4.6	500	122
M	1236	1047	290.0	3346	751

Примечание: X_{cp} – среднее значение, Me – медиана, X_{min} – минимальное значение, X_{max} – максимальное значение, S – стандартное отклонение.

По компьютерной технологии AGAT-2 с применением G-метода классификации многомерных наблюдений было автоматически выделено 15 однородных гидрогеохимических видов наблюдений. Изучение изменений состава гидрогеохимических видов по мере увеличения минерализации вод позволило выделить в

Белокалитвинском районе три варианта таких закономерных изменений химического состава грунтовых вод (табл.2).

Таблица 2

Состав однородных гидрогеохимических видов грунтовых вод
каменноугольных отложений Белокалитвинского района

Вариант	Вид	pH	Компонент (мг/л и %-моль)						
			HCO ₃	SO ₄	Cl	Ca	Mg	Na	M
1	A1	7	350 52	190 36	45 12	117 59	36 30	25 11	700
	1.01	7.1	291 35	174 26	192 39	107 38	29 17	149 45	900
	1.02	7.2	340 38	225 32	164 30	109 36	43 23	145 41	960
	1.06	7.3	371 38	338 44	105 18	117 36	60 31	120 33	1000
2	1.03	7.04	386 23	654 49	270 28	246 44	82 24	207 32	1800
	1.05	7.1	457 21	908 55	304 24	210 30	100 23	390 47	2350
	2.01	7.2	548 19	1420 62	318 19	246 25	136 23	581 52	3270
	2.05	6.9	440 15	1460 62	399 23	277 28	160 26	530 46	3290
	2.03	7.2	366 12	1480 65	381 23	424 44	140 24	360 32	3120
	A2	7.2	514 16	1678 68	279 16	288 28	311 50	267 22	3100
	2.04	7.2	406 13	1740 68	362 19	404 37	149 23	490 40	3500
	4.01	7.1	429 9	2480 70	560 21	622 41	180 20	694 39	5000
	0.01	6.8	521 11	2660 70	540 19	326 20	196 20	1130 60	5200
3	3.01	7.1	307 18	437 33	481 49	199 36	75 23	264 41	1800
	1.04	7.1	330 19	504 35	475 46	225 38	72 20	292 42	1850
	2.02	7.6	408 15	962 46	591 39	246 27	126 24	505 49	2800

Первый вариант, в который вошли 4 гидрогеохимических вида (табл.2) закономерных изменений химического состава грунтовых вод отражает природных процесс преобразования химического состава

вод по мере роста минерализации под влиянием многочисленных естественных факторов (климат, рельеф, интенсивность водообмена и т.д.) от хлоридно-гидрокарбонатно-сульфатных натриево-кальциевых до сульфатно-гидрокарбонатных кальциево-натриево-магниевых. В среднем это хлоридно-гидрокарбонатно-сульфатные воды 2-ого типа по классификации О.А. Алекина, с минерализацией 0,9 г/л.

Второй гидрогеохимический вариант (табл.2), в который вошли 9 однородных гидрогеохимических видов, отражает процесс загрязнения грунтовых вод шахтными водами. Резко растут содержания сульфат-иона и минерализация. В среднем воды второго гидрогеохимического варианта сульфатные натриево-кальциевые, второго типа, с минерализацией 3,4 г/л.

В третий гидрогеохимический вариант грунтовых вод Белокалитвенского района вошли воды с повышенным содержанием хлоридного иона (3 гидрогеохимических вида в таблице 2) и частично сульфатов, что отражает влияние шахтных вод глубоких угольных шахт. В среднем по составу воды преимущественно сульфатно-хлоридные кальциево-натриевые, с минерализацией в среднем 2,1 г/л.

Таким образом, увеличение содержания сульфат-иона, снижение pH и рост минерализации происходят за счет формирования шахтными водами потоков загрязнения грунтовых вод. Благодаря выделению и анализу однородных по составу гидрогеохимических вариантов можно прогнозировать изменение химического состава грунтовых вод в процессе ликвидации угольных шахт.

Литература

1. Гавришин А.И. Гидрогеохимические исследования с применением математической статистики и ЭВМ. М.: Недра, 1974. 145 с.
2. Гавришин А.И., Корadini А. Многомерный классификационный метод и его применение при изучении природных объектов. М.: Недра, 1994. 92 с.
3. Гавришин А.И., Корadini А., Мохов А.В., Бондарева Л.И. Формирование химического состава шахтных вод в Восточном Донбассе. Новочеркасск: ЮРГТУ (НПИ), 2003. 187 с.
4. Гавришин А.И., Корadini А. Многомерное классификационное моделирование как основа количественного описания гидрогеохимической зональности // Гидрогеохимия осадочных бассейнов. Томск. 2007. С. 9-16.
5. Гавришин А.И., Климова Н.А. Закономерности формирования химического состава шахтных вод при отработке месторождений и ликвидации угольных шахт в Восточном Донбасса // Геоэкология 2003. N"Q 6. С. 526-539.

ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ТУРИЗМА В ЗАБАЙКАЛЬСКОМ КРАЕ

М.Х. Борлаков

*Забайкальский государственный университет,
студент 4 курса, tanyshkagychina@imbox.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Е.Е. Барабашева

Аннотация: геологический туризм – это путешествия в целях ознакомления с уникальными памятниками природы. Геологические памятники – это специфические объекты природного наследия, которые представляют большую научную, познавательную и образовательную ценность.

Ключевые слова: геологические заповедники Арголей, Газимурские Кулинды, геологический парк Удокан, геологическая Красная книга.

PROBLEMS OF DEVELOPMENT OF GEOLOGICAL TOURISM IN THE TRANS-BAIKAL TERRITORY

M.H. Borlakov

*Transbaikal State University,
4th year Student, tanyshkagychina@imbox.ru*

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Professor
E.E. Barabasheva

Abstract: geological tourism is a journey to familiarize themselves with the unique monuments of nature. Geological monuments – is a specific natural heritage which are of great scientific, educational and educational value.

Key words: geological reserves of Argoley, Gazimursky Kulinda, Geological Park Udokan, Geological Red book.

Геологический туризм, как вид, недостаточно популярен в общей структуре туризма. Впервые его исследовательские разработки и способы применения стали развиваться за рубежом. В настоящее время начинается его освоение на Российской территории.

Геологический туризм – это путешествия в целях ознакомления с уникальными природными объектами по определенной программе. Ресурсы геологического туризма в Забайкальском крае практически неисчерпаемы.

К природным объектам, имеющим наибольшее значение в развитии геологического научно-познавательного экотуризма Забайкалья, относятся, в первую очередь, особо охраняемые

природные территории – заповедники, заказники, национальные парки, памятники природы, экологические тропы.

В настоящее время научно-познавательный экотуризм в регионе развивается только на существующих федеральных объектах – Даурском и Сохондинском заповедниках и национальном парке Алханай. Здесь разработаны маршруты, ведется экскурсионная работа с посетителями. Однако при этом большее внимание уделяется объектам живой природы, хотя в Забайкальском крае представлена вся история Земли, начиная от архейской эры и до голоценовой эпохи кайнозоя. Разновозрастные отложения и образования, своеобразные минералогические, петрографические, палеонтологические, тектонические, геоморфологические и другие объекты – все это представляет интерес не только для специалистов, но и для широкого круга любителей природы.

В регионе описаны четыре геологических парка – Удокан, Георгиевка, Алханай, Адун-Челон, шесть геологических заповедников, среди них – Арголей, Газимурские Кулинды, Ножий и около пятидесяти узлов и одиночных геологических памятников, как мирового, так и местного значения [1]. Для них разработана сеть маршрутов, для ряда памятников изданы карты и путеводители, определены категории их охраны и ранги значимости.

Наиболее уникальными объектами являются Удоканский и Георгиевский парки.

Удоканский парк расположен в Каларском районе Забайкальского края в пределах Удоканского и Кодарского хребтов. В парке установлены стратиграфические, палеонтологические, геоморфологические и геокриологические памятники. Разрезы свит удоканского комплекса рассматриваются как эталон миогеосинклинальных образований нижнего протерозоя Азии, а встреченные здесь органические остатки – как загадочные и проблематические группы бесскелетных организмов докембрия. В наложенной на Удоканский прогиб Верхне-Каларской впадине также присутствуют стратиграфические и палеонтологические памятники верхне-каларской серии, возраст которой датируется как венд-ордовик. Представителями вендских и кембрийских биот являются цианобактерии, следы жизнедеятельности, трилобиты, брахиоподы. В ордовикских разрезах представлены все известные на планете следы жизнедеятельности, а также почти все известные для этого времени группы беспозвоночной биоты.

Георгиевский парк расположен на юго-восточных отрогах Нерчинского хребта недалеко от районного центра г. Нерчинский

Завод. В пределах парка установлен уникальный цианобактериально-археоциатовый риф, протяженностью более 1 км и полный комплект первой кембрийской беспозвоночной фауны.

Кроме вышеперечисленных парков стратиграфо-палеонтологической направленности выявлены и описаны парки с минералогическими, петрографическими, тектоническими и геоморфологическими определяющими. Это Алханай и Адун-Челон, характеризующиеся спецификой рельефа, уникальностью отдельных останцов выветривания и колоритом их ансамблей, составом образующих пород, разнообразием современного растительного и животного мира, а также историческими и культовыми аспектами.

Заповедник Арголей протягивается на расстояние до 5 км вдоль береговых обрывов реки Онон. Живописные обрывистые скалы, высотой до 50 м, напоминающие альпийские каньоны, сложены органогенными постройками кораллов, мшанок, створками брахиопод, члениками криноидей.

Заповедник Газимурские Кулинды расположен на правом берегу реки Газимур в пределах приустьевых частей падей Большая, Средняя и Малая Кулинды. Памятники содержат типовую биоту тропических средне-позднедевонских – раннекаменноугольных морей.

Заповедник озеро Ножий расположен в Ульдза-Торейской впадине Агинского Бурятского автономного округа и представлен залегающими на протерозойских сланцах белесыми глинами кангильской свиты с причудливыми формами выветривания и эрозии («бедленды»). В глинах обнаружены не имеющие аналогов по многочисленности захоронения костей монгольской жабы *Bufo raddei* (более 40 линз, набитых костями земноводных совместно с двустворками, гастроподами, редкими крыльями насекомых, остатками скелетов рыб, птиц, скорлупы яиц страуса, челюстей и крупных костей млекопитающих, редких семян и листьев). Здесь же найден практически полностью сохранившийся скелет древнего верблюда.

Помимо геологических парков и заповедников в восточном Забайкалье описано множество одиночных памятников как мирового, так и местного ранга. Геологические памятники Дая и Черновские Копи по биоразнообразию входит в первую десятку мировых захоронений мезозойских насекомых (свыше 500 экземпляров) и растительных остатков.

Спелеологический памятник пещера Хээтэй (в переводе с бурятского – узорчатая) представляет собой два грота, находящиеся рядом и соединенные узким проходом. Они являются самыми

крупными карстовыми образованиями из обследованных в Забайкалье. На поверхности рядом с воронками найдены многочисленные фрагменты керамики, наконечники стрел, микроскребки, отщепы и др. В залах пещер обнаружены кости плейстоценовых и голоценовых животных. Среди них кости собаки, волка, лисицы, барана, изюбря, лося, кабарги, пищухи, тарбагана, шерстистого носорога, а так же человека.

Соктуйская пещера, расположенная в северных отрогах Аргунских гор, представлена пятью гротами, соединенными узкими проходами. Длина гротов достигает 22 м, а высота 16 м. Пол во многих местах завален крупными глыбами породы. Пещера отличается относительной сухостью. Общая длина ее 130 м.

Работы по изучению, описанию геологических памятников и составлению для них туристических маршрутов проходят в очень напряженной обстановке и не встречают должной поддержки со стороны местной администрации и федеральных органов законодательства. Можно привести множество примеров объектов геологического наследия, утраченных или находящихся под угрозой уничтожения в результате естественных и техногенных причин. В настоящее время для Забайкальского края составлены Красная и Черная книги уничтоженных и находящихся на грани уничтожения уникальных геологических объектов.

Для территории Забайкальского края не существует утвержденного административными органами реестра геологических объектов, требующих незамедлительной охраны. В связи с этим, зачастую лицензии на добычу и освоение полезных ископаемых включают территории геологических памятников.

Строительство новой железнодорожной ветки северо-восточного направления для освоения новых рудных месторождений ООО «Востокгеология» повлечет за собой уничтожение порядка 30 геологических памятников (в том числе одного геологического заповедника – Газимурские Кулинды) на территориях Газимуро-Заводского, Нерчинско-Заводского и других районов области. Освоение Удоканского месторождения меди влечет за собой полное уничтожение древней бесскелетной биоты.

Геологические памятники – это специфические объекты природного наследия, которые, по сути, являются музеями под открытым небом и представляют большую научную, познавательную и образовательную ценность. Поэтому вопросы, которые сейчас встают перед общественными и административными слоями, требуют скорейшего разрешения.

Литература

1. Синица С.М., Лазаревская С.В. Туристический край Забайкалье // Ресурсы Забайкалья, специальный выпуск. Чита. Агентство РИП, 2002. С. 92-99.

**ВЛИЯНИЕ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА ДЖИДИНСКОГО
ГОРНООБОГАТИТЕЛЬНОГО КОМБИНАТА НА
ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ ПОДЗЕМНЫХ
ВОД (Г. ЗАКАМЕНСК)**

В.В. Бурдуковский

*Бурятский государственный университет,
студент 4 курса, burdukovskii_valera@mail.ru*

Научный руководитель: д.г.-м.н., старший научный сотрудник
А.М. Плюснин.

Аннотация: в ходе исследования влияния отходов производства Джидинского горнообогатительного комбината на геоэкологическое состояние подземных вод, были выявлены повышенные содержания Mn , SO_4 , NO_3 , F , превышающие ПДК в сотни раз.

Ключевые слова: концентрация, подземные воды, токсичные элементы.

**THE IMPACT OF WASTE PRODUCTION DZIDINSKOGO
MINING AND PROCESSING PLANT AT GEO-
ENVIRONMENTAL STATUS OF GROUNDWATER
(ZAKAMENSK)**

V.V. Burdukovskii

Buryat State University, 4th year Student, burdukovskii_valera@mail.ru

Research supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Senior Researcher
A.M. Plyusnin

Abstract: the study of influence of waste production Dzidinskogo mining and processing plant at geo-environmental status of groundwater revealed increased contents Mn , SO_4 , NO_3 , F , exceeding the MAC hundreds of times.

Key words: concentration, groundwater, toxic elements.

С 1934 г. по 1997 г. на территории г. Закаменск работал Джидинский вольфрам-молибденовый комбинат, в том числе и для обеспечения СССР вольфрамом и молибденом в годы Великой Отечественной войны. За период работы Джидинского вольфрам-

молибденового комбината на территории г. Закаменска образовалось около 3 млн. тонн отходов. С 2011 года начала функционировать обогатительная фабрика по вторичной переработке отходов обогащения сульфидсодержащих руд. Техногенные образования Джидинского комбината стали основными источниками загрязнения окружающей среды района тяжелыми металлами и другими токсичными элементами. Среди воздействующих негативных факторов фиксируются рудничные воды, изливающиеся из горных выработок; конденсационные и поверхностные воды, взаимодействующие со вскрышными породами и хвостами переработки руд в местах их складирования; грунтовые воды, находящиеся на территории, где ранее размещались отходы производства, включая насыпное хвостохранилище в районе обогатительной фабрики и хранилище сульфидного концентрата. Целью исследования являлось определение ореола загрязнения подземных вод. Опробование проводилось с помощью бурения скважин на территории г. Закаменск (табл.). В настоящее время техногенные пески вывезены в хвостохранилище, но загрязнение грунтовых вод осталось. На этой территории выделяются два водоносных горизонта, разделенных между собой толщей практически водонепроницаемых илов – водоносный горизонт современных аллювиальных отложений и водоносный горизонт плиоценовых аллювиальных отложений [1].



Рис. Схема размещения наблюдательных скважин

Грунтовые воды в верхней части долины рч. Инкур вскрыты скважиной №13 на глубине 4,5 м. Водоносный горизонт представлен гравийно-галечными отложениями мощностью 1,5 м, который залегает на глинистых отложениях. В скважине №14, водоносный горизонт представлен гравийно-галечными отложениями с песчано-дресвяным заполнителем, который залегает на глубине 3 м. Сверху водоносный

горизонт перекрыт песчаными отложениями с включением валунов, щебня, гальки. На месте скважин № 16, 17, 18, 18а наблюдается разгрузка грунтовых вод в понижения рельефа. Водоносный горизонт в пределах этих скважин представлен гравийно-галечными отложениями с песчаным заполнителем. К восточному краю долины в водоносном горизонте отмечаются валуны. Скважины 19, 20 и 21 вскрыли водоносные гравийно-галечные отложения с песчаным заполнителем в центральной части долины на глубине чуть больше одного метра (1,22-1,23 м). Сверху эти отложения перекрыты валунно-галечными отложениями мощностью 1,1- 1,2 метра. Скважины № 22, 23, 24, 25, 26 пройдены в северной части расширения долины рч. Инкур, перед выходом ее в долину р. Модонкуль. Водоносный горизонт представлен гравийно-галечными отложениями с песчаным заполнителем, который перекрыт гравийно-галечными отложениями с включением валунов. Грунтовые воды залегают на глубине 1,34-2,4 м. Это водоносный комплекс ниже-среднечетвертичных озерных и озерно-аллювиальных отложений, расположенный в нижней части долины р. Модонкуль, который связан с тонкозернистыми песками и линзами галечников, дресвы и щебня. Мощность этих отложений в устье пади Барун-Нарын составляет 36,5 м [3].

Таблица

Микроэлементный состав подземных вод в г. Закаменск, мг/л

№ пробы	Cu	Zn	Cd	Fe	Mn	Ni	Co
C-13	12,1	164	32,0	4,7	27420	83,7	144
C-14	6,1	7,2	1,1	11,6	15270	7,4	7,3
C-15	3,9	<5	<1	7,6	5430	6,0	<5
C-16	3,8	9,8	<1	18,5	20320	14,1	17,7
C-17	9,2	88,0	3,9	7790	10020	69,9	101
C-18a	20,3	163	12,0	7190	5100	49,4	50,2
C-19	5,1	77,4	<1	254	14420	12,4	7,9
C-20	<2	8,2	<1	21,7	6775	<5	<5
C-21	<2	<5	<1	14,2	2620	<5	<5
C-22	3,3	56,0	<1	45,9	1422	<5	<5
C-23	<2	<5	<1	13,6	1720	<5	<5
C-24	<2	<5	<1	8,4	850	7	<5
C-25	<2	<5	<1	2,7	318	10,2	
C-26	<2	<5	<1	12,2	4670	<5	<5
ПДК	1000	100	1	300	100	20	10

Во всех скважинах содержания фторида и железа превышают предельно допустимые концентрации. В большинстве скважин содержания нитрат и сульфат-ионов превышают ПДК для вод хозяйственно-бытового назначения. В грунтовых водах обнаружены содержания многих микроэлементов, превышающие предельно допустимые концентрации. Среди них аномальными концентрациями

выделяются марганец (более 100 мкг/л), железо (более 300 мкг/л), цинк (более 100 мкг/л), кобальт (более 10 мкг/л). В пределах г. Закаменск в нижней части долины рч. Инкур, где размещалось хвостохранилище насыпного типа и длительное время территория была перекрыта техногенными песками грунтовые воды характеризуются значительной минерализацией, превышает 1 г/л. В грунтовых водах обнаружены очень высокие содержания фторида (более 100 мг/л), сульфата, марганца, железа, цинка. Содержание Мп, SO_4 , NO_3 , F, в скважинах с 16 по 19 в сотни раз превышает ПДК, что связано с потоками грунтовых вод из Барун-Нарымского хвостохранилища, возле дамбы, находящейся рядом с С-18, происходит разгрузка вод в рч. Инкур. В водоносных горизонтах, вскрытых скважинами №22, 23, 24, 25, 26 происходит разбавление загрязненных подземных вод потоком подрусловых вод реки Модонкуль.

Подземные воды в местах хранения отходов и на рекультивированных землях в районе обогащательных фабрик ДВМК загрязнены продуктами разложения от недоизвлеченной в технологическом процессе сульфидной, флюоритовой минерализации. Источниками загрязнения служат горные выработки, отвалы вскрышных пород, хвосты переработки руды. Среди загрязнителей подземных и поверхностных вод наиболее высокими содержаниями выделяются фтор, железо, марганец, цинк, медь, кадмий, алюминий и другие тяжелые металлы. Водоносный горизонт грунтовых вод подвергается негативным воздействиям техногенных процессов, протекающих на поверхности. В результате инфильтрации поверхностных вод, обогащенных продуктами окисления сульфидных минералов, изменился химический тип грунтовых вод с гидрокарбонатного до сульфатно-гидрокарбонатного и гидрокарбонатно-сульфатного [2].

Литература

1. Плюснин А.М., Гунин В.И. Природные гидрогеологические системы, формирование химического состава и реакция на техногенное воздействие (на примере Забайкалья). г. Улан-Удэ: изд-во БНЦ СО РАН, 2001. 137 с.
2. Ходанович П.Ю., Яценко Р.И., Смирнова О.К. Техногенные пески Джидинского ВМКа как месторождения комплексных руд // Закамна в XXI веке (Материалы научно-практической конференции, посвященной 75-летию Закаменского района). Улан-Удэ: Изд-во ВСТГУ, 2002. С. 61-67
3. Ходанович П.Ю., Яценко Р.И., Смирнова О.К. Экологическая обстановка г. Закаменска // Бурятия: природные ресурсы Улан-Удэ: Изд-во Бурятского гос. университета, 1997. С. 234-238.

ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ДЕГАЗАЦИЯ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ КАК СПОСОБ УЛУЧШЕНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ОБСТАНОВКИ В УГЛЕДОБЫВАЮЩЕМ РЕГИОНЕ

О.А. Валеева

*Пермский национальный исследовательский политехнический
университет, студент 4 курса, valeevaolga94@gmail.com*

Научный руководитель: д.т.н., профессор С.С. Андрейко

***Аннотация:** предварительная добыча метана из угольных пластов как самостоятельного полезного ископаемого обеспечивает безопасную разработку угольных пластов в дальнейшей перспективе. Предприятие «Газпром добыча Кузнецк» совместно с администрацией Кемеровской области реализуют инновационный проект по промышленной добыче метана угольных пластов.*

***Ключевые слова:** предварительная дегазация, метан угольных пластов, угольный пласт, газовыделение.*

PRELIMINARY DEGASSING OF COAL SEEMS AS A WAY TO IMPROVE THE ENVIRONMENTAL SITUATION IN THE COAL MINING REGION

O.A. Valeeva

*State National Research Polytechnic University of Perm,
4th year Student, valeevaolga94@gmail.com*

Research Supervisor: Doctor of Technical Sciences, Professor
S.S. Andreyko

***Abstract:** pre-production of coal bed methane as an independent mineral provides a secure development of coal seams in the future. The company «Gazprom dobycha Kuznetsk» together with the administration of the Kemerovo region implement an innovative project of manufacturing production of coal bed methane.*

***Key words:** coal bed methane, gas emission, preliminary degassing, coal seam.*

Метан – основной горючий взрывоопасный компонент газов угольных пластов, главная движущая сила внезапных выбросов угля. Высокое содержание метана определяет необходимость специальных мероприятий по обеспечению газобезопасности горных работ. Но этот наиболее опасный спутник угольных пластов может служить ценным попутным полезным ископаемым при осуществлении их промышленной дегазации.

Актуальность исследований определяется постоянной научно-практической потребностью в данных по газоносности осваиваемых и разведываемых шахтных полей для оценки метанообильности проектируемых горных выработок, разработки мер по борьбе с газовыделениями, инженерных расчетов шахтной вентиляции и дегазации угольных пластов. Освоение глубоких горизонтов угольных месторождений и рост интенсификации добычных работ приводят к осложнению горно-геологических условий эксплуатации и в первую очередь, к повышению притоков метана в горные выработки, а значит, и к увеличению опасности газодинамических явлений (внезапных выбросов угля и газа).

Запуск проекта по промысловой (самостоятельной, независимой от добычи угля) добыче метана, выбор приоритетных площадей для подготовки их к опытно-промышленной добыче стал возможен только благодаря большому объему выполненных геологических работ, обобщению знаний о метаноносности угольных пластов, установлению закономерностей изменений параметров газоносности угольных пластов в зависимости от структурных особенностей метаноугольных месторождений. В результате были подсчитаны прогнозные ресурсы метана до глубины 1,8 км и приближенно оценены их масштабы на глубинах от 2 до 5 км, что открыло реальную возможность вести широкомасштабную промысловую добычу метана в Кузбассе и обеспечивать Кемеровскую область собственным газом.

Так, в 2003 году «Газпром» начал оценку перспектив добычи метана в Кузбассе, были пробурены первые экспериментальные скважины. ООО «Газпром добыча Кузнецк» является первой и единственной компанией в России, добывающей метан угольных пластов. Общество образовано 26 декабря 2008 года на базе своего исторического предшественника – ООО «Геолого-промысловая компания Кузнецк» – как 100-процентное дочернее предприятие ПАО «Газпром». Общество реализует совместный инновационный проект ПАО «Газпром» и Администрации Кемеровской области по промышленной добыче метана угольных пластов в Кузбассе [3].

ООО «Газпром добыча Кузнецк» владеет лицензией на право пользования недрами № КЕМ 14700 НР с целевым назначением: поиск, разведка и добыча метана угольных пластов и, попутно, других углеводородов в пределах Южно-Кузбасской группы угольных месторождений. Площадь лицензионного отвода составляет 6 тыс. км² до глубины 2 км, оценка ресурсов метана угольных пластов – 5,7 трлн. м³.

К настоящему времени предприятие выполнило комплекс работ по подготовке к пробной добыче метана в Кемеровской области. В частности, на территории Талдинского угольного месторождения пробурена параметрическая углеметановая скважина, подтвердившая высокие фильтрационные свойства угольных пластов. Пробурены и осваиваются семь разведочных скважин. Построена сеть линейных сооружений (трубопроводов) от скважин к газосборному пункту и автомобильной газонаполнительной компрессорной станции (АГНКС). Начаты поисково-оценочные работы на следующем первоочередном участке – Нарыкско-Осташкинской площади.

Главный приоритет проекта – безопасность шахтерского труда. Добыча метана, которая будет вестись опережающе-параллельно с добычей угля, позволит существенно снизить высокую газонасыщенность Кузбасских угольных пластов и минимизировать риск возникновения подземных взрывов.

Так как концентрация метана в каптированном газе, извлекаемом средствами шахтной дегазации, колеблется от 5-10 до 70-80%, то возникает повышенная взрывоопасность при его утилизации в связи с резкими колебаниями его теплотворной способности. Поэтому газ, извлекаемый средствами шахтной дегазации на шахтных полях, по технологичности уступает метану, добываемому газовым промыслом за пределами шахтных полей.

Газ, извлекаемый из угольных пластов (вне зон влияния горных работ) по технологиям газового промысла, представлен в основном метаном (95-98%) с примесью азота (3-5%) и диоксида углерода. Этот газ не содержит сернистых соединений и других вредных примесей, после отделения воды и одорирования его можно подавать потребителям. Использование этого газа практически ничем не отличается от использования традиционного природного газа для бытовых нужд населения, выработки тепла и электроэнергии, в металлургической и химической отраслях промышленности, а также в качестве моторного топлива в сжиженном и сжатом состоянии. Поэтому в качестве основных товарных продуктов компании представлены метан угольных пластов, компримированный метан (КПГ) и электрическая энергия [2].

Как правило, при завершении строительства скважин продуктивные пласты (до 8 эксплуатационных объектов в одной скважине) подвергаются дополнительной стимуляции, посредством гидравлического разрыва пласта (ГРП). В связи с этим, технология добычи метана из угольных пластов состоит из следующих основных этапов: обустройство промплощадки и бурение скважины;

гидроразрыв угольного пласта; осушение угольного пласта; извлечение метана.

Пластовые воды, откачанные в ходе осушения пласта, скапливаются в специальном резервуаре на поверхности, затем используются повторно для нужд промысла. Следует отметить, что данная технология добычи метана угольных пластов не влияет на будущую шахтную разработку угольных пластов и устойчивость пород при проведении горных выработок, также не оказывает негативного влияния на состояние окружающей среды вблизи и на территории газового промысла.

При организации и проведении промысловой добычи метана из угольных пластов возможно решение экологических проблем, которые особенно актуальны в угледобывающих регионах, где совместное влияние шахт, карьеров и промышленных предприятий (связанных с переработкой и использованием угля) существенно осложняет экологическую обстановку.

Развитие такого уникального проекта, как добыча метана угольных пластов в Кузбассе в перспективе обеспечивает: охрану воздушного бассейна и улучшение экологической обстановки в регионе за счет сокращения выбросов в атмосферу метана и продуктов сгорания угля; гарантии восстановления плодородия земли после завершения деятельности газовых промыслов; комплекс предусмотренных мероприятий по охране поверхностных и подземных вод; уменьшение газоопасности будущей подземной разработки угольных пластов в результате заблаговременной дегазации; отсутствие негативных последствий промысловой добычи метана (с применением технологий гидроразрыва) на будущую шахтную разработку угольных пластов и устойчивость пород при проведении горных выработок; ожидаемые незначительные потери угля, несущественные по сравнению со значимостью промысловой добычи метана [1].

Литература

1. Зимаков Б.М., Натура В.Г., Хрюкин В.Т. Геологические перспективы добычи метана в Кузнецком бассейне. М.: Геоинформмарк, 1992. 92 с.
2. Карасевич А.М. Кузнецкий бассейн – крупнейшая сырьевая база промысловой добычи метана из угольных пластов / А.М. Карасевич, В.Т. Хрюкин, Б.М. Зимаков и др. М.: Изд-во Академии Горных наук, 2001. 62 с.
3. О компании [Электронный ресурс] // 2015. URL: <http://kuznetsk-dobycha.gazprom.ru> (дата обращения 12.02.2016).

К ВОПРОСУ ОБ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ КАТАСТРОФЕ ГОРОДА БАЛЕЙ (ЗАБАЙКАЛЬСКИЙ КРАЙ)

Н.Н. Вeneвская

*Забайкальский государственный университет,
студент 3 курса, tanyshkagychina@imbox.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Е.Е. Барабашева

Аннотация: нарастающие на протяжении многих десятилетий экологические проблемы г. Бaley в настоящее время можно рассматривать на уровне экологической катастрофы. Возникшие проблемы необходимо решать в ближайшее время, так как ситуация может полностью выйти из-под контроля.

Ключевые слова: токсикация грунтов, монацитовые пески, нарушение режима реки Унда.

TO THE QUESTION ABOUT THE ENVIRONMENTAL DISASTER OF THE CITY BALEY (TRANS-BAIKAL TERRITORY)

N.N. Venevskaja

*Transbaikal State University,
3^d year Student, tanyshkagychina@imbox.ru*

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Professor
E.E. Barabasheva

Abstract: growing for many decades environmental problems g. Baley currently can be seen at the level of ecological disaster. The problems need to be addressed in the near future, as the situation may be completely out of control.

Key words: intoxication of soils, monazite sands, the violation of the regime of the river Unda.

Добыча золота из россыпей в районе современного г. Бaley началась в 1858 году на Казаковском и в 1892 на Ново-Троицком промыслах и велась практически до 1917 года. В годы гражданской войны золото добывалось кустарно и вывозилось в Китай. До 1929 года россыпное золото добывалось драгами. В 1929 году в окрестностях села Новотроицкое открыто Бaleyское коренное месторождение золота. В 1948 начата разработка Тасеевского золоторудного месторождения. В пределах Бaleyского рудного района находятся три горных предприятия – рудник «Бaley», рудник «Тасеево», Ундинский прииск, участки Явленка (дражные полигоны

по р. Ср. Борзя), Каменка, Казаковский, Алия, Ср. Голготай, две золотоизвлекательные фабрики, ГРЭ и др. вспомогательные производства. Балейское и Тасеевское месторождения отрабатывались подземными горными выработками и карьерами. Оработка россыпных месторождений велась 7 крупнолитражными драгами. В 1995 г. рудная добыча золота прекращена.

В настоящее время вокруг г. Балей и по всему Балейскому району вырисовываются очертания старых и вновь образуемых карьеров, отвалов, котлованов, перекопано и перепрофилировано русло реки Унда. Город окружен отработанными карьерами, шахтами и остатками зданий, цехов огромных золотоизвлекательных фабрик. Отвалы карьеров и шахт, находящиеся в пределах территории города, не только нарушают ландшафт земной поверхности и равновесного инженерно-геологического состояния горных пород, но и изменяют гидрогеологический режим прилегающих территорий, оказывают химическую и радиологическую токсикацию грунтов и вод.

Вредные компоненты выдуваются и вымываются из отвалов в окрестные грунты и почвы, поверхностные водоемы, попадают в приусадебные хозяйства населения, оказывают экологически опасное воздействие на флору и фауну. Природно-климатические горные условия способствуют накоплению загрязняющих веществ в атмосферном воздухе, особенно в зимнее время года. Среднегодовые концентрации ртути, свинца, мышьяка и марганца в атмосферном воздухе превышают ПДК практически в 3–5 раз. В настоящее время выделение ртути идет с поверхности хвостохранилищ бывшей золотоизвлекательной фабрики. Хвостохранилища отрицательно воздействуют на окружающую среду, загрязняя воздушный бассейн и создавая высокую агрессивность техногенных вод. Об опасности воздушного переноса вредных компонентов с поверхности хвостохранилищ свидетельствует наблюдаемое на наветренном склоне угнетение растительности. Газо-пылевые выделения, токсиканты и тяжелые металлы включаются в природный круговорот, приводя к разрушению растительных покровов и образуя техногенные пустоши.

В Балее регистрируется высокий уровень заболеваемости практически по всем классам болезней, средняя частота смертности среди новорожденных в 3 раза выше фоновых показателей.

В результате разработки черных монацитовых песков возникла природная аномалия, вызывающая повышенный радиационный фон. Реальную угрозу для окружающей среды представляет возможность разноса монацитовых песков, их пыли и аэрозолей воздушными

массами. В состав соединений монацита входят торий-232 и радон-220 (торон), являющийся составляющей тяжелого радиоактивного инертного газа - радона. Он легко покидает монацитовые пески и выделяется в окружающее пространство, представляя реальную опасность для населения. Кроме того, строительство жилых домов и нежилых комплексов на территории г. Балей велось с использованием песков, включающих монацит. По результатам радиологических исследований, определены аномалии с повышенным содержанием радона в воздухе жилых помещений и общественных зданий, а также в водоисточниках, снабжающих центральную часть города. На месте разработок предприятия выявлена техногенная аномалия площадью 3 км, а в пределах жилой застройки города выявлена зона диаметром до 11 км с концентрацией радона, превышающей фоновую почти в 30 раз.

При разработке россыпных месторождений золота по р. Унда использовались семь крупнолитражных драг. В итоге речная долина значительно преобразилась и превратилась в систему ям и отвалов. В результате размыва глинистых осадков речная вода обогатилась тонким илистым материалом, что пагубно сказалось на населяющей реку флоре и фауне. Рыбы практически нет, животные остерегаются подходить близко к воде. После прекращения работы драг необходимо не менее сотни лет для полного природного восстановления речной биоты.

В районе действующего Каменского карьера, по данным гидрогеологов, в подземных водах, используемых для хозяйственно-питьевого водоснабжения, обнаружено большое количество железа (до 31 ПДК), марганца (до 3,8 ПДК) и нефтепродуктов (до 3 ПДК). В настоящее время ООО «Каменский карьер» планирует расширение участка работ, в результате чего необходим перенос автомобильной трассы, жилых кварталов поселка Каменка и русла р. Унда.

Еще одной проблемой г. Балей является то, что строения находятся непосредственно над шахтами. В разных частях города постоянно происходят огромные и глубокие провалы почвы, «земля уходит из-под ног». Архивных данных о расположении и глубине отработанных шахт, находящихся под городской территорией, как оказалось, не существует. Остается насущной проблема непредсказуемости очередных провалов.

Возникшие на протяжении многих лет экологические проблемы г. Балей необходимо решать в ближайшее время, так как ситуация может полностью выйти из-под контроля. В первую очередь требуется проведение технической и биологической рекультивации отвалов, отработанных горных выработок, хвостохранилищ. Необходимо

провести мероприятия по созданию лесных насаждений на территории бывших карьеров и хвостохранилищ. Зеленые насаждения за счет задерживающей и поглощающей способности оздоравливают окружающую среду. Для успешного результата необходимо использовать несколько видов древесных растений: иву белую, тополь канадский, крушину ломкую, казацкий и виргинский можжевельник, бузину красную [2].

Для восстановления режима реки Унда необходимо выполнить очистку дна от илистых отложений, укрепить берега устойчивыми от ветровой и водной эрозии дамбами, сформировать за счет извлеченных донных отложений прибрежный ландшафт. Эти комплексные мероприятия обеспечат восстановление естественной береговой линии и рельефа дна русла реки, создадут устойчивый техно-природный ландшафт. Для ускорения процессов восстановления водной фауны необходимо после оседания взвеси и осветления воды не только обеспечить связь карьеров с рекой, но и попытаться создать в них мелководную литоральную зону, которая в летнее время будет быстро прогреваться и способствовать развитию водной растительности, зоопланктона и зообентоса.

В дальнейшем, при строительстве жилых и нежилых зданий применять современные методы строительства на пустотах (уплотнение грунтов путем взрывов, устройство набивных грунтовых свай, возможное обрушение провалов малоустойчивых и неустойчивых кровель сейсмическими волнами и др.).

Отвалы, образующиеся после работ в Каменском карьере, необходимо складировать в определенном месте подальше от поселения, во избежание накопления загрязняющих веществ в атмосферном воздухе и подземных водах.

В целях улучшения радиационной обстановки обеспечить население доброкачественной питьевой водой; переселить жителей из жилых домов с повышенным радиационным фоном, вследствие использования загрязнённого строительного материала. Выбор земельных участков для строительства зданий и сооружений проводить с учётом уровня выделения радона из почвы и гамма-излучения [1].

Литература

1. Ревич Б.А. «Горячие точки» химического загрязнения окружающей среды и здоровье населения России / под ред. В.М. Захарова. М.: Акрополь, Общественная палата РФ, 2007. 325 с.
2. Сметанин В.И. Рекультивация нарушенных земель. М.: КолоС, 2009. 134 с.

ГЕОХИМИЯ СНЕГОВОГО ПОКРОВА Г. КАЗАНИ И ЕГО ОКРЕСТНОСТЕЙ

Р.Р. Галлямов¹, К.Э. Зотина²

Казанский (Приволжский) федеральный университет,

¹-студент 4 курса, gallyamovrustam1@mail.ru,

²-студент 3 курса, zt.ksenya@mail.ru

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Р.Х. Мусин

Аннотация: в статье рассматриваются предварительные данные опробования 2016 г. Минерализация талой снеговой воды варьирует в пределах 34–546 мг/дм³, рН – 5,97–7,48; преобладающий тип – хлоридно-гидрокарбонатный натриево-кальциевый. Основной фактор, определяющий вариации состава снегового покрова, – степень удаленности от крупных промышленных предприятий и крупных автомагистралей.

Ключевые слова: снеговой покров, талая вода, минерализация, гидрогеохимический тип.

GEOCHEMISTRY OF SNOW COVER IN KAZAN AND ITS SURROUNDINGS

R.R. Gallyamov¹, K.E. Zotina²

*Kazan (Volga region) Federal University, ¹-4th year Student,
gallyamovrustam1@mail.ru, ²-3^d year Student, zt.ksenya@mail.ru*

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy,

Reader R.Kh. Musin

Abstract: preliminary data of snow sampling in 2016 is considered in the article. Mineralization of melt snow water varies from 34 mg/dm³ to 546 mg/dm³, pH varies from 5.97 to 7.48. The predominant type of water is chloride-hydrocarbonate sodium-calcium. The main factor that determines variations of composition of snow cover is a degree of remoteness from large industrial plants and major highways.

Key words: snow cover, melt water, mineralization, hydrogeochemical type.

Одним из основных методов изучения геоэкологического состояния территорий является анализ особенностей состава их снегового покрова.

Авторами в феврале 2016 г. проведено опробование снегового покрова части микрорайонов г. Казани. Пробы отбирались в тщательно промытые и высушенные 5 л пластиковые бутылки с помощью пластиковой трубы диаметром 110 мм на полную мощность снегового покрова. Талая вода профильтровывалась через фильтр

«синяя лента», далее фильтрат направлялся на ионный хроматограф Dionex-1600 для выявления концентраций макрокомпонентов (основных анионов и катионов) и атомно-абсорбционный спектрометр ContrAA-700 для анализа микрокомпонентов (в первую очередь тяжёлых металлов). Масса взвеси, остающейся на фильтрах, использовалась для расчета количества пылевых атмосферных выпадений на единицу площади. Химико-аналитические исследования проводились по действующим нормативным документам (ПНД Ф 4.2:4.176-2000, ПНД Ф 14.1:2:4.131-98, ГОСТ 31870-2012).

В данной статье приводятся лишь предварительные данные по макрокомпонентному составу талой снеговой воды, т.к. химико-аналитические исследования и само опробование снегового покрова на момент составления статьи ещё не были завершены.

Казань расположена на левобережье р. Волга (Куйбышевского водохранилища) в пределах Восточно-Европейской равнины. Площадь города составляет $\sim 650 \text{ км}^2$, численность населения $\sim 1,3$ млн. человек. Промышленный потенциал Казани определяется в настоящее время предприятиями, в основном, химической, нефтехимической и авиастроительной промышленности (ОАО «Оргсинтез» и «Нэфис», «Казанский вертолетный завод» и др.). Норма осадков в окрестностях Казани составляет $\sim 500 \text{ мм/год}$, из них около 50% выпадает в зимний период [5]. Геоэкологическая ситуация в пределах города определяется, в целом, как удовлетворительная [3].

Особенности состава талой воды уже проанализированных проб удобно представить по отдельным районам (зонам), отличающимся уровнем техногенного воздействия. На данный момент можно выделить четыре типа таких зон (номера зон соответствуют таковым в таблице):

1) с крайне низким уровнем воздействия (в их качестве приняты центральные части крупных парковых (лесопарковых) массивов);

2) с относительно низким уровнем воздействия (небольшие скверы, дворы и др., расположенные на удалении от крупных автотрасс и промышленных предприятий);

3) со средним уровнем техногенного воздействия (участки на удалении 30-80 м от основных автотрасс и на удалении 100-200 м от крупных промышленных предприятий);

4) с относительно высоким уровнем воздействия (ближайшее окружение крупных предприятий, развязки крупных автомагистралей, 10-15 м оторочка основных автодорог).

Таблица

Основные данные химико-аналитических исследований

№ районов (зон)	Кол-во проб	pH	Минерализация (мг/дм ³)	Жесткость общая (ммоль/дм ³)	Преобладающий тип воды
1	5	6,01-6,19	34-49	0,03-0,06	Cl-HCO ₃ /NH ₄ -Na-Ca
2	4	5,97-6,52	44-55	0,07-0,13	Cl-HCO ₃ /NH ₄ -Na-Ca
3	3	6,47-6,65	66-76	0,10-0,17	Cl-HCO ₃ /Na-Ca
4	7	6,54-7,48	114-546	0,21-0,69	HCO ₃ ⁻ Cl/Ca-Na; Cl/Ca-Na

Примечание: преобладающий тип воды приведен символическими обозначениями, при этом компоненты выстроены в порядке увеличения их процент-мольных концентраций при их значении не менее 20%-моль (согласно [6]).

Некоторые предварительные выводы.

1) Полученные результаты довольно хорошо согласуются с ранее полученными данными по изучению химического состава снегового покрова г. Казани [1].

2) Обращают внимание довольно высокие относительные и абсолютные концентрации хлоридов, которые в основном и определяют повышенные (более 100 мг/дм³) значения минерализации, а также слабо варьирующие сравнительно невысокие содержания сульфатов (1,0-3,35 мг/дм³).

3) Несколько повышенными концентрациями (24,4-61,02 мг/дм³) отличается гидрокарбонат-ион.

4) Количество растворённых солей в парковых зонах Казани примерно соответствует минерализации снеговой воды в бассейне р. Солзан, расположенной в окрестностях Байкальского целлюлозно-бумажного комбината [7], тогда как в чистых районах Российской Федерации, вне пределов промышленно-гражданских зон, минерализация талой снеговой воды обычно не превышает 10 мг/дм³ [2].

5) Минерализация снеговой воды вдоль крупных автодорог и транспортных развязок г. Казани близка к солесодержанию снегового покрова в наиболее «напряжённых» участках таких промышленных уральских городов, как Карабаш и Кыштым [4].

6) Уровень pH зимних атмосферных осадков возрастает по мере увеличения их минерализации, что вероятно связано с максимальным накоплением здесь сажистых соединений.

7) На данный момент основным фактором, определяющим геохимию снеговых вод Казани, является степень удалённости от крупных транспортных магистралей и промышленных предприятий, при этом минерализация снеговой воды в казанских парках в 3-10 раз превышает её фоновые значения.

Литература

1. Вазиев Р.Ф., Крылова Е.М. Геоэкология крупных городов европейской части России (на примере г. Казани) // Геолого-археологические исследования в Тимано-Североуральском регионе. Сыктывкар, 2012. С. 55-59.
2. Гольдберг В. М. Взаимосвязь загрязнения подземных вод и природной среды. Л.: Гидрометеоздат, 1987. 248 с.
3. Государственный доклад о состоянии природных ресурсов и об охране окружающей среды Республики Татарстан в 2013 г. Казань, 2014. URL: <http://eco.tatarstan.ru/rus/gosdoklad/2013.htm> (дата обращения: 03.09.2015).
4. Грачёва И. В. Минерализация и кислотно-щелочные свойства снегового покрова промышленных городов Челябинской области // Известия Российского государственного педагогического университета им. А.И. Герцена. 2010. Вып. 135. С. 112-117.
5. Малышева О. Н., Нелидов Н. Н., Соколов М. Н. Геология района г. Казани. Казань: Изд-во Казан. ун-та, 1965. 175 с.
6. Отраслевой стандарт. Воды подземные. Классификация по химическому составу и температуре. М.: ВСЕГИНГЕО, 1986. 12 с.
7. Химический состав снеговых и речных вод юго-восточного побережья оз. Байкал / Соровикова Л.М., Синюкович В.Н., Нецветова О.Г. и др. // Метеорология и гидрология. №5, 2015. С. 71-83.

ПЕРМСКАЯ СЕЛИТЕБНАЯ ЗОНА – ОБЪЕКТ СОЦИАЛЬНО-ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ОПАСНОСТИ

Л.И. Даль

*Автономное некоммерческое объединение
«Центр социальных инициатив «Энергия Жизни»,
молодой ученый, dallarisa@yandex.ru*

Научный руководитель: д.г.-м.н., доцент И.С. Копылов

Аннотация: изучены закономерности и пространственное распределение тяжелых металлов в почвах и снежном покрове города Перми. Установлено влияние техногенеза на формирование геохимических аномалий (Pb, Cd, Zn, Co, Ni, Cu, Mo, Cr). Установлена их связь с участками с повышенной заболеваемости населения. Результаты исследований показывают, что территория города является объектом социально-экологической опасности.

Ключевые слова: геоэкология, город, почвы, снежный покров, тяжелые металлы, социально-экологический риск.

PERM RESIDENTIAL AREA – SUBJECT OF SOCIAL AND ENVIRONMENTAL RISK

L.I. Dal

*Autonomous nonprofit organization «Center of social initiatives»
«Life Energy», Young Researcher, dallarisa@yandex.ru*

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Reader

I.S. Kopylov

Abstract: the regularities and spatial distribution of heavy metals in soils and snow cover of the Perm city are studied. The influence of technogenesis on the formation of geochemical anomalies (Pb, Cd, Zn, Co, Ni, Cu, Mo, Cr) is established. Their connection with areas of high incidence in the population is established. The results of these studies show that the city territory is the object of socio-environmental risk.

Key words: geoeology, city, soil, snow cover, heavy metals, socio-environmental risk.

В настоящее время урбанизированные территории и особенно крупные города, и их селитебные зоны представляют собой сложные техногенные системы, которые оказывают сильнейшее воздействие на окружающую городскую среду и здоровье населения. Основные экологические проблемы крупных городов, в том числе – г. Перми связаны с общим загрязнением окружающей среды (воздушный и водный бассейны, недра, почвы, растительный и животный мир). Пермь – крупнейший индустриальный город на Западном Урале с миллионным населением, с высокой концентрацией промышленных предприятий (нефтеперерабатывающей, нефтехимической, химической, машиностроения, деревообрабатывающей, легкой и пищевой промышленности) и автотранспорта, выбрасывающих в атмосферу сотни примесей и химических соединений. Приоритетной геоэкологической проблемой Пермского региона является комплексная геолого-экологическая оценка города [1,2].

Одним из важнейших методов определения экологической обстановки селитебных зон является геохимический метод, позволяющий оценить геохимическое состояние территории, которое в основном зависит от уровня техногенного загрязнения, формирующего аномальные геохимические зоны. При этом оптимальной группой показателей площадной оценки экологической обстановки могут быть почвенный и снежный покров. Почвы являются первым

геохимическим барьером на пути миграции токсичных веществ и их концентрации. Снежный покров является непосредственным накопителем техногенных химических элементов за весь зимний период, которые при таянии снега в теплое время попадают в поверхностные и подземные воды, загрязняют их.

Изучение химического состава почв и атмосферных осадков Пермской области (края) в т.ч. – г. Перми было начато в середине XX в. и обобщено в монографии [10], при этом отмечалось пятикратное увеличение средней минерализации снега в Перми по сравнению районами Приуралья, не затронутыми техногенезом (что остается актуальным и в настоящее время), а также – отсутствие спектральных анализов по снегу. Изучение состава снежного покрова и почв эпизодически продолжалось многими исследователями.

Автором статьи изучение химического состава снежного покрова и почв на территории г. Перми проводилось более 10 лет в составе исследований различных организаций – геоэкологической партии ФГУП «Геокарта-Пермь», кафедры биогеоценологии и охраны природы Пермского государственного университета и Института экологии и генетики микроорганизмов УрО РАН под руководством профессора, д.г.-м.н. А.А. Оборина и д.г.-м.н. И.С. Копылова. В составе геоэкологической партии автор принимала участие в проведении эколого-геохимической съемки масштаба 1:50 000 на территории г. Перми (отв. исп. д.г.-м.н. И.С. Копылов). Основными объектами исследований были почвы и снежный покров, являющиеся накопителями токсичных химических элементов, а, следовательно – индикаторами антропогенного загрязнения. Пробы отбирались на участках, прилегающих к промышленным предприятиям и транспортным магистралям, в районах жилых массивов, а также в лесопарковых зонах. При этом исключались пробы с видимым загрязнением. Всего изучено более 1000 проб почв и 300 проб снега по спектральному анализу, где определялись 34 элемента, из которых в снежном покрове установлено присутствие 16 элементов, в почвах – 25 элементов. Изучен характер и распределение тяжелых металлов почвенного и снежного покрова, составлен комплект карт [4,5,7].

Установлено, что в снежном покрове селитебной зоны города средние содержания тяжелых металлов (по сравнению с фоном на контрольных участках и в среднем по Пермской области) превышают фон: по Cd – в 120, Cr – 109, Sn – 82, Ni – 37, Pb – 27, Sr – 21, Ba – 25, Cu – 13, P – 10, Co – 9, Zn, Mn, V в – 4, раза [2]. В почвах также отмечается превышение средних концентраций металлов в 1,5-15 раз по сравнению с фоном. Наиболее опасными в почвах г. Перми

являются элементы: 1 класса опасности – Cd (до 1000 ПДК), Pb (1000), Zn (27), Be (10); 2 класса опасности – Ni (1000), Mo (1000), Co (400), Cu (106), Cr (23). Все они имеют высокий фон 1,2-4 ПДК (кроме Co) и создают контрастные аномалии. Малоопасные и не лимитируемые элементы – Mn, Zr, Ti (до 3 ПДК), имеют широкое распространение, но невысокие концентрации, другие элементы – As (до 20 ПДК), Sb (10), создают точечные высококонтрастные аномалии. Крупные аномальные зоны сконцентрированы в Индустриальном (Осинцовский промузел, центральная часть), Свердловском (центральная и северо-восточная части) и Мотовилихинском (Мотовилихинские заводы) районах города. Эти зоны могут классифицироваться (по ИМГРЭ) [9], с учетом критериев [6] как участки с критической или чрезвычайно опасной экологической ситуацией.

По анализу данных медицинской статистики по заболеваемости населения среди детей и взрослых г. Перми наблюдается постоянный рост различных видов заболеваний. Районы с повышенной заболеваемостью населения, как правило, приурочены к участкам с концентрацией токсичных элементов. Более высокая сходимость геохимических аномалий в почвах и снежном покрове отмечается с результатами анализов содержания химических элементов в биосредах детей, поскольку детский контингент более чувствителен к антропогенным нагрузкам, менее адаптирован к изменениям условий окружающей среды. В Индустриальном районе установлены компоненты, являющиеся химическими факторами риска – Pb, Ni, Zn, Mn; в Мотовилихинском – Mn, Ni, Cr, Zn, Cu; в Свердловском – Mn, Cr, Zn, Ni; в Дзержинском – Mn, Ni, Pb. Медико-геоэкологический анализ показал, что для аномальных зон существует пространственно-корреляционная связь между геохимическими параметрами и уровнем содержания токсикантов в биосредах людей, отмечаются тенденции увеличения заболеваемости населения и изменения ее структуры.

Результаты исследований показывают, что Пермская селитебная зона является объектом социально-экологической опасности. Необходимым условием оптимизации качества городской среды является мониторинг антропогенных изменений, включая загрязнение и реакцию на него в атмосфере, гидросфере, почве и криосфере, а также медико-геоэкологический мониторинг. Для обеспечения геоэкологической безопасности населения города необходимо создание единой геоинформационной системы городской среды г. Перми, базовые основы которой изложены в работах [3,8], где блок экологической геохимии должен занимать одно из приоритетных мест.

Литература

1. Быков В.Н., Димуhamетов Д.М., Димуhamетов М.Ш. Эколого-геологическая обстановка города / учеб. пособие. Пермь, 2001. 101 с.
2. Даль Л.И. Эколого-геохимическая оценка снежного покрова городской среды как показатель социально-экологического риска // Исследования в области естественных наук. 2015. № 5(41) [Электронный ресурс]. URL: <http://science.snauka.ru/2015/05/10240> (дата обращения: 01.07.2015).
3. Коноплев А.В., Копылов И.С., Пьянков С.В., Наумов В.А., Ибламинов Р.Г. Разработка принципов и создание единой геоинформационной системы геологической среды г. Перми (инженерная геология и геоэкология) // Современные проблемы науки и образования. № 6. 2012.
4. Копылов И.С. Аномалии тяжелых металлов в почвах и снежном покрове города Перми как проявления факторов геодинамики и техногенеза // Фундаментальные исследования. № 1-2. 2013. С. 335-339.
5. Копылов И.С. Закономерности формирования почвенных ландшафтов Приуралья, их геохимические особенности и аномалии // Современные проблемы науки и образования. № 4. 2013.
6. Копылов И.С. Принципы и критерии интегральной оценки геоэкологического состояния природных и урбанизированных территорий // Современные проблемы науки и образования. № 6. 2011.
7. Копылов И.С. Эколого-геохимические закономерности и аномалии содержания микроэлементов в почвах и снежном покрове Приуралья и города Перми // Вестник Пермского университета. Геология. № 4 (17). 2012. С. 39-46.
8. Копылов И.С., Коноплев А.В., Голдырев В.В., Кустов И.В., Красильников П.А. К вопросу об обеспечении геологической безопасности развития городов // Фундаментальные исследования. № 9-2. 2014. С. 355-359.
9. Требования к производству и результатам многоцелевого геохимического картирования масштаба 1:1000000 / А.А. Головин, А.И., Ачкасов и др. М.: ИМГРЭ, 1999. 104 с.
10. Химическая география вод и гидрогеохимии Пермской области / Коллектив авторов. Пермь, 1967. 179 с.

БИОЦЕМЕНТАЦИЯ ПЕСЧАНЫХ ГРУНТОВ

А.Д. Деменев

Пермский государственный национальный исследовательский университет, аспирант 2 года обучения, demenevartem@gmail.com

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Н.Г. Максимович

Аннотация: *грунты содержат большое количество микроорганизмов, которые могут оказать влияние на их свойства. Эксперименты показали, что песчаные грунты, при определенных условиях, могут быть укреплены при применении методов биоцементации.*

Ключевые слова: пески, автохтонные микроорганизмы, укрепление грунтов.

BIOCEMENTATION OF SANDS

A.D. Demenev

Perm State University,

2nd year Post-graduate Student, demenevartem@gmail.com

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy,

Reader N.G. Maximovich

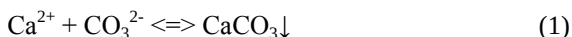
Abstract: soils contain large amounts of microorganisms that can influence on soil properties. Experiments revealed, that sand soils, under certain conditions, can be strengthened with biocementation techniques.

Key words: sands, autochthonous microorganisms, soil strengthening.

В природных условиях цементация грунтов и пород происходит в ходе химических реакций, связанных с выветриванием пород. Естественно сцементированные пески существуют в различных частях земной коры. Цементация песков усиливается малым количеством других агентов, например, кремнезема, водных силикатов и гидроокислов железа. Степень цементации грунтов и пород широко варьирует и зависит от свойств окружающей среды, которые также определяют и степень выветривания, постепенно разрушающего образующийся цемент. В роли цементирующих агентов выступают как различные минеральные соединения (например, кальцит, гидроксиды железа, марганца и др.), так и веществ органической природы [1].

Кальцит осаждается как цементирующий агент, выпадая в осадок из воды, насыщенной карбонатом кальция (CaCO_3). На осаждение кальцита влияют химизм воды, миграционная способность ионов Ca^{2+} и HCO_3^- , наличие карбонатов, проницаемость пород, их состав и текстура.

Осаждение кальцита описывается следующим средним уравнением реакции (1):

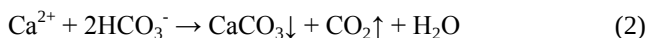


Немаловажную роль играет и «микробная активность пород». Эксперименты показали, что образование частиц карбоната кальция гетеротрофными бактериями идет различными путями. Так, пассивное образование карбонатов стимулируется изменениями среды, которые приводят к накоплению в ней ионов HCO_3^- и CO_3^{2-} и их последующему осаждению в виде твердых частиц. Эти изменения могут быть вызваны

различными бактериальными циклами химических элементов: азота (аммонификация аминокислот, гидролиз мочевины и мочевой кислоты, диссимильаторное восстановление нитратов), серы (диссимильаторное восстановление сульфатов), марганца и железа (диссимильаторное восстановление марганца и железа).

Активное карбонатообразование не зависит от вышеназванных метаболических путей: частицы карбоната кальция образуются в результате реакций ионного обмена, идущих на поверхности бактериальной клетки по механизму, который до сих пор еще слабо изучен. Таким образом, карбонатогенез не ограничен ни определенными таксономическими группами микроорганизмов, ни специфическими средами обитания микроорганизмов. Это общепланетный феномен, существующий с докембрия. В настоящее время потенциальная активность продукции карбонатов гетеротрофными микроорганизмами выше, чем автотрофными микроорганизмами или абиотическими химическими реакциями [5-7].

Микробиологически индуцированное осаждение кальцита протекает в соответствии с уравнениями (2) и (3):



Критическим фактором для микробиологически индуцированной цементации является также pH среды. Stocks-Fischer и соавт. определили, что микробиологически индуцированное осаждение карбоната кальция начинается при pH 8,3 и протекает с увеличением скорости до pH 9,0 [8]. Таким образом, образование кальций-карбонатного (кальцитового) цемента является следствием метаболической активности бактерий, увеличивающей pH среды:



В добавок к осаждению кальцита по вышеописанному механизму, ионы кальция могут закрепляться на поверхности бактериальной клетки вследствие ее общего отрицательного заряда, отложение кальцита на поверхности клетки, служащей центром нуклеации [5-7].

В проведенной серии экспериментов исследовалась возможность укрепления несвязных песчаных грунтов при применении биоцементации. Результаты показали, что пески характеризующиеся, как сильнодеформируемые, в результате жизнедеятельности автохтонных микроорганизмов могут перейти в

пески среднедеформируемые, при этом значение модуля деформации (Е, МПа) песков может увеличиться на 40%.

Как известно, микробиологические процессы могут негативно влиять на состояние, строение и свойства грунтов [1-4]. Однако при определенных условиях микроорганизмы способствуют укреплению грунтов.

Литература

1. Максимович Н.Г., Хмурчик В.Т. Влияние микроорганизмов на минеральный состав и свойства грунтов // Вестник Пермского университета, Сер. Геология, 2012, Вып. 3 (16), с. 47-54.
2. Максимович Н.Г., Хмурчик В.Т., Деменев А.Д. Роль микроорганизмов в повышении мутности дренажных вод плотины // Гидротехническое строительство. – 2015. – № 11. – С. 84-86.
3. Максимович Н.Г., Хмурчик В.Т., Лаздовская М.А., Деменев А.Д. Комплекс методов исследования микробиологической активности в грунтовых плотинах // Вестник СПбГУ, 2014, Сер. 7, Вып. 4, с. 88-100.
4. Максимович Н.Г., Хмурчик В.Т., Хайрулина Е.А., Деменев А.Д. Изучение микробиологических процессов в комплексе инженерных изысканий // Инженерные изыскания. – 2015. – № 9. – С. 40-44.
5. L. Cheng, R. Cord-Ruwisch, M.A. Shahin Cementation of sand soil by microbially induced calcite precipitation at various degrees of saturation // Can. Geotech. J. 50, 2013. P. 81-90.
6. M.B. Burbank, T.J. Weaver, T.L. Green, B.C. Williams, R.L. Crawford Precipitation of calcite by indigenous microorganisms to strengthen liquefiable soils // Geomicrobiology Journal. Vol. 28. P. 301-312.
7. D. Martin, K. Dodds, B.T. Ngwenya, I.B. Butler, S.C. Elphick Inhibition of *Sporosarcina pasteurii* under Anoxic Conditions: Implications for Subsurface Carbonate Precipitation and Remediation via ureolysis // Environmental Science & Technology. Vol. 46, 2012. P. 8351-8355.
8. Stocks-Fisher S., Galinat J.K., Bang S.S. Microbiological precipitation of CaCO₃ // Soil Biology and Biochemistry. 1999. V. 31. № 11. P. 1563–1571.

МХИ КАК ИНДИКАТОРЫ МИГРАЦИИ ТОКСИЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ В УСЛОВИЯХ ЛЕСНЫХ ПОЖАРОВ

И.С. Журкова, М.В. Рубанов

Институт геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН,

¹-*молодые ученые, inna-zhurkova@yandex.ru,*

rubanovmaksim@igm.nsc.ru

Аннотация: лесной пожар является катализатором миграции ряда химических элементов, в том числе токсичных металлов (Pb, Cd). Мхи служат индикаторами загрязнения при лесных пожарах. По результатам исследования, содержание Pb и Cd во мхах на подветренной стороне пожарища и внутри него выше, чем на фоновой площади.

Ключевые слова: мхи, тяжелые металлы, лесные пожары.

MOSSES AS INDICATORS OF MIGRATION OF TOXIC ELEMENTS IN THE CONDITIONS OF FOREST FIRES

I.S. Zhurkova, M.V. Rubanov

V.S. Sobolev Institute of Geology and Mineralogy SB RAS,

¹-Young Researchers, inna-zhurkova@yandex.ru,
rubanovmaksim@igm.nsc.ru

Abstract: forest fire is catalyst for migration number of chemical elements including toxic metals (Pb, Cd). Mosses are indicators of pollution from forest fires. According to the study, lead and cadmium content in mosses on the leeward side of the conflagration and inside higher than the background area.

Key words: mosses, heavy metals, forest fires.

Лесные пожары признаны одним из самых важных факторов перераспределения химических элементов на поверхности Земли. Количество пыли и аэрозолей, ежегодно поставляемое в атмосферу эмиссией лесных пожаров, столь значительно, что сопоставимо с выбросами вулканов (20-150 и 10-200 млн. т соответственно) [3]. Ежегодное выгорание в Сибири огромных лесных площадей сопровождается выносом в атмосферу многих токсичных элементов, в частности свинца, кадмия, и переносом их на соседние территории и дальние расстояния [1,4]. Для определения атмосферного загрязнения используются сравнительные данные по содержанию элементов в различных компонентах лесного биогеоценоза на различных участках пирологических объектов, включающих в себя фоновые, горелые и прилегающие к горящим площади. Поскольку мхи не имеют корневой системы, концентрирование ионов металлов в тканях мхов в значительной степени зависит от интенсивности выпадения пылевых и аэрозольных частиц [2].

Целью работы является количественная оценка миграции кадмия и свинца при лесных пожарах. Определение ее проведено на основе сравнения уровня содержания этих токсичных элементов во мхах *Pleurozium schreberi* зависимости от места произрастания: фоновая, не затронутая огнем площадь, пожарище и подветренная

территория с учетом юго-западного ветра, то есть направление движения дымового шлейфа. Аналитические данные приводятся в расчете на воздушно-сухое состояние вещества.

Экспедиционные исследования проведены в Караганском бору, в районе сел Ерестная и Каменка Новосибирской области. Весной 2006 г. здесь возник пожар практически одновременно в нескольких местах, на расстоянии десятка км друг от друга, что свидетельствует о преднамеренном поджоге. Скорость юго-западного ветра составляла 20-25 м/с при температуре 26-28°C. Местность изобилует заболоченными местами в пониженных местах с небольшими речками и временными ручьями, пересыхающими в середине лета. Мхи на площади района произрастают очень неравномерно. Все это затрудняет обследование пожарища по какой-то определенной сетке. На возвышенных участках представляет собой песчаную пустыню с редкой жестколистной травой. Само пожарище характеризуется отдельными различной формы пятнами, перемежающимися с остатками древесной растительности в пониженных местах. Площадь каждого верхового повального пожара составила от 17 до 214 га. В связи с этим, пожар классифицируется как сложный (смешанный), состоящий из верхового и низового. Мхи *Pleurozium schreberi* отобраны в различных точках (рис.) на фоновых участках (не подвергшихся горению), за гарью, на подветренной стороне, а также на одной из площадок от низового пожара, где у этих растений были опалены огнем только самые верхние части таллома. На каждом из участков отбиралось по 8 проб с площади в среднем около 100-150 м². После отбора, мох доведен до воздушно-сухого состояния сначала в полевых, затем в лабораторных условиях, после чего проведено изучение содержания кадмия и свинца атомно-абсорбционным методом на спектрометре SoolarM6 (фирмы ThermoElectron, Англия) с Зеемановским и дейтериевым корректором фона. Аналитические работы выполнены по аттестованным методикам в Аналитическом центре и лаборатории геохимии редких элементов и экогеохимии ИГМ СО РАН (аналитики Л.Н. Букреева и Л.Д. Иванова).



Рис. Схема отбора проб

Примечание: 1 – площадь низового пожара, 2 – фоновая площадь, 3 – площадь за пожарищем

В результате работы, определены средние значения металлов на обследуемых участках и их содержание в каждой координатной точке (табл.).

Таблица

Координаты отбора мхов и содержание элементов

Точки отбора	Координаты	Pb, мг/кг	Cd, мг/кг
площадь за пожарищем			
3	N 54°18'46.09" E 82° 0'57.02"	8,7	0,19
3	N 54°20'34.81" E 82° 4'2.03"	9,7	0,15
3	N 54°21'31.07" E 82° 5'21.06"	7,4	0,24
3	N 54°21'36.02" E 82° 5'46.07"	7,0	0,15
3	N 54°21'56.00" E 82° 7'12.08"	8,8	0,24
3	N 54°21'36.01" E 82° 8'54.03"	5,4	0,19
3	N 54°15'40.07" E 82° 5'57.00"	6,8	0,22
3	N 54°14'9.07" E 82° 3'16.02"	7,7	0,21
̄		7,69	0,19
фоновая площадь			
2	N 54°17'9.23" E 82° 8'12.47"	5,0	0,09
2	N 54°16'27.53" E 82° 7'22.84"	3,3	0,08
2	N 54°16'2.26" E 82° 6'46.29"	6,8	0,22
̄		5,03	0,13
площадь низового пожара			
1	N 54°14'53.78" E 82° 3'46.25"	9,5	0,25

Примечание: 1 – точки отбора на площади низового пожара, 2 – точки отбора на фоновой площади, 3 – точки отбора на площади за пожарищем; **̄** - среднее арифметическое значение.

Содержание свинца и кадмия во мхе, отобранном на фоновой площади 5,03 мг/кг и 0,13 мг/кг; на площади низового пожара 9,5 мг/кг и 0,19 мг/кг; на подветренной стороне, то есть в направлении

движения дымового шлейфа – 7,69 мг/кг и 0,19 мг/кг, соответственно. Анализ данных таблицы показывает, что разница содержаний свинца и кадмия на фоновой и прилегающей к пожарищу на юго-западе площадях составляет 32 и 19%, соответственно. Эту разницу ничем иным, кроме атмосферной миграцией свинца и кадмия, объяснить нельзя. Дополнительным свидетельством этого явления служит повышенная загрязненность этими токсикантами мхов, оставшихся не затронутыми огнем на участке низового пожара, граничащего с участками верхового – 9,5 мг/кг Pb и 0,25 мг/кг Cd.

Поскольку вокруг Караканского бора отсутствуют промышленные предприятия и другие антропогенные источники загрязнения, различие содержания кадмия и свинца во мхах одного и того же вида на площади описываемого пирологического объекта обязано атмосферному переносу свинца и кадмия на прилегающую площадь в составе аэрозольно-пылевых частиц и осадения их виде осадков на прилегающей к пожарищу площади. Таким образом, полученные данные позволяют сделать вывод о том, что лесные пожары сопровождаются активным перераспределением элементов, выступая в роли катализатора для миграции токсичных металлов. Как показано обобщением данных по различным лесным пирологическим объектам в разных регионах Сибири, это замечание в полной мере относится и к другим тяжелым металлам, а также искусственным радионуклидам. Поэтому совместная эмиссия этих токсикантов в составе дымовых выбросов представляет собой несомненную угрозу для людей, ведущих борьбу с лесными пожарами.

Литература

1. Журкова И.С. Влияние низового пожара на перераспределение химических элементов // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2014. №3с. Ч.2. С. 11-13.
2. Королева Ю.В. Биоиндикация атмосферных выпадений тяжелых металлов на территории Калининградской области // Вестник Российского государственного университета им. И. Канта. 2010. № 7. С. 39-44.
3. Малахов С.Г., Махонько Э.П. Выброс токсичных металлов в атмосферу и их накопление в поверхностном слое земли // Успехи химии. 1990. Т. 59, № 11. С. 1777-1798.
4. Щербов Б.Л., Лазарева Е.В., Журкова И.С. Лесные пожары и их последствия. Новосибирск. ГЕО. 2015. 154 с.

ЭКОЛОГО-ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ ГРУНТОВ ВЫБОРГСКОГО РАЙОНА (Г. САНКТ- ПЕТЕРБУРГА) ОРГАНИЧЕСКИМИ ПОЛЛЮТАНТАМИ (НЕФТЕПРОДУКТЫ И БЕНЗ(А)ПИРЕН)

Д.С. Ионкина

*Санкт-Петербургский государственный университет,
студент 3 курса, iamdariaion@gmail.com*

Научный руководитель: к.г.-м.н., старший преподаватель
И.И. Подлипский

***Аннотация:** исследование почво-грунтов для оценки загрязнения жилой территории органическими поллютантами и тяжелыми металлами.*

***Ключевые слова:** почвы, нефтепродукты, бенз(а)пирен, тяжелые металлы*

ECOLOGICAL AND GEOLOGICAL ASSESSMENT OF CONTAMINATED SOIL VYBORG DISTRICT (ST PETERSBURG) ORGANIC POLLUTANTS (OIL PRODUCTS AND BENZ(A)PYRENE)

D.S. Ionkina

*Saint-Petersburg State University,
3^d year Student, iamdariaion@gmail.com*

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy,
Senior Lecturer I.I. Podlipsky

***Abstract:** the research to evaluate the soil contamination of residential areas by organic pollutants and heavy metals.*

***Key words:** soil, oil products, benz(a)pyrene, heavy metals.*

Изучение состояния окружающей среды и прогнозирование ее изменений под антропогенным воздействием, на сегодняшний день, является одной из важнейших задач. Особенно, если речь идет о крупных городах с многомиллионным населением, где естественная миграция загрязняющих веществ весьма осложнена. Наиболее явно степень загрязнения можно оценить по почво-грунтам, так как данный природный ресурс принимает основную долю техногенной нагрузки.

Эколого-геохимические исследования проводились в Выборгском районе г. Санкт-Петербурга, объектом исследования стали грунты территории жилого микрорайона, ограниченный пр. Энгельса, пр. Культуры, пр. Суздальским и пр. Луначарского, и

имеющий площадь около 700 га. На территории полигона осуществлялось бурение 39 скважин до 2 м глубиной, с послойным пробоотбором (0,0-0,2, 0,2-1,0 и 1,0-2,0 м), что позволило оценить, как изменяется степень загрязнения почво-грунтов с глубиной. По результатам проведенного атомно-абсорбционного анализа были получены валовые содержания нефтепродуктов, бенз(а)пирена и ряда тяжелых металлов, а также был рассчитан суммарный показатель загрязнения (Z_c) и индекс геоаккумуляции (I_{geo}).

При исследовании почво-грунтов было установлено, что только в одной точке пробоотбора концентрация бенз(а)пирена – 0,03 мг/кг, тем самым, превышая значение ПДК в 1,5 раза. Это позволяет отнести данную скважину к категории загрязнения «опасная». Относительно же фоновых концентраций превышений не наблюдается. Что касается суммарного показателя загрязнения, его значения так же невелики – максимальное значение составляет 12,8 условных единиц, что говорит о допустимом уровне загрязнения.

Помимо этого, был рассчитан индекс геоаккумуляции (I_{geo}) тяжелых металлов и металлоидов, рассчитанный по формуле (1) [2]:

$$I_{geo} = \log_2 \frac{C_n}{1,5 \cdot B_n} \quad (1)$$

где C_n – измеренная концентрация элемента в пробе, B_n – фоновые значения элемента, 1,5 – индекс, увеличивающий контрастность результатов.

Во всех точках опробывания индекс геоаккумуляции нефтепродуктов и бенз(а)пирена меньше нуля, что позволяет отнести исследуемые грунты к категории «незагрязненные» по этому виду загрязнителей.

В целом, значения суммарного показателя (Z_c) менее 16 (max 12,8 условных единиц), что относит исследуемую территорию к категории загрязнения «допустимая» [1]. Значения концентрации тяжелых металлов в некоторых точках превышают ПДК, тем не менее относятся к уровню загрязнения «низкий» [3]. Исходя из данных о содержании тяжелых металлов, пробы из двенадцати скважин относятся к категории «опасная», еще девять – к категории «умеренно опасная», поэтому необходимо проведение мероприятий по устранению этих загрязнений.

Литература

1. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы СанПиН 2.1.7.1287-03 «Санитарно-эпидемиологические требования к качеству почвы».
2. Подлипский И.И. Эколого-геологическая оценка парагенетических геохимических ассоциаций функциональных зон Санкт-Петербурга // Инженерные изыскания. М. № 12, 2013, С. 46-52.
3. РОСКОМЗЕМ письмо от 27.03.95 N 3-15/582.

О ГЕОХИМИЧЕСКОМ СОСТОЯНИИ РАСТИТЕЛЬНОСТИ ИРТЫШ-ИШИМСКОГО МЕЖДУРЕЧЬЯ

А.К. Какпанова

*Северо-Казахстанский государственный университет
им. М. Козыбаева, молодой учёный, kakpanova@mail.ru*

Научный руководитель: к.г.н., доцент С.В. Пашков

Аннотация: в данной статье рассмотрен вопрос геохимического состояния растительности Иртыш-Ишимского междуречья.

Ключевые слова: Ишим-Иртышское междуречье, химические элементы, растительность.

ABOUT THE GEOCHEMICAL CONDITION OF VEGETATION IRTYSH-ISHIMSKOGO OF ENTRE RIOS

A.K. Kakpanova

*The North Kazakhstan State University of M. Kozybayev,
Young Researcher, kakpanova@mail.ru*

Research Supervisor: Candidate of Geography, Reader

S.V. Pashkov

Abstract: in this article the question of a geochemical condition of vegetation of Irtysh-Ishimsky Entre Rios is considered.

Key words: Ishim-Irtysh Entre Rios, chemical elements, vegetation.

Растительность является важнейшим и динамичным компонентом ландшафта, определяющим биогеохимию микроэлементов.

Во многих жизненных процессах, происходящих в растениях на молекулярном уровне, микроэлементы принимают самое активное

участие. Действуя через ферментные системы, или непосредственно связываясь с биополимерами растений, микроэлементы могут стимулировать или ингибировать процессы роста, развития и репродуктивную функцию растений. Часто высшие растения без каких-либо морфологических изменений могут содержать опасные для животных и человека концентрации химических элементов [2].

Действие химических элементов на живые организмы определяется концентрацией, при которой возможна нормальная реакция обменных процессов, обусловленная адаптационными возможностями организмов и живого вещества. Благодаря сложившемуся типу обмена веществ растения избирательно поглощают преимущественно необходимые им элементы в количествах, соответствующих их биохимическим и физиологическим потребностям.

Среди комплекса внешних факторов важнейшую роль играют эколого-геохимические условия местности, а также можно выявить закономерность накопления многих активных веществ в растениях в процессе его развития, в различных его органах, в зависимости от условий произрастания и экологической природы вида. Так значительная часть элементов накапливается в наземных частях растений (листьях, стеблях): марганец, молибден, медь, никель, в меньшей степени железо, алюминий, кобальт. В корнях растений аккумулируются такие элементы, как свинец, ванадий, кремний. Равномерно распределены в органах растений цинк, олово [1].

Среднее содержание химических элементов в растениях Иртыш-Ишимского междуречья в сравнении со средним содержанием в растительном покрове земного шара представлено в таблице.

Анализируя данные таблицы, можно отметить, что в растениях Иртыш-Ишимского междуречья наблюдается превышение содержание молибдена в 6,5 раз. Количество кальция и никеля превышает среднее содержание в 2,5 и 1,7 раз соответственно. При этом наблюдается существенный недостаток йода (всего лишь 4%), марганца (около 11%), ванадия (12%), а также меди, цинка, кобальта, железа, алюминия, селена, кремния и магния от среднего содержания этих элементов в растениях земного шара.

Таблица

Среднее содержание макро- и микроэлементов (МЭ) в растениях Иртыш-Ишимского междуречья в сравнении со средним содержанием в растительном покрове земного шара

МЭ	Среднее содержание МЭ в золе растений*, (мг/кг)	Среднее содержание МЭ в золе растений Иртыш-Ишимского междуречья	
		мг/кг	% к среднему содержанию
Биоэлементы, играющие большую роль в биохимических процессах живого вещества			
медь	200	68	34
марганец	7500	786	10
цинк	900	262	29
кобальт	15	1-2	7
железо	10000	7996	80
молибден	2	10,4	520
йод	50	2	4
никель	5	6,1	122
свинец	10	9,4	94
алюминий	14000	3000	21
селен	0,5	0,1	20
ванадий	61	7,8	13
кремний	150000	108702	72
кальций	20000	48137	241
магний	70000	17679	25
литий	11	15,9	145

Примечание: *среднее содержание МЭ в растительном покрове дано (по А.П. Виноградову)

При сравнении средних значений концентраций отдельных элементов в растениях Иртыш-Ишимского междуречья с фоновыми концентрациями тех же элементов в биосфере, можно выявить, что в растениях данной территории наблюдается избыток молибдена. В то же время среднее содержание в золе растений Иртыш-Ишимского междуречья меди, марганца, ванадия и кобальта значительно ниже фонового.

Сопоставление средних значений концентраций отдельных элементов в растениях Иртыш-Ишимского междуречья с фоновыми концентрациями тех же элементов в Северо-Казахстанской области, позволяет констатировать, что в растениях изучаемого региона наблюдается избыток свинца. В то же время среднее содержание в растениях Иртыш-Ишимского междуречья марганца, никеля, цинка, кобальта значительно ниже среднего по Северо-Казахстанской области. Показатели по ванадию и меди практически совпадают. Содержание цинка в 2,3 раза меньше чем в растениях Северо-Казахстанской области [1].

Первые результаты изучения химических элементов позволяют выделить некоторые особенности их биологического поглощения растениями Иртыш-Ишимского междуречья:

1. Относительно резкий контраст интенсивности биологического поглощения элементов. По данному показателю химических элементов условно можно разбить на 2 равные по 5 элементов группы:

– первая группа объединяет элементы со значительной интенсивностью биологического поглощения, имеющие K_6 в пределах 1-10 (цинк, молибден, марганец, медь);

– вторая группа состоит из элементов, имеющих низкую интенсивность биологического поглощения, у которых K_6 менее 1 (свинец, литий, никель, ванадий, кобальт). Особенно активно растения захватывают цинк и молибден, величина их K_6 составляет соответственно 8,67 и 7,63. Таким образом, контрастность биологического поглощения растениями региона составляет 100 единиц;

2. Пределы колебаний содержания элементов в золе растений условно можно рассматривать как местный геохимический фон. Кроме того, эти значения можно использовать для выделения аномальных содержаний элемента. Аномальным будет являться каждое содержание элемента, не принадлежащее к данной геохимической выборке и превышающее глобальное значение K_6 растительности континентов;

3. K_6 растительности Иртыш-Ишимского междуречья немногим отличаются от глобальных значений K_6 растительности континентов. Из таблицы 9 видно, что в целом растения исследуемой территории по сравнению с растениями материков, меньше поглощают все металлы. Черты сходства и различия избирательного поглощения растениями металлов из почвы сравнительно легко просматриваются также при анализе рядов, построенных по мере уменьшения величины K_6 .

Таким образом, можно сделать вывод, что все растения Иртыш-Ишимского междуречья, как и растения всех материков, энергично поглощают цинк, молибден, марганец, медь. В то же время, растения исследуемой территории поглощают меньше кобальта, никеля и марганца. Микроэлементы принимают активное участие в жизненных процессах.

Литература

1. Белецкая Н.П., Водопьянова С.Г., Волкова И.Н. Особенности накопления тяжелых металлов в растениях равнин юга Западной Сибири // Тяжелые металлы и радионуклиды в окружающей среде: Доклады IV Международной научно-практической конференции. Семипалатинск, 2006. т.1. С. 110-113.
2. Добровольский В.В. Основы биогеохимии. – Москва, 1998. С. 49-50.

К ВОПРОСУ О ГЕОХИМИЧЕСКОМ СОСТОЯНИИ ПОВЕРХНОСТНЫХ ВОД ИРТЫШ-ИШИМСКОГО МЕЖДУРЕЧЬЯ

А.К. Какпанова

*Северо-Казахстанский государственный университет
им. М. Козыбаева, молодой учёный, kakpanova@mail.ru*

Научный руководитель: к.г.н., доцент С.В. Пашков

***Аннотация:** в данной статье раскрывается геохимическое состояние поверхностных вод Иртыш-Ишимского междуречья. Отражены показатели общей минерализации воды.*

***Ключевые слова:** Иртыш-Ишимское междуречье, поверхностные воды, растворимые соединения.*

TO THE QUESTION OF THE GEOCHEMICAL CONDITION OF THE SURFACE WATER IRTYSH-ISHIMSKOGO OF ENTRE RIOS

A.K. Kakpanova

*The North Kazakhstan State University of M. Kozybayev,
Young Researcher, kakpanova@mail.ru*

Research Supervisor: Candidate of Geography, Reader
S.V. Pashkov

***Abstract:** in this article the geochemical condition of a surface water of Irtysh-Ishimsky Entre Rios reveals. Indicators of the general mineralization of water are reflected.*

***Key words:** Irtysh-Ishimsky Entre Rios, surface water, soluble connections.*

В настоящее время роль геохимии ландшафта особенно возрастает в связи с практическими проблемами химизации сельскохозяйственного производства, велика ее значимость и в решении проблем охраны здоровья населения. «... в геохимическом ландшафте мы склонны видеть решение проблемы географического ландшафта» — считал основатель геохимии ландшафта Б.Б. Польшов [5].

Природные воды — важная составная часть ландшафта, та среда, в которой протекает значительная часть химических реакций; природные воды — также и важные транспортные пути, по которым химические элементы мигрируют как внутри ландшафта, так и между различными ландшафтами [4].

Поверхностные воды представляют собой сложные растворы, содержащие дисперсные взвеси и соединения, находящиеся в растворенном состоянии. Соотношение масс растворимых соединений и твердых взвесей, химический состав и вариации концентраций отдельных элементов в речном стоке в значительной степени зависят от биоклиматических, денудационно-эрозионных и других процессов на водосборной площади. Возникающие при этом геохимические аномалии очень локальны и, нередко, они являются природными источниками загрязнения окружающей среды и оказывают негативное воздействие на биологические объекты [1,2,7].

В составе растворимых соединений в поверхностных водах Иртыш-Ишимского междуречья преобладают анионы бикарбонатов, сульфатов, хлоридов; среди катионов – кальций, магний, натрий и калий [1,6,7,8]. Кроме того, в водах содержатся растворимые формы рассеянных элементов, не захваченные в биологический круговорот. Значительная часть таких элементов присутствует в природных водах не в виде простых ионов, а в форме комплексных соединений [3,8,9].

По показателю общей минерализации воды региона можно отнести от пресных (0,1-1 г/л) до сильно соленых (10-50 г/л) и рассолов (свыше 50 г/л). Преобладают пресные и слабосоленые воды. По аномальным концентрациям выше ПДК (1000 мг/л) выделено 2 аномалии: Булаево-Красноармейская, Кельтесорская.

Концентрации натрия в водах Иртыш-Ишимского междуречья варьирует от 2 мг/л до 84 000 мг/л. Повышенное содержание натрия в поверхностных водах некоторых регионов исследуемой территории определенным образом объясняется широким развитием солончаковых почв. Скопления высоких концентраций натрия, превышающих ПДК (200 мг/л), образуют на исследуемой территории 3 аномалии: Булаевская, Смирновско-Красноармейская, Кельтесорская.

Хлорид-ион активно и свободно мигрирует в природных водах. Его содержание на исследуемой территории колеблется от единичных значений до 125-670 мг/л при ПДК 350 мг/л. Скопление высоких концентраций хлора позволили выделить 3 аномалии хлоридов: Булаевская аномалия, Смирновско-Красноармейская аномалия, Кельтесорская аномалия.

Сульфат-ион относится к числу положительно гидратирующихся ионов. Среднее содержание сульфатов в водах Иртыш-Ишимского междуречья составляет 50-70 мг/л при ПДК 500 мг/л. Однако, на территории региона достаточно четко картируются 2 аномалии, где концентрация сульфатов превышает ПДК – Булаевская, Кельтесорская. Повышенное содержание сульфатов

может определенным образом служить признаком загрязнения воды органическими веществами.

Соединения азота являются одним из видов загрязнений питьевых вод и во многом определяют их экологическое состояние. *Ионы аммония* в водах формируются за счет разложения белковых веществ животного и растительного происхождения, восстановления нитратов гуминовыми веществами и загрязнения промышленными отходами. По скоплению с концентрациями, превышающими ПДК (1 мг/л) выделяются 4 аномалии: Петропавловская, Николаевская, Булаевская, Молодежно-Красноармейская [3].

Нитраты являются конечным продуктом биохимического окисления аммиака, образующегося главным образом в результате распада белковых веществ. Содержание его в водах колеблется от следов до 450 мг/л, при ПДК 45 мг/л. По аномальным концентрациям выше ПДК на исследуемой территории выделены 2 аномалии: Полудинская, Кельтесорская на территории района М. Жумабаева. Эти же аномалии характеризуются максимальными значениями содержания нитратов – от 240 до 450 мг/л.

Железо в водах представлено окисной формой, энергично мигрирует в ландшафтах с кислым глеевым классом водной миграции и значительно слабее в условиях карбонатного оглеения. Содержание его колеблется от следов до 1,6 мг/л при ПДК 0,3 мг/л. На территории изучаемого региона выделяется 2 аномалии, где содержание железа превышает ПДК: Петропавловская, Смирновско-Марьевская.

Фтор принадлежит к группе галогенов. Важным источником фтора в ландшафте являются горные породы, в водах распространен повсеместно [7]. Большая часть региона представлена водоемами, где концентрации фтора имеют пониженные значения. Исходя из нормального уровня концентрации (от 0,7 до 1,5 мг/л), выделено 2 аномалии по недостатку фтора. Налобино-Марьевская и Селекты-Булаевская [3].

Таким образом, на территории Иртыш-Ишимского междуречья выявлены аномалии по превышению ПДК показателей общей минерализации, железа, натрия, аммиака, хлоридов, сульфатов, нитратов. Но при этом, можно уверенно утверждать, что исследуемый регион Северо-Казахстанской области характеризуется пониженным содержанием фтора.

Литература

1. Алевкин О.А. Гидрохимия рек СССР. - Тр. ГГИ, 1949. Вып. 15, ч. 3. 142 с.
2. Беккер В.Н. Дефицитные состояния населения России и Алтайского края // Человек. Экология. Здоровье. Барнаул: Аз Бука, 2006. С. 10-11.

3. Белецкая Н.П., Водопьянова С.Г., Дробовцев В.И. и др. Природа Северо-Казахстанской области. Петропавловск, 1992. С 37.
4. Перельман А.И. Геохимия ландшафта. Москва, 1966. 39 с.
5. Полюнов Б.Б. Геохимические ландшафты / Сб. Географические работы. М.: Географгиз, 1952. 89 с.
6. Природное районирование Северного Казахстана. М.: Изд-во АН СССР, 1960. 468 с.
7. Ресурсы поверхностных вод районов освоения целинных и залежных земель. Вып.5. Северо-Казахстанская область. Л.: Гидрометеиздат, 1960. 419 с.
8. Форш Т.Б. Гидрохимическая характеристика озер Северного Казахстана в связи с условиями их существования // Озера полуаридной зоны СССР. Л.: Наука, 1963. С. 75-117.
9. Форш Т.Б. Гидрохимическая характеристика озер семиаридных областей СССР // Озера семиаридной зоны СССР. Л.: Наука, 1970. С. 36-48.

ТРАНСФОРМАЦИЯ ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ БАССЕЙНА Р. ТОМИ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ КРАПИВИНСКОГО ВОДОХРАНИЛИЩА

А.В. Карманова

*Национальный исследовательский Томский политехнический
университет, студент 4 курса, anya.karmanova.93@mail.ru*

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор В.К. Попов

***Аннотация:** создание будущего водохранилища, как практически любая деятельность водохозяйственных систем, связана как с положительными, так и с отрицательными воздействиями на окружающую среду. В процессе нашего исследования охарактеризованы основные геоэкологические процессы и их роль в процессе эксплуатации в будущем Крапивинского водохранилища.*

***Ключевые слова:** геоэкология, водохранилище, гидрогеология, торф.*

TRANSFORMATION OF GEOENVIRONMENT CONDITIONS OF TOM RIVER BASIN DURING THE CONSTRUCTION AND OPERATION OF THE KRAPIVINSKOE RESERVOIR

A.V. Karmanova

*National Research Tomsk Polytechnic University,
4th year Student, anya.karmanova.93@mail.ru*

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor
V.K. Popov

Abstract: *the construction of the future reservoir as almost any activity of water utilization systems is related to both positive and negative environmental impact. The major environment developments and its role in exploiting the Krapivinskoe Reservoir in future were described during our research.*

Key words: *geocology, reservoir, geohydrology, peat.*

Расположение Крапивинской ГЭС предполагает проектом, строительство в Кемеровской области в средней части бассейна реки Томи. Ее строительство началось еще в 1975 году, но в 1989-м из-за ряда причин, была приостановлена. Создание водохранилища в наибольшей мере отвечает интересам водоснабжения промышленности и населения Кузбасса, также открывает перспективы развития орошаемого земледелия в бассейнах р. Томи и р. Ини, улучшает энергетический баланс Кузбасса. Бассейн р. Томи расположен на юге Западной Сибири, территориально относится к Кемеровской и Томской областям. Створ Крапивинского гидроузла расположен на расстоянии 439 км от истока реки [1].

Климат бассейна континентальный, с суровой продолжительностью зимой и коротким теплым летом. Река Томь принадлежит к рекам со смешанным питанием. Питание ее происходит: 40% за счет таяния снега, 30% за счет дождей и 30% за счет подземных вод.

Основные геоэкологические процессы. Вследствие, заполнения и эксплуатации Крапивинского водохранилища, будут развиваться геоэкологические процессы, которые будут влиять на данную территорию и располагающие вблизи местности, а также являться основой для системы мониторинга. В первую очередь это касается **заполнения земель**, которые распространяются при отметках НПУ 175-177,5. Большую часть которых занимают площади, занятые лесом, кустарником и болотами. Оставшиеся земли относятся к сельскохозяйственным угодьям.

Рост овражно-балочной сети. Развитие эрозионных процессов и овражно-балочной сети по берегам водохранилищ, связанные с нарушением и удалением растительного покрова, неорганизованным стоком поверхностных вод и т.д. Создание водохранилища само по себе не ведет к росту оврагов и балок, а напротив, способствует их стабилизации [2]. Однако, расширение деятельности на берегах водохранилища может явиться причиной активизации эрозионных процессов, если не предусматриваться выполнение соответствующих противоэрозионных мероприятий.

Оползневые процессы связаны в первую очередь с уже заложенными оползнями и происходят, как правило, в период

наполнения и в первые годы эксплуатации. На берегах Крапивинского водохранилища выявлено два участка древних оползней: на правом берегу выше р. Пегас, на левом - между устьями рек В. Камаз и Убик [3]. Наблюдения за состоянием склонов на оползневых участках в обязательном порядке должно быть включены в систему мониторинга за геодинамическими процессами в зоне водохранилища.

Заиление водохранилища – процесс, длительность которого зависит от твердого стока реки, то есть от количества взвешенных и влекомых частиц грунта, и от объема водохранилища. Средний многолетний твердый сток р. Томи составляет $0,0035 \text{ км}^3/\text{год}$, а объем водохранилища – $11,71 \text{ км}^3$, таким образом, заполнение его осадками может произойти только через 3 тысячи лет [3].

Размыв русла реки. Создание водохранилища и оседание в нем твердого стока вызовет в нижнем бьефе размыв и углубление русла реки на 1,2-1,5 м в пределах первых 15-20 км от гидроузла [4]. Вниз по течению по мере насыщения потока, взвесью, интенсивность размыва будет уменьшается.

Всплывание торфа. На территории проектируемого водохранилища располагаются 22 участка с торфом и 3 с органоминеральными отложениями. Общая площадь торфяных залежей - 4092 га. Ожидается всплывание торфа на 5 месторождениях. Суммарная площадь всплывающих торфяных залежей составит 278 га, а общий объем всплывающего торфа – 3 млн. м^3 . [4] Большая часть торфа всплывает в три первых года эксплуатации водохранилища, а весь торф - в первое пятилетие. Всплывание торфа будет происходить в мае - сентябре, когда температура воды в водохранилище превышает 8° ; основное всплывание ожидается при температуре воды выше 17° . Участия торфа в загрязнение воды то, по данным Геолторфразведки (1976 г.) разложение торфа на 80% происходит в 4-5 лет. Максимум загрязнения водохранилища получит в первый год существования водохранилища [6]. Также оценивая влияние водохранилища на разработку и эксплуатацию месторождений полезных ископаемых, следует иметь ввиду, что с точки зрения сохранения природного ландшафта в относительной близости к такому водотоку, как река Томь, многие из разведанных месторождений в пределах долины вообще разрабатывать нецелесообразно.

Влияние водохранилища на разработку месторождений полезных ископаемых. Водохранилище разместится на территории шести геолого-экономических районов: Ерунаковского, Терсинского, Центрального, Салтымаковского, Крапивинского и Байдаевского. Перспективными районами с благоприятными горно-геологическими

условиями являются Ерунаковский, а затем Терсинский, содержащие коксующиеся и энергетические угли. В водоохранной зоне частично окажется площадь с повышенной радиацией (левый берег р. Томи в головной части водохранилища). Близко к водоохранной зоне располагается небольшое месторождение ртути на правом берегу Томи между притоками Андреевка и М. Осипова. Учитывая возможное вредное воздействие разработки ртути на здоровье населения, целесообразно исключить его возможную эксплуатацию в случае заполнения водохранилища. Поскольку это месторождение является одним из 10 месторождений ртути на участке притоков Кучуманда- Б. Осипова, то общие потери по этой группе месторождений ртути не превысят 10%. Частично в зону затопления и в водоохранную зону попадает Пегасское месторождение цеолита в районе ручья Пегас (Томский), это 3,3 млн. т. цеолита, что составляет 55% разведанных запасов и 2,0% от прогнозных ресурсов [4].

Влияние водохранилища на эксплуатацию месторождений подземных вод. Водоохранилище занимает относительно небольшую площадь 670 км², что составляет менее 5 процентов от площади водосборного бассейна, в пределах которого в принципе возможна взаимосвязь подземных вод с водохранилищем. 30% стока Томи формируется за счет дренирования подземных вод. Незначительное уменьшение поступления подземных вод в водохранилище по сравнению с бытовыми условиями в результате создания напора. Другими словами, заполнение водохранилища положительно окажется на запасах подземных вод, хотя влияние его при этом будет незначительно.

Чтобы обезопасить водопользование, нужен тщательный контроль объектов окружающей среды и исключение всех возможных источников загрязнения атмосферы и гидросферы в районе располагаемого водохранилища. Для этого требуется создания такой системы мониторинга окружающей среды, которая позволила бы получить информацию об условиях и процессах формирования режима и состава водных ресурсов. В программу мониторинга должны войти исследования атмосферы, осадков, поверхностных вод, почв, биоты, причем наблюдения должны охватывать состав, характер, круговорот и миграцию загрязняющих веществ, нести информацию о режиме и ресурсах подземных вод [5].

Литература

1. Водохранилище на реке Томи (Крапивинский гидроузел). Технический проект. Первый этап. Основные положения. Книга шестая. Организация строительства и производства работ, 1973. 210 с.
2. Водохранилище на р. Томи (Кемеровский гидроузел). Технико-экономическое обоснование. Книга первая. Общая пояснительная записка, 1972. 210 с.
3. Водохранилище на р. Томи (Крапивинский гидроузел). Технический проект. Первый этап. Основные положения. Книга первая. Свободная пояснительная записка, 1973. 198 с.
4. Программа мероприятий по восстановлению и охране водных ресурсов бассейна реки Томи, оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС) арх. №355-ТПО 1991. 154 с.
5. *Попов В.К.* Эколого-экономические аспекты эксплуатации подземных вод Обь-Томского Междуречья/ под ред. Г.М. Рогова: Изд-во ТГАСУ, 2003. 174 с.

ВОЗДЕЙСТВИЕ ТЕХНОГЕНЕЗА НА КАРСТ ПЕРМСКОГО КРАЯ

С.В. Коптелин

*Пермский государственный национальный исследовательский
университет, студент 4 курса, koptelin.s@yandex.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент И.И. Минькевич

***Аннотация:** в статье представлено влияние антропогенное (техногенное) воздействие на карст в районах проведения сельскохозяйственных, хозяйственных и горнопромышленных работ.*

***Ключевые слова:** антропогенное воздействие на карст, техногенез.*

THE IMPACT OF TECHNOGENESIS ON KARST PERM REGION

S.V. Koptelin

Perm State University, 4th year Student, koptelin.s@yandex.ru

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader

I.I. Minkevich

***Abstract:** in the article presents the influence of anthropogenic (technogenic) impacts on karst in areas of agricultural, commercial and mining activities.*

***Key words:** human impact on karst, technogenesis.*

Хозяйственное преобразование территории ведет к возрастанию риска возникновения природных, техногенных и технологических аварий и катастроф. Техногенные воздействия на окружающую и геологическую среду в карстовых районах. Несмотря на схожий механизм и негативные последствия, техногенные процессы отличаются от природных большей непредсказуемостью, поскольку в число факторов, провоцирующих процессы, входит ряд малоизученных, в силу своей необычности для окружающей среды. Деятельность человека сильно нарушает природный баланс и обуславливает изменение питания и разгрузки подземных вод, а так же изменение путей фильтрации, направления, скорости подземных вод их химического состава, минерализации и растворяющей способности [3].

Развитие сельского хозяйства усиливает процессы карстообразования. Если в область сельскохозяйственного природопользования входят склоны, сложенные карстующимися породами, то последующее применение тяжелых машин, неправильные агротехнические приемы – усиливают эрозионные процессы, облегчают проникновение внутрь массива атмосферных осадков, что вместе с изменением динамики и химизма подземных вод из-за применения удобрений и сбросов сточных вод животноводческих ферм, значительно преобразуют карстовый процесс [1].

Влияние горнопромышленной деятельности на карст Верхнекамского месторождения обусловлено эксплуатацией 200 рассолоподъемных скважин на старых рудниках, которая способствовала формированию карстовых полостей и зон выщелачивания в толще солей. Современные отходы соледобычи, занимающие площадь более 700 га возрастают ежегодно на несколько миллионов тонн и являются источниками промышленных стоков, загрязняющих подземные и поверхностные воды. Сдвиги пород над выработками, раскрытие трещин, просадки и изменения гидрогеологических условий могут быть причиной катастрофических провальных явлений (БКРУ-3,1) [2].

В Кизеловском угольном бассейне сложность добычи угля была обусловлена интенсивной закарстованностью и обводненностью вышележащих известняков. Гидродинамическая связь подземных и поверхностных вод обусловлена природно-техногенными факторами: высокой трещинно-карстовой проницаемостью угле вмещающих массивов, разработкой угля под карстовыми водоносными горизонтами, откачкой шахтных вод. Шесть из восьми шахт были затоплены, а в двух последних был еще не завершен этот процесс. В

связи с затоплением шахт остро встает вопрос о масштабах загрязнения подземных вод, в первую очередь, трещинно-карстовых, играющих большую роль в водоснабжении городов и поселков района. В процессе выработки они становились основными дренами водоносных горизонтов, оказавшихся в сфере влияния горных работ [1].

Техногенное воздействие на толщи карстующихся пород приводит к катастрофическим последствиям и поэтому его необходимо учитывать при проектировании, строительстве и эксплуатации всех видов инженерно-строительных сооружений, горнодобывающей и лесохозяйственной деятельности в районах распространения карста.

Литература

1. Горбунова К.А., Максимович Н.Г., Андрейчук В.Н. Техногенное воздействие на геологическую среду Пермской области // Пермь, 1990. С. 39.
2. Катаев В.Н. Методология и практика сравнительно-оценочного карстологического районирования // Пермский ун-т. Пермь, 2001. С. 66.
3. Печеркин И.А., Шимановский Л.А., Минькевич И.И. Гидрогеология и карстование // ПГНИУ. Пермь, 1992. С. 134.

ТЕХНОГЕНЕЗ И ВОДНЫЙ БАЛАНС ОЗЕР В ОКРЕСТНОСТЯХ Г. КАЗАНИ

Н.А. Курлянов¹, К.Э. Зотина²

Казанский (Приволжский) федеральный университет,

¹-молодой ученый, nikitakurlyanov@gmail.com,

²-студент 3 курса, zt.ksenya@mail.ru

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Р.Х. Мусин

Аннотация: в статье рассматриваются проблема обмеления озер окрестностей Казани. Приведен водный баланс оз. Чистое, площадь которого за последние 30-40 лет сократилась в пять раз. Основная причина деградации озер – застройка водоохраных зон. Предложены меры по восстановлению уровня оз. Чистое.

Ключевые слова: водный баланс, озера, обмеление, площадь, водоохранная зона.

TECHNOGENESIS AND WATER BALANCE OF LAKES IN THE KAZAN SURROUNDINGS

N.A. Kurlianov¹, K.E. Zotina²

Kazan (Volga region) Federal University,

¹-Young Researcher, nikitakurlyanov@gmail.com,

²-3^d year Student, zt.ksenya@mail.ru

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy,

Reader R.H. Musin

Abstract: *the article deals with the problem of the lakes shallowing in Kazan surroundings. Water balance of the lake Chistoye whose area has decreased five times for the last 30-40 years is mentioned. The main reason of degradation of lakes is water protection zones building. Measures for the restoration of lake Chistoye level are suggested.*

Key words: *water balance, lakes, shallowing, area, water protection zone.*

Приказанский район характеризуется широким развитием озёр, тяготеющих к Волжской долине и обладающих варьирующими размерами, характером использования, уровнем техногенной нагрузки, источниками питания, показателями биологической продуктивности и т.д.

Относительно крупные озера представляют собой своеобразные жемчужины и интенсивно используются в рекреационных целях.

Авторами с 2012 г. ведется активное изучение ряда озёр, расположенных как в пределах самой Казани (оз. Кабаны (Верхний-, Средний-, Нижний-), Глубокое, Осиново), так и в её ближайшей окрестности (Архирейское, Чистое, Мохово, Ковалинское, Раифское) [1,2]. За последние 30-40 лет существенных изменений в положении уровня и гидрохимии не фиксируется лишь в пределах озёр Кабан, Глубокое и Раифское. Оз. Кабан имеет подземное питание и уровень его регулируется (качество воды даже немного улучшилось после масштабных очистных мероприятий, проведенных в ходе подготовки к Универсиаде-2013); оз. Раифское расположено в пределах Волжско-Камского заповедника, где любая хозяйственная деятельность строго регламентирована; оз. Глубокое занимает карстово-суффозионную воронку с относительно крутыми залесенными бортами, что является своеобразной его самозащитой от антропогенного вмешательства. Все остальные озера характеризуются разностепенным ухудшением качественных показателей состава воды и постепенным снижением уровня. Это снижение имеет катастрофический характер в оз. Чистое и оз. Мохово, площади

которых с конца 1970-х начала 1980-х гг. уменьшились более чем в 3 раза. Неблагополучные в гидрогеоэкологическом отношении озера связывает то, что все они застраиваются, при этом застройки часто подходят прямо к береговой линии.

Озёра Архирейское, Чистое, Мохово, Ковалинское, Осиново не обладают подземным питанием, при этом они располагаются в палеодолине Волги, сложенной хорошо проницаемыми песчаными породами (от полной инфильтрации поверхностных вод в озерных котловинах «спасают» слабопроницаемые глинистые экраны, выполняющие их днища; при нарушении этих экранов озера могут очень быстро исчезнуть, ярким примером может послужить оз. Лебяжье, которое сейчас существует только за счет подачи в него воды из скважины, перехватывающей подземный поток нижеказанского водоносного комплекса). В Приказанском районе норма осадков составляет примерно 560 мм/год, а испаряемость – 600 мм/год [3]. Поддержание уровня озер осуществляется за счет поверхностного стока с водосборной площади, который должен обеспечить не только подъем уровня на 40 мм, но и компенсировать инфильтрацию, и, возможно, водоотбор. Любое сокращение водосборной площади без компенсации уменьшения поверхностного стока в озерные котловины приведет к снижению уровней. Застройка прибрежных зон, сопровождающаяся нарушением естественного растительного покрова, всегда приводит к сокращению поверхностного стока в водоемы, тем более это касается песчаных почв по периферии отмеченных озер. Здесь любая вскопка переведет поверхностный сток в инфильтрацию, любое оголение песчаных грунтов может обнулить поверхностный сток. Ниже приведены балансовые характеристики по оз. Чистое, которое до конца 1970-х гг. характеризовалось довольно постоянным уровнем, а с этого времени, когда интенсивной застройке практически от уреза воды подверглась юго-западная часть озера, идет непрерывное снижение его уровня (табл.1,2). Важным является то, что в условиях резко преобладающего развития в геологическом разрезе песчаных грунтов уменьшение площади озера сразу сопровождается уменьшением его водосборной площади даже без техногенного вмешательства.

Таблица 1

Площадные характеристики оз. Чистое

Период	Площадь озера, м ²	Площадь водосбора, м ²	Норма атм. осадков, мм/год	Испаряемость, мм/год
1975-1980	130902	170275	560	600
	130902	82358		
2014	27992	34324		

Таблица 2

Водный баланс оз. Чистое

Период	Приход воды		Расход воды		Баланс
	осадки	поверх. сток	испарение	инфильтрация	
1975–1980	560 мм/год 200 м ³ /сут	109 мм/год 39,2 м ³ /сут	600 мм/год 215 м ³ /сут	69 мм/год 24 м ³ /сут	0 мм/год 0 м ³ /сут
	560 мм/год 200 м ³ /сут	53 мм/год 18,9 м ³ /сут	600 мм/год 215 м ³ /сут	69 мм/год 24, м ³ /сут	-56 мм/год -20,1 м ³ /сут
2014	560 мм/год 52,6 м ³ /сут	103 мм/год 7,9 м ³ /сут	600 мм/год 56,4 м ³ /сут	69 мм/год 5,3 м ³ /сут	-6 мм/год -1,2 м ³ /сут

Пояснение: отрицательный водный баланс свидетельствует об обмелении озера. Реальный темп снижения уровня после застройки начала 1980-х гг. скорее всего превышал 5,6 см/год, т.к. сразу после сокращения поверхностного стока должно было начаться уменьшение площади озера, а величина 5,6 см/год получена за счет отнесения невязки баланса в 20,1 м³/сут к первичной площади озера 130902 м². Также темп снижения мог быть немного выше за счет неучета нами отбора воды из озера на полив огородов.

Техногенез выражается в виде застройки территорий прибрежной части озер, характеризующихся развитием на песчаных грунтах и отсутствием подземного питания, сразу начнет приводить к постепенному снижению их уровня. Масштаб этого снижения определяется масштабом застройки и первоначальными размерами озер. Судьбу озёр Чистое и Мохово может повторить оз. Ковалинское, которое интенсивно застраивается и также обладает преимущественно песчаным характером верхней части геологического разреза. Несколько более благоприятна ситуация с озёрами Осиново и Архирейское, которые отличаются развитием в верхней части разреза слабопроницаемых суглинков. По предварительным расчетам для озер типа Чистого достаточно 50-80 м ненарушенной прибрежной зоны для сбора необходимого количества поверхностного стока. Указанное озеро при сохранении существующих условий будет продолжать мелеть, для поддержания и некоторого повышения его уровня необходимо провести комплекс работ на остающейся свободной водосборной площади в восточной его части. Этот комплекс должен включать – планировку территории с уклоном к озеру, перекрытие части территории привозным суглинистым грунтом с высевом на нем травянистой растительности, ликвидацию всех ям и траншей, бетонирование имеющейся здесь грунтовой дороги с уклоном в сторону озера. Данный комплекс работ довольно прост и эффективен в плане сохранения атмосферной влаги на поверхности. Его проведение сохранит еще остающееся озеро. Для увеличения же площади озера придется предусмотреть его подпитку подземной водой из

скважинного водозабора после восстановления слабопроницаемого слоя на иссушенном дне.

Литература

1. Курьянов Н.А., Мусин Р.Х., Нуртдинова Г.М., Фаттахов Б.Ф. О качестве вод озёр одного из районов Среднего Поволжья // Сборник трудов IV междунар. конгресса «Чистая вода. Казань» – 27-29 марта 2013 г. Казань: типогр. ООО «Куранты», 2013. С. 91-93.
2. Курьянов Н.А., Мусин Р.Х., Нуртдинова Г.М., Фаттахов Б.Ф. О роли подземных вод в формировании химического состава озёрных вод Республики Татарстан // Современные проблемы гидрогеологии, инженерной геологии и геоэкологии Урала и сопредельных территорий: материалы II Всерос. научн.-практич. (Россия, г. Екатеринбург, 9-12 декабря 2013 г.) – Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2013. С. 96–99.
3. Переведенцев Ю.П. Климат Казани и его изменения в современный период. Казань: Казанский государственный университет им. В.И. Ульянова-Ленина, 2006. 216 с.

**ОЦЕНКА ТЕХНОГЕННОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПОЧВ
ТЕРРИТОРИИ АГЛОМЕРАЦИИ Г. ГОРНО-АЛТАЙСКА
ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИЗУЧЕНИЯ ВЕЩЕСТВЕННОГО
СОСТАВА И КАППАМЕТРИИ**

Т.Г. Макаревич

***Национальный исследовательский Томский политехнический
университет, студент 4 курса, link-link3@mail.ru***

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Л.В. Жорняк

Аннотация: проведена оценка техногенного загрязнения территории агломерации г. Горно-Алтайска по результатам изучения магнитной восприимчивости и вещественного состава почв. Построена схема пространственного распределения средних значений магнитной восприимчивости на исследуемой территории.

Ключевые слова: почвы, вещественный состав, магнитная восприимчивость.

ESTIMATION OF GORNO-ALTAISK AGGLOMERATION TERRITORY TECHNOGENIC SOIL POLLUTION ACCORDING TO THE STUDY OF MATERIAL SOIL COMPOSITION AND MAGNETIC SUSCEPTIBILITY MEASUREMENTS

T.G. Makarevich

*National Research Tomsk Polytechnic University,
4th year Student, link-link3@mail.ru*

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy. Reader
L.V. Zhornyak

Abstract: *technogenic pollution of Gorno-Altai agglomeration territory was estimated according to the study of magnetic susceptibility and material composition of agglomeration soil. The scheme of magnetic susceptibility average values spatial distribution is created.*

Key words: *soil, material composition, magnetic susceptibility.*

В настоящее время около 40% населения Республики Алтай сконцентрировано в г. Горно-Алтайск и его агломерации. В связи со спецификой региона основными источниками загрязнения окружающей среды являются котельные и автотранспорт. Их выбросы ухудшают экологическое состояние всех компонентов природной среды, что в дальнейшем не может не сказаться на здоровье населения.

При этом сильное воздействие оказывается на почвенный покров, являющийся одним из важнейших компонентов окружающей среды, особенно учитывая аграрную специфику региона. Почва является депонирующей средой, несущей на себе долговременную информацию о техногенном воздействии. В связи с чем необходима детальная эколого-геохимическая оценка состояния почв на территории агломерации.

Целью данной работы была оценка состояния почв агломерации г. Горно-Алтайска по результатам изучения их вещественного состава и каппаметрии.

Работы по отбору проб почв проводились в пределах агломерации Горно-Алтайска состоящей из: г. Горно-Алтайска, с. Майма, п. Карлушка, п. Афганцев, с. Алферово и с. Кызыл-Озек.

На территории агломерации г. Горно-Алтайска было намечено 68 точек опробования. Масштаб исследований 1:100 000.

Отбор проб почв проводился в середине лета 2015 года, согласно ГОСТ 17.4.3.01-83, а также методическим

рекомендациям [2,3]. Изучение вещественного состава проводилось на базе учебно-научной лаборатории электронно-оптической диагностики Международного инновационного образовательного центра (МИНОЦ) «Урановая геология» кафедры геоэкологии и геохимии с использованием стереомикроскопа Leica EZ4D. Все измерения магнитной восприимчивости выполнялись на базе АУ РА «АРИ «Экология» с использованием Kappameter Model: КМ – 7.

Детальное изучение вещественного состава отобранных проб почв позволило диагностировать частицы как природного, так и техногенного происхождения. Частицы природного происхождения в исследуемых пробах представлены преимущественно кварцем различного цвета, карбонатами, полевыми шпатами, апатитом, чешуйками слюды, биогенными и цементированными частицами. Частицы техногенного происхождения в исследуемых пробах представлены: частицами угля, сажи, золы, палочковидными полупрозрачными частицами, кирпичной крошкой, волокнами, а также стеклянными сферами.

Во всех пробах преобладает природная составляющая, в среднем 92% для агломерации г. Горно-Алтайска (табл. 1).

Таблица 1

Соотношение техногенной и природной составляющих в пробах почв
исследуемой территории

	Техногенная составляющая, %	Природная составляющая, %
Среднее по агломерации	8	92
г. Горно-Алтайск	11	89
с. Майма	6	94
с. Кызыл-Озёк	5	95
р-н Жилмассив (г. Горно-Алтайск)	30	70

Максимальное количество техногенных составляющих по отношению к природным, выявлено в районе Жилмассива – 30% (сажа, частицы угля, древесная зола, волокна, стеклянные прозрачные палочки), а минимальное – на территории Пекарского лога – 2%.

Содержание в пробах частиц, в составе которых присутствуют элементы группы железа (Fe, Mn, Ni, Cr, V, Co) определяет магнитные свойства почв. Работы некоторых учёных говорят о возможности применения метода магнитной восприимчивости для диагностики загрязнённых тяжёлыми металлами городских почв [1,4,5,6]. При измерении магнитной восприимчивости проб почв, средняя величина изменялась от 11 до $325 \cdot 10^{-5}$ ед. СИ (рис.). Максимальное значение

параметра отмечено в пробах почв, отобранных в районе Жилмассива – $325 \cdot 10^{-5}$ ед. СИ, минимальное на территории с. Кызыл Озек – $11 \cdot 10^{-5}$ ед. СИ.

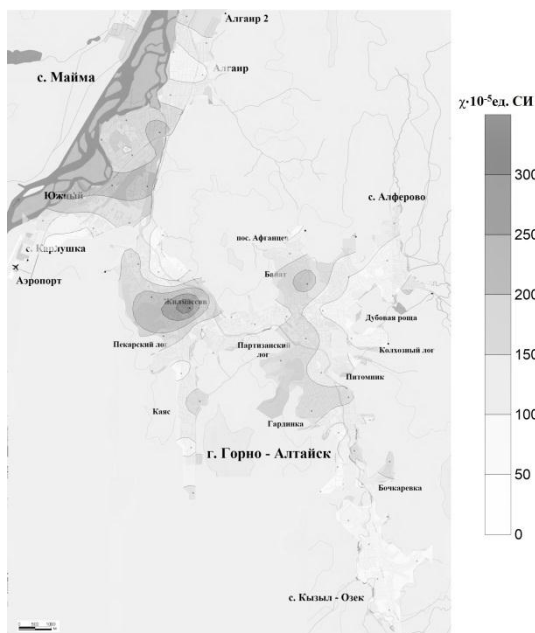


Рис. Схема пространственного распределения средних значений магнитной восприимчивости на территории агломерации г. Горно-Алтайска

На рисунке наглядно видны пространственные закономерности распределения средних значений магнитной восприимчивости на территории агломерации. Наибольшие значения отмечаются в районе Жилмассива, в центре самого города Горно-Алтайска. Так же относительно высокие концентрации отмечены в пос. Афганцев и с. Майма. Минимальные значения соответственно, отмечены на территории с. Кызыл-Озёк, центральной части с. и п. Каяс (рис.).

Таким образом, по результатам изучения вещественного состава и каппаметрии почв, можно сказать, что наиболее загрязнёнными участками на территории агломерации, являются район г. Горно-Алтайска – Жилмассив, а также центральная часть с. Майма, наиболее благополучным – с. Кызыл-Озёк.

Литература

1. *Бабанин В.Ф.* О применении магнитной восприимчивости в диагностике форм железа // Почвоведение, 1973. – №7. – с. 154-161.
2. ГОСТ 17.4.3.01-83 Охрана природы. Почвы. Общие требования к отбору проб.
3. *Ермохин А.И.* Руководство по оценке загрязнения объектов окружающей природной среды химическими веществами и методы их контроля: Учебное пособие / А.И. Ермохин, Л.П. Рихванов, Е.Г. Язиков. – Томск: Изд-во ТПУ, 1995. – 96 с.
4. *Жорняк Л.В.* Эколого-геохимическая оценка территории г. Томска по данным изучения почв: диссертация ... канд. геол.-мин. наук: 25.00.36. – Томск, 2009. – 205 с.
5. *Иванов А.В., Ломаносова М.В., Гладышева М.А., Строгонова М.Н.* Применение метода магнитной восприимчивости для диагностики загрязнённых тяжёлыми металлами городских почв // Тр. Межд. науч. конф. «Современные проблемы загрязнения почв». – М., 2004. – С. 159.
6. Пат. 2133487 Российская Федерация, МПК6 G 01 V 9/00. Способ определения техногенной загрязнённости почвенного покрова тяжёлыми металлами группы железа (железо, кобальт, никель) / Язиков Е.Г., Миков О.А.; заявитель и патентообладатель Томский политехн. унт. – № 98100689; заявл. 08.01.98; опубл. 20.07.99.

СОДЕРЖАНИЕ ТЯЖЕЛЫХ МЕТАЛЛОВ В ВОДНЫХ РАСТЕНИЯХ СЕМЕЙСТВА РЯСКОВЫХ НА ТЕРРИТОРИИ ТОМСКОГО РАЙОНА

А.Ю. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, студент 4 курса, kyzmen44@mai.ru

Научный руководитель: д.б.н., профессор Н.В. Барановская

Аннотация: исследовано содержание некоторых тяжелых металлов в водном растении семейства рясковых, выявленная определенная геохимическая специфика Томского района, также обнаружено специфическое районирование района по концентрации ртути.

Ключевые слова: тяжелые металлы, ряска, Томский район, атомно-эмиссионный анализ, ртуть.

CONTENTS OF HEAVY METALS IN WATER PLANT FAMILY LEMNACEAE IN THE TOMSK AREA

A.Y. Maksimova

National Research Tomsk Polytechnic University,

4th year Student, kyzmen44@mai.ru

Research Supervisor: Doctor of Biology, Professor N.V. Baranovskaya

Abstract: *the content of some heavy metals in aquatic plant of the family Lemnaceae, revealed certain geochemical specifics of the Tomsk region, also found a specific zoning district the mercury concentration.*

Key words: *heavy metals, duckweed, Tomsk region, atomic-emission analysis, mercury.*

Группа тяжёлых металлов (ТМ) объединяет свыше 40 химических элементов с атомной массой более 50 а.е.м. К наиболее токсичным химическим элементам относят бериллий, кобальт, никель, медь, цинк, олово, теллур, рубидий, серебро, кадмий, золото, ртуть, свинец, сурьму, висмут. Значительное развитие промышленности привело к тому, что содержание тяжёлых металлов в различных природных средах постоянно повышается. Наиболее подвержен антропогенным изменениям водные экосистемы [6], при этом большой процент, оседающих на поверхности Земли, тяжелых металлов «задерживаются» на водосборах (ртуть – 80%) – в реках, озерах или в заболоченных районах, что в некоторых случаях может являться «химической бомбой замедленного действия» [5].

В большинстве случаев использование прямых методов анализа химического состава поверхностных вод в определении широкого круга элементов, в том числе и тяжелых металлов, весьма затруднительно, в связи с их малой концентрацией на фоне веществ минерального и органического происхождения. Для многих микроэлементов количественное определение концентрации в биообъектах позволяет создать более объективное представление о распространенности микроэлементов в водной среде [6]. При этом возникают определенные требования к биоиндикатору: он должен чутко реагировать на изменение микроэлементного состава окружающей среды, он должен быть космополитом, желательно легко отбираться, долго храниться, а также должен являться депонирующей средой для большинства микроэлементов. Всеми вышеперечисленными свойствами обладают растения сем. Рясковых, которые относятся к эврибионтным гидрофитам и обитают на границе двух сред «вода-воздух». На данное водное растение как

биогеохимически значимый объект для мониторинга еще в 30 годы обратили внимание ученые лаборатории БИОГЕЛ [1-3].

Производственная деятельность человека способствует появлению в окружающей среде отдельных регионов, характеризующихся избыточным содержанием химических элементов, формируются техногенные геохимические провинции [9].

Томский район характеризуется крайне неравномерным распределением промышленных предприятий и населенных пунктов, что создает неравномерную экологическую нагрузку территории. Наиболее напряженными секторами являются север-северо-восточный, юг-юго-западный и западный, непосредственно прилегающие к г. Томску и находящиеся в 30 километровой зоне влияния предприятий ядерно-топливного цикла Сибирского химического комбината (ПЯТЦ СХК). Основным узлом существования сложных экологических проблем Томского района связаны с так называемым Северным промышленным узлом (СПУ), охватывающий территории север-северо-восточного и частично восточного секторов относительно Томск-Северской промышленной агломерации. СПУ концентрирует на ограниченной территории около 33 предприятий различного направления [9].

На территории Томского района отобраны пробы растений семейства Рясковых в таких населенных пунктах, как: д. Георгиевка, д. Надежда, с. Наумовка, д. Кузовлево, с. Михайловка, п. Копылово, д. Малая Михайловка, д. Губино, п. Светлый, с. Моряковский Затон, п. Самусь, д. Кусково и п. Победа.

Содержание Zn, Co, Pb, As, Cr, Cu, Ni и Cd исследовано при помощи атомно-эмиссионного анализа на базе лаборатории Томского политехнического университета «Центр коллективного пользования» (аналитик – Дорофеева Н.В.). Данным методом исследовано 6 проб из 6 населенных пунктов Томского района, преимущественно северо-восточная сторона. Содержание Hg в макрофите исследовано при помощи атомно-абсорбционной спектроскопии с методом «холодного пара» на базе научно-образовательного центра «Урановая геология» кафедры геоэкологии и геохимии Томского политехнического университета (стандарт – «Лист березы» ГСО 8923-2007, СОКОМЕТ 007-7-2008-RU, $Hg (0,037 \pm 0,006) \cdot 10^{-6}$ г/г). Данным методом исследовано 15 проб из 15 населенных пунктов Томского района.

Среднее содержание исследуемых микроэлементов в ряске не превышает фоновых по их содержанию в макрофите, кроме Fe и Mn, концентрации которых значительно превышают фоновые [8]. Данная

ситуация непосредственно связана с гидрогеохимической спецификой исследуемого региона [10].

Также наблюдается крайне неравномерно распределение концентрации мышьяка по площади ($\min = 0,25$ мг/г; $\max = 23$ мг/г). Аномально высокие концентрации зарегистрированы в с. Наумовка и д. Надежда, приуроченные к зоне воздействия СХК. В данных населенных пунктах наблюдаются высокие концентрации многих микроэлементов (Hg, Zn, As и Fe), а наиболее низкие концентрации зарегистрированы на территории д. Губино.

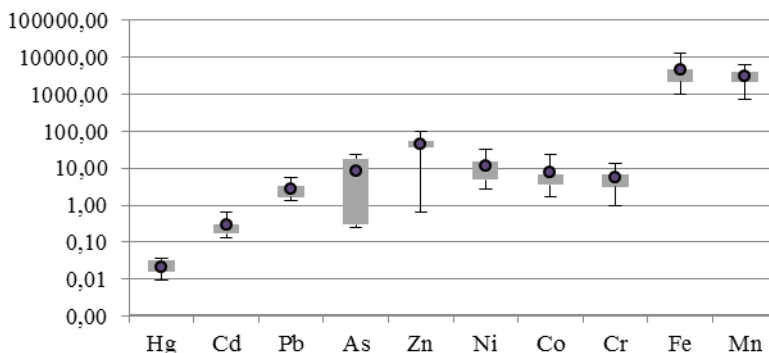


Рис. Составная диаграмма размаха содержания тяжелых металлов в ряске на территории Томского района

Немало интересны полученные результаты по пространственному распределению ртути. Так территорию Томского района по содержанию ртути в растениях сем. Рясковых можно разделить на 3 группы. К первой группе относятся населенные пункты, расположенные в зоне воздействия предприятий СХК по преобладающей розе ветров (с юго-юго-запада на северо-северо-восток). Ко второй группе относятся населенные пункты, находящиеся под воздействием как предприятий СХК, так и СПУ г. Томска. Третья группа представляет собой поселки, расположенные на значительном расстоянии от основных объектов техногенного воздействия.

Данное исследование показало, что растения из семейства Рясковых способны отражать геохимическую ситуацию окружающей среды, аккумулировать огромный спектр химических элементов, концентрации которых 1-3 раза выше, чем в водоеме, что упрощает получение более объективного представления о распространенности микроэлементов в водной среде, также всецело доказывает свою

значимость, как экологически и биогеохимически значимый объект исследования.

Литература

1. Бруновский Б.К., Кунашева К.Г. О содержании радия в некоторых растениях. // Докл. АН СССР. 1930. Серия А. №20.
2. Вернадский В.И. О концентрации радия живыми организмами // Докл. АН СССР, 1929. №2. С. 33-34
3. Вернадский В.И. О химическом элементарном составе рясок (Lemna) как видовом признаке // Живое вещество и биосфера. М.: «Наука», 1994. С.473-476.
4. Геохимия окружающей среды / Ю.Е. Сает, Б.А. Ревич, Е.П. Янин и др. М.: Недра, 1990. 355 с.
5. Ермаков В.В., Летунова С.В., Конова Н.И., Алексеева С.А., Судницына И.Г. Геохимическая экология организмов в условиях ртутного субрегиона биосферы // Проблемы геохимической экологии (Тр. Биогеохимической лаборатории. Том 22). М.: Наука, 1991. С. 24-68.
6. Лапердина Т.Г. Определение ртути в природных водах. Новосибирск: Наука, 2000. 222 с.
7. Леонова Г.А. Геохимическая роль планктона континентальных водоемов Сибири в концентрировании и биоседиментации микроэлементов / Г.А. Леонова, В.А. Бобров. Новосибирск: Академическое изд-во «Гео», 2012. 314 с.
8. Никаноров А.М., Жулидов А.В., Покаржевский А.Д. Биомониторинг тяжелых металлов в пресноводных экосистемах. Л.: Гидрометеиздат, 1985. 144 с.
9. Рихванов Л.П., Язиков Е.Г. Сухих Ю.И., Барановская Н.В., Волков ВТ., Волкова Н.Н., Архангельский В.В., Архангельская Т.А., Денисова О.А., Шатилов А.Ю., Янкович Е.П. Эколого-геохимические особенности природных сред Томского района и заболеваемость населения. Томск, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2006. 216 с.
10. Шварцев С.Л. Гидрогеохимия зоны гипергенеза. М.: «Недра», 1978. 287 с.

ЭКОЛОГО-ГЕОМОРФОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ УРБАНИЗИРОВАННЫХ ТЕРРИТОРИЙ

Т.А. Мележ¹, В.Л. Моляренко²

Гомельский государственный университет имени Франциска

Скорины, ¹-молодой ученый, tatyana.melezh@mail.ru,

²-аспирант 1 года обучения, molyarenko-vova@bk.ru

Научный руководитель: старший преподаватель Т.А. Мележ

Аннотация: приведены инженерно-геоэкологические критерии оценки выбора территорий для выявления ограничений их инженерного освоения. Определено, что при проектировании инженерных сооружений необходимо

руководствоваться не только гидрогеологическими условиями площадки, но также приводить геоэкологическое обоснование объекта.

Ключевые слова: экологическая геоморфология, урбанизированные территории, рельеф.

ENVIRONMENTAL AND GEOMORPHOLOGICAL OF FEATURE OF THE URBANIZED TERRITORIES

T.A. Melezh¹, V.L. Molyarenko²

The Gomel State University of Francis Scorina,

¹-Young Researcher, tatyana.melezh@mail.ru,

²-1st Post-graduate Student, molyarenko-vova@bk.ru

Research Supervisor: Senior Lecturer T.A. Melezh

Abstract: *engineering and geoecological criteria for evaluation of the choice of territories for identification of restrictions of their engineering development are given. It is defined that at design of engineering constructions it is necessary to be guided not only hydrogeological conditions of the platform, but also to give geoecological justification of object.*

Key words: *ecological geomorphology, the urbanized territories, relief.*

Экологическая геоморфология – наука, изучающая взаимные связи между рельефом и средой жизни организмов, в том числе и человека.

Инженерное освоение территорий датируется временем первых поселений человека. Первоначально оно носило характер «необходимых», человек расселялся, главным образом на высоких берегах крупных рек, впоследствии стал заселять и пойменные территории, расширяя границы поселений.

С течением времени природная среда в пределах урбанизированных территорий подверглась существенной трансформации и сейчас это в значительной мере техноприродная среда, развивающаяся в результате взаимодействия инженерных конструкций и коммуникаций, гражданского и промышленного строительства и природных компонентов.

Различные факторы техногенного воздействия на верхнюю часть литосферы приводят к нарушению естественного эколого-геоморфологического состояния урбанизированных территорий, либо к загрязнению природных компонентов, прежде всего почв и подземных вод [1].

По характеру влияния на городские территории различают воздействия, приводящие, с одной стороны, к истощению ресурсов

(водоотбор для нужд водоснабжения, добыча полезных ископаемых и др.), а с другой – к положительным и отрицательным изменениям (искусственное восполнение запасов, подтопление территории и др.).

Влияние техногенеза в пределах урбанизированных территорий усиливается с каждым годом и ведет к нарушению экологического состояния геологической среды. В природных условиях трудно выделить преобладающий фактор воздействия, в большинстве случаев наблюдается результат суммарного влияния нескольких факторов.

Для проведения эколого-геоморфологической оценки урбанизированных территорий необходимо определить перечень показателей (естественных и техногенных) городской среды, влияющих как на принятие инженерных решений, так и на принятие решений по экологической безопасности населения. В набор оценок включены такие, как «экологическая привлекательность», «психологическое состояние населения». Экологическая привлекательность рельефа (комфорт проживания, безопасность человека и его жилища, необходимые бытовые удобства и т.п.) – одна из сторон эколого-геоморфологических исследований [2].

В условиях активно развивающегося техногенеза, при выборе площадок под инженерное строительство, неотъемлемой процедурой является геоэкологическое обеспечение строительных проектов на протяжении всего их жизненного цикла. С целью проведения эколого-геоморфологической оценки урбанизированных территорий необходимо учитывать ряд показателей, оценку которых возможно выполнять по предлагаемым критериям (таблица 1).

В процессе изучения территорий для их последующего освоения большое внимание необходимо уделять анализу каждого показателя в отдельности.

Оценка гидрогеологических, гидрологических и геологических условий позволит определить состав инженерных мероприятий по подготовке к застройке территории и провести районирование по благоприятности освоения геологического пространства [3].

Эколого-геоморфологическое изучение территорий, осваиваемых под инженерное строительство, связано с освоением подземного пространства для обеспечения функционирования проектируемого объекта; с освоением площадей под жилую застройку, с решением задач транспортного обслуживания; формированием зон «разгрузки» экологической напряжённости в развивающемся городе; реконструкцией исторических центров городов в историко-

ГЕОЛОГИЯ В РАЗВИВАЮЩЕМСЯ МИРЕ

культурных целях; стремлением к «оздоровлению» среды обитания человека, повышению качества жизни, комфортности жилья.

Таблица

Показатели и критерии эколого-геоморфологической оценки
урбанизированных территорий

Показатели оценки	Критерии оценки	Территории		
		благоприятные	ограниченно благоприятные	неблагоприятные
Гидрогеологические условия	1) глубина залегания грунтовых вод от поверхности земли (м)	не менее 3	1-3	менее 1
	2) вероятность развития подтопления, (%)	менее 1	1-4	более 4
Геоморфологические условия	2) оползневые процессы;	отсутствуют	мелкие, поверхностные овраги	крупные глубокие овраги
	3) развитие овражно-балочной сети;	овраги отсутствуют или проявляются на небольшой площади, глубиной до 3 м	овраги глубиной до 10 м, слабая интенсивность роста	овраги глубиной до 10 м, значительная интенсивность роста
Геоэкологические условия	1) характеристика подземных вод по их защищенности от загрязнений;	артезианские, межпластовые, напорные и безнапорные воды	подземные воды, с ненадежными водоупорными горизонтами	грунтовые воды
	2) уровень загрязнения почв и грунтов для определения возможных затрат на мероприятия по рекультивации	незагрязненные	условно загрязненные	от слабо до чрезвычайно загрязненные

Литература

1. *Ананьев В.П., Потапов А.Д.* Инженерная геология: учебник для вузов / В.П. Ананьев, А.Д. Потапов. М., 2004. 511 с.
2. *Витченко А.Н.* Геоэкология, Минск, БГУ, 2002. 365 с.
3. *Козловский С.В., Шешеня Н.Л.* Прогнозирование геологических опасностей и риска их проявлений как составная часть пространственно-временной системы // Известия высших учебных заведений. Серия «Геология и разведка». – 2010. – №6. – С. 59-61

РОЛЬ РАДОНА В РАДИАЦИОННОЙ НАГРУЗКЕ НА ОРГАНИЗМ ЧЕЛОВЕКА

С.А. Назарова

*Пермский государственный национальный исследовательский
университет, магистрант 1 года обучения, sophia-nazarova@mail.ru*

Научный руководитель: д.т.н., профессор В.А. Гершанок

***Аннотация:** показана важная роль радона – мощного источника альфа- и гамма-излучений в радиационной нагрузке на человека.*

***Ключевые слова:** радон, альфа-, гамма-излучения, уранорадиевое семейство, радиационная нагрузка.*

THE ROLE OF RADON IN THE RADIOACTIVE LOADING ON THE HUMAN BODY

S.A. Nazarova

Perm State University,

1st year Master's Degree Student, sophia-nazarova@mail.ru

Research Supervisor: Doctor of Technical Sciences, Professor

V.A. Gershanok

***Abstract:** the role of radon – a powerful source of alpha - and gamma-radiation in the radiation exposure of man.*

***Key words:** radon, alpha-, gamma-radiation, uranium-radium family, radiation exposure.*

Интерес к радиологическому воздействию радона на население возрос в начале 80-х годов, в связи с повышением экологических требований. Первые же исследования показали, что концентрация радона в воздухе жилых домов, особенно одноэтажных, часто превышает уровень предельно допустимых концентраций (ПДК), установленных для работников урановых рудников, где служба безопасности традиционно борется за снижение накопления радиологически опасных концентраций радона.

По данным Международной комиссии по радиологической защите (МКРЗ) наибольшая часть дозы облучения (около 80% от общей), получаемой населением в обычных условиях, связана именно с природными источниками радиации. Более половины этой дозы обусловлено присутствием газа радона и его дочерних продуктов распада (ДПР) в воздухе зданий, в которых человек проводит более 70% времени [4].

К природным источникам излучения относятся природные радионуклиды, содержащиеся в земной коре, строительных материалах, воздухе, пище и воде, а также космические лучи.

Основными радиоактивными элементами и излучателями в природе являются калий-40, рубидий-87 и члены двух радиоактивных семейств, берущих начало от урана-238 и тория-232 – долгоживущих изотопов, входивших в состав горных пород Земли с момента ее образования.

Величины земной радиации в разных районах неодинаковы, поскольку зависят от концентрации радиоактивных изотопов на конкретном участке земной коры. Заметная часть эффективной дозы облучения, которую человек получает от естественных источников радиации, формируется от радиоактивных веществ, проходящих через сложную систему так называемых биологических цепочек. Радионуклиды, образующиеся под действием космического излучения, составляют относительно небольшую (менее 20%) часть общего поступления. Большая часть поступления связана с радионуклидами ряда урана и тория, которые содержатся в почве и горных породах [3].

В радиоактивном семействе, его члены подвергаются альфа-, бета- и гамма-превращениям. Наиболее проникающим является гамма-излучение. Характерно, что каждый гамма-излучатель излучает гамма-кванты конкретной, строго определенной, энергии [1].

Энергия гамма-квантов, их количество на один распад, коэффициенты поглощения в воздухе для основных излучателей уранорадиевого семейства приведены в таблице 1.

Таблица 1
Энергетическая характеристика основных гамма-излучателей уранорадиевого семейства (по Г.Ф. Новикову, Ю.Н. Капкову) [1]

Излучатель	Энергия γ -кванта, МэВ	Число γ -квантов на 1 распад	μ_a , см ⁻¹	Период полураспада	K, мкр/час
Ra (Ra ²²⁶)	0,190	0,012	$3,3 \cdot 10^{-5}$	1610 лет	0,5
Rn (Rn ²²²)	0,510	0,001	$3,8 \cdot 10^{-5}$	3,825 сут.	0
RaB (Pb ²¹⁴)	0,280	0,345	$3,7 \cdot 10^{-5}$	26,8 мин.	39
--«--	0,352	0,435	$3,8 \cdot 10^{-5}$	--«--	68
RaC (Bi ²¹⁴)	0,612	0,428	$3,8 \cdot 10^{-5}$	19,7 мин.	135
--«--	0,773	0,111	$3,7 \cdot 10^{-5}$	--«--	44
--«--	0,934	0,040	$3,6 \cdot 10^{-5}$	--«--	18
--«--	1,125	0,183	$3,5 \cdot 10^{-5}$	--«--	102
--«--	1,238	0,085	$3,4 \cdot 10^{-5}$	--«--	50
--«--	1,396	0,093	$3,3 \cdot 10^{-5}$	--«--	61
--«--	1,533	0,050	$3,2 \cdot 10^{-5}$	--«--	34
--«--	1,760	0,215	$3,1 \cdot 10^{-5}$	--«--	166
--«--	1,900	0,045	$3,0 \cdot 10^{-5}$	--«--	37
--«--	2,190	0,073	$2,9 \cdot 10^{-5}$	--«--	66
--«--	2,450	0,020	$2,8 \cdot 10^{-5}$	--«--	19

Как следует из таблицы 1, дочерние продукты распада радия имеют периоды полураспада значительно меньше, чем у него. В результате между радием и его продуктами распада наступает вековое равновесие. Поэтому условно можно считать, что родоначальником этих продуктов является не уран, а радий. Присутствие радия обуславливает и присутствие всех его продуктов распада [2].

Эти продукты, а именно RaB и RaC, образуют большое количество гамма-квантов высокой энергии, поэтому являются мощными гамма-излучателями. Их «вклад» в суммарное излучение продуктов распада характеризует последний столбец таблицы 1 (параметр К). Суммарное излучение членов уранорадиевого семейства составляет 839,5 мкр/час, из них на долю RaB приходится 107 мкр/час и на долю RaC – 732 мкр/час. Как видим, сам Ra дает лишь 0,5 мкр/час.

Но не только своим гамма-излучением данные продукты распада опасны. Известно, что радон, как и его «родители», является альфа-излучателем. Интенсивность альфа-излучения радона и его дочерних продуктов распада во много раз выше интенсивности альфа-излучения собственно урана и радия, вместе взятых. Альфа-частицы обладают наибольшей удельной ионизирующей способностью, следовательно, и максимальной химической и биологической активностью, а значит, в наибольшей степени разлагают все виды молекул, в том числе ткани организма. Поскольку радон – это радиоактивный газ, то он поступает в организм человека через дыхательные пути, продукты питания [5].

К основным альфа-излучателям в уранорадиевом семействе относят Ra, Rn, RaA, RaC', Po. Их энергетическая характеристика приведена в таблице 2.

Таблица 2
Энергетическая характеристика основных альфа-излучателей уранорадиевого семейства (по Г.Ф. Новикову, Ю.Н. Капкову) [1]

Излучатель	Энергия α -частицы, МэВ	Число пар ионов, образованных α -частицей	Средняя длина пробега α -частицы в воздухе, см
Ra (Ra^{226})	4,85	$1,37 \cdot 10^5$	3,29
Rn (Rn^{222})	5,58	$1,57 \cdot 10^5$	4,04
RaA (Po^{218})	6,11	$1,72 \cdot 10^5$	4,64
RaC' (Po^{214})	7,83	$2,20 \cdot 10^5$	6,87
Po (Po^{210})	5,40	$1,53 \cdot 10^5$	3,83

Из таблицы 2 видно, что эти продукты распада, имея высокую энергию и число образованных пар ионов являются мощными альфа-излучателями.

В этой связи можно констатировать, что при контроле радиационной безопасности необходимо изучать не только мощность экспозиционной дозы гамма-излучения, но и концентрацию радиоактивного газа радона.

Литература

1. Гершанок В.А. Радиометрия и ядерная геофизика: учеб. пособие; Перм. гос. нац. иссл. ун-т. – Пермь, 2012. – 260 с.
2. Гладков К.А. Атом от А до Я, Москва: Атомиздат, 1966. – 170 с.
3. Маргулис У.Я. Радиация и защита. Изд. 3-е, перераб. и доп. Москва: Атомиздат, 1974. – 160 с.
4. Назарова С.А. Изучение содержания радона при инженерно-геологических изысканиях: выпускная квалификационная работа, защищена 30.06.15 / С.А. Назарова. – Пермь, 2015. – 35 с.
5. Уткин В.И., Чеботина М.Я., Евстигнеев А.В. и др, Радиоактивные беды Урала, Екатеринбург, УрО РАН, 2000. – 93 с.

ВЛИЯНИЕ ГЕОХИМИЧЕСКИХ И ЭКОЛОГО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА РАСПРОСТРАНЕННОСТЬ ЗАБОЛЕВАНИЙ ЩИТОВИДНОЙ ЖЕЛЕЗЫ В ПРЕДЕЛАХ РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН

Л.Р. Низамова

*Башкирский государственный университет,
студент 2 курса, lyaisan_21@mail.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н. И.М. Фархутдинов

Аннотация: в статье рассматривается распространенность йододефицитных заболеваний и влияние на них геологических факторов.

Ключевые слова: щитовидная железа, йододефицит.

INFLUENCE GEOCHEMICAL AND ENVIRONMENTAL GEOLOGICAL FACTORS ON PREVALENCE THYROID DISEASES IN THE REPUBLIC OF BASHKORTOSTAN

L.R. Nizamova

Bashkir State University, 2nd year Student, lyaisan_21@mail.ru

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy

I.M. Farkhutdinov

Abstract: *in the article considered the prevalence of iodine deficiency disorders and the impact on them of geological factors.*

Key words: *thyroid, iodine deficiency.*

Щитовидная железа является одним из самых важных органов в человеческом организме: она отвечает за большую часть развития мозга, за процессы метаболизма и адаптации. Основным микроэлементом тиреоидных гормонов: тироксина и трийодтиронина, является йод, который присутствует преимущественно в щитовидной железе (15-20 мг)[7].

Недостаток или избыток микроэлементов в организме вызывает сбой в выделении тиреотропного гормона, что приводит к различным патологиям щитовидной железы: эндемическому зобу, гипо- или гипертиреозу, эндемическому кретинизму и повреждению головного мозга [6]. Данные патологии были выделены под одним названием – йододефицитные заболевания (ЙДЗ)[4].

По данным Всемирной организации здравоохранения, вследствие дефицита йода более 665 млн. человек в мире имеют эндемический зоб или страдают другими тиреоидными патологиями, 1,5 млрд. человек сталкиваются с риском развития йододефицитных заболеваний, 43 млн. пациентов имеют нарушения функций мозга и умственную отсталость.

Существуют и другие факторы, влияющие на распространенность заболеваний щитовидной железы. К ним относят:

1. Содержание в атмосфере таких микроэлементов, как: F, Br, Ca, Mg, Na, Se и т.д.;
2. Микроэлементный состав почв и вод;
3. Генетическая предрасположенность;
4. Степень загрязненности окружающей среды радиоактивными веществами и экологическая обстановка в целом [2].

Но именно влияние йода признается основополагающим. Распространенность данного микроэлемента в земной сфере крайне неравномерно, его соединения легко выносятся и вымываются из почв подземными и поверхностными водами [9].

Экспериментально доказано, что накоплению йода в почвах способствуют иловые суглинки, а песчано-галечниковые отложения и пески, наоборот, его рассеиванию. Самыми богатыми на содержание йода считаются торфянистые почвы (6,1 мг/кг), минимально же содержание йода в подзолистых почвах – 0,5 мг/кг [4]. Также, не стоит забывать о том, что тип горных пород предопределяет насыщенность йодом почв, лежащих на них, что в свою очередь определяет их геохимический состав.

Аналогичные исследования проводились относительно минерализации воды – наличие положительных ионов К, Na, Mg, Са в воде способствует задержанию йода, представленного отрицательными ионами I и IO_2 [4].

К территориям с тяжелой йодной недостаточностью относят в основном молодые горные районы (Альпы, Анды, Гималаи); области, подверженные частым наводнениям (долины таких крупных рек, как: Ганг, Хуанхэ и Рейн), а также крупные районы Центральной Африки, Центральной Азии и Европы [8]. Йододефицитной считается и 70 % территории России [1].

Территория изучаемого региона (Республики Башкортостан) расположена на стыке двух крупных структур: Восточно-Европейской платформы и Уральских гор, что подразделяет ее на платформенную и складчатую и обуславливает ее природно-климатические и геолого-химические особенности. В платформенной области на кристаллическом фундаменте залегают осадочные толщи рифейского и палеозойского возраста, а складчатый пояс представлен осадочными, метаморфическими и вулканическими породами, надвинутыми с востока на платформу [3].

Основные исследования патологии щитовидной железы охватывают детей и беременных женщин, что связано с тем, что большая часть роста и развития мозга происходит в плодный период и во время пубертатного возраста. Дефицит йода не только понижает интеллектуальный потенциал детей, она также увеличивает возникновение негативных последствий (рак, облучения) у пожилых людей при отсутствии своевременного лечения [7].

Влияние геолого-геофизических факторов на эндокринные заболевания было доказано методом главных компонентов (факторным анализом). При этом были использованы данные о численности населения, площадь районов, характеристика разломов и различные аномалии [6].

Исследованиями Л.М. Фархутдиновой с соавторами доказана роль микроэлементов в почвах и горных породах местности проживания на распространенность зоба в РБ. При исследованиях подбирались районы, расположенные на разных структурах: на платформенной части республики, в зоне сочленения Урала и Предуральского прогиба, и на самом складчатом Урале. Анализировался состав волос больных, который полностью отражает закономерности распределения элементов в горных породах. Минимальная частота патологий была обнаружена в горной части республики, где распространены карбонатные породы [5].

При исследовании на территории республики Башкортостан, нами были изучены геологическая, физическая и почвенная карты. Учитывались данные о численности населения, площадь изучаемых территорий и распространенные в них горные породы. По данным Госкомстата, численность населения республики Башкортостан составляет 4 072 292 человека. Территория поделена на 54 административных района со средней плотностью населения 28,5 чел./км². Самой распространенной патологией щитовидной железы на изучаемом полигоне является эндемический зоб, характеризующийся увеличением щитовидной железы в результате длительного проживания на территориях с йодным дефицитом. Распространенность эндемического зоба колеблется в пределах от 58 случаев на 100 тыс. (Кармаскалинский район), до 1463 случаев на 100 тысяч населения (Благоварский район). Дальнейшее исследование даст возможность выявить геологические условия, наиболее благоприятные для здоровья населения, что позволит понизить процент заболеваемости йододефицитными заболеваниями. Это производится не только йодированием соли, но также и введением добавок с йодом в корм животных или обогащение почв.

Литература

1. Авцын А.П., Жаворонков А.А. и др. Микроэлементозы человека. Москва, Медицина, 1991. С. 496.
2. Денисова О.А., Барановская Н.В., Рихванов Л.П. и др. Микроэлементы и патология щитовидной железы в Томской области. Томск: STT, 2011. 190 с.
3. Камалетдинов М.А. Современная теория шарьяжей // Геологический сборник. ИГУНЦРАН. 2001. № 2. С. 29-37
4. Кашин В.К. Йод в объектах окружающей среды Забайкалья и эффективность обогащения им растений// Химия в интересах устойчивого развития. 2008. № 16. С. 173-182.
5. Фархутдинова Л.М. Роль микроэлементов в развитии патологии щитовидной железы// Врач. 2006. № 3. С. 43-44.
6. Щитов А.В. Использование факторного анализа для выявления роли различных факторов в изменении заболеваемости населения Республики Алтай /Мир науки, культуры и образования. 2007. №3.
7. Andersson M. et al. Iodine deficiency in Europe: A continuing public health problem. World health organization. Switzerland. 2007.
8. Dunn J.T., Van Der Haar F. A practical guide to the correction of iodine deficiency. The Netherlands. 1990.
9. Selinus O., Alloway B. et al. Essentials of medical geology. Impacts of the Natural Environment on Public Health. Berlin: Springer. 2005.

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЙ МЕТОД ПЕРЕРАБОТКИ КАК РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ ОБРАЩЕНИЯ С ТВЕРДЫМИ КОММУНАЛЬНЫМИ ОТХОДАМИ

В.А. Пастухова

*Санкт-Петербургский государственный университет,
магистрант 1 года обучения, pastoukhova@mail.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., старший преподаватель

И.И. Подлипский

Аннотация: проблема образования отходов производства и потребления в наши дни является одной из самых острых, что обусловлено огромными объемами их образования постоянно и повсеместно. Решением этой проблемы является утилизация отходов в производстве продукции – искусственных укрепленных грунтов и рекультивационных смесей.

Ключевые слова: ИММ-технология, твердые бытовые отходы, переработка отходов, утилизация отходов.

THE PHYSICAL-CHEMICAL RECYCLING METHOD AS A SOLUTION OF MUNICIPAL SOLID WASTE PROBLEM

V.A. Pastukhova

Saint Petersburg State University,

1st year Master's Degree Student, pastoukhova@mail.ru

Research Supervisor: Candidate of Geological and Mineralogy,

Senior Lecturer I.I. Podlipsky

Abstract: the problem of production and consumption waste formation is one of the acutest problems at present. This is a consequence of the fact that it is being permanently formed in huge amounts everywhere. The solution of this problem is to recycle the waste by producing goods, artificial improved soil and recultivating mixtures.

Key words: mineral and matrix approach, municipal solid waste, recycling, waste utilization.

Одна из главных и старейших проблем человечества – сбор и утилизация отходов производства и потребления. Опасность их состоит в том, что они постоянно и повсеместно образуются в огромных количествах и в своем составе содержат токсичные компоненты, возбудители паразитарных и инфекционных заболеваний, и даже радиоактивные вещества.

Средняя величина переработки твердых бытовых отходов (ТБО) в настоящее время составляет 20-25%, а оставшаяся часть, 70-80%, представляет собой в основном мелкую фракцию ТБО, пищевые и другие отходы, не поддающиеся классификации и выборке с целью дальнейшей утилизации. Существующие в настоящее время методы переработки имеют ряд существенных недостатков, ввиду чего не могут служить экологически обоснованным решением проблемы обращения с отходами.

Примером рационального метода переработки ТБО, который базируется на принципе нулевого сброса, является интеграционная минерально-матричная технология (ИММ-технология). Благодаря ей возможна физико-химическая переработка «хвостов» ТБО в товарную продукцию – искусственные укрепленные грунты и рекультивационные смеси.

ИММ-технология заключается в использовании свойств минеральных систем на основе глин или глинистых пород, алюмосиликаты которых, подвергшись интенсивному щелочному гидролизу в присутствии ионов щелочноземельных металлов, преобразуются в высокодисперсную минерально-матричную систему, характеризующуюся предельным неравновесным состоянием и повышенной сорбционной емкостью. При введении в такую минеральную матрицу отходов из их состава вовлекаются химически активные загрязнители (такие как тяжелые металлы и металлоиды), играющие роль центров образования новой равновесной структуры [1].

Для оценки эффективности применения ИММ-технологии при переработке ТБО был заложен модельный эксперимент. В качестве опытной площадки был выбран участок полигона бытовых отходов «Новый свет – ЭКО», расположенный в Гатчинском районе Ленинградской области. Участок общей площадью 3,5×7,25 м был поделен на 6 равных частей, каждой из которых соответствовала укладка искусственного грунта определенной рецептуры. Для выявления состава искусственного грунта с наилучшими инженерно-геологическими (прочностными) характеристиками все компоненты перемешивались, после чего формировался техногенный массив, представляющий собой отсыпанную песком площадку с деревянной опалубкой, на которую производилась сначала укладка дорнита (пропускающий влагу геосинтетик), затем, искусственного грунта (6 разных составов). Сверху грунт также перекрывался дорнитом и пересыпался песком, после чего производилось уплотнение грунта путем вибротрамбовки.

В состав каждой из 6 рецептур в разном процентном соотношении входили: отсеб ТБО, зола, глина голубая (порошковая), модифицирующая комплексобразующая добавка (МКД) и цемент марки М-400. МКД соответствует ТУ 0391-010-48952916-2003 и представляет собой порошковую смесь, состоящую из гидролизированных микродисперсных алюмосиликатов, гипосульфидных комплексов, солей щелочноземельных элементов, оксидов и карбонатов кальция и магния, углеродных микродисперсных сорбентов. Выбор вариантов процентных соотношений компонентов каждой рецептуры основывался на оптимальных показателях качества и стоимости получаемой продукции.

После твердения искусственного грунта производится отбор образцов (каждой из 6 рецептур), которые помещаются в сосуды с дистиллированной водой для определения наличия или отсутствия подвижных форм. Методика приготовления так называемых «водных вытяжек» соответствует МУ 2.1.674-97 «Санитарно-гигиеническая оценка стройматериалов с добавлением промышленных отходов». Согласно данным методическим указаниям, образцы стройматериалов, использующиеся в длительном или постоянном контакте с водой (фундаменты, дорожные покрытия) должны погружаться в дистиллированную воду, при этом, соотношение объема образца и воды составляет 1: 2. Исследования водных вытяжек проводят через 1, 3, 7, 10, 20 суток выдержки материала в воде при температуре 20°C. После отбора пробы смена воды не производится, объем ее доводится до первоначального. В дальнейшем «водные вытяжки» будут исследоваться на содержание стандартного расширенного перечня показателей: тяжелых металлов, металлоидов, анионных комплексов, а также органических поллютантов. Кроме того, необходимо оценить органолептические характеристики: с момента погружения в дистиллированную воду и до 20 суток выдержки образцов в воде происходят изменения органолептических характеристик, как воды, так и самих образцов. Среди органолептических показателей описываются такие как цвет, мутность, запах воды, наличие осадка и взвешенных частиц. Особое внимание уделяется степени сохранности самого образца, так как капсуляция содержащихся в составе отходов поллютантов напрямую зависит от прочности новообразованной структуры.

На основе результатов анализа водных вытяжек и наблюдений за устойчивостью образцов в водной среде будут сделаны выводы о том, какое соотношение компонентов наиболее оптимально с точки зрения прочности и стабильности новообразованной структуры.

Литература

1. Княтько В.М. Теория синтеза неорганических вяжущих веществ в дисперсных грунтах: Учеб. Пособие. Л.: Ленинградский ун-т, 1989. 92 с.

**ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ ТЕОРИИ СИНТЕЗА
ВЯЖУЩИХ ВЕЩЕСТВ В ДИСПЕРСНЫХ ГРУНТАХ КАК
ФУНДАМЕНТАЛЬНОЙ ОСНОВЫ
ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКОЙ ТЕХНОЛОГИИ
ПЕРЕРАБОТКИ ОТХОДОВ**

В.А. Пастухова

*Санкт-Петербургский государственный университет,
магистрант 1 года обучения, pastoukhova@mail.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., старший преподаватель

И.И. Подлипский

***Аннотация:** процесс строительства скважин отличается высокой интенсивностью формирования техногенных нагрузок на окружающую среду, которые, зачастую, превышают пороговые нагрузки. Захоронение отходов бурения, несмотря на проведенные рекультивационные мероприятия, как правило, являются причиной развития различных негативных процессов.*

***Ключевые слова:** теория синтеза вяжущих веществ, дисперсные грунты, ИММ-технология, переработка отходов, утилизация отходов.*

**PRACTICAL APPLICATION OF THE BONDING AGENTS
SYNTHESIS IN DISPERSIVE SOIL THEORY**

V.A. Pastukhova

Saint Petersburg State University,

1st year Master's Degree Student, pastoukhova@mail.ru

Research Supervisor: Candidate of Geological and Mineralogy,

Senior Lecturer I.I. Podlipsky

***Abstract:** the well site construction process is marked by dramatic increase of ecological footprint which often exceeds standard limits. Drilling waste disposal, despite the taken recultivating actions, is usually instigates various negative processes.*

***Key words:** bonding agents synthesis theory, dispersive soil, mineral and matrix approach, recycling, waste utilization.*

Проблема обращения с отходами всегда стояла перед человечеством, а в последние десятилетия она стала особенно острой.

Это касается таких видов отходов, как твердые бытовые отходы, буровые отходы, а также осадки очистки сточных вод. В настоящее время существует множество способов обращения с вышеперечисленными отходами, но в большинстве случаев каждый из них имеет существенные недостатки с экологической точки зрения. Примером рационального метода переработки, который базируется на принципе нулевого сброса, является интеграционная минерально-матричная технология (ИММ-технология), благодаря которой возможна физико-химическая переработка отходов в товарную продукцию – искусственные укрепленные грунты и рекултивационные смеси [2].

ИММ-технология базируется на фундаментальной теории синтеза неорганических вяжущих веществ в дисперсных грунтах (ТСВВ) [1]. Минеральные и другие образования дисперсных грунтов не остаются инертными к химическим реагентам, способным нарушить условия стабильного состояния грунта в целом. При этом особенно важным является то, как будут вести себя при взаимодействии с химическими реагентами различные составляющие грунта и какие изменения возникнут в системе «реагент-грунт». Эти соображения имеют исключительно важное значение для формирования ТСВВ, в основу, которой положен синтез неорганических вяжущих веществ.

Согласно ТСВВ, в зависимости от природы химических реакций и характера их воздействия на грунт в целом, процессы взаимодействия химических реагентов с дисперсными грунтами подразделяются на пять условных стадий взаимодействия (УСВ):

I. УСВ – растворение и диссоциация химических реагентов в грунтовом растворе;

II. УСВ – преодоление факторов буферности грунта;

III. УСВ – гидролиз и инконгруэнтное разрушение глинистых минералов и формирование многокомпонентной системы взаимодействующих с реагентами окислов, образования первичных метастабильных соединений;

IV. УСВ – фазовые превращения первичных соединений во вторичные и т.д.;

V. УСВ – синтез полиминеральных новообразований, обладающих вяжущими свойствами, обусловленный самопроизвольной оптимизацией соотношения и состава продуктов жидкофазных реакций вследствие преодоления внутренних противоречий, присущих системам реагент-грунт.

Приведенная стадийность процессов взаимодействия химических реагентов с дисперсными грунтами является наиболее общим и достаточно характерным отражением существа ТСВВ в дисперсных грунтах, которые являются дешевым и повсеместно доступным в химико-технологическом отношении природным и, в рассматриваемом нами случае, техногенным минеральным сырьем. Они содержат легко извлекаемые и достаточно мобильные для осуществления химических процессов синтеза вяжущих природные вещественные ресурсы из числа различных видов силикатов, алюмосиликатов и т.д.

ИММ-технология является хорошим примером практического использования ТСВВ и заключается в использовании свойств минеральных систем на основе глин или глинистых пород, алюмосиликаты которых, подвергшись интенсивному щелочному гидролизу в присутствии ионов щелочноземельных металлов, преобразуются в высокодисперсную минерально-матричную систему, характеризующуюся предельным неравновесным состоянием и повышенной сорбционной емкостью. При введении в такую минеральную матрицу отходов из их состава вовлекаются химически активные загрязнители (такие как тяжелые металлы и металлоиды), играющие роль центров образования новой равновесной структуры [4].

Образуемый при переработке отходов по ИММ-технологии искусственный материал является строительным материалом аналогичным грунтобетону – грунт, укрепленный техногенный (ГУТ). Он предназначен для устройства оснований, нижних слоев покрытий автомобильных дорог и аэродромов, а также может использоваться как грунт обратной засыпки при планировочных работах, сооружении откосов и земляных валов (вне зон застройки территории зданиями с постоянно проживающим населением, дошкольных и образовательных учреждений) [3].

Литература

1. Княтько В.М. Теория синтеза неорганических вяжущих веществ в дисперсных грунтах: Учеб. пособие. Л.: Ленинградский ун-т, 1989. 92 с.
2. Княтько М.В., Княтько В.М., Подлипский И.И., Камышев В.Ю. Утилизация нефтяных и нефтехимических отходов в производстве продукции путем оптимального сочетания различных видов отходов // Нефть. Газ. Новации, 2013. № 10, С. 75-80.
3. Княтько М.В., Жабриков С.Ю., Подлипский И.И. Мобильная установка переработки отходов бурения СУПО-1М. // Экология и промышленность России. М.: Изд-во ЗАО «Калвис», Т. 19, №3. 2015, С. 2-6.

4. Кнатъко М.В., Жабриков С.Ю., Подлипский И.И. Утилизации отходов топливно-энергетического комплекса. // Экология и промышленность России. М.: Изд-во ЗАО «Калвис», Т. 19. №4, 2015, С. 2-5.

БИОЦЕНОЗ СВАЛОЧНЫХ ГРУНТОВ ЛЕНИНГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ

И.И. Подлипский

*Санкт-Петербургский государственный университет,
молодой ученый, primass@inbox.ru*

Аннотация: исследование биоценоза современных геологических объектов, сложенных техногенными свалочными грунтами, проводилось на территории Ленинградской области. Для характеристики живого вещества, все организмы, присутствующие в свалочном грунте, были условно разделены, основываясь на их роли, качественном составе и количественном содержании.

Ключевые слова: биота, бытовые отходы, полигоны бытовых отходов.

BIOLOGICAL COMMUNITY LANDFILL SOIL LENINGRAD REGION

I.I. Podlipskiy

St. Petersburg State University, Young Researcher, primass@inbox.ru

Abstract: the study of modern biocenosis geological objects stacked welding anthropogenic soils, conducted on the territory of the Leningrad region. For the characteristics of living matter, all the organisms present in the landfill soil were roughly divided, based on their role, qualitative composition and quantitative content.

Key words: biota, waste, landfill waste.

К биотической составляющей природных (естественных) грунтов относятся живые организмы различных таксонов, для которых грунты служат временной или постоянной средой обитания [1]. Согласно настоящей трактовке, живое вещество (биоценоз) полигонов ТБО использует свалочный грунт в качестве постоянной среды обитания, так как система «грунт – смешанные бытовые отходы – биота» является нестабильным концентратом энергии (химических связей органических веществ) и долгое время самостоятельно существовать не может.

Исследование биоценоза современных геологических объектов, сложенных техногенными свалочными грунтами, проводилось на территории Ленинградской области («Новый Свет ЭКО» (Гатчинский р-н), «Спецавтотранс» (Тосненский р-н) и полигон «Новоселки» (Выборгский р-н, г. Санкт-Петербург)). Для характеристики живого вещества, все организмы, присутствующие в свалочном грунте, были условно разделены на макро- и микроорганизмы, основываясь на их роли, качественном составе и количественном содержании.

К макроорганизмам свалочных грунтов полигонов ТБО Ленинградской области можно отнести (главным образом высшие) многоклеточные растения и животные, а также грибы. Число видов растений, произрастающих на свалочных грунтах в умеренных широтах России, составляет порядка нескольких десятков. Основной среди них являются экологическая группа рудеральных (сорных) растений (мать-и-мачеха обыкновенная (*Tussilago farfara* L.), полынь горькая (*Artemisia absinthium* L.), полынь обыкновенная (*Artemisia vulgaris* L.), крапива двудомная (*Urtica dioica* L.), крапива жгучая (*Urtica urens* L.), пижма обыкновенная (*Tanacetum vulgare* L.), иван-чай узколистный (*Chamerion angustifolium*), осот огородный (*Sonchus oleraceus*), горец птичий (*Polygonum aviculare* L.) и др.) [3]. Роль растений в биоценозе активно функционирующего полигона невелика, но после биологической рекультивации травянистый покров становится важным звеном энергетического и вещественного обмена геологического тела, сложенного свалочными грунтами и окружающей среды.

Среди макроорганизмов огромная роль принадлежит представителям отдельного царства – грибам, которые (совместно с бактериями) являются основными редуцентами в системе и контролируют, таким образом, процесс средообразования. В природных экосистемах, например, в почвенной подстилке, около 70-90% биомассы микроорганизмов приходится на долю грибной массы (около 5 т/га) [3,5].

Основным экологическим отличием почвенной микобиоты от бактериального сообщества является ограниченность благоприятных температурных условий существования (стенотермные организмы). В связи с этим грибы в свалочном грунте распространены лишь до глубины 2,5-3 м и, кроме того, не могут существовать в зонах активного аэробного разложения (с повышенными температурами до 70-80°C) [3]. Кроме того, наличие поллютантов в окружающей среде сказывается на различных характеристиках на всех уровнях

организации грибов. Так, концентрация тяжелых металлов в большей степени, чем почвенные условия определяет состояние сообщества грибов (сокращение видового разнообразия на 75% при загрязнении Zn и Cu [5]).

Среди животных в свалочных грунтах могут обитать как представители беспозвоночной, так и позвоночной макрофауны, причем в отличие от почвенных условий, свалочный грунт характеризуется большей активной пористостью, высокой влагоемкостью и более широким разнообразием условий в пределах единицы объема. Среди беспозвоночных широко распространены некоторые виды моллюсков (*Helix pomatia*), круглых (нематоды) и кольчатых червей (*Nematodes*, *Annelida*), панцирных клещей (орибатид), насекомых и их личинок (*Locustella certhiola*, *Musca domestica*), сухопутных ракообразных (*Stellaria media*), многоножек (*Lithobius forficatus*) и др. Из позвоночных животных, использующих свалочные грунты в качестве кормовой базы, можно выделить несколько видов, относящихся к экологической группе синантропных – крысы (*Rattus norvegicus*), чайки (*Larus canus*) и т.д.

Суммарное количество биотической составляющей в различных грунтах меняется в очень широких пределах и связано, в первую очередь, с пористостью (пустотностью). Средняя общая биомасса организмов в почвах может достигать 0,1-1,5 т/га (сухой вес) [2], с другой стороны свалочные грунты, в связи с высокой активной пористостью и низкой плотностью, способны иметь более значительную биомассу живой составляющей – до 5 т/га сух. в-ва [3,4].

Микроорганизмы оказывают влияние на состав твердой, жидкой и газовой компонент грунтов. В массиве свалочного грунта микроорганизмы являются непосредственными или косвенными участниками всех сложных превращений: продукты разложения → фильтрат → биогаз → живое вещество.

Процесс разложения органической фракции свалочного грунта состоит из трех основных фаз (стадий), которые выделяются по пищевым потребностям преобладающей бактериальной популяции: гидролитическая, гетероацетогенная и метаногенная стадии.

Для раскрытия закономерностей процесса биогеохимического разложения органо-минеральных масс свалочных грунтов, а также оценке токсикологических параметров бытового мусора были проведены анализы на определение трофических групп микроорганизмов (аэробных протеолитиков, анаэробных бактерий, целлюлозолитических микроорганизмов, бактериальных ценозов

способных утилизировать различные соединения углерода, оценка микрофлоры на присутствие метаногенных бактерий) по различным глубинам отбора (0,0-0,2; 0,2-1,0; 1,0-2,0; 2,0-2,5; 2,5-3,5; 3,5-4,5; 5,5-7,0 м) [3].

В результате было установлено, что структура бактериальных ценозов свалочных грунтов характеризуется ярко выраженными доминантами, отсутствием или малочисленностью часто встречающихся и большим количеством случайных видов. По этим признакам можно заключить, что бактериальный ценоз субстрата нестабилен и, по-видимому, находится в стадии формирования.

Литература

1. Грунтоведение. Под ред. В.Т. Трофимова. М.: «Наука», 2005. 1024 с.
2. Мишустин Е.Н., Емцев В.Т. Микробиология. М.: «Агропромиздат», 1987. 368 с.
3. Подлипский И.И. Эколого-геологическая характеристика полигонов бытовых отходов и разработка рекомендаций по рациональному природопользованию. Диссертация на соискание уч. ст. к.г.-м.н. / Санкт-Петербургский государственный университет. СПб., 2010. 204 с.
4. Подлипский И.И. Аккумулятивная биоиндикация в инженерно-экологических изысканиях. // Инженерные изыскания. М. № 1, 2014. С. 44-52.
5. Терехова В.А. Микромицеты в экологической оценке водных и наземных экосистем. М.: «Наука», 2007. 215 с.

РАДИОАКТИВНОЕ ЗАГРЯЗНЕНИЕ ПОДЗЕМНЫХ ВОД В РАЙОНЕ ГОРОДА ОЗЁРСКА

К.А. Покаляева

*Исовский геологоразведочный техникум,
студент 4 курса, voropaewlekha@yandex.ru*

Научный руководитель: преподаватель специальных дисциплин 1 категории А.Н. Воропаев

Аннотация: в работе представлены результаты прохождения практики, краткий исторический очерк сброса жидких радиоактивных отходов в реку Теча и выводы, полученные в результате прохождения производственной практики.

Ключевые слова: жидкие радиоактивные отходы, подземные воды.

RADIOACTIVE CONTAMINATION OF GROUNDWATER NEAR THE TOWN OF OZERSK

K.A. Pokalyaeva

*Isovsky Geological Prospecting College,
4th year Student, voropaewlekha@yandex.ru*

Research Supervisor: Lecturer of Special Subjects 1 Category

A.N. Voropayev

Abstract: *in work results of practical training, a short historical sketch of dumping of liquid radioactive waste into the Techa River and the conclusions received as a result of passing of work practice are presented.*

Key words: *liquid radioactive waste, groundwater.*

Радиоактивное загрязнение воды весьма опасно даже при очень малых концентрациях радиоактивных веществ. Наиболее вредны «долгоживущие» и подвижные в воде радиоактивные элементы (стронций-90, радий-226, уран, цезий и др.). Они попадают в поверхностные воды при сбрасывании радиоактивных отходов, захоронении их на дне и др., в подземные же воды – в результате просачивания вглубь земли вместе с атмосферными водами или в результате взаимодействия подземных вод с радиоактивными горными породами [1].

С 1949 по 1956 годы в реку Теча осуществлялся сброс жидких радиоактивных отходов (ЖРО). Интенсивность сброса по β - активности до марта 1950 г. составляла несколько десятков сотен, а с 1950 по 1951 гг. достигла 4000 Ки/сут. 28 октября 1951 г. Сбросы технологических ЖРО в реку Теча были прекращены. Всего за указанный период в реку было сброшено 76 млн. м³ сточных вод общей активностью около 2,86 млн. Ки. На основе оценок дозы облучения было принято решение об эвакуации 7800 человек, проживавших в прибрежной зоне реки Теча в пределах Челябинской и Курганской областей. В 1956-1963 гг. верховья реки Теча были перекрыты каскадом глухих плотин. С 1956 г. сбросы радиоактивных веществ в реку Теча прекращены.

При прохождении производственной практики на предприятии ФГУ ГП «Гидроспецгеология» в 2015 году я выполняла документацию инженерно-геологических скважин, опытно-фильтрационные работы (экспресс-налив и экспресс-откачка), мониторинг подземных и поверхностных вод и геофизические исследования в скважинах. Принимала участие в работах по созданию противифильтрационной завесы в теле ограждающей дамбы.

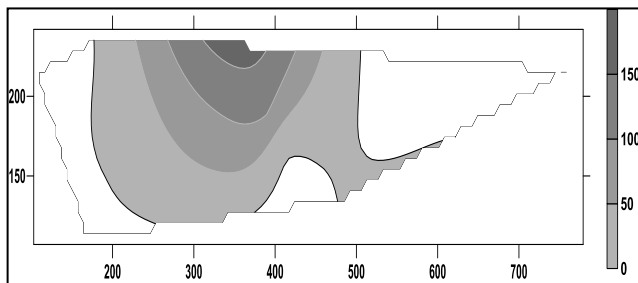


Рис. 1. Распределение Sr^{90} в пределах участка, Ки
(Surfer, Воропаев А.Н., Покаяева К.А.)

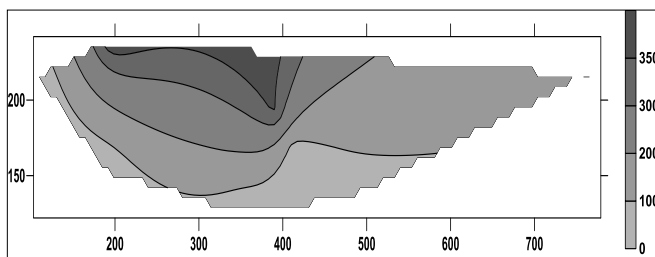


Рис. 2. Распределение SO_4^{2-} в пределах участка, мг/л
(Surfer, Воропаев А.Н., Покаяева К.А.)

По данным химического анализа мною были построены графики зависимости для участка, где я работала по Sr^{90} и SO_4^{2-} . В результате можно увидеть чёткую зависимость одного элемента от другого (рис.1,2). Максимальные значения обоих загрязнителей находятся в ослабленной зоне представленной отложениями миасской свиты, ограниченной двумя тектоническими нарушениями. Эта ослабленная зона в гидрологическом смысле являлась временным водотоком между рр. Теча и Зюзелга.

Литература

1. Хаммер М. Технология обработки природных и сточных вод // Москва, Стройиздат, 1979. 400 с.

РОЛЬ НАЦИОНАЛЬНЫХ ПАРКОВ В РАЗВИТИИ ТУРИЗМА НА ТЕРРИТОРИИ СИБИРСКОГО РЕГИОНА

Л.О. Полещук

*Национальный исследовательский Томский государственный
университет,*

магистрант 1 года обучения, lilya.poleschuk@gmail.com

Научный руководитель: к.г.н., доцент Л.С. Косова

Аннотация: в данной статье рассматривается роль национальных парков в развитии туризма на территории Сибирского региона. Сибирь - обширный географический район, в восточной части России, который обладает огромным потенциалом для развития туризма на его территории.

Ключевые слова: национальный парк, туризм, Сибирь.

THE ROLE OF NATIONAL PARKS IN THE DEVELOPMENT OF TOURISM IN THE REGION OF THE SIBERIAN

L.O. Poleshchuk

Tomsk State University,

1st year Master's Degree Student, lilya.poleschuk@gmail.com

Research Supervisor: Candidate of Geographic Sciences, Reader

L.S. Kosova

Abstract: this article examines the role of national parks in the development of tourism in the Siberian region. Siberia - a vast geographical area, in the eastern part of Russia, which has huge potential for tourism development on its territory.

Key words: national Park, tourism, Siberia.

Одним из важнейших разделов природопользования является отдых людей на природе. Напряженный ритм жизни городов, особенно мегаполисов, заставляет людей искать отдых за его пределами – на природе. Но большое скопление людей на одной территории не проходит бесследно для природных систем. В результате беспорядочного туризма постепенно уничтожается множество прекрасных уголков нашей планеты. Поэтому процессом отдыха приходится управлять, чтобы сохранить уникальность и первозданность природы для будущих поколений. Во всем мире большая часть отдыхающих проводит свое свободное время в национальных парках (НП). Оказавшись на территории парков, мы узнаем, каким был мир дикой природы на протяжении миллионов лет.

Здесь люди получают незабываемые впечатления, ощущают первозданную красоту Земли, какой она всегда была и будет до тех пор, пока мы оберегаем её [1].

Национальный парк – особая форма организации охраняемых природных территорий, где совмещаются задачи сохранения природных и историко-культурных объектов с организацией активного познавательного отдыха [3]. В отличие от других категорий особо охраняемых природных территорий (ООПТ), НП открыты для туристов на большей части своей территории.

Первый в мире национальный парк был создан более 140 лет назад в США, российская же сеть достаточно молода. В настоящее время на территории Сибирского региона расположено 8 парков, каждый из которых имеет значительный природный и культурно-исторический потенциал для развития на его территории туризма. В последние годы туризм становится заметной составляющей экономики Сибири, выступая своеобразным катализатором социально-экономического развития территории, положительно влияющим на рост занятости населения, стимулирующим развитие смежных отраслей экономики, развивающим инфраструктуру и коммуникации в региона. Самыми посещаемыми в Сибири являются байкальские парки (Прибайкальский, Забайкальский и Тункинский). Эти охраняемые природные территории в последние годы приняли около двух третей всего туристского потока в национальные парки региона. Высокая посещаемость этих парков объясняется наличием исключительного природно-рекреационного потенциала. К тому же, высокая посещаемость неразрывно связана с определенными регионами (Байкал, Алтай), традиционно популярными у активных туристов многие годы.

Среди всех видов туризма, которые организованы в НП, лидирует пеший. Он представлен во всех парках Сибири. Далее следует водный, экологический и автотуризм. Достаточно популярным является конный туризм. Так как все парки региона расположены в горной области высотной поясности, то во многих из них развит горный и лыжный туризм. Многие территории, которые расположены в пределах парка, являются уникальными с точки зрения науки и поэтому там развит научный туризм. В некоторых парках встречаются такие виды туризма, как: рыболовный, орнитологический (преимущественно в байкальских парках), лечебно-оздоровительный (Алханай), сельский [2].

Основными источниками дохода НП от туризма являются: плата за предоставление различных видов туристских услуг, в т.ч.

услуги экскурсовода и проводника; размещение; разнообразные сервисные услуги – это могут быть транспортные услуги, в отдельных случаях плата за вход на территорию парка, разрешение на фото- и видеосъемки; продажа сувениров; плата за посещение музея или питомников; организацию эколагерей.

Таким образом, национальные парки Сибири являются своего рода центрами по привлечению туристов, благодаря уникальной и неповторимой природе, богатой историей и большим количеством историко-культурных памятников.

Литература

1. Бобров Р.В. Все о национальных парках / Р.В. Бобров. М.: Изд-во «Молодая гвардия», 1987. 222 с.
2. Буйволово Ю.А. Экологический туризм в национальных парках и заповедниках России: тенденции развития и проблемы управления. // Экологическое планирование и управление, 2007. – Вып.4. – С. 39–45.
3. Об особо охраняемых природных территориях Российской Федерации. Федеральный закон от 14 марта 1995 г. // Сборник руководящих документов по заповедному делу. М.: Изд-во Центра охраны дикой природы, 2000. С. 14-34.

АГРЕССИВНОСТЬ ГРУНТОВЫХ ВОД НА ТЕРРИТОРИИ Г. ПЕРМИ

Е.Л. Проничева

Пермский государственный национальный исследовательский университет, студент 4 курса, pronecha@gmail.com

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент И.М. Тюрина

Аннотация: в данной статье рассмотрены различные типы агрессивности грунтовых вод, их проявления и локализация на территории г. Перми.

Ключевые слова: агрессивность, сульфаты, водородный показатель, уголекислота, г. Пермь.

AGGRESSIVE GROUNDWATER IN PERM

E.L. Pronicheva

Perm State University, 4th year Student, pronecha@gmail.com

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader

I.M. Tyurina

Abstract: *this is an article about aggressive groundwater in Perm. The purpose of research was to determine different types of aggressive waters and their locations.*

Key words: *aggressive water, sulfates, pH, carbon dioxide, Perm.*

Агрессивность подземных вод устанавливают сопоставлением данных химических анализов воды с требованиями нормативов. В качестве борьбы с этим явлением используют специальные цементы, производят гидроизоляцию подземных частей зданий и сооружений, понижают уровень грунтовых вод устройством дренажей.

Различают углекислотную, выщелачивающую, общекислотную, сульфатную и магниальную агрессивности. Первые три вида воздействуют на поверхностный слой бетона – защитную корку, состоящую из CaCO_3 , образовавшуюся при затвердевании бетона, и зависят от карбонатного равновесия воды. Сульфатная и магниальная агрессивности проникают внутрь структуры бетона, разрушая несвязанную известь бетона Ca(OH)_2 [2].

Магниальная агрессивность так же выражена проникновением воды в тело бетона и различными обменными реакциями между Mg^{2+} и составными частями бетона. Воды считаются агрессивными при концентрации магния $>1000 \text{ мг/дм}^3$.

Выщелачивающая агрессивность сводится к растворению CaCO_3 и вымыванию из тела бетона Ca(OH)_2 водой, в которой не достигнуто произведение растворимости CaCO_3 . Обычно это очень маломинерализованные воды. По существующим нормам вода обладает выщелачивающей агрессивностью, когда HCO_3^- в ней $<1,5 \text{ мг-экв/л}$.

Скорость агрессии зависит от того, насколько быстро к сооружению протекают новые порции агрессивной воды. Чем быстрее подток воды к инженерным сооружениям, тем больше наносимый ею вред.

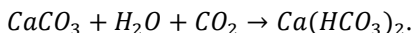
Из всех типов природных вод, встречаемых в районе, наибольшую опасность для строительных сооружений представляет верховодка. При глубине залегания в пределах первых двух метров зоны аэрации она обладает всем комплексом агрессивных свойств. Для верховодки залегающей глубже 6 м, агрессивные свойства обусловлены преимущественно сульфатными ионами. Этот вид агрессивности, а также агрессивность по показателю свободной двуокиси углерода, могут проявляться в любое время года с некоторым снижением в осенний период. Агрессивные свойства по показателю бикарбонатной щелочности наиболее характерны для весны и осени [1].

Грунтовые воды на исследуемой территории приурочены к аллювиальным четвертичным и шешминским терригенным отложениям. Глубина залегания – 3,3 – 14,8 м, местами и более. Грунтовые воды обладают агрессивными свойствами по следующим показателям: содержанию сульфатных и гидрокарбонатных ионов, свободной углекислоты, концентрации водородных ионов.

Сульфатная агрессивность. Сульфатный вид агрессивности проявляется в образовании двух сочетаний: гипса ($CaSO_4 * 2H_2O$) и соли Деваля ($3CaO * Al_2O_3 * 3CaSO_4 * H_2O$) – за счет взаимодействия ионов SO_4^{2-} с различными составными частями бетона. Указанные соли формируются с увеличением объема, вследствие чего бетон вспучивается и разрушается. Нормы SO_4^{2-} зависят от качества цемента: для низких сортов содержание SO_4^{2-} не должно превышать 200 мг/дм³ (при концентрации хлора <1000 мг/дм³); Для цемента высокого качества допускается до 300 мг/дм³ SO_4^{2-} .

Агрессивность сульфатного вида начинается со значений больших 200 мг/дм³. Значения близкие к 200 мг/дм³ отмечены в грунтовых водах бассейнов р. Таложанка Мотовилихинского района (348 мг/дм³), р. Большая Мотовилиха (307 мг/дм³), в районе Верхней Курьи (300 мг/дм³). Наибольшие значения агрессивности отмечены в грунтовых водах близ Бакинститута (525 мг/дм³), в грунтовых водах бассейна р. Данилиха Дзержинского района (912 мг/дм³). Агрессивные свойства проявляются в зимний и осенний периоды. Участки формирования приурочены к районам, где мощность слабопроницаемых грунтов в верхней части зоны аэрации более 1 м [3,4].

Углекислотная агрессивность. Углекислотная агрессивность обязана присутствию в природных водах агрессивного CO_2 . Он реагирует с $CaCO_3$ бетона по схеме:



Разрушается защитная корка бетона и создается возможность проникновения вглубь его других агрессивных компонентов.

Углекислота в виде иона CO_3^{2-} называется связанной, а виде иона CO_3^- полусвязной. Одна часть свободной углекислоты, содержащейся в воде, идет на разрушение углекислого кальция, а другая, называемая равновесной углекислотой остается в растворе и удерживает в нем бикарбонат кальция. Если в воде имеется избыток свободной углекислоты по сравнению с равновесной, то, при соприкосновении ее с $CaCO_3$, происходит указанная выше реакция. Та часть свободной

углекислоты, которая вступает в реакцию с $CaCO_3$ и переводит его в раствор, и называется агрессивной углекислотой.

Углекислотный вид агрессивности возможен только в песчаных породах.

Наибольшие значения отмечены в Камской Долине Кировского района (от 123 до 308 мг/дм³), ул. Уральской Мотовилихинского района (140,8 мг/дм³). Агрессивные свойства проявляются преимущественно зимой и осенью. Частота проб воды, обладающих агрессивностью, составляет зимой -22%, осенью 20%.

По водородному показателю грунтовые воды обладают агрессивными свойствами в весенний и осенний периоды. Концентрация водородных ионов определяется соотношением форм карбонатного равновесия. При содержании гидрокарбонатных ионов в воде близком к нулю, pH становится меньше 5,0. В весенний и осенний периоды наблюдаются относительно низкие содержания гидрокарбонатного иона, что и приводит к снижению водородного показателя [4]. На территории г. Перми довольно низкие показатели pH зарегистрированы в Кировском районе. В родниках в микрорайонах Водники, ул. Калинина, ул. Кировоградской среда нейтральна, но близка к слабокислой.

Многолетний мониторинг состояния подземных вод на территории г. Перми указывает на то, что химический состав данных вод нестабилен, воды подвергаются метаморфизации в связи с хозяйственной деятельностью человека. Важно, что агрессивность подземных вод в г. Перми, хоть и не является первоочередной проблемой, но приобретает все большее значение. Например, среднее содержание сульфатов в бассейне р. Таложанка за последние 6 лет увеличилось в полтора раза. Необходимо продолжать наблюдение за изменением химического состава подземных вод, учитывать воздействие агрессивности грунтовых вод при строительстве зданий и сооружений.

Литература

1. Дзекцер Е.С., Некрасова Е.Л., Тихонова Н.В. Потенциальная агрессивность подземных вод и организация подземной гидросферы. //Инженерная геология. Пермь, 1988. С. 91-96.
2. Самарина В.С., Гидрогеохимия. Ленинград, 1977. С. 240.
3. ГОСТ 9.602-2005. Общие требования к защите от коррозии. Москва. 2000 С. 3-5.
4. СП 28.13330.2012. Защита строительных конструкций от коррозии. С. 37-39.

ВЛИЯНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА ГАЗОГЕОХИМИЧЕСКУЮ ОПАСНОСТЬ ГРУНТОВ

М.П. Северов¹, М.А. Харькина²

Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова,

¹-студент 4 курса, nykler@mail.ru,

²-кандидат геолого-минералогических наук, kharkina@mail.ru

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент М.А. Харькина

Аннотация: выявлено влияние геологических факторов (генезиса, состава массивов техногенных грунтов, их мощности, наличия слабопроницаемых экранов) на интенсивность газогенерации.

Ключевые слова: газогенерация, техногенные грунты, биогаз, органическое вещество.

INFLUENCE OF GEOLOGICAL FACTORS ON SOIL GAS GEOCHEMICAL DANGER

M.P. Severov¹, M.A. Kharkina²

Lomonosov Moscow State University, ¹-4th year Student, nykler@mail.ru,

²-Candidate of Geology and Mineralogy, kharkina@mail.ru

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader

M.A. Kharkina

Abstract: sources of gas geochemical hazard in soils are identified; the influence of geological factors (genesis, age and composition of the soil mass, the presence of low-permeability barrier) on the intensity of gas generation.

Key words: gas generation, technogenic soil, biogas, organic substance.

Газогеохимическая опасность связана с генерацией биогаза в грунтах. Биогаз – смесь газов, образующихся при разложении органических отходов растительного и животного происхождения. Биогаз обычно содержит метан, углекислый газ, примеси азота, водорода, кислорода и сероводорода. Его образование в грунтах определяется как природными, так и техногенными факторами, а состав зависит от условий разложения органического вещества: в бескислородной (анаэробной) среде в восстановительных условиях и повышенной влажности образуется преимущественно метан с концентрацией 50-70 об.% и углекислый газ (до 30-35 об.%), а в верхней части разреза, кислородосодержащей (аэробной) среде, содержание метана уменьшается, часть его окисляется с выделением диоксида углерода. Под техногенными грунтами понимают природно

измененные, перемещенные при хозяйственной деятельности человека, а также антропогенные образования – твердые отходы переработки минерального или органического сырья [2].

Целью исследований является выявление влияния геологических факторов (генезиса, состава массивов грунтов, наличие природных и техногенных слабопроницаемых барьеров) на интенсивность газогенерации.

Объекты исследования. В качестве объектов исследований выбраны две площадки строительства в Московской области, расположенные на техногенных газогенерирующих грунтах (табл.1).

Геологические разрезы этих участков исследований изучены на глубину до 24-30 м. Характерной чертой геологических разрезов является то, что техногенные грунты подстилаются суглинками тугопластичными различного возраста и генезиса: на объекте «Развилка» – средне-нижнечетвертичными суглинистыми ледниковыми отложениями, на объекте «Заречье» – суглинком опесчаненным с включением гравия.

Гидрогеологические условия объектов исследования характеризуются четвертичными водоносными горизонтами, причем первые от поверхности безнапорные воды обнаружены примерно на одной и той же глубине (до 4 м).

Методика исследований. Газогеохимические исследования проводились по требованиям СП 47.13330.2012 с применением газоанализатора RS DynamicsEcoprobe 5. Газогеохимические аномалии, генетически и пространственно связанные с газогенерирующими грунтами, выделяются при содержании в насыпных грунтах $\text{CH}_4 > 0,01\%$ и $\text{CO}_2 > 0,2 - 0,3 \%$ об [1].

Результаты исследований. На отдельных участках по степени газогеохимической опасности грунты на объекте в пос. Заречье являются опасными по содержанию метана, в нескольких точках опробования значения приближаются к границе значений пожаровзрывоопасных концентраций ($>5,0\%$).

Взрывоопасный диапазон концентраций метана лежит в интервале 5-14 % к объему воздуха. Также эти грунты сильно обогащены органическим веществом (до 10%) и имеют значительную мощность (до 14 м), что может напрямую коррелироваться с концентрацией метана в грунте (рис.1,2).

Таблица 1

Характеристика газогенерирующих грунтов на объектах гражданского строительства в Московском регионе

Показатели геологических характеристик газогенерирующих грунтов	Объекты исследований		
	г.п. Заречье	пос. Развилка	
		борта чаш отстойников	осадки отстойников
Генезис образования	планомерно отсыпанные	планомерно отсыпанные	стихийно образованные
Возраст, лет	2	65	15
Мощность, м	1,1-3,9	7,6	14,9
Наличие органики, Сорг, %	0,9-3,9	0,8-1,6	8,3-9,8
Состав	грунт влажный, суглинистый, слежавшийся	песок, суглинок мягко-тугопластичный, полутвердый	илловые осадки сточных вод
Условия распространения на территории	повсеместно	в виде бортов чаш отстойников	заполнитель чаш отстойников
Условия разложения органики	анаэробное		

На объекте в г.п. Заречье повышенных значений концентраций метана не обнаружено (табл.2), что свидетельствует о низком содержании в них органического вещества (1-2%).

Таблица 2

Результаты газогеохимических исследований грунтов на объектах гражданского строительства в Московском регионе

Показатели геологических характеристик газогенерирующих грунтов	Площадки гражданского строительства		
	г.п. Заречье	пос. Развилка	
		борта чаш отстойников	осадки отстойников
Площадь исследований, га	1,0	28	
Количество шпуров	10	9	8
Содержание CH_4 , %об.	0,17-0,35	0,15-0,49	4,63-5,36
Содержание CO_2 , % об.	0,15-0,47	0,21-0,29	2,45-4,43



Рис. 1. Зависимость концентрации метана от мощности техногенных грунтов на площадках исследования в Московской области.



Рис. 2. Зависимость концентрации метана в грунте от содержания органического вещества на площадках исследования в Московской области.

Выводы. На объекте гражданского строительства в пос. Развилка по содержанию компонентов биогаза грунты территории обладают относительно высоким потенциалом газогенерации. Такие грунты нуждаются в полном или частичном сьеме перед процессом возведения фундамента строящихся зданий. Максимальные концентрации компонентов биогаза CH_4 и CO_2 установлены в шпурах на участках с максимальной концентрацией органического вещества и максимальной мощностью техногенных отложений.

Литература

1. Инструкция по инженерно-геологическим и геоэкологическим изысканиям в г. Москве // Правительство Москвы, МОСКОМАРХИТЕКТУРА, 2004.
2. Трофимов В.Т., Королев В.А., Вознесенский Е.А., Голодковская Г.А., Васильчук Ю.К., Зиангиров Р.С. Грунтоведение / Под ред. В.Т. Трофимова. 6-е изд., переработ. И доп. М.: Изд-во МГУ, 2005. 1024 с.

ФАКТОРЫ МИГРАЦИИ НЕФТЕПРОДУКТОВ В ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЕ

А.М. Сединин

Пермский государственный национальный исследовательский университет, студент 4 курса, sedinin_alexey@mail.ru

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Н.Г. Максимович

Аннотация: в статье рассмотрена зависимость миграции нефтепродуктов от влияния различных внутренних и внешних факторов. Сформулированные выводы основаны на данных лабораторного определения свойств нефтепродуктов и грунтов.

Ключевые слова: миграция, загрязнение, нефтепродукты, подземные воды, грунты.

FACTORS OF OIL PRODUCTS MIGRATION IN GEOLOGICAL ENVIRONMENT

A.M. Sedinin

Perm State University, 4th year Student, sedinin_alexey@mail.ru

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader

N.G. Maksimovich

Abstract *oil products migration dependence on inside and outside factors is considered in the article. Conclusions are based on qualities of laboratory characteristics determination of oil products and grounds.*

Key words: *migration, pollution, oil products, groundwaters, grounds.*

Негативным последствием деятельности большинства нефтеперерабатывающих предприятий является загрязнение окружающей среды продуктами переработки нефти (бензины, керосины, дизельные топлива, мазуты), вызванное утечками из резервуаров или нефтепроводов, а также другими недочетами при транспортировке или хранении [3].

При попадании в зону аэрации нефтепродукты просачиваются вертикально вниз, доходят до грунтовых вод и скапливаются на их поверхности (тяжелые углеводороды при этом проникают глубже, вплоть до водоупора). Динамику их проникновения и распространения определяют внутренние и внешние факторы. К первым относятся свойства самих загрязнителей. По сравнению с водой, нефтепродукты обладают более низкой плотностью и более высокой вязкостью (за исключением бензинов) [4]. Одним из основных свойств, определяющих скорость миграции нефтяного загрязнения, является растворимость нефтепродуктов в воде. Хорошо растворимыми в воде считаются ароматические углеводороды, такие как бензол, толуол, ксилол [1].

Оценка внутреннего фактора миграции предусматривает определение зависимости масштабов распространения нефтепродуктов от их свойств. Для этого, в рамках оценки возможного загрязнения в зоне влияния одного из нефтеперерабатывающих предприятий, были определены свойства двух видов нефтепродуктов с преобладанием различных веществ в составе: бензинов и бензиново-дизельной смеси (табл.1). Для наглядности, приведено сравнение со свойствами воды при этой же температуре [5].

Таблица 1

Свойства нефтепродуктов				
Вещество	Плотность, г/см ³	Вязкость кинематическая, мм ² /с	Вязкость динамическая, Па·с	Растворимость, мг/л [2]
Бензин	0,73843	0,84	0,62	9-505
Смесь бензина и дизеля	0,78221	1,45	1,13	8-22
Вода	0,99973	1,31	1,31	-

Примечание: свойства определены при температуре 10°C

Из данных таблицы 1 видно, что нефтепродукт с преобладанием в своем составе бензинов способен распространяться на большие расстояния за счёт меньшей вязкости. Этот факт подтверждается более высокой растворимостью бензинов в воде по сравнению с другими нефтепродуктами.

Одним из внешних факторов миграции нефтепродуктов является строение и свойства горных пород зоны аэрации [4]. Для оценки влияния данного фактора было выбрано два вида дисперсных грунтов с различным гранулометрическим составом: отсортированные пески и твердые пылеватые суглинки. Их свойства, определенные в Агрофизическом институте в г. Санкт-Петербурге, представлены в таблице 2.

Таким образом, пески характеризуются более высоким значением коэффициента фильтрации, следовательно, распространение растворенных в подземных водах нефтепродуктов через данный тип грунта будет более масштабным. Однако, показатели влаго- и нефтеёмкости позволяют судить о высокой вероятности формирования скоплений нефтепродуктов в суглинках.

Таблица 2

Свойства грунтов зоны аэрации		
Свойство	Грунт	
	Песок	Суглинок
Пористость общая, %	35,9	41,9
Коэффициент фильтрации по воде, м/сут	0,27	0,012
Коэффициент водонасыщения S_r	0,59	0,93
Полная влагоемкость объемная, %	28,9	42,0
Полная влагоемкость весовая, %	17,4	26,7
Полная нефтеёмкость объемная, %	27,4	32,1
Полная нефтеёмкость весовая, %	12,8	15,5

По итогам работы определено влияние внутренних и внешних факторов на миграцию нефтепродуктов, учет совокупности которых позволит более корректно определить характер распространения нефтепродуктов в геологической среде и увеличить точность моделирования загрязнения.

Работа подготовлена при поддержке гранта РФФИ 16-35-00104 мол_а «Миграция углеводородов при фильтрационно-диффузионном переносе в карстовых районах».

Литература

1. Гольдберг В.М. Взаимосвязь загрязнения подземных вод и природной среды. Л.: Гидрометеиздат, 1987. 248 с.
2. Карякин А.В., Грибовская И.Ф. Методы оптической спектроскопии и люминесценции в анализе природных и сточных вод. М. Химия, 1987. 304 с.
3. Максимович Н.Г., Мещерякова О.Ю. Методы борьбы с нефтяным загрязнением на закарстованных берегах водохранилищ // Экология урбанизированных территорий. – № 4, 2009. С. 55-58.
4. Мещерякова О.Ю. Факторы миграции и трансформации нефти в геологической среде. Проблемы геологии и освоения недр: труды XIV международного симпозиума им. академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 65-летию Победы советского народа над фашистской Германией в Великой Отечественной Войне 1941-1945 гг. Т.2; Томский политехнический университет. Томск. Изд-во Томского политехнического университета. 2010. С. 368-370.
5. Шварцев С.Л. Общая гидрогеология. М.: Недра, 1996. 424 с.

ИЗМЕНЕНИЕ КАЧЕСТВА РЕСУРСА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ПРОСТРАНСТВА ТЕРРИТОРИИ ДЕНИСОВСКОГО УГОЛЬНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.С. Сошникова

*Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова,
студент 4 курса, alyona-soshnikova@yandex.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент М.А. Харьковина

Аннотация: рассмотрены геологические, гидрогеологические и геокриологические условия разработки Денисовского угольного месторождения как эколого-геологические факторы. Показано, что разработка Денисовского угольного месторождения снижает качество ресурса геологического пространства.

Ключевые слова: карьер, шахта, подземные воды, наледь.

QUALITY CHANGE OF THE GEOLOGICAL SPACE RESOURCE OF THE DENISOVSKY COAL DEPOSIT

A.S. Soshnikova

Lomonosov Moscow State University,

4th year Student, alyona-soshnikova@yandex.ru

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader

M.A. Kharkina

Abstract: *geological, hydrogeological and geocryological conditions of the development of the Denisovsky coal Deposit are considered in this article as ecological and geological factors. It is shown that the delf of the Denisovsky coal Deposit reduces the quality of geological space resource.*

Key words: *open-cut mining, coal producer, underground water, ice blister.*

Введение. Под ресурсом геологического пространства подразумевается геологическое пространство, необходимое для расселения и существования биоты, в том числе для жизни и деятельности человека. Под «качеством ресурса геологического пространства» понимают степень пригодности данного участка (объема) литосферы для того или иного конкретного вида освоения [1,2].

Объект исследования. Объектом изучения являлась территория Денисовского месторождения, площадью 173,52 га, где добывают уголь открытым и подземным способом. Открытым способом уголь добывали с 1991 г. по 2009 г. в восточной части месторождения. Карьерная выемка имела длину около 1,5 км, глубину около 30 м. Отвалы высотой 25 м размещались внутри выемки. С 2009 года уголь начали добывать подземным способом [3].

Таблица
Стратиграфическая колонка территории Денисовского месторождения [3,4 с дополнениями]

Система	отдел	свита	подсвита	Мощность, м	Угленосность	Способ добычи угля
Меловая	нижний	Холодинская K1 ch		300	граница ММП Содержит 5 пластов общей мощностью 1,7 м	Не ведется добыча

Окончание таблицы

Юрская	верхний	Нерюнгринская J ₃ ng		365-370	Установлено до 16 пластов и пропластков угля общей мощностью 41,9 м, из которых промышленного масштаба 5 пластов общей мощностью 30,9 м	Открытым способом
		Беркаитская J ₃ br	Верхний	560-620	68 пластов общей мощностью 36,2 м из них рабочих 14 пластов общей мощностью 15,6 м	Не ведется добыча
			Нижний	560-580		
		Кабактинская J ₃ kb	Верхний	520-570	граница ММП 46 пластов общей мощностью 29,8 метров из них рабочих 13 пластов общей мощностью 14,4 метра	Подземная добыча
			Нижний	425-510		
	средний	Дурайская J ₂ dr		570-615	60 пластов общей мощностью 31 м из них рабочих 13 общей мощностью 14,8 м	Подземная добыча
	нижний	Юхтинская J ₁ jh	Верхний	135-205	7 пластов общей мощностью 2,7 м, пластов угля промышленного значения не выявлено	Не ведется добыча
			Нижний	180-235		

Геологические условия территории месторождения как эколого-геологический фактор. В геологическом строении территории Денисовского угольного месторождения принимают участие юрские и меловые отложения (таб.). Угленосными являются толщи Нерюнгринская (J₃ng), основной интерес представляют пласты – «Мощный» и «Пятиметровый», а также свиты Кабактинская (J₃kb) и Дурайская (J₂dr). Угольные пласты залегают на глубине порядка 300 м. Вмещающими горными породами являются разнотермические песчаники, гравелиты и алевролиты [3,4].

В результате разработки угольного месторождения массив нарушается на глубину до 700 м, на поверхность поднимаются не только угли, но и вмещающие породы, содержащие в своем составе токсичные элементы (сера, ртуть, мышьяк, бериллий, фтор), хотя и в допустимых концентрациях. В связи с высоким содержанием кварца в породах внутрипластовых прослоев и высокой зольностью углей

существует силикозоопасность. Угроза заболевания силикозом у работающих связана с наличием в воздухе рабочей зоны высоких концентраций пыли, содержащей свободную двуокись кремния [3].

Гидрогеологические условия как эколого-геологический фактор. Территория Денисовского угольного месторождения пересекается многочисленными водотоками (Деженевка, Мальдакан, Денисовка), способными переносить угольную пыль и другие элементы загрязнители (медь, цинк, аммиак) в р. Чульман, имеющую рыбохозяйственное значение [4].

Подземные воды на территории приурочены к четвертичным делювиально-элювиальным, аллювиальным и юрским терригенным отложениям. Первые образуют водоносные горизонты преимущественно надмерзлотных подземных вод, последние – водоносный комплекс с межмерзлотными и подмерзлотными водами [4].

Межмерзлотные и подмерзлотные воды обнаружены в юрских отложений (J_2dr-J_3kb). Они перехватываются вертикальным дренажом при подземной разработке. Качество подземных вод межмерзлотного и подмерзлотного горизонта достаточно высокое. Содержание всех нормируемых соединений (As, Zn, Ni, Mn, Ba, Fe, Ca, Mg, Cl) не превышает ПДК химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования [3].

На территории Денисовского угольного месторождения расположена система водопонизительных скважин с целью ликвидации водопритокров в шахты. Всего на территории расположено 22 водопонизительные скважины.

Рассматривая гидрогеологические условия как эколого-геологический фактор, следует отметить истощение запасов подземных вод межмерзлотного и подмерзлотного горизонта из-за образования депрессионных воронок при осушении угольных пластов.

Геокриологические условия территории как эколого-геологический фактор. Денисовское месторождение расположено в области островного развития многолетне мерзлых пород (ММП). Добыча углей открытым способом велась в пределах области развития ММП, а добыча шахтным способом ведется уже ниже границы развития ММП в талых породах. При добыче открытым способом из криогенных явлений на месторождении имеют место наледи, образующиеся зимой по долинам ручьев Деженеки, Комсомолки. Их отрицательное влияние сказывается при строительстве дорог, площадок и других сооружений вблизи мест их развития.

В целом ММП ограничивают инфильтрацию атмосферных осадков, увеличивают пути фильтрации подземных вод до мест разгрузки, создают подпор в долинах водотоков, увеличивают глубину зоны активного водообмена. Благодаря наличию многолетней мерзлоты целевые угольные пласты заморожены и не обводнены от выходов на дневную поверхность до глубины 200 м и более [3].

Выводы. На территории угольного Денисовского месторождения остро стоит вопрос изменения качества ресурса геологического пространства: достаточно сильно изменен ландшафт в связи с проведением открытых горных разработок, территория месторождения пересекается многочисленными водотоками, способными переносить угольную пыль и другие элементы загрязнители в р. Чульман, имеющую рыбохозяйственное значение, изменены гидрогеологические условия в результате законтурного водопонижения, шахтного и карьерного водоотлива, сформирована депрессионная воронка, изменены геокриологические условия, активизировано наледеобразование а так же существует угроза заболевания шахтеров силикозом в связи с высоким содержанием кварца во внутрипластовых прослоях, а, следовательно, и шахтной пыли.

Литература

1. Трофимов В.Т., Королёв В.А., Харьковина М.А. и др. Базовые понятия инженерной геологии и экологической геологии: 280 основных терминов. Москва. ОАО Геомаркетинг, 2012. 320 с.
2. Трофимов В.Т., Зилинг Д.Г. Экологическая геология - Москва, ЗАО Геоинформмарк, 2002. 415 с.
3. Угольная база России. Том V. Книга 2. Угольные бассейны и месторождения Дальнего Востока России (Республика Саха, Северо-Восток, о. Сахалин, п-ов Камчатка). М.: ЗАО «Геоинформмарк», 1999. 638 с.
4. Шкурский Е.Ф. Шахтная геология: Учебн. пособ. / Е.Ф. Шкурский. – Алчевск, ДонГТУ, 2007. 278 с.

ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТВЕРДЫХ И ЖИДКИХ ОТХОДОВ ПЕРЕРАБОТКИ РУД БОМ- ГОРХОНСКОГО ВОЛЬФРАМОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В.С. Ташлыков.

*Бурятский государственный университет,
студент 4 курса, T2tashlykov@mail.ru*

Научный руководитель: д.г.-м.н., старший научный сотрудник
А.М. Плюснин

Аннотация: в результате изучения твердых и жидких отходов переработки руд Бом-Горхонского вольфрамового месторождения, посредством проведения различных анализов была составлена геохимическая характеристика, на основе которой можно говорить о влиянии на окружающие ландшафты.

Ключевые слова: миграция элементов, отходы обогащения руд.

GEOCHEMICAL CHARACTERISTIC OF SOLID AND LIQUID WASTE OF PROCESSING OF ORES OF THE TUNGSTEN DEPOSIT BOM-GORKHON

V.S. Tashlykov

Buryat State University, 4th year Student, T2tashlykov@mail.ru

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Senior
Researcher A.M. Plyusnin

Abstract: as a result of studying of solid and liquid waste of processing of ores of Bom-Gorkhon tungsten field, by means of carrying out various analyses the geochemical characteristic on the basis of which it is possible to speak about influence on surrounding landscapes has been made.

Key words: migration of elements, waste of enrichment of ores.

Бом-Горхонское вольфрамовое месторождение расположено в западной части Забайкальского края, в Цаган-Хуртейском хребте, в верховьях речки Бом-Горхон, правого притока реки Хилка, в 10 км к северо-востоку от с. Новопавловка. Месторождение было открыто в 1960 г. А.Ф. Скалкиным и В.И. Сизых в процессе геологической съемки масштаба 1:200000. Разработка месторождения начата в 1986 году. В настоящее время, месторождение отрабатывается карьером и штольнями (пробито более 6 горизонтов штолен). Вольфрамоносные кварцевые жилы приурочены к юго-западному эндоконтакту Бом-

Горхонского гранитного массива, сложенному мелко-среднезернистыми биотитовыми гранитами гуджирского комплекса площадью 210 кв. км. Главными минералами жил являются кварц, микроклин, мусковит, пирит, гюбнерит. Второстепенные минералы представлены флюоритом, тонкочешуйчатым мусковитом, биотитом, альбитом, эпидотом, молибденитом, сфалеритом, висмутином и казолитом. Выделены и акцессорные минералы, такие как магнетит, берилл, апатит, касситерит, халькопирит [1,4].

В результате переработки руды по флотационно-гравитационной технологической схеме получают товарные вольфрамитовый и сульфидный концентраты. Массивы отходов обогащения размещаются вниз по течению ручьев Зун-Тигня и Бом-Горхон. Накоплены сотни тысяч тонн хвостов обогащения с содержанием WO_3 от 0,1 до 0,35%, что соответствует бедным вольфрамсодержащим рудам россыпного типа. На месте нахождения техногенного месторождения реализована традиционная для вольфрамовых руд схема обогащения, однако работы по предложенной схеме дают извлечение вольфрама менее 30% от химически определяемого в хвостах [5].

На территории месторождения имеется система отстойников, которые связаны между собой соединительными трубами. После того, как вода отстаивается, происходит её дальнейшее использование в технологическом процессе. В нижней части хранилища располагаются развалины фабрики по вторичной переработке песков, которая была закрыта в связи с низкой эффективностью извлечения. Техногенные отложения дренируются водами обогатительной фабрики и атмосферными осадками. При взаимодействии атмосферных осадков с рудами, концентратами и хвостами обогащения, происходит окисление находящихся в них сульфидов с образованием разнообразных сульфатов [2]. Рудные элементы мобилизуются из твердых фаз при контакте со слабокислыми серными растворами, и мигрируют в окружающие ландшафты. Концентрируясь в водоотстойниках, токсичные элементы начинают осаждаться в виде сульфатов, гидрооксидов, карбонатов.

Вода в карьере слабокислая по химическому типу сульфатная кальциевая, минерализация ее одна из самых низких среди других техногенных водных объектов месторождения, составляет 672 мг/дм³. Формируется она за счет атмосферных осадков. В анионном составе преобладает сульфат. Несмотря на выработку рудных жил, его концентрация обеспечивается окислением сульфидов во вмещающих породах. Воды в штольнях слабокислые сульфатного кальциевого

состава. Концентрации металлов в штольневых водах существенно выше, чем в воде карьерного озера, и по ряду элементов достигают миллиграммовых значений и более (Zn, Cu, Al, W). Более минерализованы воды, дренирующие глубокие горизонты месторождения (914 мг/дм^3), им же, свойственны и более высокие концентрации микроэлементов. В целом, воды рудного объекта содержат гораздо более низкие содержания сульфата – в среднем около 298 мг/дм^3 против $1425,2 \text{ мг/дм}^3$ в прудах-отстойниках. Связано это с тем, что вода интенсивнее реагирует с компонентами в измеленном состоянии, в них больше поверхность взаимодействия.

Вода прудах-отстойниках в долине р. Бом-Горхон слабокислые с минерализацией до 1350 мг/дм^3 . Воды отстойников долины реки Зун-Тигня имеют $\text{pH} = 3$ и отличаются еще большим содержанием кальция, сульфата, хлорида и микроэлементов, таких как B, Mo, Li, Fe, Co, Ni. Повышены также концентрации W, Cu, Zn. Общая минерализация достигает 3853 мг/дм^3 . Эти воды наиболее полно соответствуют типу кислых сульфатных металлоносных вод, формирующихся в зоне техногенеза на других сульфидсодержащих вольфрамовых месторождениях Восточного Забайкалья. Общая минерализация воды растёт с увеличением кислотности, главным образом вследствие сернокислотного разложения вмещающих пород, при этом увеличиваются не только содержание основных катионов, но и алюминия, а также редкоземельных элементов.

Состав глинистой фракции прудов отстойников определен рентгенофлуоресцентным анализом. Распределение элементов, типичных для минеральных ассоциаций месторождения, является довольно равномерным как в долине р. Зун-Тигня, так и в долине р. Бом-Горхон, поскольку обогащение донных отложений, происходит по одному сценарию – исключительно за счет процессов высаживания и выноса из отвалов. Повышенные концентрации Fe, Zn, Bi объясняются присутствием таких минералов, как пирит, сфалерит, висмутин. Выявлено обогащение донных отложений стронцием (до 360 г/т), и высокое содержание ряда металлов – Rb (до 768 г/т), Zr (до 453 г/т). Аккумулируя вещества, накапливавшиеся в течение длительно времени, донные отложения являются важным индикатором, в том числе и экологического состояния территории. Огромные содержания ряда элементов в донных отложениях являются результатом неэффективной переработки руды.

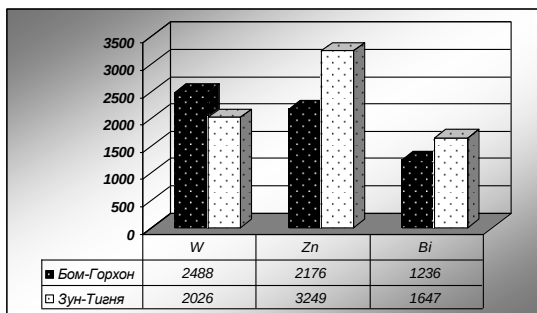


Рис. Содержание некоторых элементов в донных отложениях, г/т

На месторождении осуществляется работа по нейтрализации кислых вод. Способ нейтрализации заключается в использовании нейтрализующего карбонат содержащего материала. При контакте с карбонатом кальция кислые воды частично нейтрализуются, происходит повышение pH. Но при этом на поверхности карбоната кальция высаживается гипс, который препятствует проникновению воды к кальциту и процесс нейтрализации растворов прекращается.

Разработка Бом-Горхонского месторождения оказала существенное воздействие на физико-химические характеристики водной среды на участке его локализации. Основным фактором этого воздействия явилось возросшее по сравнению с ненарушенными условиями окисление сульфидов и последовавшее сернокислотное разложение жильных минералов, вмещающих пород и отходов добычи и обогащения. В конечном итоге дренажные воды приобрели кислотные свойства и сконцентрировали широкий спектр химических элементов, многие из которых многократно превышают допустимые для водных объектов пределы. Наиболее интенсивно гидрогеохимические изменения происходят в хвостохранилище, откуда и происходит дальнейшая миграция токсичных элементов в окружающие ландшафты [3].

Литература

1. Еремин О.В., Эпова Е.С., Юргенсон Г.А., Смирнова О.К. Прогноз геоэкологических последствий разработки месторождения Бом-Горхон (Забайкалье) // Химия в интересах устойчивого развития. Сибирское отделение РАН (Новосибирск), 2014. С. 125-131.
2. Еремин О.В., Эпова Е.С., Смирнова О.К., Юргенсон Г.А. Экспериментальное и теоретическое изучение взаимодействий воды с породами и рудами вольфрамового месторождения Бом-Горхон (Забайкалье) // Современные

проблемы геохимии: мат. Всероссийского совещания. Иркутск, 2012. С. 202-206.

3. Замана Л.В., Чечель Л.П. Геохимия дренажных вод горнорудных объектов вольфрамового месторождения Бом-Горхон (Забайкалье) // Сибирское отделение РАН (Новосибирск), 2014. С. 267-273.

4. Сизых В.И. Бом-Горхонское вольфрамовое месторождения// Месторождения Забайкалья // М.: Геоинформмарк, 1995. Т.1, кн. 1. С. 134-138.

5. Соколова А.Д., Стрельцова А.А. Исследование хвостов вольфрамовых руд Бом-Горхонского месторождения на обогатимость // Известия высших учебных заведений. Серия: Химия и химическая технология. Ивановский государственный химико-технологический университет (Иваново), 2014. С. 37-39.

ОЦЕНКА ПРИГОДНОСТИ РЕЛЬЕФА ТЕРРИТОРИИ МИКРОРАЙОНА СТЕПАНОВКА (Г. ТОМСК) ДЛЯ РАЗВИТИЯ РЕКРЕАЦИИ

А.М. Шихова

***Национальный исследовательский Томский государственный
университет,***

магистрант 1 года обучения, albinamaksimovna@gmail.com

Научный руководитель: к.г.н., доцент С.В. Ахматов

Аннотация: в данной статье рассматривается рельеф территории микрорайона Степановка как ресурс рекреации, обеспечивающий отдых, т.е. средство поддержания и восстановления трудоспособности, здоровья людей, удовлетворения их культурных и эстетических потребностей.

Ключевые слова: микрорайон Степановка, рельеф, рекреация.

ASSESS THE SUITABILITY OF THE REGIONAL LANDSCAPE MIKORAJON STEPANOVKA (TOMSK) FOR THE DEVELOPMENT OF RECREATION

A.M. Shihova

Tomsk State University,

1st year Master's Degree Student, albinamaksimovna@gmail.com

Research Supervisor: Candidate of Geographic Science, Reader

S.V. Ahmatov

Abstract: this article discusses the relief of the territory of the neighborhood Stepanovka as a resource for recreation, providing rest, a means vehicle maintenance and rehabilitation, health, meet their cultural and aesthetic needs .

Key words: *Stepanovka, relief, recreation.*

Рельеф – базисный элемент природного комплекса, который в значительной степени влияет на характер рекреационной деятельности. Он может определить рекреационную специализацию территории и в ряде случаев является главным природным объектом, на использовании которого основана сама рекреационная система. Рельеф есть природное условие, под которым понимается тело или силы природы, существенные на данном уровне развития производительных сил для жизни и хозяйственной деятельности общества, но непосредственно не участвующие в материальной, производственной и непроизводственной деятельности людей [4].

Степановка – микрорайон на юго-востоке Томска. Он большей частью расположен на левом берегу реки Ушайки (правый приток р. Томи). Площадь микрорайона 5,5 км², что составляет почти 3% от площади города. Территория богата природным рекреационным потенциалом, в связи с чем, встала необходимость оценки рельефа для развития рекреационной деятельности.

В тектоническом отношении исследуемая территория расположена на сочленении двух структур: эпигерцинской Западно-Сибирской плиты и герцинид Томь-Колыванской складчатой зоны, а точнее в зоне погружения последних. Этим обусловлены все особенности геологического строения территории, в котором принимают участие отложения различного возраста и генезиса: от каменноугольных до четвертичных [3].

Микрорайон частично расположен на IV надпойменной террасе реки Томи с относительной высотой (над рекой) 65-70 м и абсолютной высотой 135-140 м, частично на более низких высотных отметках. Рельеф неровный, имеет холмистую поверхность. Вдоль микрорайона простирается русло реки Ушайки. Берега слабоизрезаны, средняя глубина реки от 0,2 м на порогах до 1,2 м на перекатах, средний урез воды расположен на высоте 100 м. Пойма Ушайки занимает наибольшую площадь на территории микрорайона, сложена она в основном суглинками и супесями, илами и среднезернистым песком, встречается галька, простирается до высоты 105 м. Кроме того, выделяется I надпойменная терраса, сложенная суглинками, супесями и глиной, достигает высоты 120 м. Так же отмечается небольшая площадь II надпойменной террасы, абсолютная высота которой составляет 135 м; сложена преимущественно суглинками и глиной. Террасы расчленены балками и оврагами.

Рельеф влияет на разнообразие местоположений, определяет морфологическую структуру ландшафта, что отражается в его

пейзажной структуре. В качестве объективных признаков эстетичности пейзажа ландшафтоведы называют многоплановость, наличие пейзажной доминанты и панорамного вида, дальность горизонта и открывающейся перспективы, обзорность видимого горизонта и сочетание стихий («вода-земля»), присутствие площадных и линейных водных объектов [1].

Точкой наблюдения, доминирующей над открывающейся местностью на территории микрорайона Степановка, является глиняно-песчаный склон, относительная высота которого 30-40 м. Он покрыт разнообразными ягодно-грибными угодьями, что так же положительно влияет на психоэмоциональное состояние человека и создает дополнительные рекреационные возможности. Высотное положение местности со всеми прилегающими к ней рекреационными ресурсами, обеспечивает микрорайону глубинно-пространственную видовую перспективу, которая оценивается высшим баллом по Шкале оценки пейзажно-эстетической ценности ландшафтов (по А.А. Мотошина, Л.Н. Вдовюк, 2012), так как наиболее эффективно влияет на человеческое восприятие.

Эта часть микрорайона обладает наибольшим пейзажным разнообразием: выходящие на поверхность горные породы, смешанный лес, покрывающий склон, и многочисленная травяная растительность, произрастающая у подножья. Своеобразный пейзаж наблюдается в приустьевой пойме р. Ушайки, его составляют карликовая ива, а также желтая, красная малина и крыжовник, по-видимому, попавшие сюда с близлежащих садовых участков, развито обильное разнотравье. Исходя из этого, можно сделать вывод, что на большей части микрорайона доминируют 4 основных структурно-вещественных комплекса, но площадь их не столь значительна, преобладающими являются пейзажи лесной и прибрежной территорий. *Контрастность рельефа* - один из критериев, влияющих на качество пейзажно – эстетических ресурсов территории. Контрастность - степень различий между ландшафтами, обусловленных, прежде всего их генезисом. В пределах микрорайона она является наиболее благоприятной и содержит в себе достаточное количество природного разнообразия, в тоже время, не загружающее обзор.

В цветовой гамме пейзажа (по методике А.А. Мотошиной и Л.Н. Вдовюк) преобладает голубой цвет, зеленый с контрастными проявлениями – желтым, белым, оранжевым, красным. При оценке аттрактивности данная цветовая палитра оценивается наивысшим баллом, это объясняется практической значимостью для здоровья людей. В медицине достаточно глубоко разработана теория

психофизического влияния цвета на органы человеческих чувств, согласно которой красный, оранжевый, желтый относятся к теплым цветам, они возбуждают и активизируют. Голубой – считается успокаивающим, умиротворяющими. Зеленый – цвет эмоционального равновесия, физического и психического здоровья [2].

Разнообразие рельефа эстетически благоприятно действует на состояние человека и позволяет заниматься различными видами рекреации. Для отдыха наиболее благоприятна пересеченная местность, но с незначительными превышениями. Территория микрорайона Степановка имеет пологохолмистую поверхность, отметки высот которой не превышают 135 м.

Таким образом, исследуемая территория относительно благоприятна для развития рекреационной деятельности, обладает эстетической привлекательностью, так как не является монотонным и создает предпосылки для самых разных видов отдыха: пешеходные прогулки, по лесу, прогулки вдоль реки, лыжные прогулки, катание на санках и подручных средствах с горок, конные прогулки в теплое и холодное время года, катание на велосипедах.

Литература

1. Кириллова А.В. Рельеф как фактор эстетической привлекательности ландшафта / А.В. Кириллова // Вестник Удмуртского университета. Биология. Науки о Земле. 2012. № 2. С.104.
2. Мотошина А.А., Вдовюк Л.Н.. Оценка эстетических свойств ландшафтов Тобольского района Тюменской области в рекреационных целях // Географический вестник. Физическая география и геоморфология. 2012. №4.
3. Пасечник Е.Ю. Эколого-геохимическое состояние природных вод территории города Томска: дис. канд. геолого-минералогических наук. – Томск: ТПУ, 2010.
4. Реймерс Н.Ф. Природопользование. Словарь-справочник. М., 1990.

ИЗУЧЕНИЕ РУСЛОВЫХ ДЕФОРМАЦИЙ НИЖНЕЙ
ВОЛГИ МЕТОДАМИ ГИС-АНАЛИЗА

А.В. Белобородов

*ООО «Научно-производственное объединение «Омега»,
молодой ученый, beloborodov@npo-omega.ru*

***Аннотация:** приводятся новейшие данные по изучению методами ГИС-анализа горизонтальных и вертикальных русловых деформаций Нижней Волги в пределах центральной части Волго-Ахтубинской поймы.*

***Ключевые слова:** русловые деформации, Нижняя Волга, Волго-Ахтубинская пойма, ГИС.*

STUDY CHANNEL DEFORMATION THE LOWER VOLGA
BY GIS ANALYSIS METHODS

A.V. Beloborodov

*LLC «Scientific and Production Association «Omega»,
Young Researcher, beloborodov@npo-omega.ru*

***Abstract:** it provides the latest data on the study of methods of GIS analysis of horizontal and vertical channel deformation in the Lower Volga within the central part of the Volga-Akhtuba floodplain.*

***Key words:** channel deformation, Lower Volga, Volga-Akhtuba floodplain, GIS.*

Закономерным образом долины крупных равнинных рек являются центрами жизнедеятельности человека, особенно в районах с засушливым климатом. Показательным в этом отношении является участок р. Волга ниже Волгоградского гидроузла – Нижняя Волга, которая принадлежит к числу наиболее освоенных районов Волгоградской и Астраханской областей. Несмотря на полную зарегулированность стока выше по течению, Нижняя Волга – одна из крупнейших европейских водных магистралей с объемом годового стока порядка 248 км³ и расходами половодья до 30 тыс. м³.

Большинство объектов хозяйственного назначения и гидротехнических сооружений Нижней Волги испытывают значительное воздействие негативных проявлений современных русловых деформаций в виде размыва берегов, заносимости

водозаборов и подходов к причалам, подмыва трубопроводов и мостовых опор. Очевидно, что эффективное и рациональное использование этой территории возможно лишь при условии хорошей изученности динамики русловых процессов и возможности прогнозирования их развития. Однако до настоящего времени вопросы, связанные с русловым режимом р. Волги ниже Волгограда, являются недостаточно изученными, крайне мало обобщающих работ и материалов многолетних исследований [1,2].

В нашей работе объектом исследований являлись русловые горизонтальные и вертикальные деформации реки Волга на участке протяженностью порядка 170 км от с. Грачи до с. Замьяны (центральная часть Астраханской области и Волго-Ахтубинской поймы). На этом участке долина Волги совместно со своим притоком рекой Ахтубой имеет ширину порядка 30-35 км и крайне сложную плановую конфигурацию. В задачи исследования входили оценка интенсивности русловых деформаций за последние 15 лет и оценка размеров зон паводкового и паводкового затопления при уровнях различной обеспеченности.

При исследовании сложных природных систем наиболее полно раскрываются возможности, заложенные в ГИС. В нашем исследовании в качестве ГИС-платформы применялась ArcGIS 10.1 с дополнительными модулями. Картографической основой работы послужили топографические карты масштаба 1:25 000 издания 2000 г., детальные космические снимки 2014-2015 гг., карты (лоции) Единой глубоководной системы 1991 и 2015 гг.

Для определения размаха горизонтальных деформаций была оцифрована береговая линия р. Волги со всеми крупными рукавами по топографическим картам 2000 г. и космическим снимкам 2014-2015 гг. При этом производилась калибровка и верификация космических снимков программными средствами Photomod таким образом, чтобы значения уреза воды на космических снимках соответствовали значениям уреза воды на топокарте. Далее в среде ArcGIS был получен слой «разности» урезом 2000 г. и 2014-2015 гг., соответствующий участкам горизонтальных русловых деформаций р. Волги. Полученный итоговый слой позволяет количественно оценивать как размеры горизонтальных деформаций (длина и ширина участков, скорость формирования побочней и осередков и т.д.), так и площади образующихся участков русловых переформирований (рис.1).

Для оценки вертикальных деформаций в качестве картографической основы были использованы атласы единой глубоководной системы (лоции ЕГС) официального издания 1991 и

2015 гг. Листы лоции координатно привязывались и оцифровывались. По полученным данным строились цифровые модели рельефа дна (гриды) р. Волги на участке исследований на дату 1991 и 2015 гг. соответственно.

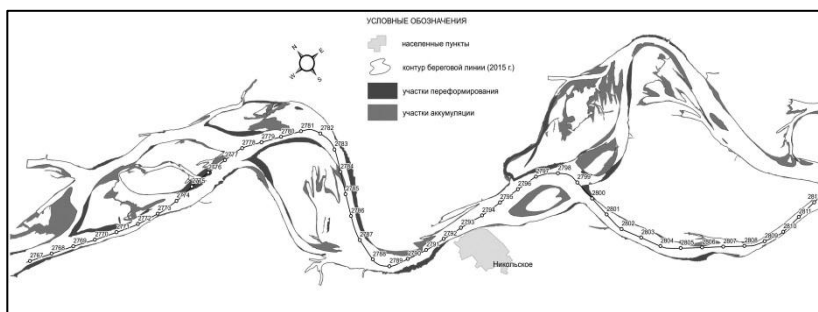


Рис. 1. Пример схемы горизонтальных русловых деформаций (район с. Никольское)

Далее средствами *map-алгебры* в среде ArcGIS был получен слой «разности» гридов глубин, отражающий зоны вертикальных деформаций (относительные глубины размыва и аккумуляции) в русле р. Волги (рис.2). Созданные гриды глубин 1991 и 2015 гг. позволили также проанализировать изменения планового положения русла р. Волги и соответствующие изменения положения судового хода. Так, в районе п. Волжский, характерная двухвершинная излучина русла за исследуемый период сместилась в восточном направлении на расстояние порядка 700-800 м, при этом смещение происходило без изменения плановой конфигурации излучины.

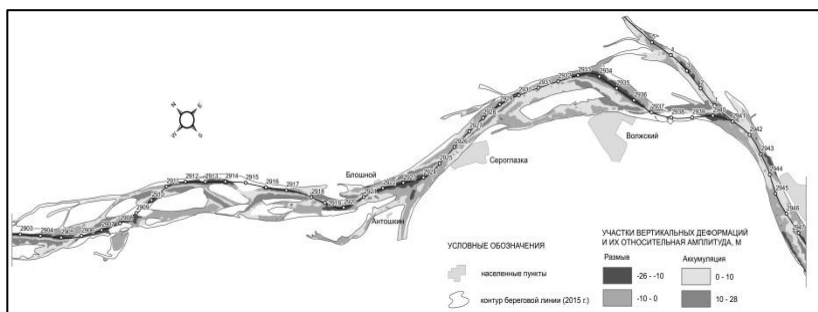


Рис. 2. Пример схемы вертикальных русловых деформаций (участок с. Сероглазка – п. Волжский)

Размах русловых деформаций района исследований весьма значителен. Относительная амплитуда отрицательных вертикальных деформаций (размыва русла) достигает значений 26 м, положительных (аккумуляция наносов) – 28 м на различных участках. Такие значения относительных амплитуд вертикальных деформаций обусловлены, в том числе, перемещениями вниз по течению подводных форм рельефа со скоростями от первых метров до десятков метров в год [2].

Горизонтальные деформации русла, выражающиеся в изменении плановой конфигурации русла р. Волга и в разрушении и наращивании различных участков береговой линии, характеризуются скоростями до десятков метров в год. При этом одной из характерных особенностей процессов горизонтальных деформаций в районе исследований является формирование участков береговой линии с особенными плановыми очертаниями – фестонов. Они формируются в прибрежной зоне под влиянием мощных турбулентных потоков и фиксируются треугольными, округлыми или дугообразными в плане очертаниями береговой линии с поперечником до сотни метров. В период прохождения половодья на этих участках формируются водоворотные зоны, в пределах которых происходит резкое усиление размыва прибрежных уступов.

Полученные в результате исследований данные служат основой для планирования водохозяйственной деятельности и защитных мероприятий от негативного воздействия вод на территории Астраханской области.

Литература

1. Атлас русловой морфодинамики Нижней Волги / ред. В.Н. Коротаев, Д.Б. Бабич, Р.С. Чалов. М.: Изд-во Московского университета, 2009. С. 6.
2. Нижняя Волга: геоморфология, палеогеография и русловая морфодинамика / ред. Г.И. Рычагова и В.Н. Коротаева. М.: ГЕОС, 2002. С. 3.

ПРИМЕНЕНИЕ ГИС-ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ АНАЛИЗЕ ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ ПОЛЕЙ ТЕРРИТОРИИ ПЕРМСКОГО КРАЯ

Р.Р. Гильмутдинов

*Пермский государственный национальный исследовательский
университет, студент 3 курса, rama.rud@mail.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент И.Ю. Митюнина

Аннотация: в работе проводится анализ особенностей потенциальных полей на территории Пермского края и выявление характера отображения тектонического строения региона в гравитационном и магнитном полях.

Ключевые слова: ГИС, потенциальные поля, Пермский край.

APPLICATION OF GIS TECHNOLOGIES FOR THE ANALYSIS OF POTENTIAL FIELDS OF PERM REGION

R.R. Gilmutdinov

Perm State University, 3^d year Student, rama.rud@mail.ru

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader

I.Y. Mityunina

Abstract: analysis of the characteristics of potential fields of Perm Region and identification of the nature of the tectonic structure of mapping region in the gravitational and magnetic fields.

Keywords: GIS, potential fields, Perm region.

Целью данной работы являлся анализ особенностей потенциальных полей на территории Пермского края и выявление характера отображения тектонического строения региона в гравитационном и магнитном полях в рамках геоинформационной системе ArcGIS 10.1 (ESRI Inc., США) [2]. В качестве исходных материалов использовались значения аномалии Буге и аномалий магнитного поля масштаба 1:1000000.

На первом этапе с помощью модуля Spatial Analyst были созданы грид-модели гравитационного и магнитного полей территории Пермского края. Результаты построений представлены соответственно на рисунках 1 и 2.

Гравитационное поле на территории Пермского края изменяется в широких пределах: от -45 до $+30$ мГал. Положительные значения аномалий Буге характерны для большей части территории (рис.1). Они регистрируются вдоль широкой полосы, простирающейся с северо-запада на юго-восток региона, достигая максимальных отметок на крайнем северо-западе КС и в центральной части Пермского края. Для северо-восточной и юго-западной части территории, наоборот, характерны отрицательные значения аномалий Буге. При этом наиболее значительные по амплитуде отрицательные аномалии гравитационного поля отмечаются в пределах Тиманского кряжа и на крайнем северо-востоке полосы простираения ПСУ.

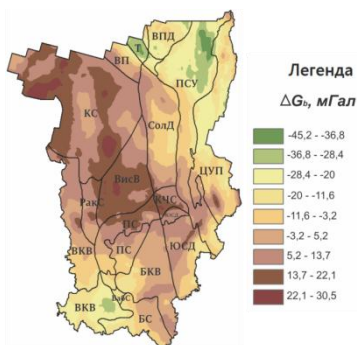


Рис. 1. Грид-модель гравитационного поля в редукции Буге

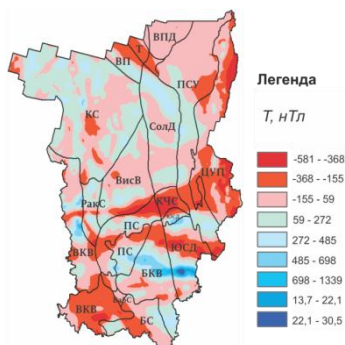


Рис. 2. Грид-модель магнитного поля

Сопоставление цифровой модели аномалий гравитационного поля с тектонической схемой кристаллического фундамента [1] показывает (рис.3), что особенности гравитационного поля на территории Пермского края находятся в тесной корреляционной зависимости с глубиной залегания кровли кристаллического фундамента. Отрицательные значения аномалий Буге, характерные для юго-западной и северо-восточной части региона, отмечаются в областях наиболее глубокого (7-15 км) залегания фундамента (ВКМ, БС и ПСУ). Положительные аномалии гравитационного соответствуют глубинам залегания фундамента 2-5 км, отмечаемым на большей территории Пермского края.

Интенсивность аномалий магнитного поля (рис.2) изменяется от -580 до 1340 нТл. В пределах региона можно выделить ряд знакопеременных аномалий, которые приурочены, как правило, к границам, разделяющим крупные тектонические структуры осадочного чехла. Наиболее ярко эти аномалии проявляются на границах ВКМ и БС, ЮСД и КЧС, ВКВ и РакС, Т и ВП. Наиболее интенсивные отрицательные аномалии приурочены к Центральному Уральскому поднятию, центральной части ЮСД, КЧС, восточной части ПС, южной части ВКВ. Кроме того, в магнитном поле можно наблюдать интенсивные отрицательные аномалии широтного простирания, которые пересекают крупные тектонические структуры (ЦУП, ЮСД, ПСУ, КЧС) и, вероятно, обусловлены особенностями глубинного строения кристаллического фундамента.

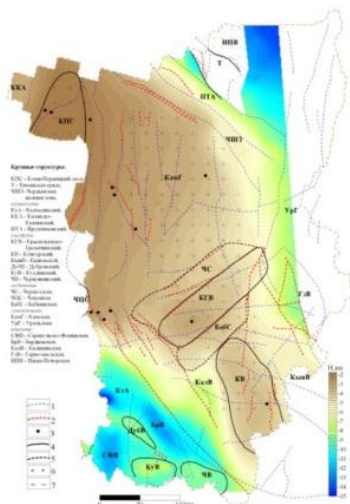


Рис. 3. Тектоническая схема кристаллического фундамента Пермского края [1]

В заключение был проведен комплексный анализ потенциальных полей и их классификация по методу максимального подобия. Данный метод относится к группе процедур классификации без обучения и позволяет осуществить разделение территории по комплексу признаков на конечное число однородных областей (классов) с заранее неизвестными статистическими характеристиками [3].

В геоинформационной системе ArcGIS классификация по методу максимального подобия реализуется с помощью инструментов Iso Cluster и Maximum Likelihood Classification. Инструмент Изокластер осуществляет процедуру кластеризации входных растровых данных по методу мигрирующего среднего. В качестве входных растровых каналов были загружены растры гравитационного, магнитного полей и их градиентов. В результате кластеризации были выделены 4 класса и определены средние значения признаков внутри каждого из них (табл. 1).

Таблица 1
Средние значения признаков потенциальных полей и их производных

Класс	ΔT_a , нТл	Δg_b , мГал	T_{xy} , нТл/м	G_{xy} , мГал/м
1	-287.94	-6.59	1.47	0.04
2	-65.08	-4.13	1.54	0.03
3	136.89	6.17	1.96	0.03
4	439.50	5.56	2.94	0.03

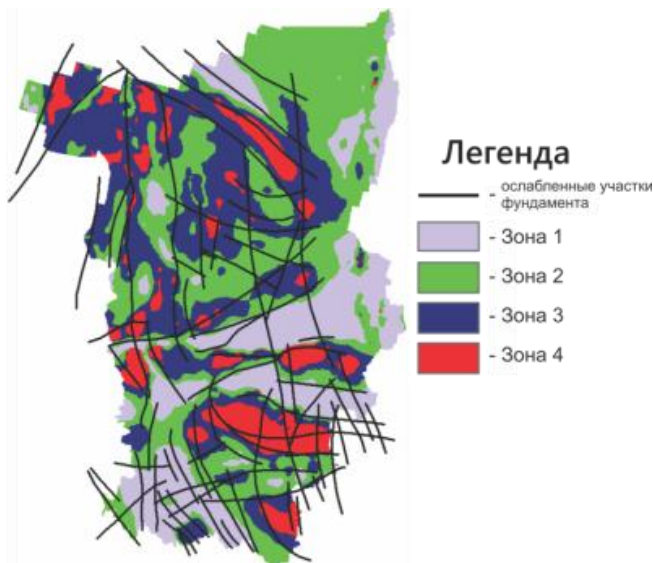


Рис. 4. Схема классификации потенциальных полей по методу максимального подобия (ослабленные участки фундамента [4])

Полученный файл сигнатур послужил основой для построения зонального растра (рис.4), отражающего схему классификации потенциальных полей методом максимального подобия. Следует отметить, что пространственное положение границ отдельных классов, как видно из рисунка 4, хорошо согласуется с локализацией разрывных нарушений и ослабленных зон кристаллического на общепринятой схеме тектонического районирования фундамента Пермского Приуралья [4].

Литература

1. Бычков С.Г., Неганов В.М., Мичурин А.В. Нефтегазгеологическое районирование территории пермского края // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2010. №2. С. 18.
2. Митюнина И.Ю. Геоинформационные системы в геологии: учеб.-метод. пособие / И.Ю. Митюнина; Перм. гос. нац. иссл. ун-т. Пермь, 2012. 111 с.
3. Никитин А.А. Теоретические основы обработки геофизической информации: учебное пособие / А.А. Никитин, А.В. Петров. 3-е изд., дополненное. М.: ВНИИ геосистем, 2013. 118 с.
4. Проворов В.М. Тектоника // «Минерально-сырьевые ресурсы Пермского края»: Энциклопедия. Пермь, 2006. С. 63-74.

НЕОБХОДИМОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ ПЕРВИЧНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ ГОРНЫХ ВЫРАБОТОК

С.С. Кузнецов

*Северо-Восточный государственный университет,
аспирант 1 года обучения, stepankuznetsovmgdn@yandex.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н. Т.И. Михалицына

Аннотация: в настоящее время все больше горно-геологических предприятий склоняются к подсчету запасов на основе блочной модели, поэтому качество и полнота баз данных, необходимых для ее построения, является актуальной проблемой для современного производства.

Ключевые слова: база данных, первичная документация.

THE NECESSITY OF USE INFORMATION TECHNOLOGY IN PRIMARY DOCUMENTATION OF MINES WORKING

S.S. Kuznetsov

North-Eastern State University,

1st year Post-graduate Student, stepankuznetsovmgdn@yandex.ru

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy,

T.I. Mikhailitsyna

Abstract: at the present moment more and more companies tend to reserves calculation based on a block model, so the quality and completeness of the databases, required for its construction, is an important problem for the present-day production.

Key words: database, primary documentation.

Информация играет стратегическую роль в современном обществе. Проблема развития и совершенствования информационных технологий — общая для различных областей человеческой деятельности. Организация различного рода электронных библиотек, баз и банков данных, доступность информации online являются насущной потребностью и создают основу для проведения как фундаментальных, так и прикладных исследований на более высоком, современном уровне [1].

В настоящее время геологические ведомства и горнодобывающие компании всех стран мира активно используют горно-геологические информационные системы (ГГИС) в своей деятельности, которые позволяют без больших затрат времени проводить технико-экономическую оценку месторождений как с

использованием вариантов кондиций, так и с использованием мелкоблочной модели месторождения [2].

Однако работа с ГГИС невозможна без качественной цифровой базы геолого-геофизических данных, создаваемой на основе результатов геологоразведочных работ в период оценочных работ или разведки месторождений, а также на стадии эксплуатации.

Цифровая база данных, как правило, представлена в формате таблиц MS Excel или MS Access и включает в себя несколько структурных элементов:

1) HEADER – координаты выработок;

2) LITHOLOGY – отметки литолого-стратиграфических границ или контактов;

3) ASSAY – результаты опробования;

4) SURVEY – данные инклинометрии.

Существенная часть цифровой базы данных составляется на основе геологической полевой (первичной) документации, которая должна объективно отражать все геологические элементы рудных тел и вмещающих пород. Первичная геологическая документация используется для решения таких задач, как выбор методов и параметров разведочных работ на различных стадиях разведки и отработки месторождения; выбор способов и параметров опробования рудных тел; подсчет запасов; проектирование отработки запасов месторождения, отдельных рудных тел и блоков; уточнение горно-геологических условий месторождения; разработка технологической схемы добычи и переработки руд; разработка мероприятий по снижению потерь и разубоживания и т.д. Таким образом, получение первичной документации является наиболее ответственным этапом при разведке и эксплуатации месторождения. Ошибки, допущенные при документировании, влекут за собой массу экономических проблем, достаточно лишь подсчитать, во сколько обойдется проведение повторных заверочных работ при недостаточном качестве или утере первичных данных и какие расходы повлечет за собой неправильно построенная блочная модель.

Несмотря на то, что в настоящее время все больше обращается внимания на проблему создания качественных геолого-геофизических баз данных, на многих предприятиях первичная документация до сих пор ведется на бумажных носителях в виде полевых журналов, дневников и планов опробования, которые требуют дополнительной камеральной обработки и перевода в формат цифровых таблиц [3]. В результате появляется ряд проблем, связанных с затратами времени и возникновением ошибок из-за присутствия «человеческого фактора».

Для решения данных проблем необходимо использование специализированного программного обеспечения при документировании первичной геологической информации.

Процесс создания первичной документации происходит следующим образом: геолог-документатор использует программное обеспечение, которое позволяет ему документировать выработку с помощью заранее созданных опытным геологом шаблонов в строго формализованном виде. Описательные данные при этом сразу же попадают в геологическую базу данных месторождения (с привязкой к конкретной выработке). По окончании документирования одним нажатием кнопки происходит автоматическое формирование полного пакета отчетной документации. При вводе данных происходит автоматическая проверка на непротиворечивость. Это позволяет избежать досадных ошибок и опечаток, а при выявлении ошибки, ее можно исправить и, при необходимости, распространить это исправление на всю геологическую базу данных.

Помимо этого первичные данные по скважинам находятся в базе данных в виде единичных признаков, и для каждого наименования может быть задан эквивалент на других языках мира, и отчетная документация автоматически готовится сразу на нескольких языках, что весьма актуально для компаний, в которых работают специалисты из разных стран мира.

На рисунке представлено сравнение норм длительности, принятых в сборниках ССН, и затрат на документацию керна скважин с применением программного обеспечения «АГР» компании «Арджейси» показало, что применение АГР ведет к росту производительности геологической документации в 2-2,5 раза.

Это существенно сокращает трудозатраты и себестоимость работ на фоне повышения качества самой документации. Значительное сокращение трудозатрат и времени достигается также при подготовке первичных и отчетных материалов (журналов документации выработок, паспортов скважин, геологических колонок и разрезов). Фактически необходимость проведения этапа полевой камеральной обработки отсутствует [4].

При наличии подключения к сети информация автоматически синхронизируется с сервером в офисе, что позволяет моментально анализировать данные и способствует принятию оперативных обдуманных решений [5].

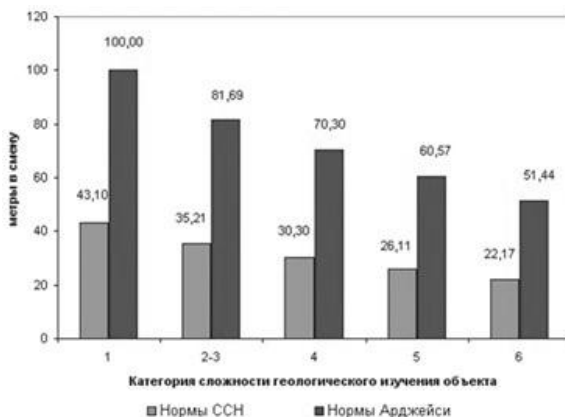


Рис. Сравнение норм выработки при геологической документации керна по ССН и с применением АГР

Таким образом, применение компьютерных средств автоматизации при первичной геологической документации позволяет успешно решать производственные задачи, связанные с хранением, обработкой, передачей информации и созданием связанной с ней отчетности.

Литература

1. Девятова А.Ю. Представление геологических данных с помощью информационных технологий // Вычислительные технологии. Т.10. часть 2, 2005. С. 32-33.
2. Наумова В.В. Состояние и перспективы развития геоинформатики в геологических науках на Дальнем Востоке России // Тихоокеанская геология. Т.25. № 5, 2006. С. 3-4.
3. Панфиленкова О.В. Анализ и устранение ошибок при подготовке БД к подсчету запасов ПИ // Молодой ученый. № 11, 2012. С. 70-73.
4. Харлашин А.П. АГР – новое качество проведения геологоразведочных работ // Золотодобывающая промышленность. № 6 (42), 2010. С. 18-19.
5. Яремченко Т.А. Скупой платит дважды, или как избежать дорогостоящих ошибок // Глобус. № 1 (35), 2015. С. 59.

ОЦЕНКА ЗАПАСОВ НЕФТИ ОЗЕРНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ГЕОИНФОРМАЦИОННОЙ СИСТЕМЕ ARCGIS

Н.В. Кулакова

*Пермский государственный национальный исследовательский
университет, магистрант 1 года обучения, kulakva@gmail.com*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент И.Ю. Митюнина

Аннотация: использование возможностей ArcGIS для подсчета запасов нефти на примере башкирской залежи Озерного месторождения, расположенного в пределах Соликамской депрессии на территории Пермского края.

Ключевые слова: нефтяное месторождение, углеводороды, подсчет запасов, 3-д модель, ArcGIS.

ASSESSMENT OF OIL RESERVES IN THE GEOGRAPHIC INFORMATION SYSTEM ARCGIS

N.V. Kulakova

Perm State University,

1st year Master's Degree Student, kulakva@gmail.com

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader

I.Y. Mityunina

Abstract: using the capabilities of ArcGIS for estimation of oil reserves on the example of the Bashkirian deposits of the Lacustrine oil field, located within the Solikamsk depression in the Perm region.

Key words: oil field, hydrocarbons, calculation of reserves, 3-D model, ArcGIS.

Основными задачами нефтегазопромысловой геологии являются изучение внутреннего строения залежи нефти или газа, выделение в объеме геологических тел, сложенных породами-коллекторами, а также проницаемых пропластков, различающихся по геолого-физическим характеристикам (пористости, проницаемости, продуктивности и др.). Таким образом, строение залежи определяется пространственным размещением пластов коллекторов и не коллекторов как в разрезе, так и по площади их распространения. Выявление внутреннего строения представляет собой задачу построения модели залежи.

В качестве объекта исследований выбрано Озерное месторождение нефти, расположенное на территории Пермского края,

на севере Соликамской депрессии (рис.1). В тектоническом отношении Озерная структура представляет собой купол тектоно-седиментационного происхождения и характеризуется несоответствием структурных планов по маркирующим горизонтам терригенного девона, каменноугольных отложений и артинского яруса, вследствие развития последевонского и раннепермского органогенных сооружений. По классификации запасов месторождение относится к мелким и характеризуется многопластовой залежью сложного строения, включающей четыре основных объекта разработки: карбонатные сакмарские (пласт С_м); башкирско-серпуховские (пласты Бш1, Бш2, Бш3 и Срп); окские (пласт Ок) и турне-фамено-франские отложения (пласты Т1, Фм1, Фм2, Фм3 и Фр).

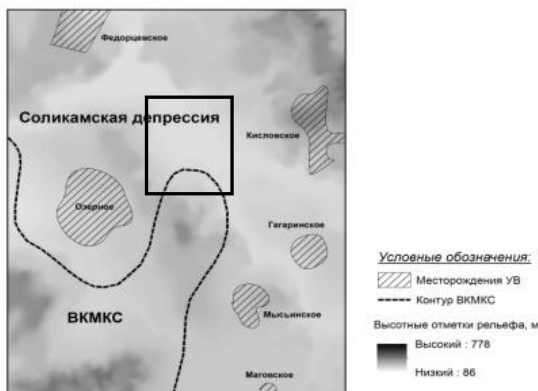


Рис. 1. Расположение Озерного месторождения нефти

Построения проводились в рамках геоинформационной системы ArcGIS. В качестве исходной информации использовались данные границы контура нефтеносности (ВНК), положения контура горного отвода, значения эффективных нефтенасыщенных толщин, пористости и нефтенасыщенности по 74 скважинам изучаемой площади.

Трехмерная структурная модель нефтеносной залежи по кровлям пяти продуктивных горизонтов создана с использованием модуля 3D Analyst и метода интерполяции Естественная окрестность. Отчетливо выделяется увеличение мощности на северо-западе и юго-западе месторождения, именно эти структуры связаны со скоплением углеводородов (рис.2). Максимальная амплитуда поднятий достигает 34,2 м в пределах сакмарской залежи. Средняя амплитуда поднятий

составляет 15 м. Минимальная – 2 м в периферийных частях структуры.

С учетом построенной структурной модели был проведен подсчет запасов нефти объемным методом для башкирской залежи.

Сущность объемного метода заключается в определении массы нефти или объема свободного газа, приведенных к стандартным условиям, залегающих в пустотном пространстве пород – коллекторов. Начальные геологические запасы нефти в залежи (или ее части) подсчитываются по формуле [4]:

$$Q_{но} = F \cdot h_{эф} \cdot K_{п} \cdot K_{н} \cdot b \cdot \rho_{н} \quad (1)$$

где $Q_{но}$ – начальные геологические запасы нефти; F – площадь залежи; $h_{эф}$ – эффективная нефтенасыщенная толщина; $K_{п}$ – коэффициент открытой пористости; $K_{н}$ – коэффициент нефтегазонасыщенности; b – пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти; $\rho_{н}$ – плотность нефти в поверхностных условиях [2].

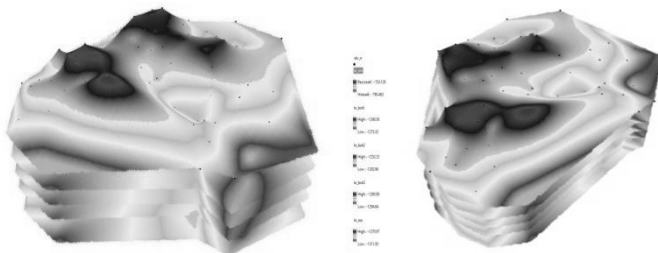


Рис. 2. Трехмерная структурная модель залежи (кровли продуктивных пластов См, Бш1, Бш2, Бш3, Срп)

Наибольшую трудность при подсчете запасов вызывает оценка объема продуктивной части пласта $F \cdot h_{эф}$. В большинстве случаев он определяется путем умножения горизонтальной проекции площади залежи на среднее значение вертикальной эффективной нефтенасыщенной толщины пласта $h_{эф}$.

Для автоматизации процесса подсчета запасов нефти в геоинформационной системе ArcGIS составлена модель обработки (рис.3), которая позволяет осуществлять вычисления в пакетном режиме, и проводить подсчет запасов для различных наборов входных параметров. В качестве параметров модели использовались следующие исходные данные:

1) границы внутреннего и внешнего контура нефтеносности (ВНК);

- 2) положения контура горного отвода;
- 3) границы замещения коллекторов;
- 4) отметки пластопересечений и значения эффективных нефтенасыщенных толщин по скважинам.

Технология подсчета запасов в среде ArcGIS осуществляется с помощью инструментов ArcToolbox и включает несколько этапов [1]:

- 1) расчет грид модели распределения эффективных нефтенасыщенных толщин и построение карты изопахит (инструмент Топо в растр и инструмент Изолиния);
- 2) после построения изолиний (изопахит), необходимо проанализировать полученные данные, так как программа формально проводит интерполяцию, в результате чего могут возникнуть некоторые неточности при построении;

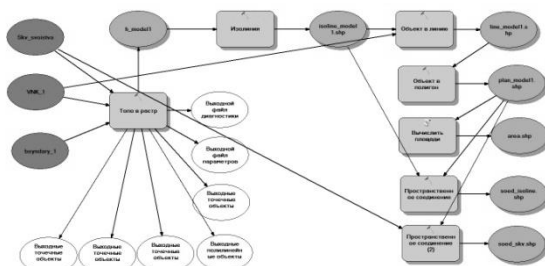


Рис. 3. Модель геообработки

- 3) выделение в пределах контура нефтеносности отдельных участков планиметрии и вычисление их площади (инструменты Объект в линию, Объект в полигон и Вычислить площадь);
- 4) вычисление средних нефтенасыщенных толщин в пределах каждого участка планиметрии (инструмент Пространственное соединение);
- 5) подсчет суммарных запасов углеводородов по формуле 1.

Полученные с помощью модели геообработки результаты подсчета запасов нефти для башкирской залежи хорошо согласуются с оценкой геологических запасов нефти, представленных в ГКЗ.

Литература

1. Кулакова Н.В. Использование геоинформационных технологий для подсчета запасов углеводородов // Междунар. науч.-практ. конф., посвящ. юбилейным датам предприятий Пермнефтегеофизика, ЧЕГИС, Пермгеокабель, ФХС-ПН,

Геолойн (г. Пермь, 26-27 ноября 2015 г.) / гл. ред. В.И. Костицын; Перм. гос. нац. исслед. ун-т. Пермь, 2015. 263 с.

2. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороксуна, Г.Г. Яценко. Москва – Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. 259 с.

СОЗДАНИЕ ГИС ГОРОДА МОЛОДЕЧНО И ПРОСТРАНСТВЕННЫЙ АНАЛИЗ ЕГО РЕЛЬЕФА

А.С. Семенюк

*Белорусский государственный университет,
аспирант 2 года обучения, geo-semenuk@yandex.ru*

Научный руководитель: д.с.-х.н., доцент Н.В. Клебанович

Аннотация: в работе рассматривается процесс создания муниципальной ГИС на примере города Молодечно с помощью программного комплекса ArcGIS, а также приводятся результаты пространственного анализа его рельефа.

Ключевые слова: муниципальная ГИС; ГИС-анализ; водная эрозия.

CREATING OF GIS OF MOLODECHNO CITY AND SPATIAL ANALYSIS OF ITS RELIEF

A.S. Semenyuk

*Belarusian State University,
2nd year Post-graduate Student, geo-semenuk@yandex.ru*

Research Supervisor: Doctor of Agricultural Sciences,
Reader N.V. Klebanovich

Abstract: in the work process of creating of municipal GIS on an example of Molodechno city with help of ArcGIS software is considered, and also results of spatial analysis of its relief are provided.

Key words: municipal GIS; GIS-analysis; water erosion.

В настоящее время на территории городов существует множество разнообразной пространственно-координированной информации. Однако она используется различными службами, ведомствами и государственными учреждениями фрагментарно, в узких сферах решения задач и проблем, которые непосредственно стоят перед конкретными организациями. Возникает необходимость свести воедино различную пространственную информацию,

касающуюся города и его структурных частей, в целях проведения комплексного анализа городской территории для более эффективного принятия решений. Данная проблема решается с помощью современных геоинформационных технологий. Это означает, что в рамках одной ГИС должна быть собрана и проанализирована разнообразная информация (функциональные зоны, транспортная сеть, объекты социальной инфраструктуры, промышленные предприятия, линии коммуникаций и др.). Только синтез и оперативный анализ комплекса цифровых слоев города позволяет решить задачи, связанные с эффективным функционированием городских служб и территориальным планированием городской территории. Чтобы проанализировать различные аспекты устройства урбанизированных территорий, с помощью программного комплекса ArcGIS нами была создана муниципальная ГИС города Молодечно Минской области.

Молодечно является типичным средним городским населенным пунктом (население более 90.000 человек) с развитой производственной, транспортной и социальной инфраструктурой, что позволяет считать его многофункциональным городом. Таким образом, создаваемая в ГИС модель Молодечно может являться образцом для проведения урбанистических исследований других городов.

В качестве векторной основы ГИС г. Молодечно был использован ряд базовых слоев локальной земельной информационной системы (ЗИС) города: административно-территориальные единицы (граница города), земельные участки, виды земель, коммуникации (трубопроводы, ЛЭП, ветки железных дорог, осевые дорог и улиц, осевые крупных водотоков, мосты, путепроводы, тоннели, эстакады, подземные переходы и др.). Для удобства работы в программе ArcGIS из слоя коммуникаций были последовательно выделены в отдельные линейные слои железные дороги, улично-дорожная сеть и водотоки.

В качестве растровой основы ГИС города Молодечно была использована мозаика космоснимков картографического сервиса Bing, пространственное разрешение – 0,5 метра. Поскольку полученные базовые слои локальной ЗИС в значительной мере устарели (2008 г.), они были путем визуального дешифрирования актуализированы до состояния на 2015 год.

Следующим шагом стало создание слоя рельефа. Для этого были использованы материалы радарной топографической съемки SRTM 30. На основании слоя рельефа посредством модуля Spatial Analyst была создана карта уклона рельефа. В приложении ArcScene из грид-модели была создана 3D-модель рельефа г. Молодечно.

Для создания слоя квартальной сети линейный слой улично-дорожной сети и полигональный слой границы города с помощью инструмента Объект в полигон были преобразованы в полигональный класс пространственных объектов. Впоследствии слой квартальной сети был скорректирован с учетом границ функциональных зон.

В результате анализа существующей застройки и примыкающих к ней территорий из слоя квартальной сети был сформирован слой функционального зонирования. Функциональные зоны – это участки городской территории, выполняющие заданные функции (размещение жилья, производственных предприятий, объектов сферы обслуживания, рекреация и охрана природы) и занимающие определенное, свойственное только им место в устройстве города. Согласно утвержденным правилам технологии ведения градостроительного кадастра [1], выделяются следующие типы функциональных зон: жилая многоквартирная, жилая усадебная, общественных центров (сокр. общественная), производственная и коммунально-складская (сокр. производственная) и рекреационно-ландшафтная. В качестве границ функциональных зон выступают улично-дорожная сеть, реки, реже ограждения территорий промышленных предприятий и объектов специального назначения (кладбища, военные части и т. д.). Если в пределах функциональной зоны встречаются объекты различного назначения (как правило, это самый распространенный случай), ее тип определяется в соответствии с площадью, которую они занимают.

В базу данных откорректированного с учетом функционального зонирования класса квартальной сети (назовем его слоем оценочных зон) была добавлена информация о свойствах жилой застройки (материал, этажность и тип зданий). По строительному материалу здания были классифицированы на деревянные, сборно-панельные, кирпичные и монолитно-каркасные. В соответствии с общепринятой строительной практикой жилые дома были классифицированы по этажности на малоэтажные (1-2 этажа), средней этажности (3-5 этажей), многоэтажные (6-10 этажей), повышенной этажности (11-16 этажей) и высотные (более 16 этажей). Жилая усадебная застройка была разделена по типу на усадебные дома (небольшие деревянные или кирпичные дома с земельным участком, занятым садовыми насаждениями или огородами) и коттеджи (новые двухэтажные, как правило, кирпичные дома с земельным участком, не предусматривающим ведение личного подсобного хозяйства). Жилые многоквартирные дома были классифицированы по типу на дореволюционные, «польские» дома межвоенного периода, сталинки,

хрущевки, брежневки, дома повышенной комфортности и элитное жилье. Последняя классификация сочетает в себе как конструкционные особенности жилых зданий, так и время их постройки. Каждой оценочной зоне в ГИС присваивались те значения материала, этажности и типа домов, которые преобладали на данном участке городской территории.

С созданными слоями данных ГИС города Молодечно проводился разносторонний пространственный анализ. Здесь остановимся лишь на анализе рельефа городской территории. С одной стороны, согласно данным многолетних гидрологических наблюдений на реке Уше, пониженные элементы рельефа, возвышающиеся на 1-2 метра над урезом воды в реке, находятся под угрозой затопления во время половодий и паводков. С другой стороны, на крутых склонах холмов с уклоном от 2° возможно развитие эрозионных процессов [2], которые представляют угрозу для устойчивости фундаментов расположенных на возвышенности зданий и сооружений. Таким образом, с помощью инструмента Переклассификация из грид-модели рельефа были выделены пониженные участки территории города, подверженные подтоплению, а из карты уклона – территории, подверженные водной эрозии.

Совместный анализ описанных выше слоев и слоя оценочных зон, классифицированного по этажности жилой застройки, позволяет сделать следующие выводы. Пониженные элементы рельефа, подверженные подтоплению, расположены в северо-западной части города Молодечно, примыкающей к реке Уше, и заняты малоэтажной усадебной и коттеджной застройкой. Участки с максимальными значениями уклона рельефа, подверженные эрозионным процессам, находятся в основном в южной и восточной частях города. Наиболее подвержены эрозии земли микрорайонов №2 и №4, а также микрорайона в границах улиц Великий Гостинец – Космонавтов – Магистральная с преобладанием пятиэтажных домов, микрорайонов №6 и №10, застроенных преимущественно девятиэтажными домами, примыкающей к ним с юга бывшей деревни Шнуры и коттеджного поселка на востоке г. Молодечно.

Таким образом, ГИС являются эффективным средством представления и пространственного анализа разнообразной географической информации. Применение ГИС для изучения такого сложного многофункционального системного образования, каким является город, расширяет возможности по выделению особенностей его устройства, поиску новых закономерностей его пространственной дифференциации.

Литература

1. Государственный градостроительный кадастр. Порядок зонирования и установления регламентов градостроительного развития и использования территорий: СНБ 3.01.03-98. Введ. 01.07.99. Минск, 1998.
2. Рожков В.А. Оценка эрозионной опасности почв // Бюллетень Почвенного института имени В.В. Докучаева. Москва, 2007. № 59. С. 77-91.

**ПРИМЕНЕНИЕ ДАННЫХ МУЛЬТИСПЕКТРАЛЬНЫХ
КОСМИЧЕСКИХ СЪЕМОК ДЛЯ ИНВЕНТАРИЗАЦИИ
ЗЕМЕЛЬ ЛЕСНОГО ФОНДА**

К.С. Янкович

*Национальный исследовательский Томский политехнический
университет, студент 4 курса, yankovich.k.s@gmail.com*

Научный руководитель: к.г.-м.н. В.Г. Житков

***Аннотация:** в данной статье представлены результаты работы, цель которой заключалась в разработке универсального алгоритма подготовки и обработки материалов мультиспектральных (и гиперспектральных) космических съемок, создании технологической цепи и оценки эффективности применяемых методик для целей инвентаризации земель.*

***Ключевые слова:** космические снимки, инвентаризация земель, эффективность, ERDAS Imagine, ArcGis.*

**FORESTRY FUND INVENTORY APPLYING
MULTISPECTRAL SATELLITE IMAGERY DATA**

K.S. Yankovich

*National Research Tomsk Polytechnic University,
4th year Student, yankovich.k.s@gmail.com*

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, V.G. Gitkov

***Abstract:** the paper presents results of developing universal algorithm of preparing and processing materials of multispectral and hyperspectral space imagery, creating technological chains and estimating efficiency of applied methods for forestry areas inventory.*

***Key words:** satellite imagery, forestry inventory, efficiency, ERDAS Imagine, ArcGIS.*

Одной из важнейших задач землеустройства является инвентаризация земель. В процессе инвентаризации составляются

карта (план) территории, путем нанесения на топооснову новых либо уточненных данных, а также описательные документы. Полученные материалы применяются для организации контроля за использованием и охраной земель, составления планов объектов землеустройства и др. [1].

В законодательстве РФ не предусмотрен регламент проведения инвентаризации земель, не определена частота и ответственный орган. Фактически определяется только назначение данной процедуры. В отличие от инвентаризации земель, нормативно-правовыми актами более детально определяется инвентаризация лесов. В ст. 90 Лесного кодекса РФ определен предмет инвентаризации, ее цели, способы реализации, а также органы государственной власти, ответственные за регламентацию и проведение. Методические рекомендации по проведению государственной инвентаризации лесов утверждены приказом Рослесхоза от 10.11.2011 N 472. Согласно данному документу актуализация базовых карт-схем лесных страт на хозяйственную деятельность и воздействие антропогенных и природных факторов осуществляется путем дешифрирования аэрокосмических снимков текущего года с пространственным разрешением не ниже 5 м. Инвентаризация лесов должна проводиться ежегодно [2].

Цель работы заключалась в разработке универсального алгоритма подготовки и обработки материалов мультиспектральных (и гиперспектральных) космических съемок, создании технологической цепи и оценки эффективности применяемых методик.

Работа выполнялась на основе программного обеспечения ERDAS Imagine 2010 и ArcGis. Использованы расположенные в свободном доступе материалы мультиспектральных космических съемок системы Landsat ETM+ (пространственным разрешением 30 (15) м, 7 спектральных диапазонов от видимого до теплового). Несмотря на то, что пространственное разрешение данной системы является более грубым, нежели это предусмотрено нормативными документами, методы обработки и смысловая нагрузка являются универсальными для применяемого типа дистанционных материалов. В качестве эталонной была выбрана территория, включающая г. Томск в южной ее части, общей площадью 8000 кв. км.

Исследование методически включало в себя [3,4]:

- 1) анализ по-канальным изображений и выявление наиболее информативных спектральных диапазонов;
- 2) синтез цветных изображений;

- 3) автономная классификация синтезированного растра с подбором необходимого количества классов;
- 4) создание библиотеки эталонов основных объектов расчета;
- 5) классификация растра по эталонам, оценка ее результативности, корректировка базы эталонов;
- 6) обработка растра по методу главных компонент, определение наиболее информативных компонент;
- 7) классификация растров, обработанных по методу главных компонент, оценка результативности метода;
- 8) создание индексных растров по методу «алгебры карт», подбор наиболее информативных индексов;
- 9) сравнительный анализ результатов различных способов обработки, выбор наиболее информативных материалов;
- 10) преобразование растрового изображения в векторное, наполнение его необходимой атрибутивной информацией, расчет площадей изучаемых объектов.

При помощи инструментов классификации из растрового файла можно получить векторный, который будет содержать в себе набор тематических информационных классов. Используемое программное обеспечение позволяет проводить классификацию различными способами: автономная (неконтролируемая) классификация и классификация по эталонам.

В первом случае тематические классы создаются автоматически с использованием заданных параметров (количество классов, величина стандартного отклонения, значение порога сходимости). Использование автономной классификации целесообразно в том случае, если исходные данные принадлежат к известным классам. В процессе обработки входного растра, программа самостоятельно идентифицирует кластеры подобных данных, объединяя их в классы.

Второй вариант – классификация по эталонам. Данный вид классификации позволяет «обучение» программы путем идентификации области и ее свойств в ручном режиме. Созданные эталоны хранятся в соответствующем наборе данных. Обычно их определяют в ходе полевых изысканий, отмечая координаты объектов определенного класса. Программа обрабатывает исходный растр, присваивая области, содержащей эталонные пиксели, параметры соответствующего класса [5].

Хорошие результаты показал способ обработки растра по методу «главных компонент». Были получены промежуточные препараты по 6 компонентам. Первая компонента позволила уверенно разделить лесные массивы по породам (сосна, кедр, береза, осина,

пихта, пойменная растительность). Вторая компонента – населенные пункты и сельскохозяйственные угодья. Четвертая компонента позволяет уверенно классифицировать вырубки по возрасту. В связи с этим, классификация растров, полученных по методу «главных компонент» была проведена отдельно для каждой из информативных компонент, с последующим наложением результирующих препаратов и, соответственно, уточнением принадлежности классов.

Данные, полученные в результате анализа материалов мультиспектральных космических съемок, можно использовать при проведении инвентаризации лесов для подсчета площадей лесных насаждений, свежих и прошлых вырубок, территорий лесных пожаров и пр. Так как данная процедура является обязательной и периодической, то увеличение эффективности ее проведения позволит в значительной мере сократить расходы. Эффективность выполненных исследований оценивается по трудозатратам, подсчитанным после отработки технологической цепочки [6]. По произведенным расчетам трудозатраты составили 16 чел/час или 2 рабочих дня. Даже при грубом методе оценки, очевидно, что выполнение данных работ с применением ГИС-технологий целесообразно. Так как съемка территории на местности требует постоянного участия человека в процессе, а на преодоление расстояний требуется значительное время.

Таким образом, можно сделать вывод, что рассматриваемая технология обладает значительными преимуществами по сравнению с другими. Кроме того, дает возможность подобрать наиболее удобный и действенный метод классификации данных.

Литература

1. Жданова Р.В. Важнейшие задачи и проблемы эффективного управления земельными ресурсами [Текст] / Р.В. Жданова // Проблемы и перспективы современного эффективного землепользования: сб. науч. тр. / Гос. ун-т по землеустройству. М., 2013. С.131-133.
2. Методические рекомендации по проведению государственной инвентаризации лесов // утв. приказом Рослесхоза от 10.11.2011 N 472. 177 с.
3. Поцелуев А.А., Ананьев Ю.С., Житков В.Г., Назаров В.Н., Кузнецов А.С. Дистанционные методы геологических исследований, прогнозирования и поиска полезных ископаемых (на примере Рудного Алтая). Томск: STT, 2007. 228 с.
4. Поцелуев А.А., Ананьев Ю.С., Житков В.Г. Дистанционные методы геологических исследований, прогнозирования и поисков месторождений полезных ископаемых: учебное пособие для вузов. 2-е изд. Томск: STT, 2014. 304 с.

5. *Елсаков В.В.* Автоматизированное дешифрирование аэрокосмических изображений: учебное пособие / В.В. Елсаков, Д.В. Кириллов; Сыкт. лесн. ин-т. Сыктывкар: СЛИ, 2013. 44 с.
6. *Ещенко Е.С., Лешина О.С.* Теоретические и практические аспекты анализа эффективности деятельности предприятия // Молодой ученый. №11.3, 2015. С. 30-34.

**ОБЪЕМНАЯ ФИЗИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ
ЗОЛОТОРУДНЫХ ОБЪЕКТОВ ЧИНГАСАНСКОГО
РУДНОГО УЗЛА (ЕНИСЕЙСКИЙ КРЯЖ)**

О.Ю. Аксюков

*Исовский геологоразведочный техникум,
студент 4 курса, lewis2015@yandex.ru*

Научные руководители: Т.Г. Динер, Н.А. Закирова

Аннотация: на объемной модели золоторудные объекты Чингасанского рудного узла могут быть выделены только по результатам изучения дополнительных статистических характеристик физических полей, в том числе дисперсии - соразмерной суперпозиции физических полей.

Ключевые слова: золоторудные объекты, объемная модель, дисперсия, соразмерная суперпозиция.

**VOLUMETRIC PHYSICO-GEOLOGICAL MODEL OF
GOLD OBJECTS CHINGASANSKOGO ORE UNIT (YENISEI
RIDGE)**

O.U. Aksyukov

*Isovsky Geological Prospecting College,
4th year Student, lewis2015@yandex.ru*

Research Supervisors: T.G. Diner, N.A. Zakirova

Abstract: over volumetric physico-geological model gold objects of the Chingasanskogo ore unit might be found only via results obtained after studying additional static characteristics of physical fields and dispersion, i.e. proportional to the superposition of physical fields.

Key words: gold objects, volumetric model, dispersion, proportional superposition.

Gold objects of the Chingasanskogo ore unit are related to the formation of gold and quartz with lack of sulfides in it. Ore gold is localized amongst terrigeno-metamorphic rocks of lower subsuite and udereisky suite. Ores are considered as lacking with sulfides gold-quartz, silicate (containment of SiO₂ is 59, 13 – 71,28%). Besides they are one-component [1,2].

Physical properties determine morphology and intensity of physical fields, which are measured during ground geophysical survey. Aggregative

statistical analysis of physical properties allows to make certain conclusions about gold mineralization in physical fields of Chingasanskogo ore unit.

Average values of physical parameters of accommodating rocks and gold zones don't differ drastically. Therefore, mineralization zones of Chingasanskogo ore unit might be identified after studying of additional statistical characteristics of physical fields [3].

As to mark gold zones the map of amplitude variations proportionate superposition of physical fields is created. In this case, superposition is a sum of magnetic, gamma-field and apparent resistivity field. Proportionality is about that digital models of fields that are adjusted to the same amplitude of variations between minimum and maximum values. Matrix is normalized in the range of 0÷1 digits and then is summed (fig.1).

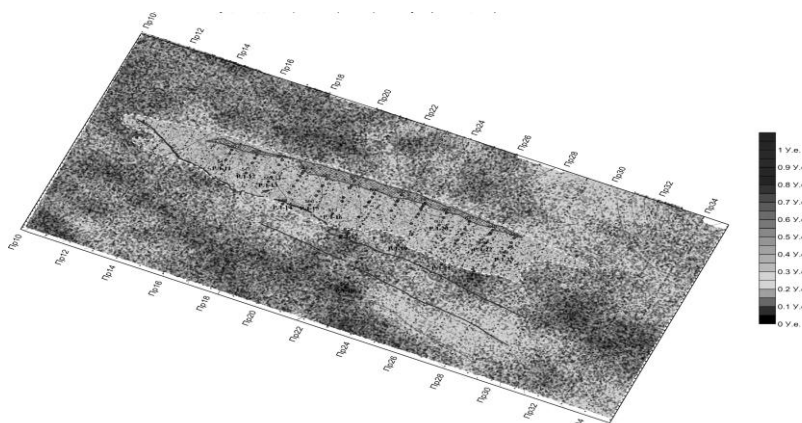


Fig.1. Map of amplitude variations proportional to superposition of physical fields

According to results of superposition of physical fields after land field geophysical methods and results due to logging of wells, gold objects are related to zones with high dispersion of physical fields on the volumetric physical-geological model (fig.2).

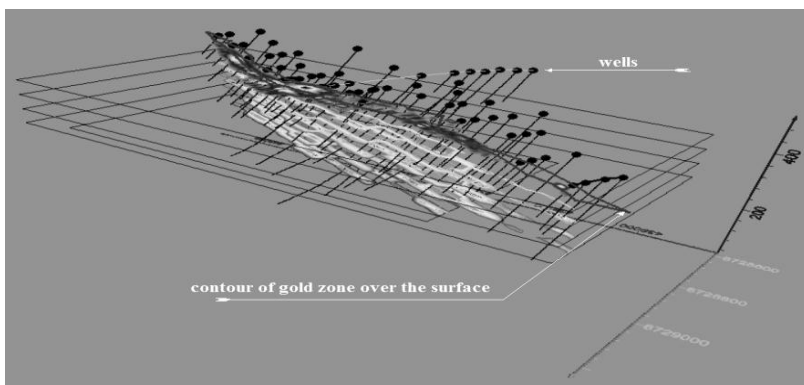


Fig.2. Volumetric model of gold-ore objects on the variance proportional to superposition of physical fields

Literature

1. Apanovich I. A. The Genesis and key factors of gold mineralization in the Yenisei ridge // Geophysical studies in Central Siberia. Krasnoyarsk: KNIG and MS, 1997. Pp. 183-189.
2. Sazonov A. M. Geological-structural position and typification of gold-ore fields of the Eastern part of the Yenisei ridge Krasnoyarsk. JSC «Krasnoyarskgeolsemka», 2010. Pp. 94-101.
3. Serdyuk S. S. Gold deposit models of the Yenisei Siberia. Krasnoyarsk: SFU, 2010. Pp. 584.

ДОКАЗАННЫЕ ЗАПАСЫ И ДОБЫЧА ПРИРОДНОГО ГАЗА В МИРЕ

А.П. Боталов

*Пермский государственный национальный исследовательский
университет, студент 3 курса, abotalov94@gmail.com*

Научный руководитель: старший преподаватель Е.А. Кузнецова

Аннотация: анализ данных по доказанным запасам и добыче природного газа за последние годы, прогноз на обеспеченность ресурс.

Ключевые слова: природный газ, доказанные запасы, добыча, истощаемость.

PROVED RESERVES AND PRODUCTION OF NATURAL GAS IN THE WORLD

A.P. Botalov

Perm State University, 3^d year Student, abotalov94@gmail.com

Research Supervisor: Senior Lecturer E.A. Kuznetsova

Abstract: *analysis of data of proved reserves and production of natural gas in recent years, the forecast for exhaustibility of resource.*

Key words: *natural gas, proved reserves, production, exhaustibility.*

Only in the last few decades mankind has learned fully enough to use all benefits of natural gas. Delay in development of this extremely valuable fuel is due to the transportation of gas and the fact that for use in industry it needs sufficient high technical and technological level of development. Thus, the gas industry has become urgent and therefore exploration activities beginning to intensify. On the whole, the proven reserves of natural gas in the world at the end of 2014 reached 187.1 trillion cubic metres.

Based on the data on the table, Iran has the largest volume of proven oil reserves – 34,0 trillion cubic metres, its share of world reserves is about 18%. Russian Federation locate at the second place in the rating, and quite a bit behind the leader, its territory having 32.6 trillion cubic metres, which is 17.4% share of the world's resources. At the third place of rating is country which is located in the north-eastern part of the Arabian Peninsula, Qatar – 13.1% share of the world's resources. It is necessary to note that Qatar, as well as Iran belongs to the leading region - Central East. The next place in the ranking is located the country from European and Eurasian region – Turkmenistan. It has almost half of natural gas 17.5 trillion cubic metres. The fifth place is taken by the United States with reserves 9.8 trillion cubic metres.

Another important feature is the ratio of natural gas to production. This parameter is studied in this way: reserves, which remained at the end of the year divided to the volume of production in the same year. The ratio shows the length of time that those remaining reserves would last if production were to continue at that rate. According to the data on 2014 it should be noted that ten out of twenty-five countries, researching on the above-mentioned formula will save the resources for more than 100 years. In this way United States has the least of all time for depletion of exhaustible resources, about 13 years. It is noteworthy that Russia's hydrocarbon gas remains for 56 years.

Table

Total proved reserves and production by countries in 2014 [1]

Country	Total proved reserves		Production		R/P ratio*
	Trillion cubic metres	Share of total %	Billion cubic metres	Share of total %	
Iran	34,0	18,2	172,6	5,0	> 100
Russian Federation	32,6	17,4	578,7	16,7	56,4
Qatar	24,5	13,1	177,2	5,1	> 100
Turkmenistan	17,5	9,3	69,3	2,0	> 100
US	9,8	5,2	728,3	21,4	13,4
Saudi Arabia	8,2	4,4	108,2	3,1	75,4
United Arab Emirates	6,1	3,3	57,8	1,7	> 100
Venezuela	5,6	3,0	28,6	0,5	> 100
Nigeria	5,1	2,7	38,6	1,1	> 100
Algeria	4,5	2,4	83,3	2,4	54,1
Australia	3,7	2,0	55,3	1,6	67,6
Iraq	3,6	1,9	1,1	< 0,05	> 100
China	3,5	1,8	162,0	4,7	25,7
Indonesia	2,9	1,5	73,4	2,21	39,2
Canada	2,0	1,1	162,0	4,7	12,5
Norway	1,9	1,0	108,8	3,1	17,7
Egypt	1,8	1,0	48,7	1,4	37,9
Kuwait	1,8	1,0	14,7	0,5	> 100
Kazakhstan	1,5	0,8	17,3	0,6	78,2

* Reserves-to-production (R/P) ratio

On the basis of the figure for the last decade there has occurred the change of leaders. In the early 20th century, Russian Federation produced more gas than the US, but after the collapse in 2009, it has lost his leadership and in recent years, including in 2014, Russian Federation began to taking the second place in the rating of the volume produced of natural gas. US began to show such results thanks to thanks to implementation into operation the efficient production technologies from shale deposits, which is called «shale revolution».

Also worth noting is the fact that both countries, the United States and the Russian Federation, have an obvious superiority over other countries in the production. Talking about neighbors by rating, we can say that all of the remaining countries, except to Canada, considerably increased their gas production. Most significantly increased gas productions are Qatar and Iran through a unique South Pars field and, of course, China. However, it should be noted that since 2010 the world production growth inferior to the previous periods.

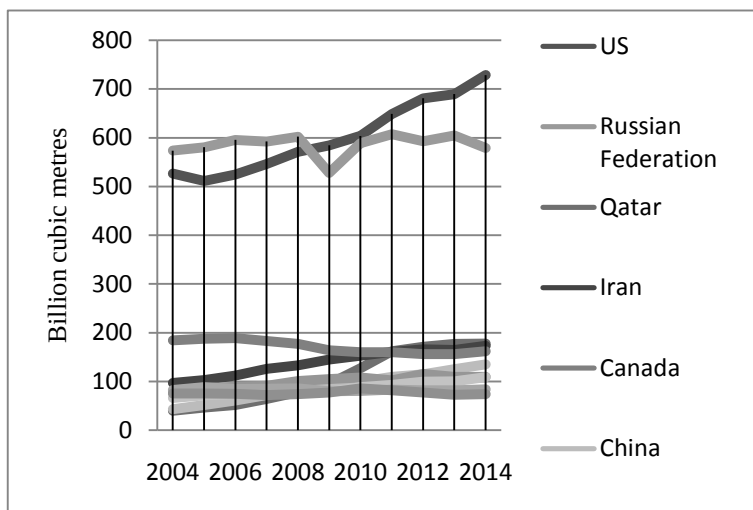


Fig. Production by region

According to the data for 2014, which are shown in the table, the United States updated the record for the production of hydrocarbon gas and reached the mark of 728.3 billion cubic metres / year. The Russian Federation produced 578.7 billion cubic meters / year, which is over 3 times more than Qatar which ranked third with 177 billion m³ / year. The ranking also includes countries as Iran, Canada, China, Norway, Saudi Arabia, Algeria and Indonesia.

Literature

1. URL: www.bp.com (accessed 16 January 2016).

МОДЕЛИРОВАНИЕ СЕЙСМИЧЕСКОГО ОТКЛИКА В БАССЕЙНЕ ТУМАКО (TUMACOVASIN) ГЛИНИСТЫЙ СЛАНЕЦ ДИАПИРА С SEISMIC UNIX

П. Гойес, Г. Рейна

Промышленный университет Сантандера,

молодые учёные, goyes.yesid@gmail.com

Научный руководитель: д.т.н. Г.Д. Жиминез

Аннотация: моделирование сейсмического отклика позволяет математически узнать поведение сигналов в различных средах (структурные условия и изменения скорости). В данной статье описываются варианты сейсмического сигнала, вызванного диапиром в бассейне Тумако (Колумбия).

Ключевые слова: прямое моделирование, диапир, SeismicUnix, Гауссов пучок.

MODELING OF THE SEISMIC RESPONSE IN TUMACO BASIN SHALE DIAPIR WITH SEISMICUNIX

P. Goyes, G. Reina

Industrial University of Santander,

Young Researchers, goyes.yesid@gmail.com

Research Supervisor: Doctor of Geodynamics G.D. Jimenez

Abstract: the modeling of the seismic response allows to know mathematically the behavior of signals in different medium (structural conditions and changes in velocity). This article describes the variations of the seismic signal caused by a diapir in Tumaco basin (Colombia).

Key words: forward modelling, diapir, Seismic Unix, Gaussianbeam.

Introduction. Seismic Unix (SU) is an open source seismic utilities package supported by the Center for Wave Phenomena (CWP) at the Colorado School of Mines (CSM) [2]. The seismic forward modelling is a tool for analyzing the seismic response signal in different geological sections in order to make a better subsurface imaging and understand the arrangement in depth of some complex structures. An example about forward modelling in Llanos Basin (Colombia) is shown [3]. In this paper the seismic response of a seismic section is analyzed before and after the presence of a diapir in Tumaco Basin. The wave propagation is modeled in SU computing Gaussian beam synthetic seismograms for a sloth model.

Tumaco Basin. The onshore Tumaco Basin lies in the southwestern region of Colombia [1]. The basin limit to the north with the Garrapatas fault system; to the south it extend as far as the Colombian-Ecuadorian border; the eastern limit goes along the Cretaceous rocks of the Western Cordillera, and the west limit is the present day coastline of the Pacific ocean. The cross section is shown in figure1.

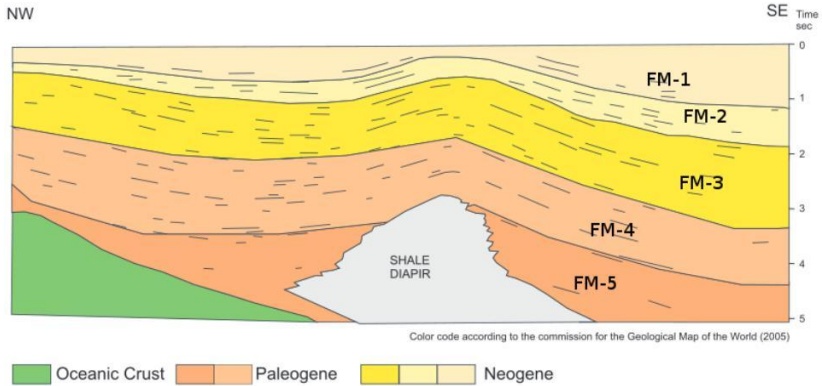


Fig.1. Schematic cross section of Tumaco Basin [1]

Velocity Model Building. The cross section was built with density and seismic velocities which are assigned to examine the seismic response [4]. With trimodel package of SU, different geometries of underneath structure can be observed. The diapir has a velocity of 4.5Km/s and this is often assumed to be a constant in velocity modelling and processing; however, many salt bodies contain varying amounts of anhydrite, (velocity 6.5 Km/s), or K- Mg-rich salts such as sylvinite, carnallite, and tachyhydrite (velocities as slow as 3.5 Km/s) [5]. The Velocity for oceanic crust is 5.09Km/s [6]. Figures 2 and 3 show the triangulated sloth ($1/v^2$) model from which the seismic signal is calculated.

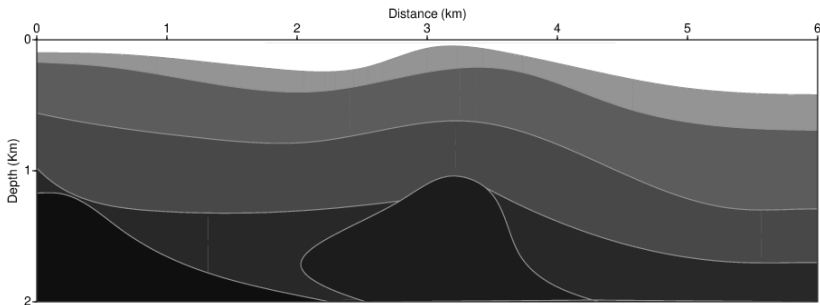


Fig.2. Mathematical Tumaco Basin shale diapir model

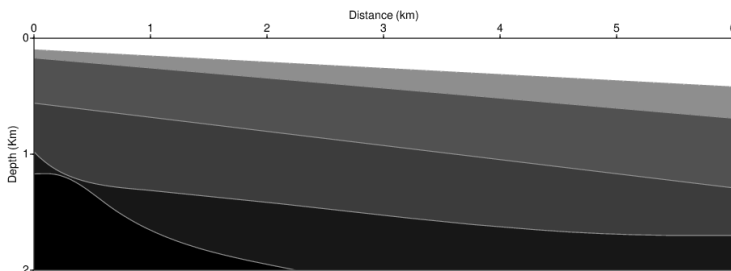


Fig.3. Hypothetical Tumaco Basin before shale diapir

Seismic signal. The synthetic record is generated using a ray-tracing algorithm trimodel, figure 4 show the seismograms before/after the diapir in Tumaco basin (the shot is located at $x = 2.0$ Km); the hypothetical model evidence a signal for 5 reflector (6 layers) as typical hyperbole of a isotropic medium and the oceanic crust reflector has low amplitude because it is isolated in the lower-left area of the model. The presence of Liu, K., Goyes Y., Reina G. 2016 the diapir cause an anomaly in the log of the signal due to interference phenomenon on its surface, then some reflections coming from the oceanic plate are masked by the reflections that occur on the surface of the diapir which is shallower and faster than oceanic plate. The brute stack section shows the signal anomalies at the left zone (fig.5). The final step of the analysis to the presence of the diapir and alternation of the signal is the stacked section which is to analyze various methods of time-depth migration and to recover the phantom reflector for the diapir.

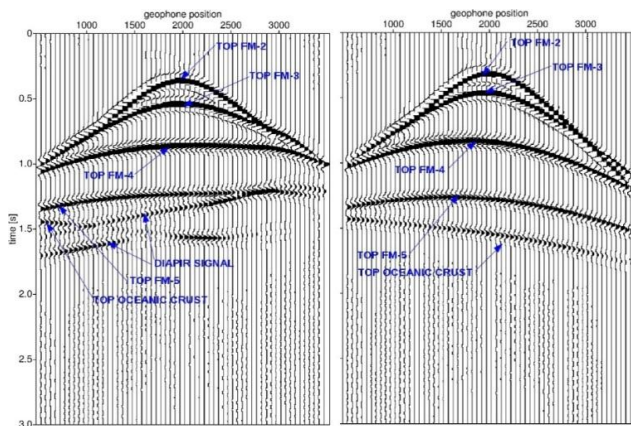


Fig.4. (Right) seismogram from geological section with 5 reflectors before shale diapir, (left) Signal response from shale diapir with amplitude loss for the reflector of the oceanic crust and TOP FM-5

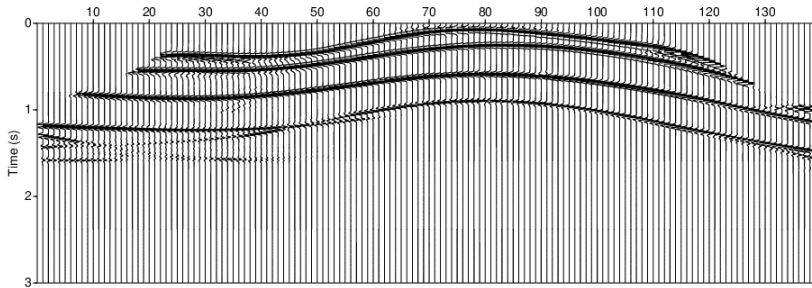


Fig.5. Brute stacksection

Literature

1. Barrero D., Pardo A., Vargas C.A., Martnez F. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. 2007.
2. Cohen, J.K., and Stockwell, Jr. J.W. CWP/SU: Seismic Unix Release No. 43R5: an open source software package for seismic research and processing. Center for Wave Phenomena, Colorado School of Mines. 2013.
3. Graham, S., Lawton, D. and Spratt, D. Sub-thrust imaging: modelling example from the Cusiana oilfield, Llanos Basin, Colombia, CSEG National Convention, Abstract. 2005.
4. Hodgetts, D. and Howell, J.A. Synthetic seismic modelling of a large-scale geological crosssection from the Book Cliffs, Utah, USA, Petroleum Geoscience. 2000. Pp. 221-229.
5. Ian J.F., and Ian D. Seismic imaging in and around salt bodies: problems and pitfalls. 75th EAGE Conference & Exhibition incorporating SPE EUROPEC. 2013.
6. Schreiber E., Fox, J. Density and P-wave velocity of rocks from the 1. FAMOUS region and their implication to the structure of the oceanic crust. Geol. Soc. Am. Bull, 88. 1977. Pp. 600-608.

СОДЕРЖАНИЕ

СЕКЦИЯ 6. ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА.....	3
Абилкаир Д.А. ВЛИЯНИЕ ПОСТСЕДИМЕНТАЦИОННЫХ ПРЕОБРАЗОВАНИЙ НА КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА КАРБОНАТНЫХ ПОРОД НЯДЕЙЮСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	3
Акбашева А.М. МОДЕЛИРОВАНИЕ ЛИТОФАЦИЙ.....	6
Андреев М.О. ВЛИЯНИЕ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ПРОДУКТИВНОСТЬ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ.....	10
Анисимова Д.С. ИЗУЧЕНИЕ НЕКОТОРЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ КОЛЛЕКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА РАЗРАБОТКУ ПЛАСТА В ₃ В ₄ КУДРЯВЦЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	15
Астафьева А.Д., Горбунова С.А. РОЛЬ КАРБОНАТИЗАЦИИ В ИЗМЕНЕНИИ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ (НА ПРИМЕРЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА БУ ₁₀₋₁₁ УРЕНГОЙСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ).....	19
Асфандияров Р.М. ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСТНОСТИ ДУВАНСКОЙ ПЛОЩАДИ.....	22
Ахметзянова Д.И., Назипова А.А. ВЫБОР СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ НЕФТИ АРДАТОВСКОГО ГОРИЗОНТА КРЕМЛЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	26
Ахметов А.Н. НОВЫЙ ВЗГЛЯД О ВЕРЕЙСКИХ ВРЕЗАХ ЗАПАДНОГО СКЛОНА ЮЖНО- ТАТАРСКОГО СВОДА.....	30
Бакытжанова Б.Н., Сейтеков Т.Т. ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСТНОСТИ И РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ КАЗАХСТАНА.....	34
Баранова А.Г., Валеева С.Е. ОСНОВА ПОСТРОЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛЕЙ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	38
Бердина Е.И. ОБОСНОВАНИЕ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСТНОСТИ ПРЕДНИСЕЙСКОГО КРАЕВОГО ПРОГИБА НА ТЕРРИТОРИИ ВОСТОКА ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ И КУЗБАССА.....	42
Боталов А.П. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ СЕКТОРА «MIDSTREAM» В ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ.....	45

СОДЕРЖАНИЕ

Валеева С.Е., Баранова А.Г. ПРИНЦИПЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ БОБРИКОВСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ.....	50
Вычигин Н.А. АНАЛИЗ РАБОТЫ И СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ДОЛОТ ДРОБЯЩЕ-СКАЛЫВАЮЩЕГО И ИСТИРАЮЩЕ-РЕЖУЩЕГО ДЕЙСТВИЯ НА УНЬВИНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ПЕРМСКОГО КРАЯ.....	53
Габдрахманов Д.Т., Дергунова А.В. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СОЛЯНО-КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК НА ПРИМЕРЕ ТУРНЕЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРО- ТАТАРСКОГО СВОДА.....	56
Габдрахманов Д.Т., Михайлова А.Н. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ МЕТАЛЛОВ В ДОМАНИКИТАХ И БАЖЕНИТАХ В КОНТЕКСТЕ ДОБЫЧИ СЛАНЦЕВОЙ НЕФТИ.....	60
Гарипов Р.Р., Ихсанов Н.А., Нургалиева Н.Г. ФАЦИАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ОТЛОЖЕНИЙ ШЕШМИНСКОГО ГОРИЗОНТА ПО КАРОТАЖНЫМ ДИАГРАММАМ.....	64
Гатаулина А.В. ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЖУКОВСКОЙ ПЛОЩАДИ (ЮГО- ВОСТОК ПЕРМСКОГО КРАЯ).....	68
Голдырев А.В. АДАПТАЦИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В СРЕДЕ BOS.....	71
Горбунов А.М. НИСХОДЯЩАЯ МИГРАЦИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ПРИМЕРЕ НЕСКОЛЬКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	74
Горшенин А.В., Викторова Е.М., Савченко П.Д. КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ ДАННЫХ ПРИ ГЕОЛОГИЧЕСКОМ МОДЕЛИРОВАНИИ.....	78
Гумеров А.А. ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ МНОГОПЛАСТОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ.....	82
Гусарец О.Л. ПРОЯВЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ В КРИСТАЛЛИЧЕСКОМ ФУНДАМЕНТЕ ПО ДАННЫМ ГЛУБОКОГО БУРЕНИЯ В ПРЕДЕЛАХ ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ.....	86
Даутова Э.М. ВОЗМОЖНОСТИ СОДЕРЖАНИЯ УВ В ОТЛОЖЕНИЯХ ДОМАНИКОИДНОЙ ФОРМАЦИИ НА ПРИМЕРЕ ЧЕРНУШИНСКОЙ ПЛОЩАДИ.....	89
Денисова К.А. ИСКОПАЕМЫЕ УГЛИ – ИСТОЧНИКИ ЦЕННЫХ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРИМЕСЕЙ (К 130-ЛЕТИЮ ОСНОВАТЕЛЯ УГОЛЬНОЙ ГЕОХИМИИ В.М.ГОЛЬДШМИДТА, НОРВЕГИЯ).....	92
Дергунова А.В. ОСОБЕННОСТИ СОСТАВА ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ВЕНД- НИЖНЕКЕМБРИЙСКИХ ПОРОД СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ.....	96

ГЕОЛОГИЯ В РАЗВИВАЮЩЕМСЯ МИРЕ

Дрёмин Д.С. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА ОБЪЕКТЕ БП ТАРАСОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	100
Есенгалиева Г.С. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КАРАЧАГАНАКСКОГО И АСТРАХАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	104
Жамсаранова А.Б. СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СЕВЕРО-ВОСТОКА РЕСПУБЛИКИ БУРЯТИЯ.....	107
Журба Е.Ю. ИЗУЧЕНИЕ ВЕЩЕСТВЕННОГО СОСТАВА РАННЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РЕСПУБЛИКИ АДЫГЕЯ.....	111
Запольских Д.А. ПРИМЕРЫ И ОСОБЕННОСТИ НЕТРАДИЦИОННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НЕКОТОРЫХ РЕГИОНОВ РОССИИ.....	113
Зарубин Д.С., Колычев И.Ю., Вяткин К.А. РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТЕЙ В ПЛАСТОВЫХ И В ПОВЕРХНОСТНЫХ УСЛОВИЯХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПЕРМСКОГО КРАЯ.....	117
Змеева А.А. СТРОЕНИЕ ИНЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ВЕНДСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРА УРАЛО-ПОВОЛЖЬЯ.....	122
Исхаков Р.Ф. НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ КОМПЛЕКСЫ СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ.....	124
Ихсанов Н.А., Идрисов И.И., Гарипов Р. Р. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СОСТАВА И УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ ШЕШМИНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ (УФИМСКИЙ ЯРУС) В РЕСПУБЛИКЕ ТАТАРСТАН.....	127
Кабанов И.А. ОСОБЕННОСТИ ГЕОТЕКТОНИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ РОСТАШИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ.....	131
Кажумуханова М.З. ОСОБЕННОСТИ ЛИТОЛОГИИ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ МОРЕЯ ЛАПТЕВЫХ.....	135
Карпов Ю.А., Суслова А.А., Пушкарева Д.А. СЕЙСМОСТРАТИГРАФИЯ БАСЕЙНА ШЕЛЬФА ВОСТОЧНО-СИБИРСКОГО МОРЕЯ.....	138
Киричук М.Л. ПОСТРОЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НИЖНЕГО КАРБОНА, ОСЛОЖНЕННЫХ ТУРНЕЙСКО-ВИЗЕЙСКИМИ «ВРЕЗАМИ» НА ПРИМЕР УРШАКСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	141
Киселев Г.А. УСЛОВИЯ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ И ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ РАЙОНА МЕСТОРОЖДЕНИЯ Р. ТРЕБСА.....	145

СОДЕРЖАНИЕ

Корнилова Д.И., Букина В.А., Соловьев Д.Ю. К ВОПРОСУ О РАСПРОСТРАНЕНИИ И ОСВОЕНИИ ЗАЛЕЖЕЙ ТЯЖЕЛЫХ И ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ НА ЮГЕ ПЕРМСКОГО КРАЯ.....	149
Кочнев А.А. АНАЛИЗ ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНОГО СТРОЕНИЯ ТУРНЕЙСКИХ РИФОВ БЕРЕЗНИКОВСКОГО ПАЛЕОПЛАТА.....	154
Кочурова М.Д., Сауткин Р.С. ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ СТРОЕНИЯ ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	158
Краузе Н.А. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМ. СУХАРЕВА.....	162
Курушина Ю.В., Фахрутдинов Э.И. ЛИТОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТА АС-5 СЕВЕРО- КРУТИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	165
Леконцева Е.С. НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ РОССИЙСКОЙ АРКТИКИ.....	169
Липянина А.В. К ВОПРОСУ ОБ ИЗМЕНЧИВОСТИ ОТЛОЖЕНИЙ ВАСЮГАНСКОЙ СВИТЫ ПО ДАННЫМ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН (ВОСТОЧНО- МЕЖОВСКАЯ ПЛОЩАДЬ, ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ).....	173
Лопатина О.А. ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СЕВЕРО- ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ КОМИ-ПЕРМЯЦКОГО ОКРУГА НА ПРИМЕРЕ СКВ. СЕВЕРО-МЫЙСКАЯ №1.....	176
Майков К.Ю. ОСОБЕННОСТИ ПОЛУЧЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА ПРИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ СКВАЖИН.....	180
Макарова О.М. СТРОЕНИЕ И КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ОТЛОЖЕНИЙ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ В ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ТУНДРИНСКОЙ КОТЛОВИНЫ.....	184
Макрушина А.А. ОСОБЕННОСТИ МИНЕРАЛЬНОГО СОСТАВА И СТРУКТУРЫ ЭВАПОРИТОВЫХ ПОКРЫШЕК НЕКОТОРЫХ ГАЗОВЫХ ОБЪЕКТОВ СРЕДНЕЙ АЗИИ.....	187
Маслова Д.С., Ханипова Р.Р. ЛИТОЛОГО-МИНЕРАЛОГИЧЕСКИЕ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ПЕСЧАНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ АШАЛЬЧИНСКОГО БИТУМНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРИ ВОЗДЕЙСТВИИ НА НИХ ВОДЯНЫМ ПАРОМ	191
Матросов В.Ю. ПОСТРОЕНИЕ ТРЕХМЕРНОЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ НА ПРИМЕРЕ ЗАЛЕЖИ ГОРИЗОНТА АС10 ² ЖУМАЖАНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	195

ГЕОЛОГИЯ В РАЗВИВАЮЩЕМСЯ МИРЕ

Меркулова А.А., Нестерова А.С., Ковешников А.Е. СРЕДНЕ-ВЕРХНЕДЕВОНСКИЕ ОБРАЗОВАНИЯ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ГЕОСИНЕКЛИЗЫ В ПЛАНЕ ФОРМИРОВАНИЯ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ ТРЕЩИННОЙ ПРИРОДЫ.....	199
Мингараев Р.А. ДОМАНИКИТЫ ВОЛГО-УРАЛЬСКОГО РЕГИОНА.....	203
Миргалиева А.Р. ИЗУЧЕНИЕ ГЕОЛОГИИ АЛЕКСИНСКОГО ГОРИЗОНТА ЗАПАДНО- ЛЕНИНОГОРСКОЙ ПЛОЩАДИ, С ЦЕЛЮ ВЫРАБОТКИ РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ОСВОЕНИЮ МЕТОДОМ ОРЭ (ОДНОВРЕМЕННО – РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ).....	207
Муравьев А.И. ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ НЕОКОМСКОГО КЛИНОФОРМНОГО КОМПЛЕКСА (АЧИМОВСКАЯ ТОЛЩА) В ПРЕДЕЛАХ СЕВЕРО-САМБУРГСКОЙ ПЛОЩАДИ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ).....	210
Муфтиева З.С. ОСОБЕННОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ ЗАПОЛНЕНИЯ ЛОВУШЕК В ПРЕДЕЛАХ ДОРОХОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	214
Мухамедеев Д.Д. ПЕРСПЕКТИВЫ ДОБЫЧИ ГАЗОВ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ В РОССИИ.....	218
Назипова А.А., Ахметзянова Д.И. ЭФФЕКТИВНОСТЬ БУРЕНИЯ СКВАЖИН МАЛОГО ДИАМЕТРА НА ЗАЛЕЖИ НЕФТИ БОБРИКОВСКОГО ГОРИЗОНТА ГОРНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	222
Нестерова А.С., Меркулова А.А., Ковешников А.Е. ФОРМИРОВАНИЕ В ОРДОВИКСКО-НИЖНЕДЕВОНСКИХ КАРБОНАТНЫХ ОБРАЗОВАНИЯХ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ГЕОСИНЕКЛИЗЫ ПОРОД- КОЛЛЕКТОРОВ ТРЕЩИННОЙ ПРИРОДЫ.....	225
Низамиев Р.И., Шарифуллина Л.Ш., Киришина И.С. ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И «РЕАНИМАЦИЯ» СКВАЖИН НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ ВАСЮГАНСКОЙ СВИТЫ СВЕТЛОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	229
Никитенко Н.Н., Галунзовский А.А. ПЕТРОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА III ПЛАСТА ЧЕРЕМШАНСКОГО ГОРИЗОНТА ПАТРОНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	232
Оленев Я.В. ОСОБЕННОСТИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ.....	236
Осипов В.А. ОБЗОР ПО ПЕРСПЕКТИВАМ НЕФТЕГАЗОНОСТИ КОМИ-ПЕРМЯЦКОГО ОКРУГА.....	240
Паймухин М.А. ЛИТОЛОГО-МИНЕРАЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ НА ПРИМЕРЕ ТЕВЛИНСКО-РУССКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ.....	242

СОДЕРЖАНИЕ

Пентегов И.С. КРАТКИЙ ОБЗОР МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ В РОССИИ И ЗА РУБЕЖОМ.....	244
Перепечина Ю.В. ОСОБЕННОСТИ ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ВЕРХНЕДЕВОНСКОГО КОМПЛЕКСА ГРУППЫ БАГАНСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (ТИМАНО-ПЕЧОРСКАЯ ПРОВИНЦИЯ).....	247
Петрова К.А. ИЗУЧЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ МНОГОПЛАСТОВОГО ЯСНОПОЛЯНСКОГО ОБЪЕКТА АСПИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	251
Петухова Ю.А., Сабельников И.С. СОЗДАНИЕ МОДЕЛИ ТРЕЦИНОВАТОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМ. СУХАРЕВА.....	255
Поздеева К.Г. ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАЛЕЖЕЙ УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	259
Пушкарева Д.А., Суслова А.А., Карпов Ю.А. СЕЙСМОСТРАТИГРАФИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЛАПТЕВОМОРСКОГО БАСЕЙНА.....	261
Расторгуев М.Н. ПЕРСПЕКТИВЫ МИКРОВОЛНОВОГО АНАЛИЗА ШЛАМА В ПРОЦЕССЕ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ.....	265
Сабитов Р.Ф. «ЧЕРНОЕ ЗОЛОТО» – ВЛАСТЕЛИН XX ВЕКА.....	269
Сагиров Р.Н. СИНТЕЗ СИЛИКАГЕЛЯ В ПЛАСТОВЫХ УСЛОВИЯХ ПРИ ПОМОЩИ СОСТАВОВ НА ОСНОВЕ ПЛАВИКОВОЙ КИСЛОТЫ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ.....	272
Садрисламова В.А. ИСТОРИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ИЗУЧЕНИЯ РИФЕЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРА ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ (ПЕРМСКИЙ КРАЙ И УДМУРТИИ).....	276
Сальникова М.Ю. ОБОСНОВАНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВАРИАНТА РАЗРАБОТКИ ПЛАСТА А ₄ КУТУЗОВСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	279
Санникова И.А., Большакова М.А. МОДЕЛИРОВАНИЕ ИСТОРИИ ПОГРУЖЕНИЯ ОСАДОЧНЫХ ПОРОД И ГЕНЕРАЦИЯ УВ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТОЙ В ПРЕДЕЛАХ САЛЫМСКОЙ ПЛОЩАДИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО БАСЕЙНА.....	283
Сафин Р.И. ГЕОЛОГИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ТОЛЩ ЯРУДЕЙСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА.....	287
Сергеева А.С. НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ САХАЛИНСКОГО ШЕЛЬФА.....	291

ГЕОЛОГИЯ В РАЗВИВАЮЩЕМСЯ МИРЕ

Соболев-Шутемов М.К.

О РАЗВИТИИ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН НА ТЕРРИТОРИИ ПЕРМСКОГО КРАЯ..... 295

Султанов И.А.

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ИЗУЧЕНИЮ ПЕСЧАНИКА ПЛАСТА CVI (НА ПРИМЕРЕ АРЛАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ)..... 297

Фатыхова Е.В.

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ СОЛИКАМСКОЙ ДЕПРЕССИИ..... 301

Федорова А.Я.

ПРОБЛЕМЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОРИСТОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД..... 304

Хамидуллина Г.А.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ НЕОТЕКТЕНИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ НА ЗАЛЕЖИ НЕФТИ, ИХ ОКОНТУРИВАНИЕ И ГЕОМЕТРИЗАЦИЯ..... 308

Шайдуллина Д.Т., Ханипова Р.Р.

СТРОЕНИЕ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ В ТЕРРИГЕННЫХ КОМПЛЕКСАХ БОБРИКОВСКОГО ГОРИЗОНТА ЮЖНОГО СКЛОНА ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА..... 312

Шакирянов А.А.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕНОСНОСТИ ОТЛОЖЕНИЙ ПЕРМСКОЙ СИСТЕМЫ АРЛАНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ..... 316

Шакмаев А.Ю.

СОСТАВ И ГЕНЕЗИС КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ БАШКИРСКОГО ЯРУСА ЮСЬКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВЕРХНЕКАМСКОЙ НГО ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НГП..... 319

Шилак С.И.

ПРОБЛЕМА ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРИТОКОВ НА ФЕДОРОВСКОМ НЕФТЕГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ..... 323

Щербакова Е.А.

РАЗВИТИЕ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ И ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ..... 325

Эрман И.И.

МОДЕЛИРОВАНИЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ..... 327

Яхин Т.И.

НЕФТЕГАЗОВЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ЮГО-ВОСТОЧНОГО СКЛОНА БАЙКИТСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ..... 331

СЕКЦИЯ 7. ПРОБЛЕМЫ РЕСУРСОВ, ДИНАМИКИ И ОХРАНЫ ПОДЗЕМНЫХ ВОД..... 335

Алентьев Ю.Ю.

ОСОБЕННОСТИ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА И ИЗМЕНЕНИЯ УРОВНЯ ВОДЫ В ИСТОЧНИКАХ НЕЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ В ИСТРИНСКОМ РАЙОНЕ МОСКОВСКОЙ ОБЛАСТИ..... 335

Антонова А.А., Исмагилова Р.А.

МИКРОБИАЛЬНОЕ РАЗНООБРАЗИЕ В КАРСТОВЫХ ВОДОНОСНЫХ ГОРИЗОНТАХ..... 339

СОДЕРЖАНИЕ

Анюхина А.В. РАЗВИТИЕ СУЛЬФАТНЫХ КАСТЮЩИХСЯ ПОРОД В ПЕРМСКОМ ПРИКАМЬЕ.....	342
Бельтюкова В.Д. ДИНАМИКА ПОДЗЕМНЫХ ВОД КУНГУРСКОЙ ЛЕДЯНОЙ ПЕЩЕРЫ В ПЕРИОД ЛЕТНЕГО ДОЖДЕВОГО ПАВОДКА 2015 Г.....	346
Вербовская В.А., Омельченко О.В. ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЗОНАЛЬНОСТЬ И ХАРАКТЕР ВЗАИМОСВЯЗИ ВОДОНОСНЫХ ГОРИЗОНТОВ ЗОНЫ ГИПЕРГЕНЕЗА ЮЖНОГО ПРЕДУРАЛЬЯ.....	349
Гонтарев М.В. ДАТИРОВАНИЕ ПОДЗЕМНЫХ ВОД СЕВЕРО-ДВИНСКОЙ ВПАДИНЫ.....	353
Гонтарев М.В. РАДИОАКТИВНОСТЬ МИНЕРАЛЬНЫХ ПОДЗЕМНЫХ ВОД СЕВЕРО-ДВИНСКОЙ ВПАДИНЫ.....	357
Горягина А.С. ОБВОДНЕНИЕ ОСНОВНОЙ СРЕДНЕКАМЕННОУГОЛЬНОЙ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ ЗАЛЕЖИ ОРЕНБУРГСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	361
Казakov В.Н., Морева А.М. ИЗУЧЕНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ПОДЗЕМНЫХ ВОД ЧАЙКОВСКОГО РАЙОНА ПЕРМСКОГО КРАЯ.....	365
Кандакова В.В. ИНЖЕНЕРНЫЕ ИЗЫСКАНИЯ ПОД ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОЛИГОНОВ ТБО....	370
Кузьева Е.И. СОВЕТИНСКАЯ КАРСТОВАЯ ДЕПРЕССИЯ.....	374
Морозова Е.В. ВЛИЯНИЕ ТЕХНОГЕНЕЗА НА ГРУНТОВЫЕ ВОДЫ УРБАНИЗИРОВАННЫХ ТЕРРИТОРИЙ.....	377
Некрасов П.В. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ РЕСУРСНОГО ПОТЕНЦИАЛА ПОДЗЕМНЫХ ВОД РОССИИ.....	381
Омельченко О.В., Вербовская В.А. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОБОСНОВАНИЕ ОБМЕННО-АДСОРБЦИОННОЙ ПРИРОДЫ ГИДРОКАРБОНАТНЫХ НАТРИЕВЫХ ВОД ЮЖНОГО ПРЕДУРАЛЬЯ.....	384
Патрушев Н.В., Григорьева А.О. ОЦЕНКА КАЧЕСТВА РОДНИКОВЫХ ВОД ГОРОДА ПЕРМИ.....	388
Романюк Р.В. ПРОДОЛЖЕНИЕ ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ИСТОЧНИКА УРОЧИЩА ПЕРНАЯГ.....	391
Стромова Н.А. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ВОДООБИЛЬНОСТИ СЕРРАВАЛИЙСКОГО И ТОРТОН-ГЕЛАЗСКОГО ВОДОНОСНЫХ ГОРИЗОНТОВ ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ТАМБОВСКОЙ ОБЛАСТИ.....	394

ГЕОЛОГИЯ В РАЗВИВАЮЩЕМСЯ МИРЕ

Шульга И.А.

ОСОБЕННОСТИ РАСТВОРИМОСТИ СУЛЬФАТНЫХ КАРСТУЮЩИХСЯ ПОРОД ПО РЕЗУЛЬТАТАМ НАТУРАЛЬНЫХ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	398

СЕКЦИЯ 8. ГЕОЭКОЛОГИЯ И ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ..... 403

Ахметшин Р.Р.

О ВЛИЯНИИ ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА РАСПРОСТРАНЕННОСТЬ ЗЛОКАЧЕСТВЕННЫХ НОВООБОРАЗОВАНИЙ НА ТЕРРИТОРИИ РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН.....	403

Аюпова Э.Я.

ЭКОЛОГО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ТЕРРИТОРИИ ВОЛГОГРАДСКОГО ПОДЗЕМНОГО ХРАНИЛИЩА ГАЗА.....	405

Боженко Н.П., Межибор А.М.

СФАГНОВЫЙ МОХ КАК ИНДИКАТОР ГЕОХИМИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ ТЕРРИТОРИИ ПРОИЗРАСТАНИЯ.....	409

Борисова В.Е.

ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ПОДЗЕМНЫХ ВОД ПОСЛЕ ЛИКВИДАЦИИ ШАХТ В БЕЛОКАЛИТВИНСКОМ РАЙОНЕ ВОСТОЧНОГО ДОНБАССА.....	413

Борлаков М.Х.

ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ТУРИЗМА В ЗАБАЙКАЛЬСКОМ КРАЕ.....	417

Бурдуковский В.В.

ВЛИЯНИЕ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА ДЖИДИНСКОГО ГОРНООБОГАТИТЕЛЬНОГО КОМБИНАТА НА ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ ПОДЗЕМНЫХ ВОД (Г. ЗАКАМЕНСК).....	421

Валеева О.А.

ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ДЕГАЗАЦИЯ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ КАК СПОСОБ УЛУЧШЕНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ОБСТАНОВКИ В УГЛЕДОБЫВАЮЩЕМ РЕГИОНЕ.....	425

Веневская Н.Н.

К ВОПРОСУ ОБ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ КАТАСТРОФЕ ГОРОДА БАЛЕЙ (ЗАБАЙКАЛЬСКИЙ КРАЙ).....	429

Галлямов Р.Р., Зотина К.Э.

ГЕОХИМИЯ СНЕГОВОГО ПОКРОВА Г. КАЗАНИ И ЕГО ОКРЕСТНОСТЕЙ.....	433

Даль Л.И.

ПЕРМСКАЯ СЕЛИТЕБНАЯ ЗОНА – ОБЪЕКТ СОЦИАЛЬНО-ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ОПАСНОСТИ.....	436

Деменев А.Д.

БИОЦЕМЕНТАЦИЯ ПЕСЧАНЫХ ГРУНТОВ.....	440

Журкова И.С., Рубанов М.В.

МХИ КАК ИНДИКАТОРЫ МИГРАЦИИ ТОКСИЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ В УСЛОВИЯХ ЛЕСНЫХ ПОЖАРОВ.....	443

СОДЕРЖАНИЕ

Ионкина Д.С. ЭКОЛОГО-ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ ГРУНТОВ ВЫБОРГСКОГО РАЙОНА (Г. САНКТ-ПЕТЕРБУРГА) ОРГАНИЧЕСКИМИ ПОЛЛЮТАНТАМИ (НЕФТЕПРОДУКТЫ И БЕНЗ(А)ПИРЕН).....	448
Какпанова А.К. О ГЕОХИМИЧЕСКОМ СОСТОЯНИИ РАСТИТЕЛЬНОСТИ ИРТЫШ- ИШИМСКОГО МЕЖДУРЕЧЬЯ.....	450
Какпанова А.К. К ВОПРОСУ О ГЕОХИМИЧЕСКОМ СОСТОЯНИИ ПОВЕРХНОСТНЫХ ВОД ИРТЫШ-ИШИМСКОГО МЕЖДУРЕЧЬЯ.....	454
Карманова А.В. ТРАНСФОРМАЦИЯ ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ БАСЕЙНА Р.ТОМИ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ КРАПИВИНСКОГО ВОДОХРАНИЛИЩА.....	457
Коптелин С.В. ВОЗДЕЙСТВИЕ ТЕХНОГЕНЕЗА НА КАРСТ ПЕРМСКОГО КРАЯ.....	461
Курлянов Н.А., Зотина К.Э. ТЕХНОГЕНЕЗ И ВОДНЫЙ БАЛАНС ОЗЕР В ОКРЕСТНОСТЯХ Г. КАЗАНИ.....	463
Макаревич Т.Г. ОЦЕНКА ТЕХНОГЕННОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПОЧВ ТЕРРИТОРИИ АГЛОМЕРАЦИИ Г. ГОРНО-АЛТАЙСКА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИЗУЧЕНИЯ ВЕЩЕСТВЕННОГО СОСТАВА И КАППАМЕТРИИ.....	467
Максимова А.Ю. СОДЕРЖАНИЕ ТЯЖЕЛЫХ МЕТАЛЛОВ В ВОДНЫХ РАСТЕНИЯХ СЕМЕЙСТВА РЯСКОВЫХ НА ТЕРРИТОРИИ ТОМСКОГО РАЙОНА.....	471
Мележ Т.А., Моляренко В.Л. ЭКОЛОГО-ГЕОМОРФОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ УРБАНИЗИРОВАННЫХ ТЕРРИТОРИЙ.....	475
Назарова С.А. РОЛЬ РАДОНА В РАДИАЦИОННОЙ НАГРУЗКЕ НА ОРГАНИЗМ ЧЕЛОВЕКА.....	479
Низамова Л.Р. ВЛИЯНИЕ ГЕОХИМИЧЕСКИХ И ЭКОЛОГО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА РАСПРОСТРАНЕННОСТЬ ЗАБОЛЕВАНИЙ ЩИТОВИДНОЙ ЖЕЛЕЗЫ В ПРЕДЕЛАХ РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН.....	482
Пастухова В.А. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЙ МЕТОД ПЕРЕРАБОТКИ КАК РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ ОБРАЩЕНИЯ С ТВЕРДЫМИ КОММУНАЛЬНЫМИ ОТХОДАМИ.....	486
Пастухова В.А. ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ ТЕОРИИ СИНТЕЗА ВЯЖУЩИХ ВЕЩЕСТВ В ДИСПЕРСНЫХ ГРУНТАХ КАК ФУНДАМЕНТАЛЬНОЙ ОСНОВЫ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКОЙ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕРАБОТКИ ОТХОДОВ.....	489
Подлипский И.И. БИОЦЕНОЗ СВАЛОЧНЫХ ГРУНТОВ ЛЕНИНГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ.....	492

ГЕОЛОГИЯ В РАЗВИВАЮЩЕМСЯ МИРЕ

Покаяева К.А. РАДИОАКТИВНОЕ ЗАГРЯЗНЕНИЕ ПОДЗЕМНЫХ ВОД В РАЙОНЕ ГОРОДА ОЗЁРСКА.....	495
Полещук Л.О. РОЛЬ НАЦИОНАЛЬНЫХ ПАРКОВ В РАЗВИТИИ ТУРИЗМА НА ТЕРРИТОРИИ СИБИРСКОГО РЕГИОНА.....	498
Проничева Е.Л. АГРЕССИВНОСТЬ ГРУНТОВЫХ ВОД НА ТЕРРИТОРИИ Г. ПЕРМИ.....	500
Северов М.П., Харьковина М.А. ВЛИЯНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА ГАЗОГЕОХИМИЧЕСКУЮ ОПАСНОСТЬ ГРУНТОВ.....	504
Сединин А.М. ФАКТОРЫ МИГРАЦИИ НЕФТЕПРОДУКТОВ В ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЕ.....	507
Сошникова А.С. ИЗМЕНЕНИЕ КАЧЕСТВА РЕСУРСА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ПРОСТРАНСТВА ТЕРРИТОРИИ ДЕНИСОВСКОГО УГОЛЬНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	510
Ташлыков В.С. ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТВЕРДЫХ И ЖИДКИХ ОТХОДОВ ПЕРЕРАБОТКИ РУД БОМ-ГОРХОНСКОГО ВОЛЬФРАМОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	515
Шихова А.М. ОЦЕНКА ПРИГОДНОСТИ РЕЛЬЕФА ТЕРРИТОРИИ МИКРОРАЙОНА СТЕПАНОВКА (Г. ТОМСК) ДЛЯ РАЗВИТИЯ РЕКРЕАЦИИ.....	519
СЕКЦИЯ 9. ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ В НАУКАХ О ЗЕМЛЕ.....	523
Белобородов А.В. ИЗУЧЕНИЕ РУСЛОВЫХ ДЕФОРМАЦИЙ НИЖНЕЙ ВОЛГИ МЕТОДАМИ ГИС-АНАЛИЗА.....	523
Гильмутдинов Р.Р. ПРИМЕНЕНИЕ ГИС-ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ АНАЛИЗЕ ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ ПОЛЕЙ ТЕРРИТОРИИ ПЕРМСКОГО КРАЯ.....	526
Кузнецов С.С. НЕОБХОДИМОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ ПЕРВИЧНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ ГОРНЫХ ВЫРАБОТОК.....	531
Кулакова Н.В. ОЦЕНКА ЗАПАСОВ НЕФТИ ОЗЕРНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ГЕОИНФОРМАЦИОННОЙ СИСТЕМЕ ARCGIS.....	535
Семенюк А.С. СОЗДАНИЕ ГИС ГОРОДА МОЛОДЕЧНО И ПРОСТРАНСТВЕННЫЙ АНАЛИЗ ЕГО РЕЛЬЕФА.....	539
Янкович К.С. ПРИМЕНЕНИЕ ДАННЫХ МУЛЬТИСПЕКТРАЛЬНЫХ КОСМИЧЕСКИХ СЪЕМОК ДЛЯ ИНВЕНТАРИЗАЦИИ ЗЕМЕЛЬ ЛЕСНОГО ФОНДА.....	543

СОДЕРЖАНИЕ

СЕКЦИЯ 10. ГЕОЛОГИЯ НА АНГЛИЙСКОМ ЯЗЫКЕ.....	548

Аксюков О.Ю.

ОБЪЕМНАЯ ФИЗИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ЗОЛОТОРУДНЫХ ОБЪЕКТОВ ЧИНГАСАНСКОГО РУДНОГО УЗЛА (ЕНИСЕЙСКИЙ КРЯЖ).....	548

Боталов А.П.

ДОКАЗАННЫЕ ЗАПАСЫ И ДОБЫЧА ПРИРОДНОГО ГАЗА В МИРЕ.....	550

Гойес П., Рейна Г.

МОДЕЛИРОВАНИЕ СЕЙСМИЧЕСКОГО ОТКЛИКА В БАСЕЙНЕ ТУМАКО (TUMACO BASIN) ГЛИНИСТЫЙ СЛАНЕЦ ДИАПИРА С SEISMIC UNIX.....	553

CONTENTS

SECTION 6. OIL AND GAS RESOURCES GEOLOGY.....	3
Abilkair D.A. EFFECTS OF POST-DEPOSITIONAL CHANGES ON CARBONATE RESERVOIR QUALITY NADEUSKY OIL FIELD.....	3
Akbasheva A.M. MODELING OF FACIES.....	6
Andreyanov M.O. INFLUENCE OF FRACTURING ON PRODUCTIVITY OF LOW-PERMEABILITY RESERVOIRS WESTERN SIBERIA.....	10
Anisimova D.S. STUDY OF SOME FEATURES OF GEOLOGICAL RESERVOIR AFFECTING THE DEVELOPMENT OF FORMATION V ₃ V ₄ KUDRYAVTSEVSKOYE FIELD.....	15
Astafeva A.D., Gorbunova S.A. ROLE OF CARBONATIZATION IN CHANGE OF TERRIGENOUS RESERVOIRS (IN CASE OF PRODUCTIVE LAYER BU ₁₀₋₁₁ OF THE URENGOY OIL-GAS CONDENSATE FIELD).....	19
Asfandiyarov R.M. OIL AND GAS POTENTIAL OF THE DUVAN AREA.....	22
Akhmetzyanova D.I., Nazipova A.A. DEVELOPMENT SYSTEM CHOOSING FOR ARDATOV HORIZON OIL DEPOSITS OF KREMLEVSKOE FIELD.....	26
Akhmetov A.N. NEW VIEW ABOUT VEREISKIAN CHANNEL THE WESTERN SLOPES OF THE SOUTH TATAR CREST.....	30
Bakytzhanova B.N., Seytekov T.T. PROSPECTS OF OIL-AND-GAS CONTENT AND DEVELOPMENT OF THE OIL AND GAS INDUSTRY OF KAZAKHSTAN.....	34
Baranova A.G., Valeeva S.E. BASES OF CONSTRUCTION OF GEOLOGICAL AND HYDRODYNAMIC OIL FIELDS MODELS.....	38
Berdina E.I. JUSTIFICATION OF PROSPECTS OF OIL-AND-GAS CONTENT OF THE PREYENISEI REGIONAL DEFLECTION IN THE TERRITORY OF THE EAST OF THE TOMSK REGION AND KUZBASS.....	42
Botalov A.P. THE MODERN STATE OF THE SECTOR «MIDSTREAM» IN THE GAS INDUSTRY.....	45
Valeeva S.E., Baranova A.G. MODELING PRINCIPLES OF COMPLEX BOBRIKOV OIL DEPOSITS.....	50

CONTENTS

Vychigin N.A. ANALYSIS OF WORK AND COMPARATIVE CHARACTERISTICS OF BITS CRUSHING-CHOPPING AND ERASING-CUTTING ACTION OF THE UNVINSKOYE OIL FIELD IN THE PERM REGION.....	53
Gabdrakhmanov D.T., Dergunova A.V. ANALYSIS OF THE EFFICIENCY OF APPLICATION OF HYDROCHLORIC ACID TREATMENTS BY THE EXAMPLE OF TOURNAISIAN DEPOSITS OF THE NORTH-TATARARCH.....	56
Gabdrakhmanov D.T., Mikhaylova A.N. METALS DISTRIBUTION IN DOMANIC AND BAZHENOV SHALES IN THE CONTEXT OF THE SHALE OILPRODUCTION.....	60
Garipov R.R., Ihsanov N.A., Nurgalieva N.G. FACIES ANALYSIS OF SEDIMENT OF SHESHMIN HORIZON FROM WIRELINE LOGS.....	64
Gataulina A.V. OIL AND GAS PROSPECTS ZHUKOVSKAYA AREA (SOUTH-EAST OF PERM KRAI).....	68
Goldyrev A.V. HYDRODYNAMIC MODEL ADAPTATION OIL FIELDS IN THE ENVIRONMENT BOS.....	71
Gorbunov A.M. DOWNWARD MIGRATION OF HYDROCARBONS IN SEVERAL FIELDS.....	74
Viktorova E.M., Gorshenin A.V., Savchenko P.D. COMPREHENSIVE ANALYSIS OF THE DATA FOR GEOLOGICAL MODELING.....	78
Gumerov A.A. OPTIMIZATION OF SYSTEM OF DEVELOPMENT OF THE MULTILAYER FIELD OF HIGH VISCOSITY OIL.....	82
Gusarets O.L. MANIFESTATION IN THE CRYSTALLINE BASEMENT PETROLEUM BASED ON DRILLING DEEP WITHIN THE ORENBURG REGION.....	86
Dautova E.M. POSSIBLE CONTAIN OF HYDROCARBONS IN SEDIMENTS OF DOMANIK FORMATION IN PERM REGION.....	89
Denisova K.A. COAL RESOURCES - SOURCES OF INDUSTRIAL IMPURITIES (THE 130TH ANNIVERSARY OF THE FOUNDER COAL GEOCHEMISTRY V.M.GOLDSHMIDTA, NORWAY).....	92
Dergunova A.V. FEATURES OF THE COMPOSITION ORGANIC MATTERVENDIANLOWER- CAMBRIAN ROCKSOFTHE SIBERIAN PLATFORM.....	96
Dremine D.S. EFFECTIVENESS RESERVOIR PRESSURE MAINTENANCE RESERVOIR BP TARASOVSKOYE FIELD.....	100
Yessengaliyeva G.S. COMPARATIVE ANALYSIS OF OIL-AND-GAS CONTENT OF KARACHAGANAK AND ASTRAKHAN FIELDS.....	104

ГЕОЛОГИЯ В РАЗВИВАЮЩЕМСЯ МИРЕ

Zhamsaranova A.B. STRUCTURAL AND TECTONIC PREREQUISITES OF PROSPECTS OF OIL- AND-GAS CONTENT OF THE NORTHEAST OF THE REPUBLIC OF BURYATIA.....	107
Zhurba E.Y THE STUDY OF THE MATERIAL COMPOSITION OF THE LOWER CRETACEOUS DEPOSITS OF GAS CONDENSATE FIELDS OF THE REPUBLIC OF ADYGEA.....	111
Zapolskikh D.A. EXAMPLES AND FEATURES OF UNCONVENTIONAL COLLECTORS IN SOME REGIONS OF RUSSIA.....	113
Zarubin D.S., Kolychev I.U., Vyatkin K.A. RHEOLOGICAL OIL PROPERTIES IN SURFACE AND RESERVOIR CONDITIONS OF THE PERM REGION DEPOSITS.....	117
Zmeeva A.A. STRUCTURE AND PETROLEUM POTENTIAL OF VENDIAN DEPOSITS OF THE NORTH OF THE URAL- VOLGA REGION.....	122
Iskhakov R.F. OIL AND GAS COMPLEXES NORTH OF WESTERN SIBERIA.....	124
Ikhsanov N.A., Idrisov I.I., Garipov R.R. GENERAL CHATACTERISTICS OF COMPOSITION AND SEDIMENTATION CONDITIONS OF SHESHMINSKY RESERVOIR (UFIMSKY FORMATION) IN REPUBLIC OF TATARSTAN.....	127
Kabanov I.A. FEATURES OF TECTONIC STRUCTURE AND OIL-AND-GAS CONTENT OF ROSTASHINSKOYE OIL FIELD OF ORENBURG REGION.....	131
Kazhumukhanova M.Z. LITHOLOGICAL FEATURES OF BED SEDIMENTS IN THE NOTHERN PART OF THE LAPTEV SEA.....	135
Karpov Yu.A., Suslova A.A., Pushkareva D.A. SEISMOSTRATIGRAPHY OF EAST SIBERIAN SEA SHELF BASIN.....	138
Kirichuk M.L. A GEOLOGICAL MODEL OF CARBONATE DEPOSITS OF THE LOWER CARBONIFEROUS, COMPLICATED TOURNAISIAN-UISEAN «INCISED- VALLEY» URSHAKSKOGO FIELD.....	141
Kiselev G.A. THE CONDITIONS OF SEDIMENTATION AND THE HISTORY OF THE DEVELOPMENT OF R. TREBS OIL FIELD.....	145
Kornilova D.I., Bukina V.A., Solovov D.Yu. THE LOCATION AND DEVELOPMENT OF DEPOSITS OF HEAVY AND HIGH VISCOSITY OIL IN THE SOUTH OF PERM REGION.....	149
Kochnev A.A. ANALYSIS OF LITHOFACIES THE TOURNAISIAN REEFS STRUCTURE BEREZNIKI PALEOPLATO.....	154
Kochurova M.D., Sautkin R.S. BASIC STRUCTURE MODEL YURUBCHENO-TOKHOMSKOYE DEPOSIT.....	158
Krauze N.A. PHYSICAL AND CHEMICAL PROPERTIES OF OIL FIELDS OF SUKHAREV ...	162

CONTENTS

Kurushina J.V., Fakhrutdinov E.I. THE LITHOLOGIC CHARACTERISTIC OF THE LAYER AC-5 SEVERO-KRUTINSKOE FIELD.....	165
Lekontseva E.S. PETROLEUM POTENTIAL OF RUSSIAN ARCTIC.....	169
Lipyanina A.V. TO THE QUESTION ABOUT THE VARIABILITY OF THE SEDIMENTS OF THE VASYUGAN FORMATION ON GEOPHYSICAL RESEARCHES OF WELLS (EAST-MIROWSKA AREA, WESTERN SIBERIA).....	173
Lopatina O.A. PROBLEMS AND POTENTIAL OF NORTHWESTERN KOMI-PERMYATSKY DISTRICT FOR EXAMPLE SLE. NORTH MYYSKAYA №1.....	176
Maikov K.Y. SPECIFICS OF THE RESERVOIR PARAMETERS RECEIVING DURING WELL TESTING.....	180
Makarova O.M. STRUCTURE AND RESERVOIR PROPERTIES OF DEPOSITS OF THE BAZHENOV FORMATION IN THE CENTRAL PART OF TUNDRIN DEPRESSION.....	184
Makrushina A.A. FEATURES OF MINERAL COMPOSITION AND STRUCTURE OF EVAPORITES CAPROCKS OF SOME GAS OBJECTS OF CENTRAL ASIA...	187
Maslova D.S., Hanipova R.R. LITHOLOGICAL MINERALOGICAL TRANSFORMATION SANDSTONE RESERVOIRS ASHALCHINSKOYE BITUMEN DEPOSITS WHEN EXPOSED TO WATER VAPOR.....	191
Matrosov V.Y. DRAWING 3D-GEOLOGIC MODEL ON EXAMPLE OF BED OF AC ₁₀ ² -HORIZON OF ZHUMAZHAN FIELD.....	195
Merkulova A.A., Nesterova A.S., Koveshnikov A.E. MIDDLE- UPPER DEVONIAN DEPOSITS WEST SIBERIAN GEOSYNECLISE IN TERMS OF THE FORMATION OF RESERVOIR ROCKS CRACK NATURE...	199
Mingaraev R.A. DOMANICITES OF VOLGA-URAL REGION.....	203
Mirgalieva A.R. STUDY OF GEOLOGY ALEKSIN HORIZON WEST AREA LENINOGORSK, TO MAKE RECOMMENDATIONS ON THE DEVELOPMENT METHOD OF SSO (SIMULTANEOUS – SEPARATE OPERATION).....	207
Muravev A.I. THE GEOLOGICAL STRUCTURE OF NEOCOMIAN WEDGE-LIKE COMPLEX (ACHIMOV SEQUENCE) WITHIN NORTH SAMBURG AREA (WEST SIBERIA).....	210
Muftieva Z.S. ESPECIALLY THE DISTRIBUTION COEFFICIENTS OF FILLING TRAPS WITHIN DOROHOVSKY FIELD.....	214
Mukhamadeev D.D. PROSPECTS OF DEVELOPMENT OF GAS FROM COAL BEDS IN RUSSIA.....	218

ГЕОЛОГИЯ В РАЗВИВАЮЩЕМСЯ МИРЕ

Nazipova A.A., Akhmetzyanova A.I.	
EFFICIENCY OF DRILLING OF SMALL DIAMETER WELLS IN THE GORNOGO OIL FIELD OF BOBRIKOVSKY LAYER.....	222
Nesterova A.S., Merkulova A.A., Koveshnikov A.E.	
FORMATION RESERVOIR ROCK CRACKS NATURE ORDOVICIAN-LOWER DEVONIAN CARBONATE FORMATIONS WEST SIBERIAN GEOSYNECLISE..	225
Nizamiev R.I., Sharifullina L.S., Kirshina I.S.	
THE GEOLOGICAL CHARACTERISTIC OF SVETLOE OIL FIELD'S VASYUGAN SUITE AND WELL RECOVERY.....	229
Nikitenko N.N., Galunzovsky A.A.	
PETROPHYSICAL CHARACTERISTICS III RESERVOIR CHEREMSHANSKAYA PATRONOVSKOGO HORIZON FIELD.....	232
Olenev Ya.V.	
FEATURES OF INTERPRETATION RESULTS OF WELL TESTING IN HORIZONTAL WELLS.....	236
Osipov V.A.	
REVIEW ON THE PROSPECTS OF KOMI-PERMIAN DISTRICT OIL-BEARING	240
Paymukhin M.A.	
LITOLOGY AND MINERALOGY CHARACTERISTIC OF BAGEN FORMATION ON «TEVLIN» OILFIELD ON WESTERN SIBERIA.....	242
Pentegov I.S.	
SYNOPSIS OF HEAVY OIL IN RUSSIA AND ABROAD.....	244
Perepechina Y.V.	
FEATURES OF THE LITHOLOGY AND STRATIGRAPHY STRUCTURE UPPER DEVONIAN COMPLEX BAGAN GROUP OF FIELDS (TIMANO-PECHORA PROVINCE).....	247
Petrova K.A.	
STUDY OF GEOLOGICAL STRUCTURE MULTILAYER YASNOPOLYANSKAYA DEPOSIT OBJECT ASPINSKOGO.....	251
Petuhova Y.A., Sabelnikov I.S.	
CREATION THE MODEL OF FRACTURE IN SUKHAREV FIELD.....	255
Pozdeeva K.G.	
PERFORMANCE OF DEPOSITS OF URENGOY FIELD.....	259
Pushkareva D.A., Suslova A.A., Karpov Yu.A.	
SEISMOSTRATIGRAPHIC ANALYSIS AND OIL AND GAS POTENTIAL OF LAPTEV SEABASIN.....	261
Rastorguev M.N.	
PROSPECTS OF THE MICROWAVE SLUDGE ASSAY IN THE PROCESS OF WELL CONSTRUCTION.....	265
Sabitov R.F.	
«BLACK GOLD» – THE LORD OF THE 20TH CENTURY.....	269
Sagirov R.N.	
SYNTHESIS OF SILICA GEL IN RESERVOIR BY HYDROFLUORIC COMPOSITIONS TO ENHANCE OIL RECOVERY.....	273

CONTENTS

Sadrislamova V.A. HISTORICAL ASPECTS OF THE STUDY RIPHEAN DEPOSITS OF THE NORTH VOLGA-URAL OIL AND GAS PROVINCE (PERM REGION AND UDMURTIA).....	276
Salnikova M.Y. GEOLOGIC EFFICIENCYJUSTIFIES THEOPTIONS FOR DEVELOPING THE A ₄ LAYER OF KUTUZOVSKYOIL FIELD.....	279
Sannikova I.A., Bolshakova M.A. BURIAL HISTORY OF SEDIMENTARY ROCKS AND MODELING OF HC GENERATION FROM BAZHENOV FORMATION WITHIN SALYM WELL- AREA OF WEST SIBERIA BASIN.....	283
Safin R.I. GEOLOGY OF OIL AND GAS RECOVERY YARUDEY OIL AND GAS REGION	287
Sergeeva A.S. PETROLEUM POTENTIAL OF SAKHALIN SHELF.....	291
Sobolev-Shutemov M.K. ABOUT THE DEVELOPMENT OF THE GEOLOGICAL AND TECHNOLOGICAL RESEARCHES OF OIL WELLS IN THE TERRITORY OF PERM REGION.....	295
Sultanov I.A. INTEGRATED APPROACH TO THE STUDY OF SANDSTONE RESERVOIR CVI (ON THE EXAMPLE OF DEPOSIT ARLANSKOE VOLGA-URAL OIL AND GAS PROVINCES).....	297
Fatyhova E.V. PETROLEUM POTENTIAL OF THE SOLIKAMSK DEPRESSION.....	301
Fedorova A.Ya. THE PROBLEMS OF DETERMINIG THE POROSITY OF THE ROCK.....	304
Khamidullina G.A. RESEARCH OF THE INFLUENCE OF NEOTECTONIC PROCESSES IN THE OIL RESERVOIR, CONTOURING AND GEOMETRIZATION.....	308
Shaidullina D.T., R.R. Hanipova STRUCTURE OF OIL DEPOSITS IN THE TERRIGENOUS COMPLEX BOBRIKOVIAN THE SOUTHERN SLOPE OF THE SOUTH TATAR CREST.....	312
Shakiryanov A.A PORSPECTIVE PETROLEUM-BEARING DEPOSIT OF THE PERMIAN SYSTEM ARLAN OIL FIELD.....	316
Shakmaev A.J. COMPOSITION AND GENESIS OF CARBONATE ROCKS BASHKIRIAN STAGE YUSKINSKOY DEPOSIT VERHNEKAMSK OGR VOLGA-URAL OIL AND GAS AREA.....	319
Shilak S.I. PROBLEM ISOLATION WATER INFLOW ON FEDOROVSKOYE FIELD.....	323
Sherbakova E.A. DEVELOPMENT HEAVY OIL AND NATURAL BITUMEN.....	325
Erman I.I. MODELING OF PETROLEUM SYSTEMS.....	327

ГЕОЛОГИЯ В РАЗВИВАЮЩЕМСЯ МИРЕ

Yakhin T.I.

OIL AND GAS POTENTIAL OF THE SOUTH-EASTERN SLOPE OF BAIKIT ANTECLISE.....	331

SECTION 7. PROBLEMS OF GROUNDWATER RESOURCES, DYNAMICS AND PROTECTION.....	335

Alentiev Y.Y.

FEATURES OF CHEMICAL COMPOSITION AND CHANGES IN THE LEVELS OF WATER IN THE CENTRALIZED WATER SUPPLY SOURCES IN THE ISTRA DISTRICT OF MOSCOW REGION.....	335

Antonova A.A., Ismagilova R.A.

MICROBIAL DIVERSITY IN KARST AQUIFERS.....	339

Anukhina A.V.

DEVELOPMENT SULPHATIC KARST ROCKS IN PERM REGION	342

Beltyukova V.D.

THE DINAMIC OF GROUNDWATER OF THE KUNGUR ICE CAVE IN THE PERIOD A SUMMER RAIN FLOOD IN 2015.....	346

Verbovskaya V.A., Omelchenko O.V.

HYDROGEOLOGICAL ZONING AND CHARACTER OF INTERRELATION AQUIFER ZONE HIPERGENESIS OF SOUTHERN PRE-URALS.....	349

Gontarev M.V.

GROUNDWATER DATING OF THE NORTHERN DVINA BASIN.....	353

Gontarev M.V.

RADIOACTIVITY OF MINERAL GROUNDWATER OF THE NORTHERN DVINA BASIN.....	357

Goryagina A.S.

WATERING OF THE MAIN MIDDLE CARBONIFEROUS GAS-CONDENSATE DEPOSITS OF THE ORENBURG OIL AND GAS CONDENSATE FIELD.....	361

Kazakov V.N., Moreva A.M.

THE STUDY OF THE CHEMICAL COMPOSITION OF THE GROUNDWATER DISTRICT TCHAIKOVSKY PERM KRAI.....	365

Kandakova V.V.

ENGINEERING SURVEYS FOR DESIGNING LANDFILL.....	370

Kuzyaeva E.I.

SOVETINSKAYA KARST DEPRESSION.....	374

Morozova E.V.

TECHNOGENESIS INFLUENCE ON GROUNDWATER OF THE URBANIZED TERRITORIES.....	377

Nekrasov P.V.

PROSPECTS OF RESOURCE POTENTIAL OF UNDERGROUND WATER RUSSIA.....	381

Omelchenko O.V., Verbovskaya V.A.

EXPERIMENTAL SUBSTANTIATIO OF EXCHANGE-ADSORPTION OF NATURE HYDROCARBONATE SODIUM WATERS OF SOUTHERN PRE-URALS.....	384

CONTENTS

Patrushev N.V., Grigorieva A.O. QUALITY ASSESSMENT OF SPRING WATER IN PERM.....	388
Romanyuk R.V. CONTINUED OF THE HYDROGEOCHEMICAL RESEARCH SOURCE BOUNDARY PERNAYAG.....	391
Stromova N.A. COMPARATIVE ANALYSIS OF THE WATER ABUNDANCE SERRAVALIYSKY AND TORTON-GELAZSKIY OF THE WATER BEARING HORIZONS WESTERN PART OF THE TAMBOV REGION.....	394
I.A. Shulga FEATURES OF SOLUBILITY KARST OF SULPHATIC BREEDS BY RESULTS OF NATURAL PILOT STUDIES.....	398
SECTION 8. ENVIRONMENTAL GEOLOGY.....	403
Akhmetshin R.R. ABOUT GEOECOLOGICAL INFLUENCE ON PREVALENCE OF THE CANCER DISEASES ON REPUBLIC OF BASHCORTOSTAN TERRITORY.....	403
Ayupova E.Y. ECOLOGICAL AND GEOLOGICAL CONDITIONS OF THE VOLGOGRAD UNDERGROUND GAS STORAGE	405
Bozhenko N.P. Mezhibor A.M. SPHAGNUM MOSS AS ANINDICATOR OF GEOCHEMICAL FEATURES OF THE TERRITORY OF GROWTH.....	409
Borisova V.E. FEATURES OF FORMATION THE CHEMICAL COMPOSITION OF UNDERGROUND WATERS AFTER LIQUIDATION OF COALPIT IN THE BELOKALITVINSKY REGION OF EAST DONBASS.....	413
Borlakov M.H. PROBLEMS OF DEVELOPMENT OF GEOLOGICAL TOURISM IN THE TRANS-BAIKAL TERRITORY.....	417
Burdukovskii V.V. THE IMPACT OF WASTE PRODUCTION DZIDINSKOGO MINING AND PROCESSING PLANT AT GEO-ENVIRONMENTAL STATUS OF GROUNDWATER (ZAKAMENSK).....	421
Valeeva O.A. PRELIMINARY DEGASSING OF COAL SEEMS AS A WAY TO IMPROVE THE ENVIRONMENTAL SITUATION IN THE COAL MINING REGION.....	425
Venevskaja N.N. TO THE QUESTION ABOUT THE ENVIRONMENTAL DISASTER OF THE CITY BALEY (TRANS-BAIKAL TERRITORY).....	429
Gallyamov R.R., Zotina K.E. GEOCHEMISTRY OF SHOW COVER IN KAZAN AND ITS SURROUNDINGS...	433
Dal L.I. PERM RESIDENTIAL AREA – SUBJECT OF SOCIAL AND ENVIRONMENTAL RISK.....	436

ГЕОЛОГИЯ В РАЗВИВАЮЩЕМСЯ МИРЕ

Demenev A.D. BIOCEMENTATION OF SANDS.....	440
Zhurkova I.S., Rubanov M.V. MOSSSES AS INDICATORS OF MIGRATION OF TOXIC ELEMENTS IN THE CONDITIONS OF FOREST FIRES.....	443
Ionkina D.S. ECOLOGICAL AND GEOLOGICAL ASSESSMENT OF CONTAMINATED SOIL VYBORG DISTRICT (ST. PETERSBURG) ORGANIC POLLUTANTS (OIL PRODUCTS AND BENZ(A)PYRENE).....	448
Kakpanova A.K. ABOUT THE GEOCHEMICAL CONDITION OF VEGETATION IRTYSH- ISHIMSKOGO OF ENTRE RIOS.....	450
Kakpanova A.K. TO THE QUESTION OF THE GEOCHEMICAL CONDITION OF THE SURFACE WATER IRTYSH-ISHIMSKOGO OF ENTRE RIOS.....	454
Karmanova A.V. TRANSFORMATION OF GEOENVIRONMENT CONDITIONS OF TOM RIVER BASIN DURING THE CONSTRUCTION AND OPERATION OF THE KRAPIVINSKOE RESERVOIR.....	457
Koptelin S.V. THE IMPACT OF TECHNOGENESIS ON KARSTPERM REGION.....	461
Kurlianov N.A., Zotina K.E. TECHNOGENESIS AND WATER BALANCE OF LAKES IN THE KAZAN SURROUNDINGS.....	463
Makarevich T.G. ESTIMATION OF GORNO-ALTAISK AGGLOMERATION TERRITORY TECHNOGENIC SOIL POLLUTION ACCORDING TO THE STUDY OF MATERIAL SOIL COMPOSITION AND MAGNETIC SUSCEPTIBILITY MEASUREMENTS.....	467
Maksimova A.Y. CONTENTS OF HEAVY METALS IN WATER PLANT FAMILY LEMNACEAE IN THE TOMSK AREA.....	471
Melezh T.A., Molyarenko V.L. ENVIRONMENTAL AND-GEOMORPHOLOGICAL OF FEATURE OF THE URBANIZED TERRITORIES.....	475
Nazarova S.A. THE ROLE OF RADON IN THE RADIOACTIVE LOADING ON THE HUMAN BODY.....	479
Nizamova L.R. INFLUENCE GEOCHEMICAL AND ENVIRONMENTAL GEOLOGICAL FACTORS ON PREVALENCE THYROID DISEASES IN THE REPUBLIC OF BASHKORTOSTAN.....	482
Pastukhova V.A. THE PHYSICAL-CHEMICAL RECYCLING METHOD AS A SOLUTION OF MUNICIPAL SOLID WASTE PROBLEM.....	486

CONTENTS

Pastukhova V.A. PRACTICAL APPLICATION OF THE BONDING AGENTS SYNTHESIS IN DISPERSIVE SOIL THEORY.....	489
Podlipskiy I.I. BIOLOGICAL COMMUNITY LANDFILL SOIL LENINGRAD REGION.....	492
Pokalyaeva K.A. RADIOACTIVE CONTAMINATION OF GROUNDWATER NEAR THE TOWN OF OZERSK.....	495
Poleshchuk L.O. THE ROLE OF NATIONAL PARKS IN THE DEVELOPMENT OF TOURISM IN THE REGION OF THE SIBERIAN.....	498
Pronicheva E.L. AGGRESSIVE GROUNDWATER IN PERM.....	500
Severov M.P., Kharkina M.A. INFLUENCE OF GEOLOGICAL FACTORS ON SOIL GAS GEOCHEMICAL DANGER.....	504
Sedinin A.M. FACTORS OF OIL PRODUCTS MIGRATION IN GEOLOGICAL ENVIRONMENT.....	507
Soshnikova A.S. QUALITY CHANGE OF THE GEOLOGICAL SPACE RESOURCE OF THE DENISOVSKY COAL DEPOSIT	510
Tashlykov V.S. GEOCHEMICAL CHARACTERISTIC OF SOLID AND LIQUID WASTE OF PROCESSING OF ORES OF THE TUNGSTEN DEPOSIT BOM-GORKHON.....	515
Shihova A.M. ASSESS THE SUITABILITY OF THE REGIONAL LANDSCAPE MIKRORAJON STEPANOVKA (TOMSK) FOR THE DEVELOPMENT OF RECREATION.....	519
SECTION 9.GIS IN GEOLOGY.....	523
Beloborodov A.V. STUDY CHANNEL DEFORMATION THE LOWER VOLGA BY GIS ANALYSIS METHODS.....	523
Gilmutdinov R.R. APPLICATION OF GIS TECHNOLOGIES FOR THE ANALYSIS OF POTENTIAL FIELDS OF PERM REGION.....	526
Kuznetsov S.S. THE NECESSITY OF USE INFORMATION TECHNOLOGY IN PRIMARY DOCUMENTATION OF MINES WORKING.....	531
Kulakova N.V. ASSESSMENT OF OIL RESERVES IN THE GEOGRAPHIC INFORMATION SYSTEM ARCGIS.....	535

ГЕОЛОГИЯ В РАЗВИВАЮЩЕМСЯ МИРЕ

Semenyuk A.S.

CREATING OF GIS OF MOLODECHNO CITY AND SPATIAL ANALYSIS OF ITS RELIEF..... 539

Yankovich K.S.

FORESTRY FUND INVENTORY APPLYING MULTISPECTRAL SATELLITE IMAGERY DATA..... 543

SECTION 10. GEOLOGY IN ENGLISH..... 548

Aksyukov O.U.

VOLUMETRIC PHYSICO-GEOLOGICAL MODEL OF GOLD OBJECTS CHINGASANSKOGO ORE UNIT (YENISEI RIDGE)..... 548

Botalov A.P.

PROVED RESERVES AND PRODUCTION OF NATURAL GAS IN THE WORLD..... 550

Goyes P., Reina G.

MODELING OF THE SEISMIC RESPONSE IN TUMACO BASIN SHALE DIAPIR WITH SEISMICUNIX..... 553

Научное издание

ГЕОЛОГИЯ В РАЗВИВАЮЩЕМСЯ МИРЕ

Сборник научных трудов

(по материалам IX Международной научно-практической
конференции студентов, аспирантов и молодых ученых)

В ДВУХ ТОМАХ

Том 2

Издается в авторской редакции

Компьютерная верстка *Р.Р. Гильмутдинова, К.И. Асановой,
А.П. Боталова, Н.С. Гусевой, Э.М. Даутовой, И.И. Капатской,
Ю.О. Мальгиной, А.С. Мурыськина, Ф.А. Тихомирова*

Подписано в печать 22.03.2016. Формат 60х84/16.

Усл. печ. л. 33.83 Тираж 140 экз. Заказ

Типография ООО «Полиграф-сити»
614022, г. Пермь, ул. Подгорная, 109

ГЕОЛОГИЯ В РАЗВИВАЮЩЕМСЯ МИРЕ
ДЛЯ ЗАМЕТОК
