

**Генезис, миграция и формирование
месторождений углеводородного сырья
в контексте их поиска, разведки и разработки**

Сборник материалов
Всероссийской научно-практической конференции
(26-28 сентября 2018 г.)

Оренбург, 2018

УДК 553.98
ББК 26.343
Г 34

Рецензенты:

к.г.-м.н Политыкина М.А.

к.г.-м.н Тюрин А.М.

Ответственный редактор:

Коломоец А.В.

Г 34 Генезис, миграция и формирование месторождений углеводородного сырья в контексте их поиска, разведки и разработки: Материалы Всероссийской научно-практической конференции / отв. ред. А.В. Коломоец; Оренбург, – ООО «ТИПОГРАФИЯ «АГЕНТСТВО ПРЕССА» 2018. – 220 с.

ISBN 978-5-6041813-8-6

В сборник вошли материалы Всероссийской научно-практической конференции «Генезис, миграция и формирование месторождений углеводородного сырья в контексте их поиска, разведки и разработки», состоявшейся 26-28 сентября 2018 г. в Волго-Уральском научно-исследовательском и проектно-институте нефти и газа и Оренбургском государственном университете.

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

УДК 553.98
ББК 26.343

Печатается в авторской редакции

© ВолгоУралНИПИгаз, 2018

ISBN 978-5-6041813-8-6



Всероссийская научно-практическая конференция **«ГЕНЕЗИС, МИГРАЦИЯ И ФОРМИРОВАНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ В КОНТЕКСТЕ ИХ ПОИСКА, РАЗВЕДКИ И РАЗРАБОТКИ»** проведена 26 – 28 сентября 2018 г. в ООО «ВолгоУралНИПИГаз». Ее молодежная секция – в Оренбургском государственном университете.

Организаторы конференции ООО «ВолгоУралНИПИГаз», ООО «Газпром добыча Оренбург», Оренбургский государственный университет, ООО «Санди».

Основная цель мероприятия – распространение современных теоретических и практических знаний в области изучения генезиса, миграции и формирования месторождений углеводородного сырья, в России и мире в целом. Обмен научными достижениями и выработка рекомендаций по повышению эффективности поиска, разведки и разработки месторождений углеводородного сырья (УВС) в Волго-Уральском регионе на основе мультидисциплинарного подхода.

По тематике конференции представлено 48 докладов. Состоялись заседания тематических круглых столов «Генезис углеводородов, миграция и формирование месторождений углеводородного сырья: теории, гипотезы, конкретные модели», «Месторождения медистых песчаников и сланцев Башкирско-Оренбургской меденосной области. Новые фактические данные, гипотезы, мнения» и «50 лет ООО «Газпром добыча Оренбург».

На конференции присутствовали руководители геологических служб и специалисты компаний, ведущих в Оренбургской области поиск и разведку месторождений нефти и газа, а также их разработку, научное и проектное сопровождение этих работ: *Ефимов А.Г., Подшивалов А.В., Черевиченко Д.С. (ООО «Газпром добыча Оренбург»), Коннов М.Ф. (ООО «НЕДРА-К»), Карнаухов С.М., Коротков С.Б. (ООО «Инновационные нефтегазовые технологии», г. Москва), Кованов В.А., Шуэр А.Г. (ООО «НИПИ НГ «Петон», Уфа), Бычков В.Г., Сафонов А.О. (НПФ «Оренбурггазгеофизика» ООО «Газпром георесурс»).*

Заслушаны доклады ведущих ученых и специалистов из Москвы, Оренбурга и Уфы: *Политыкиной М.А. (к.г.-м. н., ООО «ВолгоУралНИПИГаз»), Тюрина А.М. (к.г.-м.н., ООО «ВолгоУралНИПИГаз»), Багмановой С.В. (к.г.-м.н., ООО «ВолгоУралНИПИГаз»), П.В. Панкратьева (д.г.-м.н., Оренбургский государственный университет), Н.А. Скибицкой (к.г.-м.н., ИПНГ РАН, Москва), В.М. Горожанина (к.г.-м.н.), Е.Н. Горожаниной (к.г.-м.н., ИГ УФИЦ РАН, Уфа), Назырова М.Р. (к.т.н., ООО «ВолгоУралНИПИГаз»), Фроловой Т.В. (к.т.н., ООО «ВолгоУралНИПИГаз»), Степанова А.С. (к.т.н., Оренбургский государственный университет), Пономарёвой Г.А. (к.г.-м.н., Оренбургский государственный университет), Кузнецова В.И. (к. г.-м.н., РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина в г. Оренбурге).*

ОРГАНИЗАЦИОННЫЙ КОМИТЕТ

Председатель – *Политыкина Марта Андреевна*, к.г.-м.н., старший научный сотрудник, заведующая отделом геологии и геофизики ООО «ВолгоУралНИПИГаз»

Заместитель председателя – *Тюрин Анатолий Матвеевич*, к.г.-м.н., заведующий лабораторией геофизики ООО «ВолгоУралНИПИГаз»

ЧЛЕНЫ ОРГАНИЗАЦИОННОГО КОМИТЕТА

1. *Панкратьев П.В.*, д.г.-м.н., профессор, Оренбургский государственный университет;

2. *Навроцкий О.К.*, д.г.-м.н., Нижне-Волжский научно-исследовательский институт геологии и геофизики;

3. *Цинберг М.Б.*, д.м.н., профессор, академик Европейской Академии естественных наук, президент ООО «Инновационная компания «Экобиос»»;

4. *Скибицкая Н.А.*, к.г.-м.н., зав. лабораторией трудноизвлекаемых запасов углеводородов ИПНГ РАН (г. Москва);

5. *Ефимов А.Г.*, зам. ген. директора – главный геолог ООО «Газпром добыча Оренбург»;

6. *Багманова С.В.*, к.г.-м.н., зам. зав. отделом геологии и геофизики ООО «ВолгоУралНИПИГаз»;

7. *Степанов А.С.*, к.т.н., зав. кафедрой геологии Оренбургского государственного университета;

8. *Трифенова М.П.*, к.г.-м.н., зав. лаб. геол. моделирования, Учёный секретарь Учёного совета ООО «ВолгоУралНИПИГаз»;

9. *Тюхтина В.А.*, ведущий инженер ООО «ВолгоУралНИПИГаз»;

10. *Ягодина А. Э.*, ведущий инженер ООО «ВолгоУралНИПИГаз»;

11. *Коломоец А.В.*, аспирант Оренбургского государственного университета, инженер I категории ООО «ВолгоУралНИПИГаз»;

12. *Пантелеев В.С.*, аспирант Оренбургского государственного университета;

13. *Дроздова А.В.*, студентка Оренбургского государственного университета.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ УГЛЕКИСЛОТЫ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Балашова Е.А.

ООО «НИПИ НГ «ПЕТОН», г. Оренбург

e-mail: kkalganova_orb@inbox.ru

В ближайшие десятилетия одной из главных проблем энергообеспечения является увеличение степени извлечения нефти. Увеличение коэффициента извлечения нефти из недр разрабатываемых месторождений за счет прогрессивных методов воздействия на пласт является важной задачей.

Растущее население мира, растущий уровень жизни и продолжающаяся урбанизация создадут в ближайшее десятилетие рост спроса на нефтепродукты. Данный рост будет стабильным, однако не таким стремительным как в начале века.

Большое внимание в нашей стране и за рубежом было уделено повышению эффективности существующих и созданию новых методов повышения нефтеотдачи (далее ПНО), основывающихся главным образом на увеличении коэффициента вытеснения.

С середины 80-х годов прошлого столетия особый мировой интерес составляет способ ПНО пластов путем закачки углекислоты разными способами.

Применение углекислоты для ПНО пласта характеризуется следующими показателями:

– Двуокись углерода растворяется в нефти в 4 – 10 раз лучше, чем в воде, поэтому она может переходить из водного раствора в нефть. Во время перехода межфазное натяжение между водой и нефтью становится очень низким и вытеснение приближается к смешивающемуся.

– Двуокись углерода в воде способствует разрыву и отмыву пленочной нефти, покрывающей зерна породы, и уменьшает возможность разрыва водной пленки.

– CO_2 способен растворяться в нефти и пластовой воде в большей степени по сравнению с другими газами. При растворении в нефти углекислый газ способствует увеличению нефти в объеме, что в свою очередь содействует вытеснению ранее неподвижной нефти.

– Закачка углекислоты способствует снижению межфазного натяжения на границе нефть – вода. При растворении в нефти и воде CO_2 , улучшается смачиваемость породы водой, что приводит к отмыву нефтяной пленки с поверхности породы, переводя ее из пленочного состояния в капельное, таким образом увеличивая коэффициент вытеснения.

– Углекислота благоприятствует снижению вязкости нефти. В большей степени этот эффект проявляется при взаимодействии с высоковязкими нефтями (более 25 МПа·с) (таблица 1) [1].

Таблица 1

Изменение вязкости нефти при смешении с CO_2	
Начальная вязкость нефти, мПа·с	Вязкость нефти при полном насыщении CO_2, мПа·с
1000–9000	15–160
100–600	3–15
10–100	1–3
1–9	0,5–0,9

По мере продвижения по пласту диоксид углерода все больше растворяет в себе легкие углеводороды, одновременно и сам растворяясь в нефти. Все это приводит

к образованию переходной зоны, и при длительном контакте возможно полное смешение диоксида углерода с нефтью. Таким образом, формируются условия для перемещения всей нефти в пласте. Фактор растворения диоксида углерода в нефти обуславливает ее набухание и снижение ее вязкости. Увеличение объема нефти способствует росту эффективного порового объема, что создает благоприятные условия для продвижения и лучшего вытеснения нефти из пласта. Снижение вязкости нефти приводит к росту ее подвижности и меньшему расходу вытесняющей фазы для достижения определенного коэффициента извлечения.

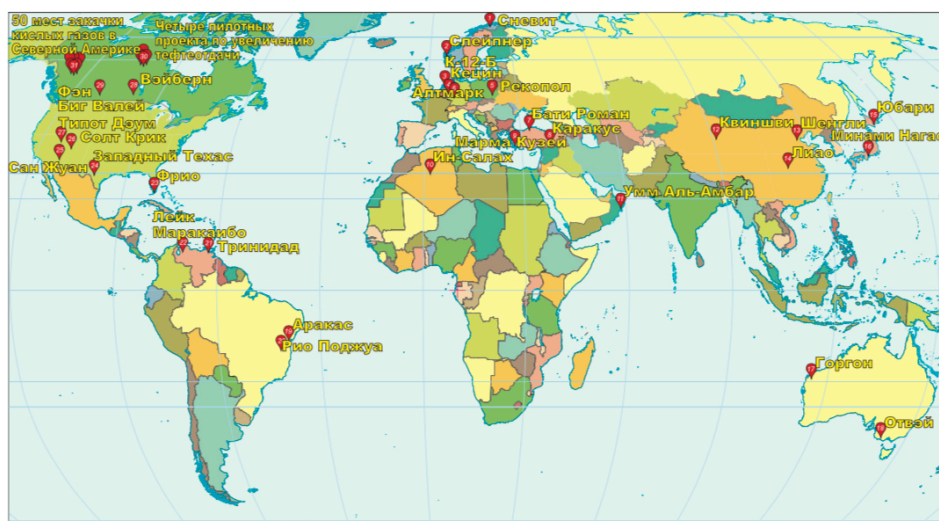


Рис. 1 – Основные мировые проекты по улавливанию и хранению CO₂ [2]

Согласно представленному рисунку, на данный момент существует 193 проекта в 20 странах, данные проекты как действующие, так и проектируемые (находящиеся на стадии разработки или доработки). 8 проектов активно улавливают и закачивают углекислый газ в пласт как с целью увеличения нефтеотдачи, так и с целью захоронения: Ин-Салах, Алжир; К-12 В Круст, Нидерланды; Слейпнер, Норвегия; Снохвит, Норвегия; Зама, Канада; СЕКАРБ Кранфилд, США; Вейберн, Канада; Маунтанир, США [2].

Большое значение имеет коэффициент нефтеотдачи (КИН). Из таблицы 2 следует, что суммарные запасы нефти только в США – 63,8 млрд. м³. Это составляет почти 70 % от начальных запасов.

Таблица 2

**Добыча, запасы и остаточная нефть в пласте
(береговые месторождения США, за исключением Аляски)**

Категория	Млрд. м ³	% от начального содержания нефти в пласте
Добыто	16,1	25,2
Доказанные запасы	3,5	5,5
КИН	44,2	69,3
Итого	63,8	100,0

В январе 1972 г. в SACROC на участке месторождения Kelly-Snyder в округе Скарри, Западный Техас, был запущен первый коммерческий проект ПНО по закачке CO₂, который до сих пор остается крупнейшим в мире [3].

На сегодняшний день в нефтегазовой области США:

- идет реализация проектов ПНО CO₂ на 74 месторождениях, и добывается 38952 м³ дополнительной нефти в день, что составляет около 5 % всей добычи в США;
- закачивается свыше 60,6 млн. м³ CO₂ в день.

Такой богатый опыт и достигнутый успех говорят о том, что в нефтегазовой отрасли США были разработаны технологии перевозки и закачки CO_2 , которые необходимо учитывать при планировании новых проектов по производству и консервации диоксида углерода.

Проект Маунтанир, разработанный и внедряемый с 2009 года компанией АЕР (США) улавливает с угольной теплоэлектростанции «Маунтанир» (штат Западная Вирджиния, США) углекислый газ в объеме 0,1 Мт/год, который закачивается в глубокий минерализованный водоносный пласт-коллектор. В 2012 году АЕР увеличило объем улавливаемого CO_2 до 1,5 Мт/год. Стоимость проекта оценивается в 76,8 млн. долларов [2].

В Венгрии имеется ряд месторождений, содержащих значительные объемы CO_2 . Этим объясняется большой интерес, проявляемый в этой стране к использованию CO_2 для увеличения добычи нефти, к теоретическим и экспериментальным исследованиям в этом направлении. Для проведения промышленного эксперимента была выбрана средняя линза участка Верхнее Лишпе месторождения Будафа. В результате было закачано $45\,375\,100\text{ м}^3$ газа, содержащего 81 — 83 % CO_2 , что составляет около 6 % от объема пор, и $221\,679\text{ м}^3$ воды. Извлечено $38\,359\text{ м}^3$ нефти, т. е. около 5 % от балансовых запасов всего участка, $67\,607\text{ м}^3$ воды и $22\,822\,685\text{ м}^3$ газа, в том числе $14\,017\,964\text{ м}^3$ углекислого газа, или 31 % от закачанного в пласты. Методом материального баланса было определено, что нефтеотдача пласта, подвергнутого воздействию CO_2 , увеличилась на 10 % [4].

Успешным оказался проект освоения тяжелых нефтей самого крупного нефтяного месторождения восточной Турции – BatiRaman, открытого в 1961 г. Плотность нефти его залежей составляла 12–13⁰API, что делало закачку CO_2 едва ли не авантюрой. Тем не менее, турецкие нефтяники начали этот процесс в 1986 г. по методу WAG (водогазовое воздействие), что принесло весьма обнадеживающие результаты. В 60-х и 70-х годах прошлого века на месторождении BatiRaman осуществлялся вторичный метод повышения добычи – разжижение и вытеснение тяжелой нефти водой. Когда в середине 80-х годов вторичные технологии перестали работать, стали использовать третичный метод WAG. Он обеспечил максимум добычи в середине 90-х годов, но затем началось устойчивое падение, продолжающееся до сих пор. В настоящий момент турецкие нефтяники пробуют применить комбинированные методы закачки воды и CO_2 с подогревом [5].

В 2005 году технология закачки углекислого газа в месторождения нефти прошла испытания в Канаде. Совместный проект министерства энергетики США, правительства и частных фирм Канады, названный Апахе Вейбурн-Миндале в Пермском бассейне, заключался в доставке углекислого газа, образующегося как побочный продукт газификации угля, к нефтяным месторождениям. В ходе эксперимента закачанный углекислый газ повысил давление в нефтяных скважинах, что позволило добывать нефти на 1,6 тыс. м^3 в день больше. По данным Минэнерго США, этот процесс может увеличить добычу нефти до 60%, продлить жизнь стареющих месторождений нефти на десятилетия, и обеспечить постоянное хранилище для углекислого газа в геологических пластах [6]. Объем закачиваемого CO_2 составляет 3 Мт/год, стоимость проекта оценивается в 1,1 млрд. долларов [2].

Первый промышленный эксперимент по нагнетанию CO_2 в нефтяной пласт в РФ был проведен на Александровской площади Туймазинского месторождения. Опытный участок включал в себя одну нагнетательную и две добывающие скважины.

До начала эксперимента в нагнетательную скважину было закачано $80\,000\text{ м}^3$ воды. В декабре 1967 г. приступили к закачке в пласт CO_2 в виде карбонизированной воды.

Всего было закачано два объема пор карбонизированной воды, в том числе 4780 т CO_2 , что составило около 2 % от объема пор.

Результаты исследований профиля приемистости нагнетательной скважины свидетельствуют об увеличении охвата пласта заводнением по толщине на 30%. Приемистость нагнетательной скважины увеличилась на 30 – 40 %. В целом по участку за счет закачки карбонизированной воды, по оценке БашНИПИнефти, дополнительно

добыто 27,3 тыс. т нефти, что соответствует увеличению нефтеотдачи на 15,6 % от его начальных запасов по сравнению с закачкой воды [7].

В результате закачки 110 тыс. т жидкого CO₂ на Козловском месторождении удельный эффект равен 0,125 т/т. Похожие проекты по закачке углекислого газа в пласт были реализованы на Сергеевском месторождении в 1984 г., где удельный эффект от закачки к июлю 1989 г. составил 0,23 т/т. Закачанный объем составил 73,8 тыс. т [8]. На Елабужском месторождении закачка CO₂ была начата в 1987 г. Общий объем закачки составил 58,3 тыс. т. Был разработан проект для Ольховского месторождения. При применении данной технологии во всех случаях отмечалось повышение нефтеотдачи. Однако существенные капиталовложения и продолжительный срок до начала окупаемости проектов, а также отсутствие оборудования, которое могло обеспечивать бесперебойную работу при закачке CO₂, не позволили продолжить дальнейшее развитие технологии в этот период [9, 8].

Таким образом, закачка углекислоты в пласт для ПНО дает свои результаты. В США получено 0,64 м³ дополнительной нефти на каждую 1000 м³ CO₂; в Венгрии – 0,85 м³ дополнительной нефти на каждую 1000 м³ CO₂; на Гуймазинском месторождении дополнительно добыто 27,3 тыс. т нефти. Основываясь на полученные результаты, можно дать приблизительную оценку эффективности закачки углекислоты в пласт Ассельской залежи ОНГКМ. Если в Ассельскую залежь закачивать 878,2 тыс. м³/сут CO₂, то можно получить примерно 654,3 м³/сут дополнительной нефти.

Список литературы

1. Т. Складорова (перевод). Увеличение нефтеотдачи посредством закачки в пласт CO₂. – Valve Magazine, Fall, 2014, p. 38.
2. С.А. Хан. Анализ мировых проектов по захоронению углекислого газа. – Георесурсы 4 (36) 2010.
3. И.Р. Юшков, Г.П. Хижняк, П.Ю. Илюшин «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений». – Пермский национальный исследовательский политехнический университет, 2013 г.
4. <http://www.studfiles.ru/preview/3846531/page:10>
5. Отчет о НИР по теме: «Технико-экономический анализ перспектив освоения ресурсов высокомолекулярного сырья на газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождениях (на примере Оренбургского НГКМ) Том 4 книга 1. НИПИИГ «ПЕТОН», Уфа, 2017 г.
6. <http://www.oilru.com/news/202672>
7. http://life-prog.ru/1_22928_vitesnenie-nefti-dvuokisyu-ugleroda.html
8. Хисамутдинов Н.И., Ибрагимов Г.З., Телин А.Г. Опыт повышения нефтеотдачи пластов чередующейся закачкой двуокиси углерода и воды. м Вып. 6. – М.: ВНИИОЭНГ, 1986 – 64 с.
9. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985 – 308 с.

АВТОМАТИЗАЦИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ ЖИВУЧЕСТИ СИСТЕМЫ ДОБЫЧИ ГАЗА В УСЛОВИЯХ ОБВОДНЕНИЯ СКВАЖИН

Валеев А.Ф.

ООО «Газпром добыча Оренбург», г. Оренбург,

e-mail: vafw@ya.ru

Разработка газоконденсатных месторождений в период падающей добычи осложняется обводнением газовых скважин, что приводит к выводу части скважин из эксплуатации. Так, на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении (ОНГКМ), которое разрабатывается более 45 лет, обводнены порядка 25-30% газовых скважин. Однако, исследованиями установлено [1,2], что остаточных запасов газа достаточно для промышленной добычи из части обводненных скважин при использовании новых технологий извлечения пластовой жидкости, обеспечивающих продление

промышленной эксплуатации скважин и рациональное природопользование Основной залежи ОНГКМ. Известные технологии извлечения пластовой жидкости имеют существенные отличия и применимы для конкретных условий эксплуатации скважин: конструкции скважины, объема пластовой жидкости и газа, запаса пластовой энергии, наличия источника электроэнергии вблизи скважины и др. В работе представлена концепция продления живучести обводняющихся газовых скважин за счет автоматизации комплексных научных исследований живучести системы добычи газа в условиях обводнения для обоснования применения различных технологий извлечения пластовой жидкости и периода их внедрения с целью поддержания производительности скважины и всего месторождения в целом на проектном уровне за счет рационального использования пластовой энергии для добычи газа и повышения живучести системы «пласт-скважина-шлейф».

Основными эксплуатационными показателями разработки газоконденсатных месторождений являются: P_{res} , P_{bh} , P_{wht} – пластовое, забойное и устьевое трубное давления; Q_g – дебит газа; Q_{gy} , Q_{gcp} – годовая и накопленная добыча газа, n – число эксплуатационных скважин. Характер изменения во времени t показателей разработки для газоконденсатного месторождения представлен на рис. 1 [3].

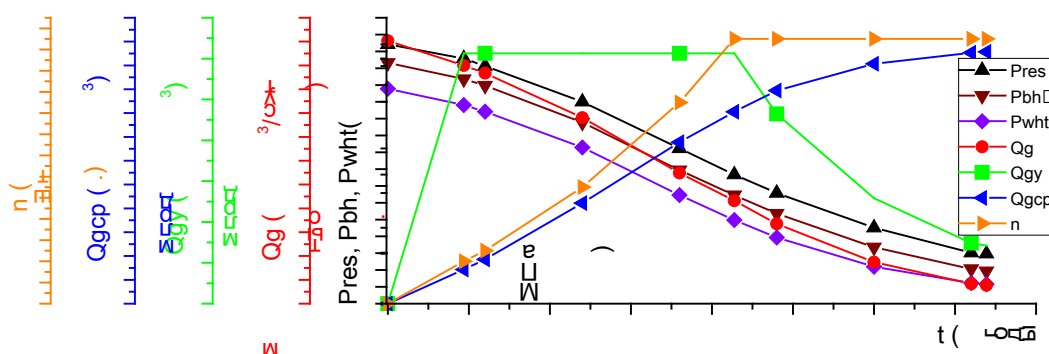


Рис. 1 – Динамика основных эксплуатационных показателей разработки газоконденсатного месторождения

Обводнение скважин ухудшает проницаемость призабойной зоны, что приводит к снижению эксплуатационных показателей скважин и всего месторождения в целом [3]. Для характеристики этого процесса предлагается использовать свойство живучести.

Существует несколько определений живучести в технических системах [4, 5]. Например, в [4] термин живучесть рассматривается как свойство объекта, заключающееся в его способности выполнять заданное назначение в процессе неблагоприятных воздействий (НВ) на весь объект или отдельные его элементы, поддерживая в допустимых пределах свои эксплуатационные показатели. В [5] Черных В.А. рассматривает живучесть как свойство системы, характеризующее способность системы эффективно функционировать при получении повреждений (разрушений) или восстанавливать данную способность в течение заданного времени. При этом живучесть геотехнической системы добычи газа определяется как совокупность геомеханической и гидродинамической живучести. Однако автор не учитывает влияние обводнения на живучесть системы добычи газа.

Обобщая известные подходы, если в качестве объекта рассматривать систему «пласт-скважина-шлейф», а НВ – обводнение, то живучесть этой системы (скважины) – это свойство, заключающееся в способности поддерживать в допустимых пределах проектные значения эксплуатационных показателей в условиях обводнения.

Повысить живучесть скважин газоконденсатных месторождений возможно при использовании технологий обеспечения живучести – различных методов борьбы с обводнением [6, 7, 8], которые обсуждаются на ежегодной международной научно-практической конференции «Gas Well Deliquification Conference» [9, 10] с 2005 года.

По источнику энергии технологии извлечения жидкости подразделяются на группы:

1. Фонтанные, использующие энергию пласта: продувка скважины; периодическое открытие и закрытие скважины; уменьшение диаметра насосно-компрессорных труб; концентрическая лифтовая колонна с автоматикой на устье скважины; плунжерный лифт; применение поверхностно-активных веществ (в твердом виде – спуск шашки на забой скважины, капиллярная подача в жидком виде на забой скважины) и др.

2. Механизированные, использующие привлеченную внешнюю энергию (электроэнергия, энергия закачиваемого газа и др.) и энергию пласта: компримирование; газлифт; плунжер-лифт с газлифтом; гидроструйный насос; штанговый насос; винтовой насос; электроцентробежный насос (ЭЦН) и др.

Для каждой технологии существуют свои условия применения, зависящие от конструкции скважины, дебита пластовой жидкости и газа, запаса пластовой энергии, наличия электроэнергии вблизи скважины и др. Также для борьбы с обводнением скважины проводят ремонтно-изоляционные работы: изоляция обводненных интервалов, перевод скважины на вышележащие эксплуатационные объекты с установкой цементного моста. На рис. 2 представлена пирамида, где от ее основания к вершине изображены технологии борьбы с обводнением по возрастанию потенциально возможного дебита откачиваемой пластовой жидкости [6–10].



Рис. 2 – Пирамида технологий борьбы с обводнением газовых скважин

Характер изменения дебита газа, критического дебита газа и дебита жидкости обводненной газовой скважины представлен на рис. 3: 1 – в период эксплуатации с безводным дебитом газа, 2 – с дебитом газа выше критического для выноса пластовой жидкости (скважина выносит пластовую жидкость), 3.1-3.5 – периоды эксплуатации с использованием методов удаления пластовой жидкости, А – начало добычи жидкости, В – дебит газа меньше критического дебита газа.

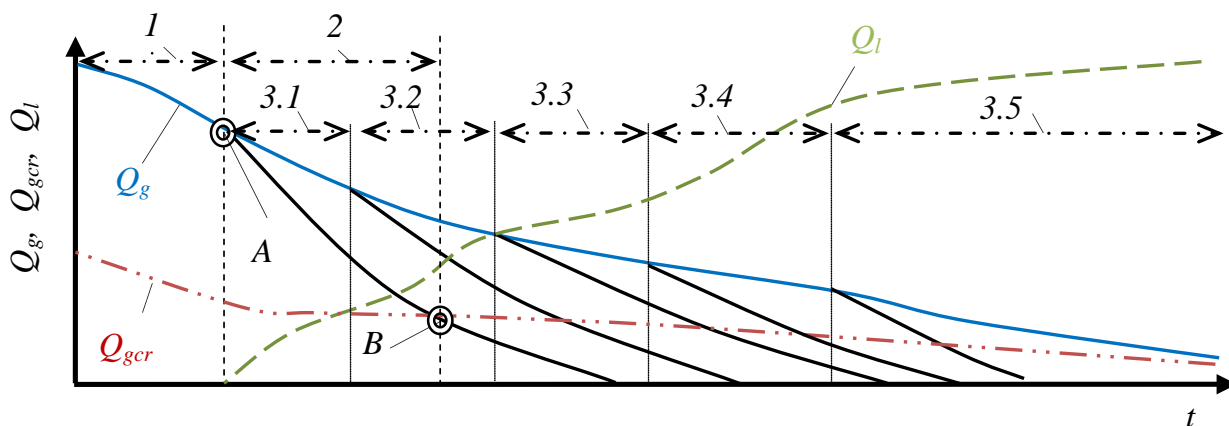


Рис. 3 – Изменение дебита газа, критического дебита газа и дебита жидкости обводненной газовой скважины в процессе эксплуатации

Таким образом, возникает необходимость проведения комплексных научных исследований эффективности методов борьбы с обводнением и периодов их использования для каждой обводненной скважины. Эта проблема носит фундаментальный характер в связи с объективным увеличением числа газоконденсатных месторождений с падающей добычей в условиях обводнения скважин.

Для принятия решений по повышению живучести системы добычи газа и рациональному использованию пластовой энергии за счет применения различных технологий извлечения пластовой жидкости для максимизации накопленной добычи газа предлагается использовать автоматизированную систему комплексных научных исследований (АСКНИ) живучести системы добычи газа в условиях обводнения скважин (рис. 4).

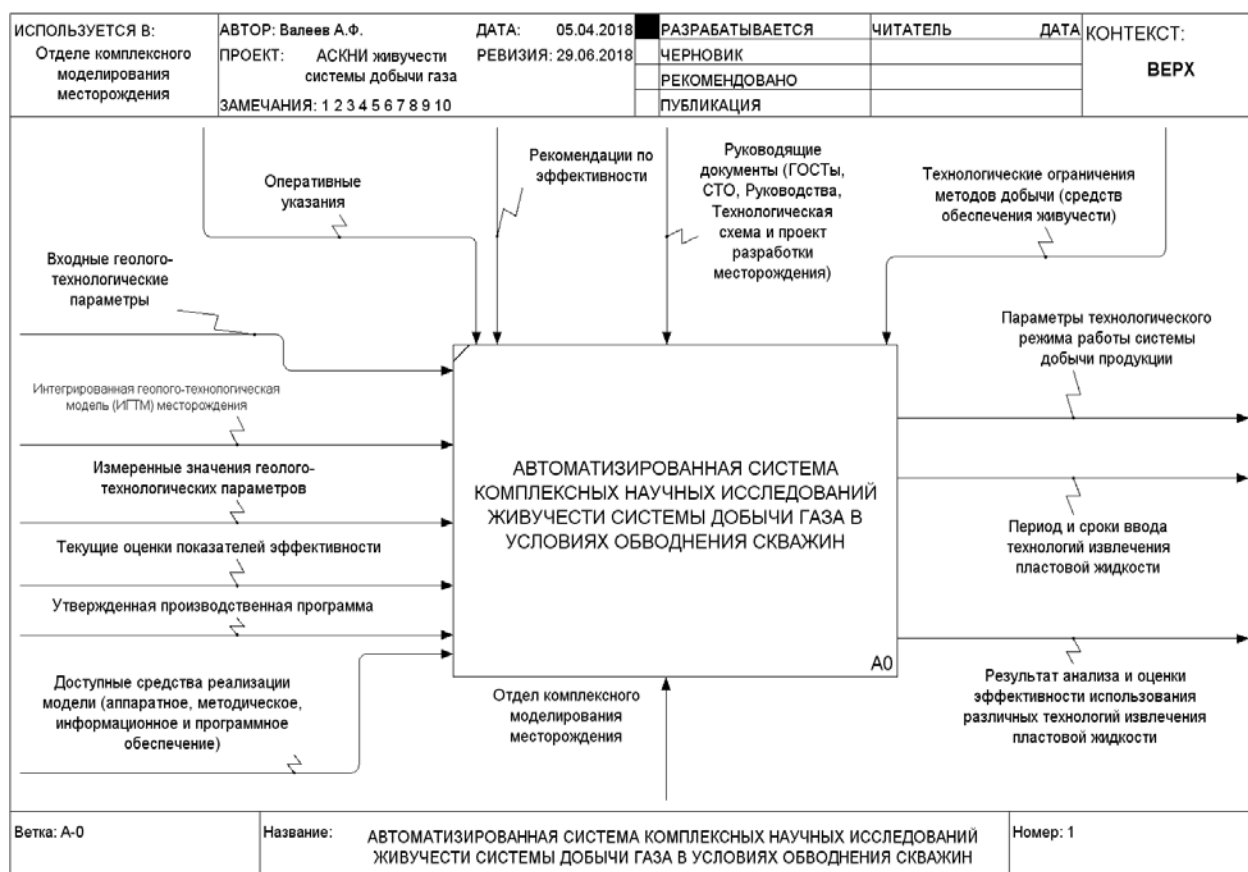


Рис. 4 – Функциональная модель автоматизированной системы комплексных научных исследований живучести системы добычи газа

Существует программное обеспечение в области гидродинамического моделирования системы добычи и сбора продукции скважин и технологий извлечения жидкости, представляющие собой интегрированную геолого-технологическую модель (ИГТМ) [10] месторождения или отдельных ее подсистемы: RFD (tNavigator – ИГТМ, включающая геологическую, гидродинамическую модель пласта, модель системы добычи и сбора продукции); Schlumberger (моделирование стационарных (PipeSim) и динамических (OLGA) многофазных потоков в скважинах и шлейфах); Weatherford (WellFlow – моделирование скважины, DynaLift – моделирование газлифта); SIMSCI (PipePhase – моделирование стационарных многофазных потоков в скважинах и шлейфах); Halliburton (Nexus– ИГТМ, включающая геологическую, гидродинамическую модель пласта, систему добычи и сбора); РГУ нефти и газ им. И.М. Губкина (Автотехнолог – подбор установки ЭЦН к скважине); Pipe Flow Software (PipeFlow – моделирование стационарных многофазных потоков в скважинах и шлейфах); Engineered Software (PipeFlo – моделирование стационарных многофазных потоков в трубах); Новомет (NovometSel-Pro – подбор установки ЭЦН к скважине) и др.

Однако, существующее прикладное отечественное и зарубежное программное обеспечение для гидродинамического моделирования не позволяет исследовать живучесть системы добычи газа газоконденсатного месторождения на основе технологий борьбы с обводнением. Отсюда актуальной становится задача разработки программного обеспечения для проведения комплексных научных исследований живучести системы добычи газа в условиях обводнения газовых скважин.

Таким образом, предложена концепция автоматизации комплексных научных исследований живучести обводненных газовых скважин за счет использования АСКНИ с ИГТМ, которая согласуется с рекомендациями руководящих документов ПАО Газпром [11], а разработка методического, информационного и программного обеспечения АСКНИ живучести системы добычи газа в условиях обводнения скважин становится предметом дальнейших исследований.

Список литературы

1. Кияев В.А., Ефимов А.Г. Перспективы сырьевой базы ООО «Газпром добыча Оренбург» // Газовая промышленность. – 2018. – № 3. – С. 34-38.
2. Баишев В.З., Назыров М.Р. Основные направления исследований вопроса извлечения углеводородного сырья на поздней стадии разработки центральной части Оренбургского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. – 2016. – № 1. – С. 28-31.
3. Закиров С.Н. Проектирование и разработка газовых месторождений / С.Н. Закиров, Б.Б. Лапук. – М.: Недра, 1974. – 376 с.
4. Черкесов Г.Н. Методы и модели оценки живучести сложных систем / Г.Н. Черкесов. – М.: Знание, 1987.
5. Черных, В.А. Математическая теория живучести систем добычи газа / В.А. Черных, В.В. Черных. – М.: Институт проблем нефти и газа РАН, 2015. – 219 с.
6. Lea J.F. Gas Well Deliquification / J.F. Lea, Nickens H V and Wells M R, 2008. 608.
7. Fleshman R. Artificial Lift for High-Volume Production / R. Fleshman, O.L. Harryson // Oilfield Review. – 1999. – №11(1). – 49-63 pp.
8. Валеев, А. Ф. Информационное и программное обеспечение системы измерения технологических параметров добычи продукции обводненных газовых скважин: монография / А.Ф. Валеев, Н. А. Соловьев. - Оренбург: изд. «Университет», 2017. – 147 с.
9. Lea J, Lestz R, Dunham C and Fasokun O 2005 Artificial Lift Selection for Gas Well Deliquification Gas Well De-Liquification Workshop, Denver, Colorado.
10. Burgstaller C. Application of an ESP for Gas Well Deliquification – RAG’s Experiences / C. Burgstaller // Gas Well Deliquification Conference. – Groningen, 2013. – URL: http://www.alrdc.com/workshops/2013_2013EuropeanGasWell/Private/20_EGWDC2013_ESP%20applicationn_RAG.pdf.
11. Р Газпром 2-1.15-618-2011 Рекомендации по разработке математических моделей и комплексных алгоритмов управления технологической системой «Пласт-скважины-газосборная сеть – ДКС – УКПГ – межпромысловый коллектор – ЦДКС».

ЛИТОЛОГО-ПЕТРОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПОРОД ПЛАСТА Б₂ ЮЖНО-СУЛТАНГУЛОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Галянина Н.П., Савинкова Л.Д.
г. Оренбург, ОГУ, кафедра геологии

Краткая литолого-петрофизическая характеристика горных пород пласта Б₂ необходима для выявления и обоснования петрофизических зависимостей между фильтрационно-емкостными параметрами для подсчета запасов [1].

Пласт Б₂ Южно-Султангуловского месторождения приурочен к бобриковскому горизонту визейского яруса ниже-каменноугольной системы. Для терригенных отложений пласта Б₂ характерна большая фациальная изменчивость, в результате которой как пористые песчаные прослои, так и плотные алеврито-глинистые, выклиниваются, расщепляются и сливаются на небольших расстояниях.

Пласт Б₂ залегает на *аргиллитах*, сильно слюдистых, алевритистых стального серого цвета, которые переслаиваются с аргиллитами черного цвета, углистых, сильно слюдистых с прослойками и линзами среднезернистого светло-серого песчаника с глинистым цементом.

В пределах *аргиллитовой* пачки отмечаются тонкие прослои (толщиной 0,08 м) песчаников крупнозернистых, черных, слабо сцементированных, однородных, состоящих из окатанных обломков кварца белого цвета и незначительного количества полевого шпата, а также округлых карбонатных включений (диаметром 0,5 см), расположенных параллельно напластованию, и песчаников мелкозернистых, цвета светло-серых, до белого, с карбонатным цементом.

В основании бобриковского горизонта залегают песчаники разной зернистости, от *мелкозернистых* до *крупнозернистых* с содержанием песчаной фракции 85-92 %, светло-серого и бурого цвета, преимущественно кварцевого состава, средне и хорошо отсортированные с глинистым цементом.

Крупнозернистые песчаники слабо сцементированы, содержание в них пелитовой фракции, определяющей гранулометрическую глинистость, составляет 1-2 % (по данным механического анализа образцов горных пород по скв. 859 в интервале глубин 1860-1868 м). Песчаники, залегающие в основании пласта Б₂, имеют хорошие коллекторские свойства.

Выше по разрезу песчаники крупнозернистые сменяются песчаниками мелкозернистыми и алевролитами крупнозернистыми светло-бурового и светло-серого цвета с ходами и илоедов, с горизонтально-линзовидно-прерывистой и наклонной слоистостью, которая подчеркивается намывами углисто-глинисто-слюдистого метериала. Часто отмечается переслаивание песчаников и алевролитов с аргиллитами стального, серого, темно-серого цвета толщиной от долей до 3-5 см. Состав обломков преимущественно кварцевый в 90-95 %. Окатанность зерен плохая и средняя. Цемент поровый глинисто-слюдистый, участками карбонатный. Содержание цемента составляет 5-10 % определено по данным описания шлифов и механического анализа в скв. 859 в интервале глубин 1852-1860 м. Глинистые минералы цемента состоят преимущественно из каолинита.

Кровельная часть пласта Б₂ сложена аргиллитами с прослоями алевролитов и иногда с прослоями каменного угля. Суммарная эффективная толщина песчаных пород-коллекторов имеет максимальное развитие в районе скв. 99, а минимальное в районе скв.865.

В качестве покрышки пласта Б₂ выступает нижняя часть карбонатных пород тульского горизонта, представленных плотными разностями, или глинистыми породами верхней части бобриковского горизонта.

Охарактеризованность пласта Б₂ керном довольно низкая. Отбор керна произведен в 2-х скважинах собственно Южно-Султангуловского месторождения и в 7 скважинах

соседних месторождений. Всего в скважинах, охарактеризованных керном проходка с отбором керна составляет 150,6 м. Вынос керна составил 65,3 м. или 43,3 % от проходки. В таблице 1 приведены сведения об объемах отбора керна и количестве образцов, охарактеризованных определениями петрофизических параметров.

Лабораторные исследования кернового материала, выполненные в НПУ “Оренбургнефть”, в основном включали определение коэффициентов пористости, газопроницаемости и объемной плотности. Водоудерживающая способность (остаточная водонасыщенность) определена в ограниченном количестве. Исследований электрических свойств (в частности удельного электрического сопротивления) не выполнено. Литологических исследований керна горных пород (гранулометрического, вещественного состава) не имеется.

Таблица 1

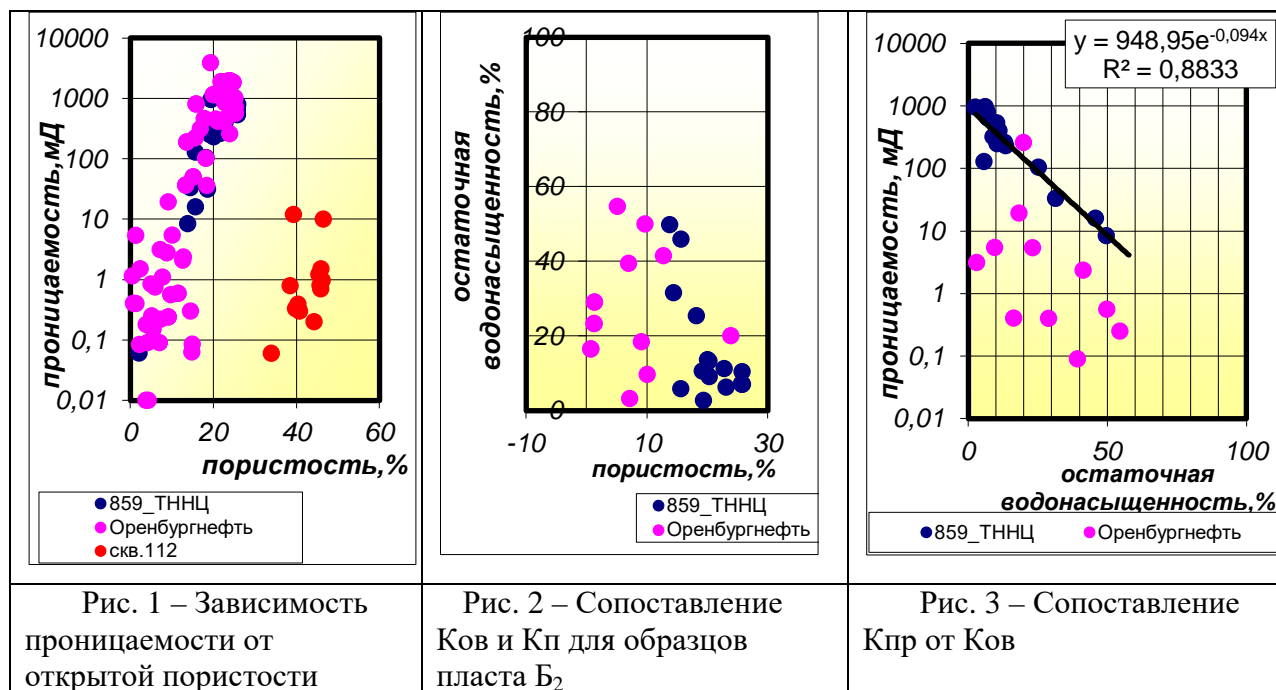
Сведения об объемах отбора керна и количестве образцов, охарактеризованных определениями Фильтрационно-емкостных свойств по скважинам Южно-Султангуловского и соседних с ним месторождений

Месторождение	№ скв.	Интервал отбора		Проходка	Вынос керна		Количество исследованных образцов
		кровля	подошва		м	%	
Южно-Султангуловское	99	1849	1857	8,0	5,4	67,5	14
		1857	1865	8,0	4,5	56,3	9
		1865	1874	9,0	4,0	50,0	6
Южно-Султангуловское	859	1852	1860	8,0	7,0	87,5	22
		1860	1868	8,0	3,0	37,5	8
Наумовское	107	1940	1948	8,0	1,0	11,4	3
		1948	1956	8,0	1,4	17,5	4
		1956	1964	8,0	1,0	11,1	3
Наумовское	112	1811	1819,8	8,8	4,0	45,5	23
Наумовское	113	1870	1878	8,0	3,0	37,5	3
		1878	1882	4,0	2,6	65,0	5
		1888	1896	8,0	6,5	81,3	7
Наумовское	108	1852	1860	8,0	3,25	40,6	5
		1860	1868	8,0	1,1	13,8	2
		1868	1876	8,0	3,0	37,5	3
Султангулово-Заглядино	1	1600	1608	8,0	6,0	75,0	4
Султангулово-Заглядино	607	1739	1747	8,0	5,0	62,5	5
Султангулово-Заглядино	615	1598	1606	8,0	2,0	25,0	2
		1606	1614	8,0	1,5	18,8	4

В дополнение к имеющимся литолого-петрофизическим данным ТННЦ выполнены виды исследований кернового материала из скв. №859 Южно-Султангуловского месторождения: определение коэффициентов открытой пористости, газопроницаемости, водоудерживающей способности, объемной и минералогической плотностей на 44 образцах; измерения удельного электрического сопротивления полностью и частично водонасыщенных образцов; определение гранулометрического состава горных пород механическим анализом (9 образцов) и в шлифах (3 образца); петрографическое описание горных пород в шлифах (11 образцов); термовесовой анализ карбонатности горных пород (3 образца); рентгенофазовый анализ глинистой составляющей (4 образца); произведены детальное послойное описание керна и продольные измерения его естественной радиоактивности; выполнены определения содержания естественных радиоактивных элементов (ЕРЭ) (11 образцов).

Фильтрационно-емкостные свойства песчаников и алевролитов пласта Б₂ Южно-Султангуловского месторождения изменяются в широких пределах: коэффициент открытой пористости – от единиц до 46,7 %, проницаемость – от долей мД до 1,5-3,0 мД.

На рисунках 1 и 2 приведены сопоставления коэффициента газопроницаемости $K_{пр}$ и коэффициента открытой пористости $K_{п}$, водоудерживающей способности остаточной водонасыщенности $K_{во}$ и коэффициента открытой пористости, [2].



Как видно из рисунка 1 наблюдается тесная корреляционная связь между проницаемостью и открытой пористостью, чего нельзя сказать о связи остаточной водонасыщенности и пористости. Между коэффициентом проницаемости и остаточной водонасыщенности (рисунок 3) наблюдается тесная связь вида $k_{пр} = 948,95 e^{-0,094K_{ов}}$ с коэффициентом корреляции $R^2 = 0,883$.

Коэффициент эффективной пористости $K_{пэ}$ с коэффициентами открытой пористости и газопроницаемости (рисунки 4 а, б) имеют тесную связь типа:

$$K_{пэ} = 0,7149K_{пээфф} + 7,6952 \text{ при } R^2 = 0,892 \text{ и } K_{пр} = 0,008K_{пээфф}^{3,587} \text{ при } R^2 = 0,807.$$

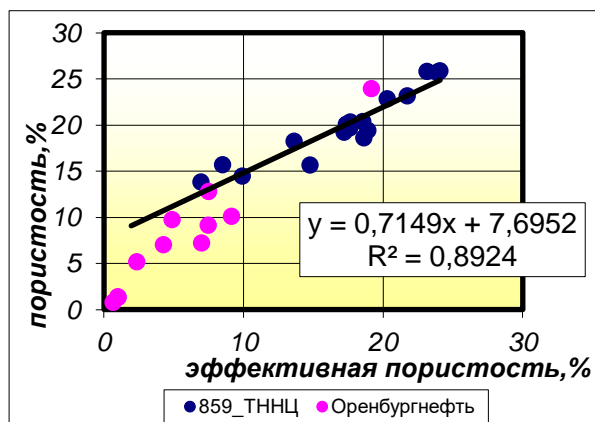


Рис. 4а – Сопоставление $K_{п}$ и $K_{п}$ эфф. по данным керна пласта B_2

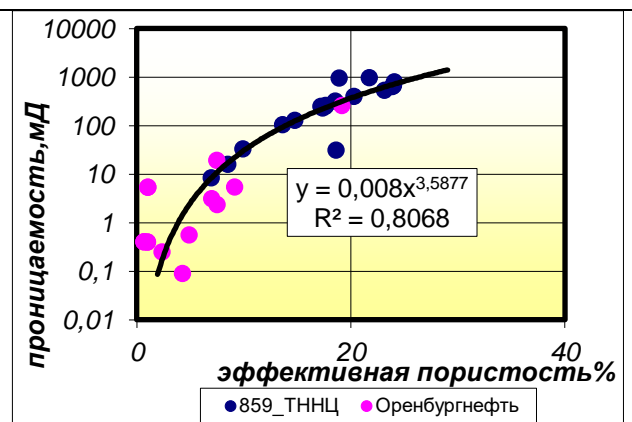


Рис. 4б – Сопоставление $K_{п}$ эфф от $K_{пр}$ образцов пласта B_2

Для всех сопоставлений параметров: $K_{пр} - K_{пэ}$; $K_{п} - K_{пэ}$ и $\delta_{п} - K_{п}$ отмечается хорошая и высокая корреляционная связь, за исключением $K_{ов}$ и $K_{п}$ – низкая теснота связи. Корреляционные связи на плоскостях сопоставления параметров дифференцируются в зависимости от принадлежности данных к тем или иным скважинам, разрез которых отражает специфические геологические особенности, а именно:

вертикальную литологическую расчлененность, обусловленную заглинизованностью и переслаиванием пород разного литологического состава в пределах пласта Б₂ Султангулово-Заглядинского месторождения. Водоудерживающая способность $K_{во}$, определенная в НПУ «Оренбургнефть», ниже, чем определенная в ТННЦ, что, вероятно, связано с недоэкстрагированием образцов в НПУ «Оренбургнефть» (рисунок 3).

Горные породы продуктивной части пласта Б₂ имеют пористость 15,3-46,7 %; при этом проницаемость их составляет 0,06-11,9 мД. Объемная плотность сухих образцов равна 1,25-2,33 г/см³. Расчет показывает, что плотность твердой фазы этих пород составляет 2,19-2,64 г/см³, в то время как плотность твердой фазы при изменении коэффициента открытой пористости от 0 до 25 % составляет примерно 2,7 г/см³. По геофизической характеристике скважин интервал отбора керна характеризуется аномальной радиоактивностью (около 270 мкР/ч). Содержание 10-15 объемных процентов в твердой фазе горных пород в интервале 1811-1820 м в скважине 112 твердого органического вещества с плотностью примерно 1,1-1,5 г/см³ может привести к снижению объемной плотности твердой фазы до 2,3-2,4 г/см³, распределение этого вещества в породе в виде непроницаемых вкраплений и включений обуславливают низкую проницаемость при высокой пористости.

Экспериментальное изучение электрических параметров пористости $P_{п}$ и насыщения $P_{н}$ проведено на образцах горных пород при насыщении их раствором электролита минерализацией 150 г/л, хотя соленость пластовой воды пород пласта Б₂ Южно-Султангуловского месторождения составляет 280 г/л. Минерализация воды 150 г/л является предельной. Выше этого значения соленость воды практически не влияет на поведение зависимости (наклон кривых) $P_{п} = f(K_{п})$ и $P_{н} = f(K_{в})$.

Проведение опытов по определению удельного электрического сопротивления пород при разной водонасыщенности на относительно низкой минерализации воды облегчается. На рисунке 5(а), приведены зависимости $P_{п} = f(K_{п})$ и $P_{н} = f(K_{в})$ (рисунок 5б), необходимые для определения коэффициента нефтенасыщенности по результатам электрокаротажа. Зависимости $P_{п} = f(K_{п})$ и $P_{н} = f(K_{в})$, использованные при подсчете запасов Южно-Султангуловского месторождения при определении коэффициента нефтенасыщенности: $P_{п} = 0,95 * K_{п}^{-1,86}$; $P_{н} = 0,58 * K_{в}^{-2,02}$.

Зависимость параметра пористости от коэффициента пористости описывается корреляционным уравнением: $P_{п} = 1,083 * K_{п}^{-1,521}$, $R^2 = 0,936$, а параметр насыщения от коэффициента водонасыщенности для всей совокупности образцов следующими уравнениями: $P_{н} = K_{в}^{-1,728}$, $R^2 = 0,969$. Для образцов с проницаемостью более 0,01 мкм²: $P_{н} = K_{в}^{-1,66}$, $R^2 = 0,911$; а для проницаемости менее 0,01 мкм² – $P_{н} = K_{в}^{-2,232}$, $R^2 = 0,954$, [2].

Расположение зависимости $P_{п} = f(K_{п})$ для образцов горных пород с проницаемостью менее 0,010 мкм² выше, чем зависимости $P_{н} = f(K_{в})$ для образцов горных пород с проницаемостью более 0,010 мкм² связано с превышением УЭС двойного электрического слоя над УЭС свободной воды в порах горных пород.

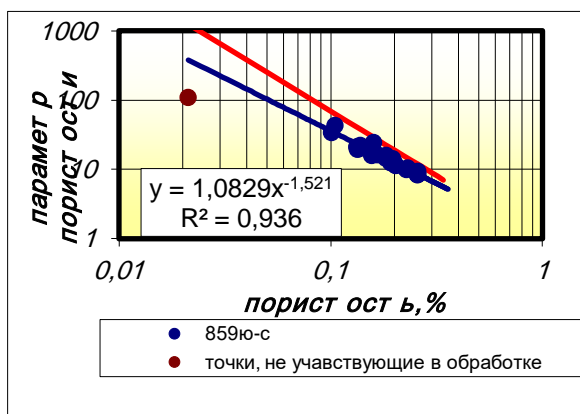


Рис. 5а – Зависимость $P_{п}$ от $K_{п}$

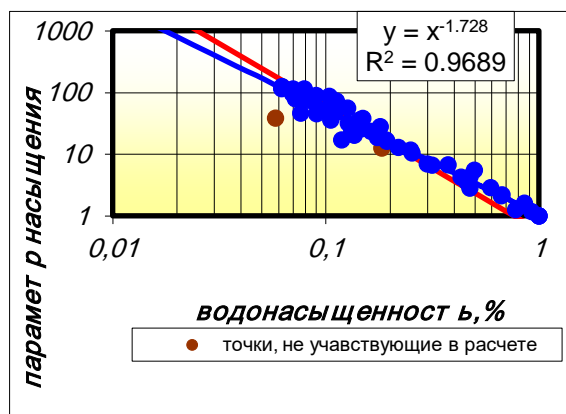


Рис. 5б – Зависимость $P_{нас}$ от $K_{ов}$

Список литературы

1. Григорьев, С.Н. Стандартизация данных и технология массовой обработки геофизических исследований скважин для месторождений нефти и газа. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. – М., 1998.
2. Ефимов, В.А. Обоснование петрофизических зависимостей для определения подсчетных параметров пласта Б2 Южно – Султангуловского месторождения / В.А. Ефимов.: г. Тюмень, ООО ГП Диагеос. – 2001.

СЛЕДЫ МИГРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ И ПЕРЕРАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ ПО РАЗРЕЗУ (ЮЖНЫЙ УРАЛ И ВОСТОК ПЛАТФОРМЫ)

Горожанин В.М., Горожанина Е.Н.

ИГ УФИЦ РАН, г. Уфа,

email: gorozhanin@ufaras.ru

В нефтяной геологии имеются представления о том, что время образования нефтяной залежи совпадает или близко к возрасту пород, в которых она локализуется. В то же время признаки перераспределения углеводородов (УВ) по тектоническим нарушениям отмечаются как для месторождений, находящихся в предгорных прогибах, или в складчатых областях, так и для месторождений в платформенных чехлах, что свидетельствует о многоэтапности формирования залежей УВ, их переформировании или деструкции. По этой причине данные о УВ-проявлениях на поверхности представляют как научный, так и практический интерес.

Сведения об УВ-проявлениях в палеозойских отложениях Южного Урала ограничены [2,9,8]. Данных о поверхностных битумопроявлениях в прилегающей части Предуральского прогиба больше, но почти все они ограничены полосой выхода верхнепермских терригенных отложений и нижнепермских «рифовых» массивов на поверхность в р-не г.г. Стерлитамака и Ишимбая [1]. Для зоны передовой складчатости Южного Урала сведения о проявлениях углеводородов известны с 30-х годов прошлого века [2]. Имеются также сведения о проявлениях УВ в древних – верхнерифейских карбонатах [7] и в более молодых отложениях – в триасе (у п. Зирган), и в мелу (п. Михайловка на р.Бердянка).

Установленные нефте- и битумопроявления можно разделить по агрегатному состоянию углеводородного вещества на несколько типов: асфальтиты, тяжелая нефть или битумы, проявления капельно-жидкой нефти. Еще одной из возможных миграционных форм переноса углеводородов мы рассматриваем УВ-содержащие низкотемпературные гидротермальные кальцитовые жилы, образование которых сопровождалось миграцией углеводородных флюидов.

Асфальтиты. В складчатых структурах западного склона Южного Урала описаны асфальтиты, образующие линейно вытянутые тела, прослеженные разведочными работами на сотни метров в бассейнах р. Лемеза, Инзер, Кушъялга и др. [2]. Генетически они связаны с выходами слоя кремнисто-глинисто-карбонатных отложений с высоким содержанием $C_{орг}$, т.е. доманиковой толщи. Прожилковый асфальтит обнаружен нами в бассейне р. Сиказы – в зоне Макаровского взброса–надвига, в борту строящейся а/дороги Стерлитамак–Магнитогорск [4]. Он представляет собой черное хрупкое углеродистое вещество гильсонитового типа, образующее систему тонких прожилков в зоне трещиноватых и брекчированных известняков нижнего карбона. В данном случае очевидно поступление нефтяного вещества по разлому и превращение в твердый асфальтит в результате прогрева и гидротермальной проработки в тектонической зоне.

В Предуральском прогибе и прилегающей части платформы проявления асфальтитов встречены в керне буровых скважин на нижнепермском стратиграфическом уровне (ассельский ярус) на Нагумановском НГКМ и в скв. Вершиновской 501. Очевидно, они представляли собой палеозалежи нефти, впоследствии при тектонической

активизации испытанными прогрев и перераспределение УВ вверх по разрезу. Аналогичные явления на этом же стратиграфическом уровне описаны нами на северо-востоке Восточно-Европейской платформы.

Проявления битумов как реликтов палеозалежей нефти. Известное битумопроявление в палеозойских отложениях на Южном Урале, локализованное в выходах чувовских песчаников живетского яруса среднего девона в р-не г. Аши (р. Киселев Ключ), рассматривалось в качестве палеозалежи, выведенной тектоническими процессами на дневную поверхность [9]. Битум этой палеозалежи легко экстрагируется органическими растворителями, частично сохранил свои вязкие свойства и не превращен в асфальтит. По-видимому, прогрев его не был значителен. Обследование этой точки показало, что густая нефть и битум содержатся и в залегающих выше песчаников доломитах чеславского горизонта среднего девона. Доломиты интенсивно перекристаллизованы, битум находится в кавернах выщелачивания. На простирании этого слоя в Шалашовской пещере спелеологами обнаружены интенсивные проявления битума в жильной форме.

Говоря о миграционных углеводородах этой части передовых складок Южного Урала следует отметить также факт обнаружения УВ-содержащих доломитов миньярской свиты верхнего рифея в районе г. Миньяра [7]. Происхождение легких углеводородов с интенсивным запахом УВ в этих докембрийских породах остается пока неясным, предполагается их аутигенный генезис, но, до получения изотопно-геохимической информации по органическим маркерам, не исключается и миграционный характер.

Проявления битумов как реликтов палеозалежей можно видеть в бортовых частях Актаныш-Чишминского прогиба, который, как считается, продолжается в передовой складчатой зоне Южного Урала. Так, в разрезе девонских отложений Ташасты по р. Зилим, в карбонатных отложениях фамена, представленных парагенезом строматолитовых и других разновидностей микробиолитовых известняков, описанных ранее как оволиты [3], битум содержится как внутри микробиальных комочков, так и в порах и фенестровых пустотах между ними. Аналогичные битумы, но в карбонатных отложениях другого борта прогиба, можно видеть в нижнекаменноугольных доломитизированных известняках в известном разрезе палеозойских отложений по р. Сиказа. В заполняющих прогиб терригенных отложениях нижневизейской алатауской свиты, также имеются УВ-проявления в виде битум-содержащих песчаников (р. Басу), которые также следует рассматривать в качестве палеозалежей.

Остаточные деградированные битумы в полостях выщелачивания. Другой тип битумов, вероятно более окисленный и биodeградированный, встречен в отложениях верхнего карбона-нижней перми на г. Воскресенка около пос. Табынск. Этот карбонатный массив, долгое время считавшийся рифовым, представляет собой тектонический блок биогермо-шельфовых известняков, выведенных в зоне пересечения разломов на поверхность [5]. В результате возникла пустотность молдингового типа, связанная с выщелачиванием кальцита в раковинах фаунистических остатков. Битум в таких кавернах выщелачивания сильно окислен и биodeградирован, фактически от него остались только тонкие пленки, выстилающие стенки пустот.

Аналогичные реликтовые следы окисленного битума обнаружены в градационно-слоистых мелкообломочных известняках унбетовской свиты башкирского яруса среднего карбона в районе Богдановской антиклинали Зилаирского синклиория. Мощность пласта с бывшей нефтяной залежью здесь также не превышает 1-2 м.

Указанному типу УВ-проявлений близка разновидность биodeградированного битума, выстилающего стенки палеопустот нижнепермского «рифового» массива г. Юрактау в западной части Предуральского прогиба. Эти полости в юго-западной части массива напоминают карстовые емкости, которые получены в результате циркуляции растворов и закономерно приурочены к трещинам кливажа антиклинальной тектонической структуры г.Юрактау. В какой-то момент эти полости, возможно, были полностью заполнены нефтью, но в результате промывки растворами, связанными

с разломной зоной, на стенках пустот остались только следы сильно окисленных и биодегradированных битумоидов.

Проявление капельно-жидкой нефти. Поверхностное проявление нефти найдено в виде небольших примазок в кливажных трещинах в карбонатно-глинистых артинских отложениях, перекрывающих карбонатный массив верхнекаменноугольных известняков в районе г. Воскресенки (пос. Табынск); оно свидетельствует о частичной разгрузке Табынского нефтяного месторождения в зоне субширотного разлома, пересекающего Предуральский краевой прогиб. Аналогичное явление ранее было описано в южной части Соль-Илецкого свода на р. Бердянке.

УВ-содержащие кальциты как следы гидротермальной низкотемпературной деятельности. Миграция флюидов также часто сопровождается преобразованием существующих и новообразованием некоторых новых минералов. Так, наличие самородной серы свидетельствует о процессе восстановления серы сульфат-иона – процессе сульфат-редукции, для осуществления которого необходимо взаимодействие сульфата подземных вод с углеводородами [6]. Проявления самородной серы описаны в нижнепермских рифогенных известняках – в скв. Вершиновская, 501, в карьере Шахтау (г. Стерлитамак)

Еще одним минералом, фиксирующим миграцию УВ-флюидов, является кальцит, выполняющий синтетктонические трещины жилы и прожилки в породах зоны передовых складок Южного Урала (в западном борту Зилаирского синклинория). Этот необычный кальцит обнаружен нами как в карбонатных, так и в терригенно-карбонатных толщах. Он формировался, как мы полагаем, во время тектонической перестройки структур уже содержащих залежи нефти [4]. Кальцитовые жилы сложены агрегатом кристаллов радиально-лучистого строения. Кальцит имеет буровато-коричневый цвет, который обусловлен вероятным присутствием межкристаллической жидкой нефти или ее фракциями, вследствие этого кальциты люминесцируют в ультрафиолетовом свете. Буровато-коричневый кальцит встречен в известняках курмаинской свиты ассельского яруса нижней перми, и в известковистых алевропесчаниках актастинской свиты артинского яруса, где он находится в зальбандах кальцитовых жил. В отложениях среднего карбона (унбетовская свита) аналогичный кальцит встречен в виде натечных образований с радиально-лучистым строением в трещинах кливажа осевой части Богдановской антиклинальной складки. На гидротермальную проработку по трещинам кливажа указывает также присутствие пиритовых конкреций и наличие рассеянной флюоритовой минерализации.

Мы полагаем, что во всех этих случаях кристаллы кальцита росли из раствора, обогащенного нефтяным флюидом, остатки которого и приводят к люминесценции при ультрафиолетовом облучении. Циркуляция раствора, вероятно, связана с тектонической перестройкой уже существовавших структурных ловушек с нефтяными залежами. То есть, они представляют собой продукт разрушения уже существующих залежей. Открытыми остаются вопросы о степени разрушения таких залежей и о времени процесса. Отметим, что в некоторых случаях после обнаружения жильных асфальтитов на поверхности (м-я Садки и Ивановское в Оренбургской области), свидетельствующих о миграции УВ по разлому, на глубоких горизонтах были открыты залежи нефти и газа [10], поэтому факт миграции УВ свидетельствует скорее о положительном, чем отрицательном прогнозе сохранности залежей на глубине. Вопрос о времени процесса более определенный. Нахождение натечного УВ-содержащего кальцита в трещинах, связанных с неотектоническими движениями блоков, свидетельствует о геологически молодом процессе, связанном с неотектоническим и современным ростом Уральского орогена.

Кальцит с углеводородами, аналогичный вышеописанному, обнаружен также в пещерах Южного Урала¹. Он имеет красновато-бурый цвет и образует сложенные шестоватыми радиально-лучистыми кристаллами почковидные натечи. Внешний вид

¹ находка сделана уфимскими спелеологами Е. Пименовой и Ш. Муслуховым

и строение форм таких образований свидетельствуют о кристаллизации кальцита не из проникающих сверху карстовых вод, а подземного гипогенного источника в результате гидравлического подпора. Люминесценция в ультрафиолетовых лучах указывает на присутствие углеводов в составе агрегатов кальцита, вероятно, захваченных из раствора во время кристаллизации. Таким образом, эти минеральные новообразования представляют собой очаги разгрузки подземных нефтесодержащих вод и могут свидетельствовать о возможном присутствии углеводов на глубине.

Заключение. В зоне передовой складчатости Южного Урала и прилегающей части платформы в осадочной толще имеются многочисленные проявления УВ, представленные рядом от жидкой нефти до прогретых асфальтитов. В дополнение к ранее известным проявлениям, обнаружены также новые (г. Воскресенка, рр. Зилим, Басу, Сиказа, Сурень, Бердянка). Генетически они представляют собой как миграционные битумы, мобилизованные во время тектонических активизаций, так и остаточные углеводороды – асфальтиты бывших залежей, легкие фракции которых перераспределились вверх по разрезу. Нахождение капельно-жидкой нефти в поверхностных выходах указывает на продолжающуюся миграцию углеводородов по зонам трещиноватости.

Распознавание былых палеозалежей часто затрудняется наложением более поздних процессов – тектонического дробления и связанных с ними формированием зон циркуляции растворов и карстования. В результате имевшиеся в поровом пространстве нефти и битумы уничтожаются, нередко от них остаются лишь следы, которые в условиях открытой обнаженности вторично подвергаются окислению и биодegradации. Они обнаружены как в зоне складчатости, так и тектонизированных блоках Предуральского прогиба. Проявление УВ-миграции в виде гидротермальных кальцитовых жил вдоль субвертикальных кливажных плоскостей в виде натеков и в карстовых спелеосистемах указывает на неотектонический этап их миграции. В пещерах УВ-кальцит обнаружен впервые, он формировался гипогенным путем в результате гидравлического подпора вод, промывающих блоки осадочных толщ, которые возможно содержали, или еще содержат нефтяные залежи.

Приведенные выше сведения показывают, что в тектонически активизированных участках зоны передовых складок Южного Урала и прилегающих частей платформы еще могут быть обнаружены залежи нефти, но, вероятно, небольшие по размерам и тектонически экранированные, учитывая общую структуру неотектонически активизированных блоков.

Список литературы

1. Блохин А.А., Карпенко Н.М. Ишимбаевский нефтяной промысел имени С.М. Кирова // Пермская экскурсия к Международному XVII геологическому конгрессу. Южный маршрут. Ленинград-Москва: ОНТИ НКТП СССР, 1937, с. 66-80.
2. Вахрушев Г.В. Строительные материалы минерального происхождения Башкирского АССР. Башгосиздат, 1936. 189 с.
3. Горожанин В.М., Горожанина Е.Н. «Оволиты» – микробильные макроструктуры в фаменских известняках бортовой зоны Актаныш-Чишминского прогиба (р. Зилим, Южный Урал) / Геологический сборник №11, Уфа: ДизайнПресс, 2014. С.86-90.
4. Горожанина Е.Н., Горожанин В.М. Особенности строения зоны передовых складок Южного Урала. Проблемы тектоники и геодинамики земной коры и мантии. Том 1. Материалы I Тектонического совещания. М.: ГЕОС, 2018. с.125-131.
5. Горожанина Е.Н., Горожанин В.М., Исакова Т.Н. Карбонатный массив горы Воскресенка: возраст и развитие погруженной карбонатной платформы. Стратиграфия. Геологическая корреляция, 2018, том 26, №2. С. 21-37.
6. Горожанин В.М., Мичурин С.В. Изотопный состав серы в пермских сульфатах востока Русской плиты // Верхний палеозой России: стратиграфия и фациальный анализ / Материалы Второй Всероссийской конференции, посвященной 175-летию со дня рождения Н.А. Головкинского (27–30 сентября 2009 г.). Казань: Казан. гос. ун-т, 2009. С. 235–236.
7. Горожанин В.М., Холлман К., Кузнецов Н.Б. Проявление УВ в верхнепротерозойских отложениях Южного Урала // Геология, полезные ископаемые и проблемы геоэкологии

Башкортостана, Урала и сопредельных территорий / М-лы 10-ой Межрегиональной научно-практической конференции. Уфа, 13-15 мая, 2014 г. Уфа: ДизайнПресс, 2014, с. 99-101.

8. Ольхова А.И., Панкратьев П.В., Персиянцев М.Н., Хан И.С. Проявления газа и битумов в покровно-надвиговых структурах западного склона Южного Урала. /Геология, разработка и обустройство нефтяных и газовых месторождений Оренбургской области./ Ред. М.Н. Персиянцев, Н.Ф. Козлов. Оренбург: ОАО ИПК «Южный Урал», 2007. с. 133-138.

9. Тимергазин К.Р. 1960. Бывшее нефтяное месторождение на западном склоне Южного Урала. // Вопросы геологии восточной окраины Русской платформы и Южного Урала. /Труды Горно-геологического ин-та БФ АН СССР, вып.6.С.61-66.

10. Федоров С.Ф., Димент К.Е., Кулаков А.И., Махоньков О.М., Шпильман И.А. Закономерности размещения залежей нефти и газа Оренбургской области // Тектоника и размещение нефтегазовых месторождений востока Русской платформы. Сб. статей. М.Наука, 1968. С.81-105.

СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЗОНЫ ПЕРЕДОВЫХ СКЛАДК ЮЖНОГО УРАЛА

Горожанина Е.Н., Горожанин В.М.

ИГ УФИЦ РАН, г. Уфа

e-mail: gorozhanin@ufaras.ru

К восточному борту Предуральского прогиба примыкает зона передовых складок Урала. По структурной позиции она соответствует поясу надвигов и складок, образующегося на фронте коллизионного орогена. В зону передовых складок вовлечены отложения западного склона Урала. На Южном Урале в зону линейной складчатости входят отложения Зилаирского синклиория и его западного обрамления. Эта зона протягивается с севера на юг от широтного течения р. Б. Ик до р. Урал. На севере она имеет ширину около 12 км, на широте р. Сакмары достигает 50 км. Она сложена карбонатно-терригенными отложениями карбона-нижней перми флишевого типа, смятыми в узкие линейные складки. Восточная граница зоны линейной складчатости проходит по границе выходов зилаирской серии, западная граница маркируется контактом кунгурских глинисто-ангидритовых осадков с флишевыми отложениями артинского яруса нижней перми. В структурном плане представляет собой моноклираль, осложненную узкими сжатыми, запрокинутыми на запад меридионально вытянутыми складками. Предполагается, что здесь на глубине находится зона перехода фаций от платформенных к депрессионным и флишевым [9].

Особенностью осадочных комплексов карбона и перми зоны передовых складок является ритмичное чередование разнотипных терригенно-карбонатных пород: градиционно-слоистых полимиктовых песчаников, алевролитов, аргиллитов, с прослоями и пластами известняков и известняковых гравелитов и конгломератов, конгломератобрекчий. Известняки часто представлены пелитоморфными тонкозернистыми и микрозернистыми разностями и образуют плотные прослои. Распространены прослои темно-серых и черных битуминозных глинисто-кремнисто-известковистых пород, обогащенных органическим веществом (ОВ). В некоторых из этих пород установлены многочисленные остатки водорослей тасманитесов (в шлифах имеют буровато-коричневую окраску), указывающие на принадлежность отложений к нефтематеринским породам. Песчаные и известняковые прослои могут рассматриваться, как коллекторы. Глинистые разности пород преобразованы в аргиллиты, которые интенсивно рассланцованы.

Осадконакопление карбонатных и флишевых отложений происходило в обстановке глубоководного форландового бассейна, начиная с раннего карбона, образовавшегося на окраине Восточно-Европейской платформы. Осадконакопление во флишевом трое в стадию Уральской коллизии по данным Б.И. Чувашова, В.Н. Пучкова и др. [5] сопровождалось импульсным продвижением фронта флишенакпления на запад в сторону

платформы. Между карбонатным шельфом и флишевой зоной формировалась область депрессионных осадков. Осадки с повышенным содержанием Сорг наблюдаются в составе куруильской (C1t), иткуловской (C1v) бухарчинской (C2s-b), унбетовской свит (C2b). Депрессионные фации последовательно перекрывали шельфовые карбонаты нижнего и среднего карбона, смещаясь к западу. Скважины Тавакановской, Кузебековской, Каскиновкой площадей, 10 Староказлаировская, 106, 108 Предуральские под флишевыми осадками нижней перми вскрыли депрессионные осадки верхнего карбона, залегающие на шельфовых известняках среднего карбона [4, 11], маркируя, таким образом, западную краевую часть флишевого трога [5].

В вопросе о строении зоны линейной складчатости имеются расхождения. В ранних работах Б.М. Келлера, Г.С. Сенченко, М.А. Камалетдинова и др. [6] рассматривались особенности складчатой структуры, образование которой связывалось с инверсией тектонических напряжений и развитием системы разломов в кристаллическом фундаменте, что нашло отражение в разрезах к геологическим картам масштаба 1:200 000 (1947-1950 гг.). Позднее ряд исследователей стали считать, что все структуры в этих зонах контролируются либо взбросами и взбросо-надвигами [1, 6, 9, 13], либо пологими надвигами, образующими серию тектонических пластин или чешуй [8, 10, 13]. Антиклинальные структуры стали рассматриваться как складки, приуроченные к надвигам. Ранее считалось, что надвиги только осложняют крутые крылья складок и не связаны с ними. Гипотеза о развитии шарьяжей на Южном Урале [10] признавала существование пластин многокилометровой протяженности, надвинутых на отложения окраины платформы. В западной части Зилаирского синклинория, на Асташской площади была пробурена серия глубоких скважин. Скважины подтвердили наличие надвигов в этой зоне. Под граувакками зилаирской серии верхнего девона были вскрыты отложения нижнего и среднего карбона. Скважина 2 Асташская вскрыла толщу (около 140 м) мергелей и известняков с фораминиферами башкирского яруса среднего карбона. В скважинах 5, 6, 11 Асташских под зилаирскими граувакками были установлены отложения визейского яруса нижнего карбона, представленные тонкослоистыми известняками субплатформенного типа мощностью около 300 м [10]. Эти данные, казалось бы, подтверждают идею тектонических пластин. Альтернативным может быть заключение о наличии опрокинутых (лежащих) S-образных складок, обуславливающих характерное повторение разреза в подзилаирской части и осложненных пологим разрывом, падающим на восток [6].

Основными структурами в зоне линейной складчатости по данным [14] считаются системы чешуйчатых надвигов западной вергенции. На широте д. Тазларово во фронтальной части зоны линейной складчатости, на границе с выходами кунгурских отложений, наблюдается крутое опрокинутое залегание слоев в подошве взбросо-надвига западной вергенции. Южнее, на широте д. Абзаново, фронтальная структура расширяется, образуя систему крутых антиклиналей и пологих синклиналей. В этом районе закартировано нарушение восточной вергенции (с падением сместителя на запад), зона разлома прослеживается с юга на север вдоль дороги Абзаново-Тазларово. Этот разлом более позднего заложения нарушает ранее образованные структуры и создает вторичную мелкую складчатость в запрокинутых крыльях первичных крупных складок. В это районе, на Чумазинская структуре, в конце 70-х годов, была пробурена скважина 63 Акбердинская (фактически на продолжении регионального сейсмопрофиля 43). Скважина забурена во флишевых осадках верхнего карбона. Она достигла глубины 5600 м. На глубине 3261 м под флишевыми отложениями нижнего-среднего карбона были вскрыты светлые известняки девона, которые прослежены до глубины 4727 м. Ниже, до глубины 5128 м, идут карбонатно-терригенные отложения среднего девона, которые залегают на слоистых известняках вязовско-бийского уровня. Согласно И.А.Щекотовой [13] толща светлых девонских известняков относится к рифогенным фациям нижнего-среднего девона, обнажения которых можно наблюдать в 80 км севернее на территории Башкирии по р. Б. Ик у д. Мурадымово. По данным В.В. Архиповой и материалам БашНИПИнефть

(Барыкин, 1983 г.) известняки в скв. 63 Акбердинская относятся к среднему и верхнему девону. Скв. 63 Акбердинская вскрыла поднятие тектонической природы, сложенное шельфовыми известняками девона и перекрытое флишевыми осадками нижнего-верхнего карбона. По мнению [13] флишевые осадки тектонически перекрывают платформенные по серии пологих надвигов. Фронтальная часть пластины ограничена Сюреньским взбросо-надвигом.

Таким образом, имеются две модели строения зоны передовых складок южного Урала – складчатая и надвиговая. Промежуточная взбросо-надвиговая модель принята геологами-нефтяниками БашНИПИнефть в 1978 г. По их мнению комплексы сложно дислоцированных пород зоны линейной складчатости надвинуты по взбросо-надвигу (угол падения сместителя 45° на восток) на менее дислоцированные осадки артинского яруса.

Проведенные нами исследования зоны складчатости по трассе Исянгулово-Зилаир показали отсутствие крупных пологих надвигов. Основным элементом строения являются опрокинутые на запад S-образные складки, размер которых увеличивается с востока на запад от древних пород к более молодым. Характер секущих взбросо-надвигов, указывает на их присдвиговую природу. Эти разломы, обусловленные поздними сдвиговыми движениями, создают блоковое строение территории. Строение подфлишевых комплексов в каждом блоке разное: с востока на запад происходит резкая (по разломам) смена флишевых толщ синхронными карбонатными отложениями. Зилаирский флиш прослеживается только в восточном блоке, каменноугольные флишевые комплексы развиты только в среднем блоке, где они, вероятно, подстилаются девонскими карбонатами [9]. В крайнем к западу блоке каменноугольный флиш сменяется карбонатными породами, которые перекрываются пермским флишем. В зоне фронтального разлома (называемого Сюреньским взбросо-надвигом), который рассматривается нами как сдвиго-взбросовая структура, фиксируются смещения вертикальной амплитудой до 2 км, сопровождаемая флексурным изгибом слоев всего палеозойского разреза. По новым сейсмическим материалам во фронтальной зоне наблюдаются характерные структуры «цветка» [2, 3, 6, 7, 12, 16, 20, 22].

Перспективы нефтеносности региона обсуждаются давно [9]. Перспективным объектом обычно считаются карбонатные платформенные отложения, залегающие под флишевыми толщами [10, 13]. На Беркутовской площади именно подфлишевые известняки башкирского яруса среднего карбона, перекрытые депрессионными осадками верхнего карбона и пермским флишем, содержат газовую залежь (покрышкой служит кунгурская соль). Среднекаменноугольная карбонатная платформа в южной части Предуральяского прогиба перекрыта депрессионными осадками позднего карбона-нижней перми (на Теректинской, Староключевской, Акобинской, Кзылобинской, Нагумановской площадях). Следовательно, уже начиная с позднего карбона эта область была зоной погружения (затопления). Граница среднекаменноугольной карбонатной платформы прослеживается на восток до фронтального взбросо-надвига на Беркутовской и Тавакановской площадях, южнее она прослежена по сейсмическим материалам до середины Предуральяского прогиба (до Орловского сброса), восточнее карбонаты замещаются депрессионными и флишевыми осадками [5].

Маркером границы флишевых и карбонатных комплексов девона и карбона может быть положение скв. 63 Акбердинская, вскрывшей мощную толщу деформированных шельфовых известняков девона, которые мы относим к франско-фаменскому интервалу, и перекрытую депрессионными и флишевыми осадками иткуловской свиты нижнего карбона. В разрезе отсутствуют отложения турнейского яруса нижнего карбона, а также осадки фаменской зилаирской свиты. Это означает, что данный разрез не соответствует разрезу в Мурадымовском ущелье, с которым обычно его сравнивают [13], где по данным В.Н.Пучкова шельфовые известняки девона согласно перекрыты флишевыми осадками фаменской зилаирской свиты. Перспективы нефтегазоносности этой структуры невысоки из-за интенсивной перекристаллизации девонских известняков с одной стороны,

и отсутствия непроницаемых покрышек с другой. Таким образом, край позднедевонской карбонатной платформы прослеживается в западной части линейной складчатости, и к востоку замещается флишем.

Собственно сами флишевые отложения и разделяющие их карбонатные толщи как нефтепродуктивные обычно не рассматриваются. В то же время, среди них можно выделить как нефтематеринские породы (темные битуминозные сланцы и мергели в составе куруильской и унбетовской свит), так и породы-коллекторы, к которым относятся карбонатные песчаники (грейнстоуны) и песчанистые известняки, образующие прослой в отложениях иткуловской, бухарчинской, унбетовской и кугарчинской (С2m) свит. Нами в каменноугольных известняках бухарчинской и унбетовской свит были обнаружены слои выщелоченных известковистых песчаников с характерным буроватым оттенком, указывающим на то, что в них содержались углеводороды (УВ). Здесь же наблюдались мощные (0,2-0,5 м) ветвящиеся линзовидные жилы, выполненные инкрустационным кальцитом буровато-желтого цвета [6]. Образование этих жил кальцита возможно связано с прохождением углеводородного флюида по трещинам. Аналогичные прожилки темно-коричневого и буровато-желтого кальцита наблюдались в прослоях пелитоморфных известняков в курмаинской и актастинской свитах. Эти жилы приурочены к зонам перегиба пластов и интенсивной складчатости. Это означает, что тектонические складчатые и разрывные деформации сопровождалось прохождением УВ-флюида. Образование его, вероятно, происходило при частичном разрушении существовавших ранее залежей во время складчатых и разрывных деформаций. Нахождение УВ-содержащего кальцита в трещинах, связанных с неотектоническими движениями блоков и современным ростом Уральского орогена, свидетельствует о геологически молодом времени процесса миграции УВ.

К вопросу о возможности открытия залежей УВ в зоне передовой складчатости. Из-за отсутствия хороших покрышек и сильной раздробленности пород на открытие крупного месторождения УВ рассчитывать не приходится. При детальном поисках возможно обнаружение небольших залежей, которые могли сохраниться в тектонически экранированных блоках.

Список литературы

1. Барыкин И.В., Камалетдинов Р.А., Частилин Г.М., Шеленин А.Ш. Геологическое строение и нефтегазоносность юго-восточной части Мраковской депрессии // Тектоника и нефтегазоносность Башкирии. Вып. 65. Уфа: БФАН, 1983. С.116-123.
2. Горожанин В.М., Горожанина Е.Н. Особенности строения зоны сочленения Предуральского прогиба и складчатого Урала // Тектоника, геодинамика и рудогенез складчатых поясов и платформ. Материалы XLVIII Тектонического совещания. М.: Геос, 2016. Т.1.С.119-125.
3. Горожанин В.М., Горожанина Е.Н. Структуры зоны сочленения Предуральского прогиба и складчатого Урала по сейсмическим и геологическим данным // Материалы 11 Межрег. науч.-практ. конф. Уфа: Дизайнпресс, 2016. С.11-17.
4. Горожанин В.М., Горожанина Е.Н., Днистрянский В.И., Побережский С.М., Ефимов А.Г. Роль разломно-блоковой тектоники в формировании залежей углеводородов в подсоловых отложениях палеозоя на юге Соль-Илецкого свода // Геология нефти и газа, 2013. №2. С. 22-33.
5. Горожанина Е.Н., Горожанин В.М. Модель палеотектонического развития оренбургской части Предуральского прогиба // Тектоника и геодинамика континентальной и океанической литосферы: общие и региональные аспекты. Материалы XLVII Тектонического совещания. М.: Геос, 2015. Т.1., С.102-107.
6. Горожанина Е.Н., Горожанин В.М. Особенности строения зоны передовых складок Южного Урала // Проблемы тектоники и геодинамики земной коры и мантии. Том 1. Материалы L (50-го) Тектонического совещания. М.: ГЕОС, 2018. Т1., С. 125-131.
7. Горожанина Е.Н., Горожанин В.М., Исакова Т.Н. Карбонатный массив горы Воскресенка в Южном Предуралье: возраст и развитие погруженной карбонатной платформы // Стратиграфия. Геологическая корреляция, 2018, том 26, № 1, с. 17–33.
8. Казанцев Ю.В. Структурная геология Предуральского прогиба. М.: Наука, 1984. 234 с.

9. Камалетдинов М.А. Перспективы нефтеносности девонских отложений западного склона Южного Урала // Вопросы геологии и нефтеносности девонских отложений западной Башкирии и смежных областей. Уфа: БФАН, 1958.С. 132-138.
10. Камалетдинов М.А. Покровные структуры Урала. М.: Наука, 1974. 230 с.
11. Оренбургский тектонический узел / Ред. Ю.Л. Волож и др. М., 2013.
12. Шмарева М.Б. Шулепов И.И. Диагностические признаки выделения тектонических нарушений в сейсмических временных полях: метод. указания. Ухта: УГТУ, 2012. 15 с.
13. Щекотова И.А. Особенности строения Призилаирской полосы передовых складок Южного Урала и перспективы ее нефтегазосности // Геология нефти и газа,1987.№12.С.40-46.
14. Brown D., Alvarez-Marron J., Perez-Estaun A., Gorozhanina Y., Puchkov V. The structure of the south Urals foreland thrust and fold belt at the transition to the Precaspian Basin. Journal of the Geological Society, London. Vol.161, 2004, p.p.1-10.
15. Butler R., McCaffrey B., Torvela T. Virtual Seismic Atlas, 2014. Интернет-ресурс: <http://www.seismicatlas.org>
16. Sylvester A.G. Strike-slip faults // Geological Society of America Bull. 1988. V.100. P. 1666-1703.

МЕТАН УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ КИТАЯ

Галеева Э.Р.

Оренбургский государственный университет, г. Оренбург

Проблема энергообеспечения является стратегически важной для Китая, так как страна стремительно развивается и модернизируется. Система энергоснабжения включает уголь, природный газ, нефть и возобновляемые источники энергии. Важнейшим источником энергии является уголь. Быстрое развитие угольной промышленности и использование угля вызвали серьезные социальные и экологические проблемы.

Последние пять лет китайская промышленность активно пытается переключиться с угля на газ. Но на уголь до сих пор приходится почти 70% энергетического баланса, а на газ – 8%. Потребление природного газа за период 1986-2010 гг. возросло в 10 раз – с 14 до 147 млрд кубометров. Наибольшие темпы потребления газа характерны для восточного и центрального регионов, где прирост составил 30%. Национальный природный конгресс в 2016 г. принял пятилетний план, согласно которому, именно газ в сочетании с возобновляемыми источниками энергии будет играть важную роль.

В Китае развиваются нетрадиционные источники газа, основной из них – угольный метан. Китай еще в 2016 г. сделал ставку на добычу угольного метана, учитывая колоссальные запасы угля и наличия множества действующих шахт. Предполагалось к 2010 г. довести добычу до 10 млрд кубов, а к 2015 – до 20-24. Однако, фактическая добыча 2010 г. составила 1,3 млрд кубометров.

Согласно оценке Минприроды КНР прогнозные геологические запасы метана угольных пластов (МУП) на глубине до 2000 м составили 36,81 трлн кубометров. Ресурсы МУП распространены по всей территории страны, однако, основная часть сконцентрирована в западных и центральных районах. По состоянию на конец 2010 г. разведанные запасы МУП составили 273,4 млрд кубов, т.е. примерно 0,7% от прогнозных, извлекаемые запасы – 104 млрд.

В Китае основные центры добычи угольного метана находятся в бассейне Ордоса, охватывающего несколько угольных провинций, в бассейне Тарим на северо-западе Синьцзяна в бассейне Сычуань, где так же разрабатывается и сланцевый газ. Прогнозные извлекаемые запасы угольного метана по разным оценкам составляют 30-36 трлн кубометров, что в два раза больше, чем в США, но меньше, чем в России на четверть.

Запасы подготовлены в основном в Ордосском и Циньшуйском (провинция Шаньси) бассейнах. Циньшунский бассейн расположен в юго-восточной части провинции Шаньси. Площадь угленосности составляет 24 тыс. км², прогнозные запасы на глубине до 2000 м оцениваются в 3,7 трлн кубометров, разведанные геологические запасы составляют 183,4 млрд. Суммарная добыча построенных скважин на конец 2010 г.

2,5 млрд на территории бассейна начато строительство инфраструктуры транспорта, хранения и распределения МУП.

Восточная часть Ордосского бассейна расположена в провинции Шэньси (автономный район Внутренняя Монголия). Площадь угленосности составляет 25 тыс. км², прогнозные запасы МУП на глубине до 1500м оцениваются в 4,7 трлн кубометров. Разведанные геологические запасы МУП составляют 81,8 млрд. Суммарная добываемая мощность пробуренных на конец 201-г равна 600 млн кубов.

Угольный метан добывают двумя методами: шахтным и скважинным =. Объем добычи шахтным способом незначителен, газ используется непосредственно на месте добычи для внутренних нужд. Скважинный метод требует бурения горизонтальной скважины в угольном пласте с последующим гидроразрывом. Угольный метан не содержит вредных примесей и не нуждается в глубокой очистке. Необходимо только убрать угольную пыль, осушить и можно подавать в распределительные сети.

Третьим методом добычи шахтного метана является добыча из закрытых шахт. Этот аз содержит от 50 до 80% метана, что позволяет использовать его на ТЭС и ТЭЦ, но в этом случае необходимы большие инвестиции, поскольку на работающих шахтах имеется практически вся необходимая инфраструктура, а на закрытых нужно ее создавать.

Интенсификация газоотдачи осуществляется следующим образом: гидравлический разрыв пластов, метод кавернообразования в не обсаженном стволе скважин; бурение горизонтальных, наклонных и многозабойных скважин; закачка в угольные пласты диоксида углерода и азота. Дополнительными методами интенсификации являются электровоздействие, акустическое и вибрационное воздействие, а также термические методы в различных модификациях.

Технологии и методы бурения скважин в Китае начали развиваться и осваиваться относительно недавно, и большинство таких методов выполнены, исходя из характеристик местных углей, с учетом имеющихся зарубежного опыта. В настоящее время в Китае преобладают вертикальные метаноугольные скважины (в том числе кустовые) из-за их низкой стоимости и простоты эксплуатации. Кроме того, кустовые скважины больше подходят для горных районов, и впервые были применены при разработке в угольном бассейне Цяньнань-Буи-Мясоского автономного округа. Технология многозабойного бурения скважины была освоена лишь недавно и сопряжена с рядом рисков. В основном на угольных пластах применяется бурение на дисперсии или сбалансированном давлении, как например бурение со свободной водой, растворами с низким содержанием твердой фазой, воздухом. Цель такого бурения заключается в снижении ущерба пласту и увеличении объема добычи на одну скважину.

Важную роль в добычи угольного метана имеют технологии цементирования. Для того, чтобы уменьшить повреждения пласта жидким цементом и обеспечить должную прочность цементного кольца, применяются в основном, цементы пониженной плотности, а также технологии, позволяющие контролировать высоту подъема бурового раствора вдоль ствола. Для контроля качества цементирования применяется акустический амплитудный каротаж и каротаж переменной плотности.

Большинство скважин – вертикальные. Здесь наибольшее распространение получил метод цементирования и обсадной колонны и ее перфорирования из-за надежности и удобства применения. Традиционная технология закачивания скважины при необсаженном забое была протестирована, но не получила широкого применения. Технология закачивания скважины кавернообразованием была протестирована в провинциях Шаньси и Цзянси, однако их результаты далеки от идеальных. Кроме того, технология закачивания миникавернами опробована в угольной шахте Шенбей, где она показала свою перспективность. В процессе бурения угольный пласт легко засорить. Для снижения или предотвращения загрязнения проводятся следующие технологии: во-первых, сужение бурового раствора или использование азирования буровых растворов при бурении с почти сбалансированным давлением. Во-вторых, контролирование содержания твердых частиц и макромолекулярных примесей

для предотвращения засорения или угля. В-третьих, подбор бурового раствора, подходящего для нерастворимого осадка, обеспечить стабильность буровых работ.

В сравнении с более глубокими, традиционными нефтяными и газовыми залежами угольные пласты обычно находятся под давлением не ниже гидростатического. С учетом этого, если выполнить бурение на уголь при повышенном давлении, структура угля может пострадать, что будет означать снижение дебитов за счет закупорки кливажа угля и снижения его проницаемости

По сравнению с традиционной вертикальной скважины, многозабойная скважина имеет преимущества: большая площадь дренирования, улучшенная проводимость, меньший вред угольному пласту, более высокие дебиты на скважину.

В Китае первая многозабойная метаноугольная скважина- DNPв провинции Шаньси, бассейна Киншуи была пробурена в ноябре 2004. Темпы бурения скважины по углю достигали 90%, самый большой угол отклонения скважины 101,47°. Скважина выполнена бурением на депрессии с применением каротажа. Положительные результаты эксплуатации скважины способствовали развитию добычи угольного метана в Китае.

При проектировании многозабойных скважин их оптимальная конфигурация определяется, исходя из общей длины горизонтального участка, расстояние между боковыми отводами и количества. Более протяженный горизонтальный участок увеличивает площадь контакта с угольным пластом, но в то же время растут затраты на бурение, а также связанные с работой риски. В результате оценки указанных факторов установлено, что наиболее целесообразно метаноугольные горизонтальные скважины бурить с поверхности с тремя- четырьмя отводами.

Добыча угольного метана в Китае началась около 30 лет назад, однако, по ряду причин, связанных с недостаточным финансированием, отсутствием технологического опыта, эта отрасль развивалась очень медленно. Меры, принятые в последние годы, включая выделение субсидий на добычу угольного метана и на выработку электроэнергии с его использованием, обусловили активизацию работ.

При текущем развитии уровня техники и технологий основной интерес представляют газугольные ресурсы, расположенные на глубинах от 300 до 2000 м. По состоянию на конец 2009 г. в Китае было выдано свыше 100 лицензий на геологоразведочные работы и 7 на добычу угольного метана. Создано 18 опытных промыслов, из них на семи ведется промышленная добыча. Общее число скважин для добычи метана угольных пластов – 5500, суммарная мощность – 3,1 млрд м³/год. Промышленная добыча ведется в бассейне Цыньшуй и в восточной части Ордосского бассейна.

Построены трубопроводы для транспорта угольного метана (рисунок 1).

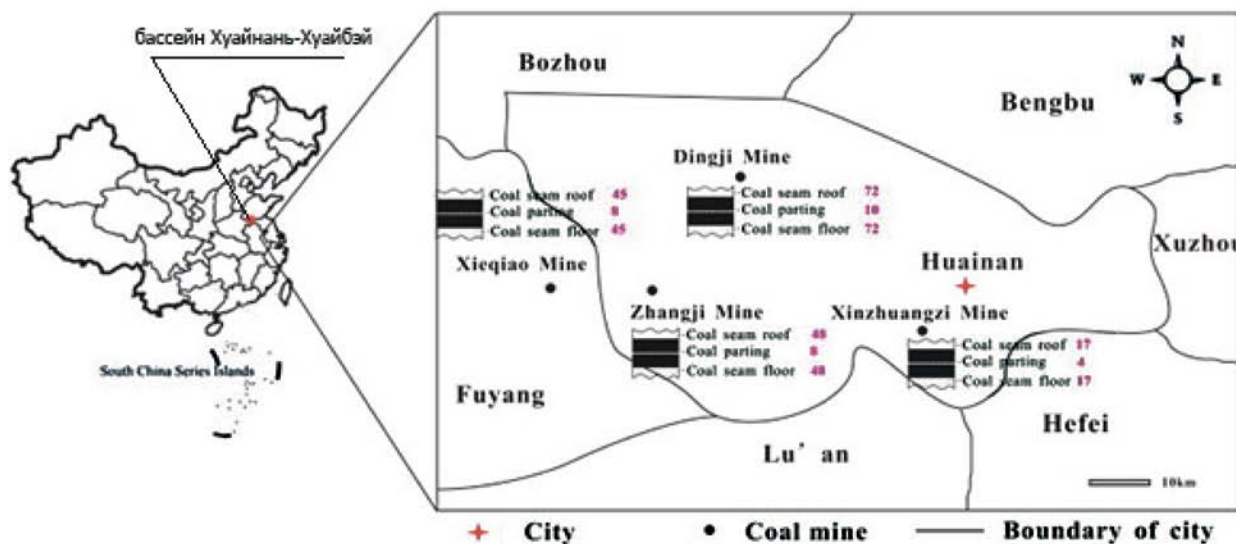


Рис.1 – Бассейн Хуайнань-Хуайбай

Хуанбэйская нефтегазодобывающая компания с начала добычи в 2009 г. со своего промысла в бассейне Циньшуй поставила в газопровод Запад-Восток-11 до 900 млн кубометров.

В 2010 г. добыча угольного метана составила 2 млрд м³. Себестоимость его добычи в Китае в среднем составляет около 1 юаня за кубометр, что существенно ниже цены газа, импортируемого из Туркмении (2,2- 2,6 юаней) и ввозимого сжиженного природного газа (4-6 юаней).

Планируется, что добыча угольного метана достигнет в 2020г 30 млрд м³, а в 2030 г. 40-50 млрд м³. Угольный метан используется на местных рынках, в основном бытовыми, промышленными потребителями и для производства электроэнергии. Число автомобилей на угольном метане достигло 6 тысяч. Суммарная мощность энергоблоков, работающих на угольном метане, превысила 750 тыс кВт.

По оценкам экспертов, мировая добыча метана из угольных пластов в 2020 достигнет 100-150 млрд м³ в год.

Список литературы

1. Мастепанов А.М., Ковтун В.В. Метан угольных пластов в газовом балансе КНР: состояние и перспективы.//Газовая промышленность (спецвыпуск). – 2012 – №672 – с.80-90.
2. Мастепанов А.М. Метан угольных пластов// Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2011 – № 9 – с.5-10.
3. Копытов А.И., Войтов М.Д., Тагиев С.М. Опыт добычи метана при разработке угольных месторождений Китая.//Вестник Кузбасского университета, 2016 – №3.
4. Мастепанов А.М., Ковтун В.В. Китай формирует газовую промышленность XXI века// Нефтегазовая вертикаль. 2012. № 6. С. 42-56.

СЛАНЦЕВЫЙ ГАЗ КИТАЯ

Губайдулина Н. В.

*Оренбургский Государственный Университет, г. Оренбург,
e-mail: gubaydulina_1997@mail.ru*

Очень долгое время Китай с помощью добычи газа самостоятельно обеспечивал свои потребности, которые были небольшими – всего 20-60 млрд м³. Однако, начиная с 2000 г. Китай резко увеличил добычу в связи с ростом ее потребления, но этого было недостаточно, так как второе росло еще быстрее, а в 2007 и вовсе обогнало добычу. Правительство решило увеличить все возможные источники газ у себя и за рубежом, чтобы избежать такого разрыва, а также чтобы обеспечить свою энергетическую безопасность и максимальную конкуренцию между экспортерами природного газа. Источниками являлись Центральная Азия и Мьянма, импорт сжиженного природного газа через морские терминалы, добыча метана, своего газа из традиционных коллекторов, производство синтетического газа из угля, а также сланцевого газа.[1]

Госсовет КНР и государственный комитет по развитию и реформе разрабатывают общеэкономическую программу развития страны через реализацию пятилетних планов для каждой отрасли.

Государственное энергетическое управление разрабатывает требования и стандарты в сфере ТЭК, а также энергетическую стратегию в КНР. Кроме того, они занимаются реализацией национальной энергетической политики.

Основным документом, определяющим развитие энергетического сектора КНР, является 13-й пятилетний план энергетического развития Китая на период 2016-2020 гг.

На диаграмме ниже представлено текущее состояние газовой отрасли. Видно что, газовая отрасль - одна из самых развивающихся энергетических отраслей Китая. В стране действует программа «ухода от угля» и замена его на газ. К 2030 году Китай планирует снизить долю угля в ТЭБ до 46%, а долю природного газа увеличить до 15%. Нетопливные источники должны вырасти до 25% (Рисунок 1).

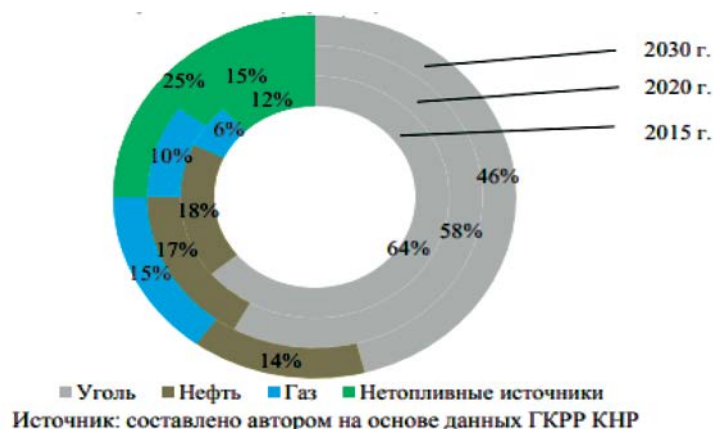


Рис. 1 – ТЭБ КНР в 2015 г., 2020 г., 2030 г.

Факторы роста потребления: восстановление темпов экономического роста Китая (6,9% в 2017 г.), увеличение спроса в сфере газовой электрогенерации, реализация программы перевода с угля на газ.

На диаграмме (Рисунок 2) можно увидеть, что, начиная с 2011 года, потребление природного газа стремительно увеличивается. Если в 2011 году оно составляло 130,5 млрд м³, то в 2017 уже 237,2 млрд м³. Однако, по различным прогнозам, это число к 2020 г. будет составлять от 340 до 600 млрд м³.



Рис. 2 – Динамика роста и годовые объёмы потребления природного газа Китаем в 2011-2017 гг.

Про добычу природного газа в Китае можно сказать то же самое – она возрастает. В 2011 году она составляла 102,5 млрд м³, а в 2017 – 147,4 млрд м³, главным фактором является увеличение потребления. (Рисунок 3)



Рис. 3 – Динамика роста и годовые объёмы добычи природного газа Китаем в 2011-2017 гг.

Потребности Китая в газе настолько велики, что они продолжают повышать импорт газа. Однако, рост импорта уменьшается. Это связано с тем, что добыча собственного газа гораздо больше импорта. Поэтому, если в 2011 г импорт составлял 90% при закупке 31,4 млрд м³, то в 2017 г. он составил 29% при закупке 95,6 млрд м³. (Рисунок 4)



Рис. 4 – Динамика роста и годовые объемы импорта природного газа в Китай в 2011-2017 гг.

Также рост импорта связан с увеличением спроса на газ. Основными источниками природного газа являются Туркменистан, Австралия и Катар.[3] (Рисунок 5)

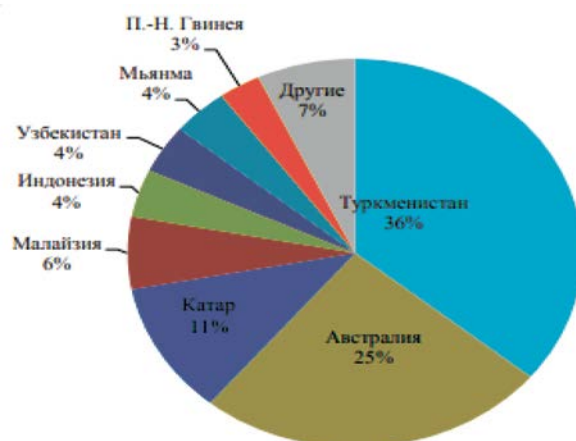


Рис. 5 – Географическая структура импорта в Китай в 2017 г.

В 2019 году в силу должен вступить контракт России с Китаем на поставку 38 млрд куб м газа по газопроводу «Сила Сибири». Но, скорее всего, Китай воспользуется оговоркой в контракте и перенесет начало поставок на 2 года, просто потому, что он не нуждается в российском газе. (Рисунок 6)



Рис. 6 – Маршрут газопровода "Сила Сибири"

В 2014 строительство газопровода оценивалось в 770 млрд рублей, но после девальвации эта цифра увеличивается до 1 трлн рублей. Эксперты считают, что проект нерентабелен, а договор невыгоден для России. Это обусловлено падением цен на нефть. При подписании договора цена барреля нефти была более \$100. Сейчас же ее цена настолько низка, что проект не сможет окупиться. В связи с этим под вопросом находится

и проект «Сила Сибири-2». Вопрос, насчет того нужен ли он Китаю и выгодно ли это будет России, пока остается открыт [4].

Ресурсы и добыча сланцевого газа [1]

У Китая очень большие запасы сланцевого газа. Гигантские ресурсы, скрытые в сланцевых толщах, являются главным фактором роста добычи СГ, а также развитие технологий для его разработки. В марте 2012 года был принят план двенадцатой пятилетки, в которой говорилось о широкомасштабном промышленном освоении СГ в 19 районах добычи.

Ресурсы сланцевого газа Китая располагаются на семи крупнейших бассейнах, оцениваемых в 28 трлн м³ технически извлекаемого газа, при геологических ресурсах в 120,2 трлн м³. Минэнерго США оценивает технически извлекаемые запасы сланцевого газа Китая в 31,57 трлн куб м, что на 68% выше, чем в США.

1. Бассейн Сычуань состоит из традиционных низкопроницаемых песчаников и карбонатов, производительность составляет около 15 млрд м³ в год. Ловушки здесь распространены по всему бассейну, преимущественно в триасовых толщах. Также были обнаружены палеозойские сланцы, которые и являются главной целью разработок. Наиболее богаты силурийские, кембрийские и пермские формации, содержащие около 4% органического вещества. Вторая по важности цель – это сухой газ из кембрийской формации, залегающей на глубине до 5 км. Сланцы кембрия схожи с североамериканскими.

2. Платформа Янцзы – это региональный нефтегазоносный мегабассейн, площадью около 1,6 млн км² с двумя толщами газосодержащих сланцев морского происхождения нижнего кембрия и силура, на глубине 3-5 км. Содержание ОВ здесь примерно 3-3,2%.

3. Бассейн Цзяхань располагается на юго-востоке Китая в сланцевом поясе платформы Янцзы. Относится к району традиционной добычи нефти. Это рифтовый бассейн, относится к меловому и третичному периодам. Залегают эти толщи примерно на глубине 4-5 км.

4. Бассейн Субей расположен на побережье вблизи Шанхая. Эти кембрийские сланцы морского происхождения содержат около 2.1 % ОВ. Они находятся на глубине примерно 4-5 км. Хотя эти залежи и устроены сложнее, но все же отдаленно напоминают Марселлус в США. Ордовикские и силурийские формации имеют содержание ОВ около 1,1%, залегают на глубине 3,5 км, и пермские на глубине 1-2,5 км, с содержанием ОВ 2%.

5. Бассейн Тарим обладает неплохим потенциалом, но из-за большой глубины залегания сланцев и отдаленности бассейна, там проводилось мало буровых разведочных работ. Бассейн слагают ордовикские и кембрийские толщи. Эти сланцы морского происхождения богаты карбонатами и граптолитами. Добыча производится посредством горизонтального бурения.

6. Бассейн Джунгар, толщи пермского возраста удивительно мощные, насыщенность ОВ составляет от 4 до 20%. Триасовые толщи хоть и меньше, но все же представляют перспективу для разработки.

В 2017 году в Китае разрабатывались почти 600 скважин, дававших 9 млрд кубических метров продукции. К 2020 году КНР может увеличить объемы добычи сланцевого газа до 17 млрд кубических метров. Однако, ожидаемые объемы добычи газа намного ниже, чем те показатели, которых стремится достичь китайское руководство, поставившее цель добывать 30 млрд кубических метров сланцевого газа в 2020 году. Для того, чтобы добывать такое количество газа, Китаю пришлось бы ввести в эксплуатацию еще не менее 725 новых скважин сверх запланированных 700, которые будут бурить в юго-западной части провинции Сычуань. Понятно, что добыча сланцевого газа – процесс дорогостоящий, причем в Китае разработка скважин обходится еще дороже, чем в США. [2]

Наиболее интересным является месторождение Фулин, расположенное в регионе Сычуаньского бассейна. Добыча здесь увеличилась с 0,2 млрд м³ в 2012 году до 5 млрд в 2015 году. Каждый год добыча СГ утраивается, бурятся новые скважины, на данный

момент их 219. В 2017 добывающая мощность составит 10 млрд м³. Если темпы не будут падать, то добыча к 2020 году составит 80 млрд м³.

По словам генерального директора корпорации Sinopec Jiangnan Oilfield Service Corp., которая осуществляет добычу газа на этом месторождении Ян Гуошэня, сначала использовалась техника, сделанная только в США, однако, по мере накопления опыта и развития китайских технологий в области добычи нефти и газа, компании полностью перешли на китайскую технику. С его слов в газете «Чжунго Жибао»: «Добыча сланцевого газа в Китае набирает обороты, и в ближайшие годы Китай займет первое место в мире по добыче этого природного топлива».

Геологоразведочные работы ведутся преимущественно в юго-западной части Сычуанского бассейна из-за наименьшего содержания сероводорода в породе и сухого газа. Китайским компаниям потребовалось 11 месяцев, чтобы пробурить первую горизонтальную скважину, в то время как американские это делают за 2 недели. В США подобные скважины обходятся в 6 млн долл. Китайские руководители говорят, что с развитием технологий цены на добычу будут резко падать и составят вскоре в среднем 9,8 млн долл.

Президент компании PetroChina указал на то, что средняя стоимость скважины составит 9 млн долл. а сроки выполнения 45 дней. [1]

Таким образом, можно заключить, что в ближайшем будущем добыча на Сычуанском бассейне будет только расти.

Сланцевая революция сможет закрыть разрыв между потреблением и добычей газа в Китае. В 2014 году правительство Китая приняло «План развития энергетики на 2014-2020 годы». В нем говорилось, что в 2020 году потребление газа должно составить 360 млрд м³ при увеличении его в доли в китайском энергетическом балансе до 10%.

Список литературы

1. V. Bogoyavlensky, P. Varinov, I. Bogoyavlensky, K. Yakubson журнал «бурение и нефть». Ноябрь 2016. Газовая революция в Китае, oil and gas research institute Russian academy of sciences.
2. Газовая война: сланцевый газ – теперь и в Китае: [Электронный ресурс]. <https://topcor.ru/1463-budet-li-gazovaja-vojna-mezhdu-ssha-i-kitaem.html>
3. Хотимский К.В. Текущее состояние государственного регулирования газовой отрасли Китая. Механизм ценообразования на газ. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина 27 апреля 2018 года.
4. Китай увеличит потребление газа и без помощи России. : [Электронный ресурс]: <https://www.epochtimes.ru/kitaj-uvelichit-potreblenie-gaza-i-bez-pomoshhi-rossii-99036120/>

ТЕКТОНИЧЕСКИЕ ДЕФОРМАЦИИ ТЕРРИТОРИИ ОРЕНБУРГСКОГО НГКМ

Данилова Е.А.

*ООО «Газпром добыча Оренбург», г. Оренбург
e-mail: e.danilova@gdo.gazprom.ru*

Традиционно считается, что по подсоловому карбонатному комплексу Оренбургское НГКМ (ОГКМ) имеет трехкупольное строение с наиболее высоким положением центрального купола. Наличие разрывных нарушений в изученной части разреза долгое время практически исключалось. По новым данным сейсморазведки МОГТ-ЗД территория ОНГКМ характеризуется широким их развитием (рис. 1). Месторождение локализовано вдоль северной части Соль-Илецкого поднятия (СИП), которое контактирует с Восточно-Оренбургским сводовым поднятием по Оренбургскому разлому. Можно сказать, что ОНГКМ им контролируется, а, следовательно, является приразломным. В отчете по подсчету запасов 2017 года Восточная часть отделяется от остального месторождения тектоническим нарушением, изолирующим залежи

с различными уровнями межфлюидных контактов (рис. 1). Таким образом, связь месторождения с тектоникой очевидна и требует детального рассмотрения.

В допалеозойское время территория ОНГКМ являлась частью Восточно-Европейского континента, в развитии которого участвовали все тектонические процессы, характерные для жизни такого крупного региона [5]. Во время *Байкальского тектонического мегацикла* происходило погружение территории юго-востока Восточно-Европейской платформы в восточном направлении, сопровождающееся континентальным рифтогенезом. В это время сформировались субширотные разломы.

Каледонский тектонический цикл привел к меридиональному расколу древней платформы в центральной зоне Урала и появлению здесь силурийского океана с формированием океанического типа коры. Конец силурийского времени ознаменовался на Урале мощным диастрофизмом, обусловленным субдукцией по центральной зоне Урала [5].

Герцинский тектонический цикл стал «временем крупных тектонических катаклизмов, блоковых движений и генеральных перестроек, каких не знала вся последующая история» [4]. «Именно в эту эпоху тектогенеза крупноглыбовая плита была подвержена дроблению на мелкие блоки, какие мы картируем сегодня. При этом оживились древние швы, погребенные осадками среднего девона, зародилось множество новых» [4]. В это время начинается формирование СИП как поднятия, обусловленное активизацией тектонических подвижек по разломам в фундаменте, имеющим древнее (допалеозойское) заложение [5]. С позднего карбона начала формироваться структура современного Предуральского краевого прогиба (ПКП), граничащего с СИП на западе. Этот процесс интенсивно отражался на тектоническом строении изучаемой нами территории. Формирование прогиба сопровождалось протяженными разрывными нарушениями вдоль бортов. Пик активности и складкообразования Уральского орогена приходится на конец раннего – начало среднего триаса. В это время появляется высокогорная складчатая страна. Интенсивные горообразовательные движения обусловили проявление соляной тектоники. В отличие от байкальского тектогенеза *каледонский* и *герцинский* этапы привели к формированию субмеридиональных структур, хотя «отдельные «широтники», заложенные в эпоху байкальского времени, «оживлялись» и продолжали функционировать в палеозойское время» [5].

Альпийский цикл тектогенеза по своему динамизму и площадному проявлению был таким же значительным, как и позднедевонский [4]. В мезо-кайнозойское время Южный Урал и прилегающая восточная часть Русской плиты испытали (а, скорее всего, и продолжают испытывать) влияние Альпийско-Гималайского складчатого пояса [6].

Подновление разломов в постседиментационный период привело к развитию разломов с разрывом сплошности отложившихся осадков и со смещением отдельных блоков относительно друг друга, а также к появлению интенсивной трещиноватости в зонах тектонических нарушений.

По данным сейсморазведки МОГТ-3Д территория ОНГКМ характеризуется наличием как субширотных, так и субмеридиональных тектонических нарушений. При вынесении всех разломов на карту, можно увидеть, что на территории месторождения условно выделяются 6 блоков, внутри которых нарушения подчиняются какой-то закономерности (рис. 1). Первый (с запада на восток) ограничен с северо-запада Оренбургским разломом. Внутри блока разломы имеют в основном субширотную ориентацию. Второй имеет клиновидную форму и характеризуется наличием в основном субмеридиональных нарушений. Третий самый большой по площади блок имеет в основном субширотные разломы и в незначительном количестве субмеридиональные. Четвертый, как и второй, имеет клиновидную форму и имеет больше субмеридиональных нарушений. Пятый разделен на несколько крупных блоков. Шестой (Караванная площадь) раздроблен еще сильнее, разломы в основном субмеридиональной ориентировки. Можно предположить, что второй и четвертый блоки клиновидной формы – ослабленные

тектонические зоны, разделяющие Западный, Центральный и Восточный участки месторождения.

В 2011 году автором проводилось исследование ПКП на предмет тектонических деформаций в связи с перспективами нефтегазоносности [2]. Была проведена собственная интерпретация некоторых временных разрезов с учетом всех возможных признаков обнаружения тектонических деформаций [7]. В результате переинтерпретации временных разрезов как в подсолевом, так и в надсолевом комплексах была выявлена густая сеть тектонических нарушений, большая часть которых по своей форме напоминает «деревья» (узлы пересечения разломов различной ориентировки). Результаты исследований показали связь разломов с солянокупольными структурами. Автором были протрассированы основные направления расположения соляных гряд и перемычек между ними, получена схематическая сеть ослабленных зон, судя по которой, фундамент ПКП состоит из отдельных протяженных субмеридиональных ступеней, смещенных друг относительно друга. Генезис этих дислокаций объясним подвижками со стороны Уральского орогена, тектоническая активность которого неоднократно возобновлялась после формирования ПКП. В зонах пересечения субмеридиональных и субширотных разломов наблюдается интенсивное дробление тектонических блоков с изменением направлений сдвигов внутри одних зон по часовой стрелке, внутри других – против. На схему разломов были вынесены контуры структур и месторождений. Оказалось, что большая их часть располагается вдоль субмеридиональных разломов, осложненных субгоризонтальными сдвигами и являются горстами клиновидной формы.

Данная методика исследований была применена автором и на территории ОНГКМ. Проведена собственная интерпретация 12 временных разрезов (9 субмеридиональных разрезов через Восточный, Центральный и Западный участки и 3 субширотных вдоль всего месторождения). В результате выявлено, что в поперечном сечении территория месторождения также представляет собой горстовидное поднятие (рис. 2). А в продольном – сочетание горстов и грабенов, зон растяжения и сжатия земной коры, которые являются следствием сдвиговых деформаций [1].

Деформации четко фиксируются на структурных картах соленосного комплекса. Эвапориты образуют в плане субширотные гряды северо-западного простирания, которые в центральной части площади кулисообразно смещаются по линиям горизонтальных сдвигов северо-западного направления. А в пределах Караванного участка (в зоне сочленения Оренбургского вала с ПКП) субширотные структуры постепенно сменяются дугообразными и затем субмеридиональными (как в ПКП), что, скорее всего, говорит о тектоническом сдвиге против часовой стрелки (рис. 3).

Если протрассировать основные направления соляных структур и направления сдвигов, то мы получаем схематическую сеть разломов. При сопоставлении данной сети и контура залежи ОНГКМ видно, что месторождение в плане представляет собой вал, оси которого совпадают по ориентации с осями максимального растяжения. Что говорит о том, что, скорее всего, ОНГКМ – структура, образованная в зонах пересечений разломов в результате сдвиговых деформаций (рис. 3).

В 2015 году на Восточно-Оренбургской площади ООО «ТНГ-Групп» проводило тектонодинамическое дешифрирование. В результате работ была закартирована система «положительных» и «отрицательных» блоков, сформировавшихся вследствие вертикальных движений земной коры. «Положительными» блоками, скорее всего, являются горсты, а «отрицательными» – грабены, что также подтверждает нашу версию интерпретации временных разрезов. По мнению некоторых исследователей, развитие разломной тектоники на поверхности земли передается через «рисунок» эрозионной сети [3], при рассмотрении которого на территории ОНГКМ выявляются некоторые закономерности. Например, совпадение выделенных по геофизическим данным тектонических нарушений с направлением русел рек Урал и Донгуз, что говорит о связи тектоники с развитием речных долин. Считаем, что с целью рационального

проектирования строительства скважин тектонодинамическое дешифрирование нужно сделать на всей территории месторождения.

Анализ истории развития территории ОНГКМ показывает, что в течение всего геологического времени в формировании данной структуры участвовали интенсивные тектонические деформации. Не учитывать влияния сдвиговой тектоники на формирование структур – подход упрощенный и устаревший. Скорее всего, Западный, Центральный и Восточный участки месторождения находятся на разных блоках и разделены тектонически ослабленными зонами. Это следует учитывать в планировании дальнейших работ по изучению и разработке месторождения.

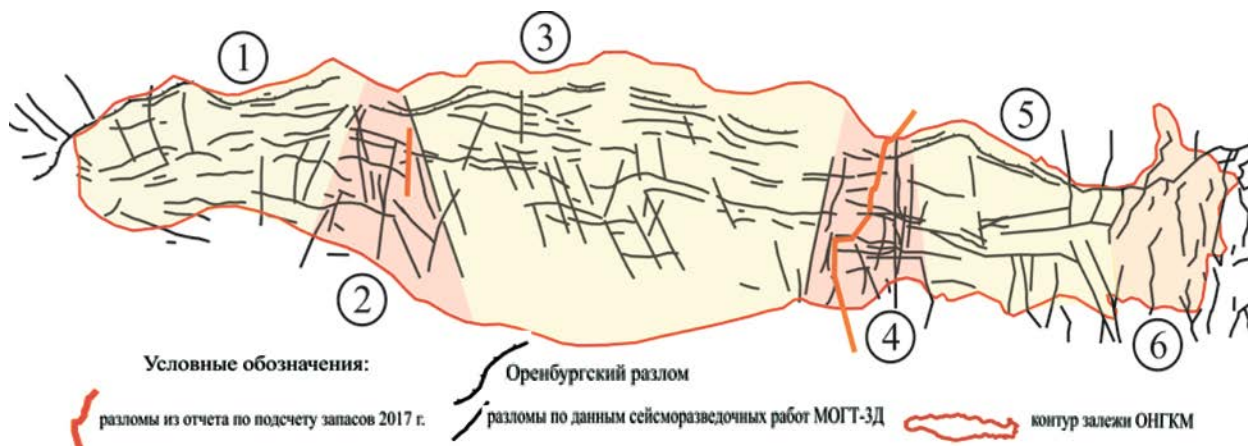


Рис. 1 – Тектоническое зонирование территории ОНГКМ

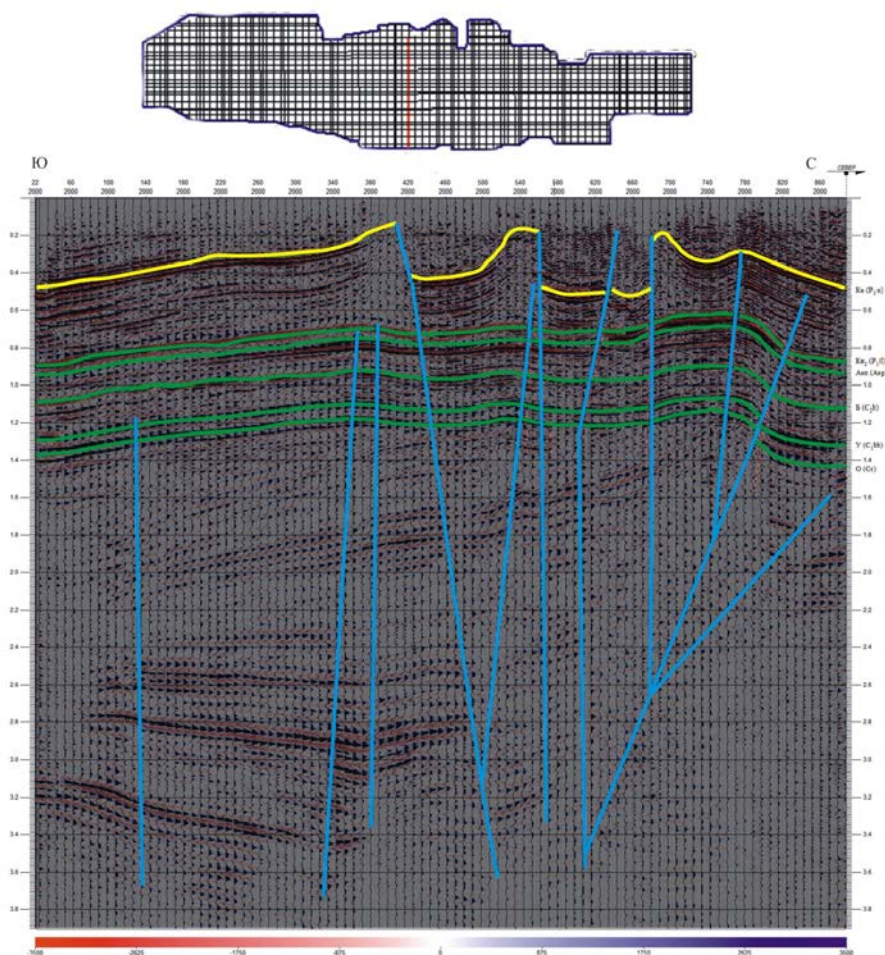


Рис. 2 – Временной разрез в поперечном сечении территории ОНГКМ

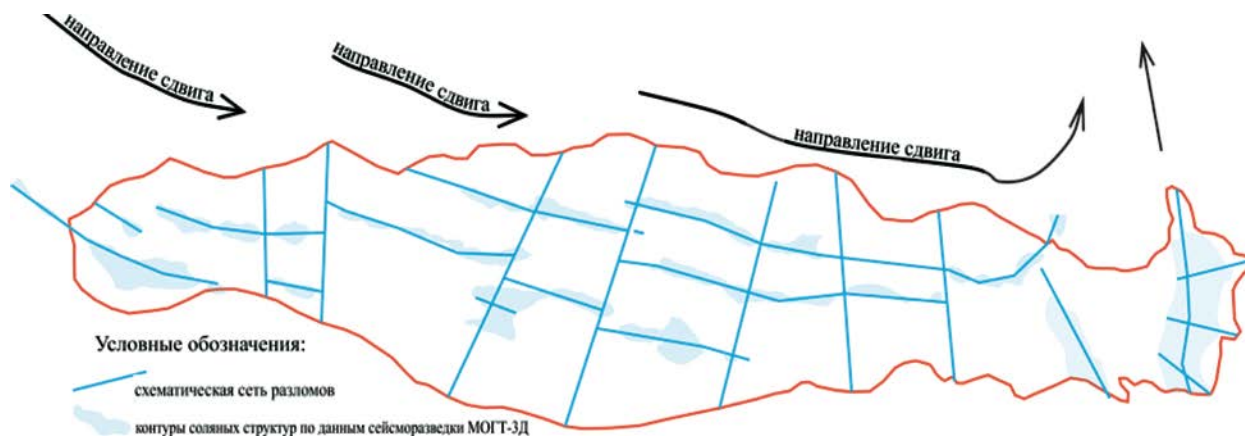


Рис. 3 – Схематическая сеть разломов

Список литературы

1. Гогоненков Г.Н., Кашик А.С., Тимурзиев А.И. Горизонтальные сдвиги фундамента Западной Сибири. — Геология нефти и газа, 2007, №3, с. 3-11.
2. Данилова Е.А. Тектонические сдвиги в Предуральском прогибе на примере Оренбургской области. — Разведка и охрана недр, 2011, № 2, с. 26-29.
3. Драгунов А.А. Влияние геодинамического фактора на формирование сложнопостроенных ловушек углеводородов. — Геофорум. Аналитический научно-технический журнал, 2017, №3 (45), с. 23.
4. Денцкевич И. А. Основные этапы истории развития в фанерозое юго-восточной окраины Волго-Уральской антеклизы. — Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений Оренбургской области / Ред. А.С. Пантелеев, Н.Ф. Козлов. Оренбург, Оренбургское книжное изд-во, 1998, с. 18-22.
5. Иванова Н. А., Карнаухов С. М., Трунова М. И. История геологического развития Соль-Илецкого поднятия и примыкающих к нему структур. — НТВ Каротажник, 2004, вып. 118-119, с. 91-101.
6. Светлакова А. Н., Пучков В. Н., Горожанина Е. Н., Горожанин В. М. Типы и роль разломов в строении юго-восточной окраины Русской платформы по новым сейсмическим данным. — Уральский геофизический вестник, Екатеринбург, 2010, №1, с. 45-58.
7. Тюрин А. М. Выделение малоамплитудных тектонических нарушений в пределах Оренбургского вала. – Геология и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений Оренбургской области / Ред. А. С. Пантелеев, Н. Ф. Козлов. Оренбург, Оренбургское книжное изд-во, 2001, с. 90-94.

О КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВАХ НИЖНЕПЕРМСКИХ ФЛИШОИДОВ ОРЕНБУРГСКОГО СЕГМЕНТА ПРЕДУРАЛЬСКОГО ПРОГИБА

Дроздова А.В.

ООО «ВолгоУралНИПИгаз»

Нижнепермская флишоидная толща Предуральского прогиба является нефтегазоперспективным объектом и рассматривается как нетрадиционный источник углеводородов. Толща сложена переслаиванием алевролитов, аргиллитов, песчаников, известняков, мергелей. Мощность толщи достигает 6500 м. Она протягивается широкой (до 60 км) полосой от границы с Башкирией до границы с Казахстаном (рис.1). В пределах Оренбургской области на востоке толща через Сюренский надвиг сопрягается с зоной передовых складок Урала. Верхняя граница клиноморфного тела флишоидов отвечает кровле артинского яруса, нижняя – в северной части прогиба подошве сакмарского яруса, южнее – подошве ассельского яруса. В северной части оренбургского участка прогиба флишоиды залегают на карбонатах ассельского яруса, в южной – на карбонатах башкирского яруса.

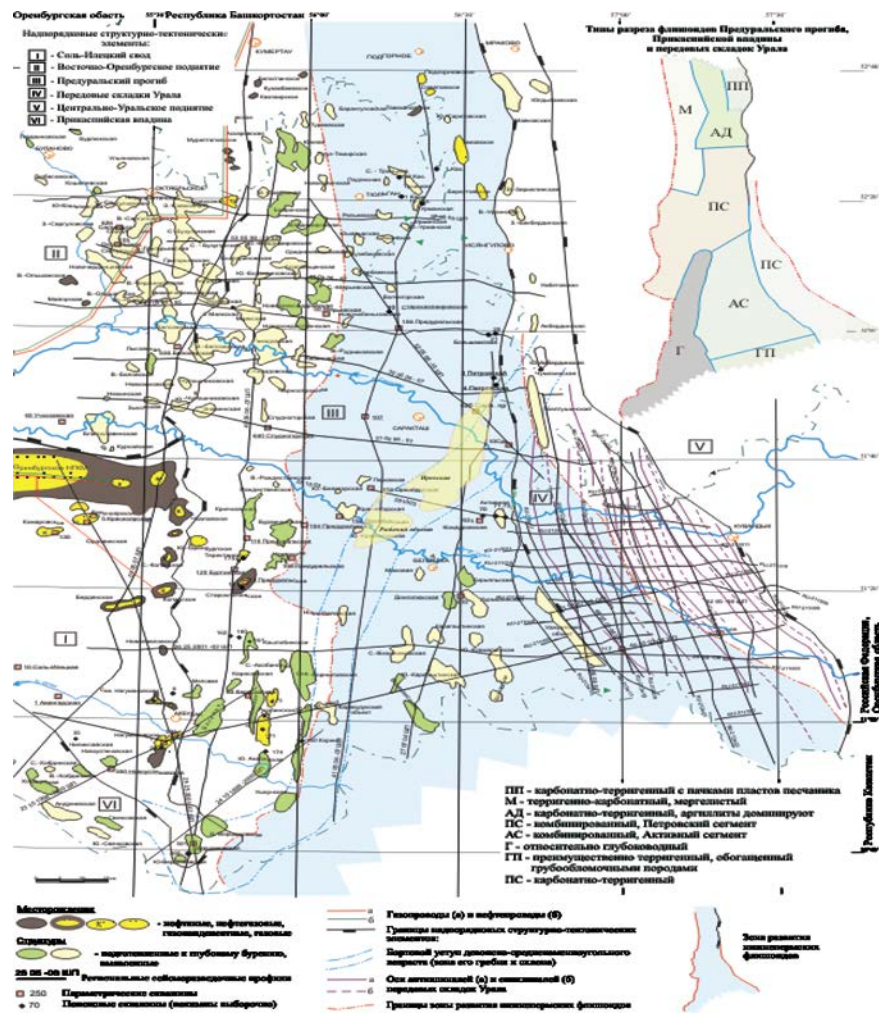


Рис.1 – Юг Предуральского прогиба и сопредельной площади. Обзорная схема месторождений УВС и перспективных объектов

Перекрыты флишоиды соляно-ангидритовыми отложениями кунгурского яруса. Их первоначальное положение нарушено тектоническими процессами, связанными с формированием уральского орогена. В толще флишоидов сформировались структуры сжатия, главным образом узкие антиклинальные складки, амплитуда которых достигает первых сотен метров.

В оренбургском сегменте Предуральского прогиба нижнепермские флишоиды вскрыли 23 скважины: 1, 2, 4, 5 Тавакановские, 1, 41, 42 Каскиновские, 10 Кузубековская, 10 Староказлаировская, 106, 107 Предуральские, 20, 21 Большеикские, 3, 4 Петровские, 10 Саракташская, 102, 108, Оренбургские, 631 Кондуровская, 70, 71, 73 Активные и 210 Донголюкская. (Таблица 1). Наилбольшая мощность флишоидов вскрыта в скважинах 4 Петровская (4045 м) и 71 Активной (3742 м). Бурение скважины 631 Кондуровская выполнено в 1966-1967 годах. Бурение скважин 107 Предуральская, 10 Староказлаировская и 210 Донголюкская – в 1982-1987 г.

Остальные скважины пробурены в 1969-1981 годах. Общий объём параметрического бурения составил 30988 м, а поискового и разведочного – 68867 м, что крайне мало для такой территории. Параметрическая скважина 117 Предуральская вскрыла в передовых складках Урала 2755 м флишоидов ассельского яруса.

Более детальная литологическая характеристика флишоидных отложений приводится на примере Петровского сегмента Предуральского прогиба. Флишоиды Петровского сегмента вскрыты скважинами 20 и 21 Большеикскими (2754,5 м, 2863 м), 3 и 4 Петровскими (4045,5 м, 2323 м) 10 Саракташской (2530,5 м), 107 Предуральской (274 м), 102 и 108 Оренбургскими (220,5 м, 464,5 м), по которым была проведена корреляция.

Подшо́ва флишоидов вскрыта только двумя последними скважинами, где флишоидная толща имеет меньшую мощность. Во всех скважинах они залегают на карбонатных отложениях башкирского яруса. В толще флишоидов выделяются интервалы, сложенные различными разностями карбонатных и терригенных пород. В восточной части зоны развития этого типа разреза бурением изучена только верхняя часть флишоидов. По данным сейсморазведки МОГТ можно предположить, что такое строение имеет и их нижняя часть.

Таблица 1

Перечень скважин, вскрывших толщу флишоидов в пределах оренбургского сегмента Предуральского прогиба и передовых складок Урала

Скважина, категория	Интервал флишоидов, м	Вскрытая мощность флишоидов, м
1 Тавакановская, разведочная	2972,0-3755,5	783,5
2 Тавакановская, разведочная	2660,0-3677,5	1017,5
4 Тавакановская, разведочная	2520,0-3711,0	1191,0
5 Тавакановская, разведочная	2788,0-3512,0	724,0
1 Каскиновская, поисковая	2562,0-3896,0	1334,0(1250,6)
10 Кузебековская, поисковая	3150,5-4057,5	907,0
41 Каскиновская, поисковая	3246,0-3923,0	677,0
42 Каскиновская, поисковая	3274,0-3980,5	706,5
10 Староказлаировская, поисковая	3305,0-4033,0	728,0
106 Предуральская, параметрическая	3045,5-3882,0	836,5
20 Большеикская, поисковая	1601,5-4356,0	2754,5(2167,0)
21 Большеикская, поисковая	1437,0-4300,0	2863,0
4 Петровская, поисковая	1421,5-5467,0	4045,5(4038,5)
3 Петровская, параметрическая	1677,0-4000,0	2323,0(2283,0)
10 Саракташская, поисковая	1569,5-4100,0	2530,5(2518,5)
10 Оренбургская, параметрическая	4194,5-4415,0	220,5(193,5)
108 Оренбургская, параметрическая	4372,5-4837,0	464,5
107 Предуральская, параметрическая	3843,0-4117,0	274,0
70 Активная, поисковая	2114,0-3509,0	1395,0 (1376,0)
71 Активная, поисковая	258,0-4000,0	3742,0
73 Активная, поисковая	1592,0-3998,0	2406,0
631 Кондуровская, параметрическая	2861,0-3620,0	759,0
210 Донголюкская, параметрическая	4055,0-4700,0	645,0
117 Предуральская, параметрическая	0,0-2755,0	2755,0[1555,0]
Всего:		35175,5(34400,1)

Все имеющиеся на сегодня керновые данные и данные ГИС – это результат бурения скважин в 1974-1978 гг. При этом всего с отбором керна пробурено 1705 м, что составляет 5,1% от общего объема бурения. Отсюда очевидна крайне низкая изученность толщи прямыми методами.

Коллекторские свойства пород флишоидной толщи, определенные по керну, приведены в таблице 2. Проницаемость терригенных пород изменяется от 0 до 13,6 мД, карбонатных – от 0 до 4 мД. Наибольшее количество образцов характеризует терригенные породы (311 образцов песчаников, 46 образцов алевролитов, 24 образца аргиллитов). Пористость пород достигает 12 %, проницаемость изменяется от 0 до 13,06 мД.

Таблица 2

Оренбургский сегмент Предуральяского прогиба. Петрофизические характеристики типов пород флишоидов

Песчаники		Алевролиты		Аргиллиты		Мергели		Известняки	
Кп мин-макс. % (Кп ср.) / Кол. обр.	Кпр мин-макс., мД/ Кол. обр.	Кп мин-макс. % (Кп ср.) / Кол. обр.	Кпр мин-макс., мД/ кол. обр	Кп мин-макс. % (Кп ср.) / Кол. обр.	Кпр мин-макс., мД/ Кол. обр.	Кп мин-макс. % (Кп ср.) / Кол. обр	Кпр мин-макс., мД/ Кол. обр	Кп мин-макс. % (Кп ср.) / Кол. обр.	Кпр мин-макс., мД/ Кол. обр.
0,1-11,6 (2,67) / 311	0-13,06 (0,147) / 213	0,1-7,9 (2,3) / 46	0-0,69 (0,021) / 33	1,2-12 (6,0) / 24	0-4,022 (1,0) / 18	1,29-10,06 (2,71) / 17	0-0,602 (0,08) / 7	0,2-7 (1,74) / 28	0-0,139 (0,012) / 21

Исследования карбонатных пород (известняков и мергелей) проведены по 45 образцам. Пористость пород – до 10,0 %, проницаемость – до 7,0 мД. Всего изучено 426 образцов.

Выделено два типа коллекторов: трещинно-поровые (пористость – от 6,0 до 12,0 %) и трещинно-низкопоровые (пористость – от 2,0 до 6,0 %). Пористость коллекторов трещинно-порового типа изменяется от 6,0 до 12,0 %, средняя 8,0 %. При учёте относительно большого числа изученных образцов можно принять, что процент образцов с этим типом пористости (5,4 %) в первом приближении соответствует проценту пластов-коллекторов в разрезе флишоидов. По данным ГИС их 6,15 %.

Пористость коллекторов трещинно-низкопорового типа изменяется от 2,0 до 6,0 %, средняя 3,0 %. Предполагается, что процент образцов с этим типом пористости (65,0 %) соответствует объёму трещиноватых низкопоровых флишоидов.

Распределение образцов зерна по проницаемости в обобщенном виде приведено в таблице 3.

Таблица 3

Нижнепермские флишоиды. Распределение образцов зерна по проницаемости

Проницаемость, мД	Категория коллекторов	Количество образцов зерна	
		штук	% от всей выборки ¹
>100	Обычные	-	0
50-100		-	0
2-50	Малопроницаемые	7*	1,6
1,5-2,0	Низкой проницаемости	3**	0,7
1,0-1,5	Крайне низкой проницаемости	2	0,5
0,1-1,0	Предельно низкой проницаемости	18***	4,2
0,01-0,1		53 ^ж	12,4
0,001-0,01		163 ^{жж}	38,3
Непроницаемый		46	10,8
Проницаемость не определена		134	31,5

В категорию «традиционные резервуары и коллекторы» попало 30 образцов, что составляет 7,0 % от всей выборки. В категорию «нетрадиционные резервуары и коллекторы» – 216 (50,7 %) образцов. Непроницаемых образцов – 46. Для 134 образцов проницаемость не

определена. Скорее всего, большинство из них являются непроницаемыми. Но, возможно, технология петрофизических исследований не позволяла определять проницаемость ниже 0,001 мД. Для части образцов отмечен трещинный тип проницаемости. Пределы изменения проницаемости – 0,001-4,0 мД. Среднее значение по медиане – 0,006 мД.

На рисунке 2 представлена гистограмма пористости образцов нижнепермских флишоидов.

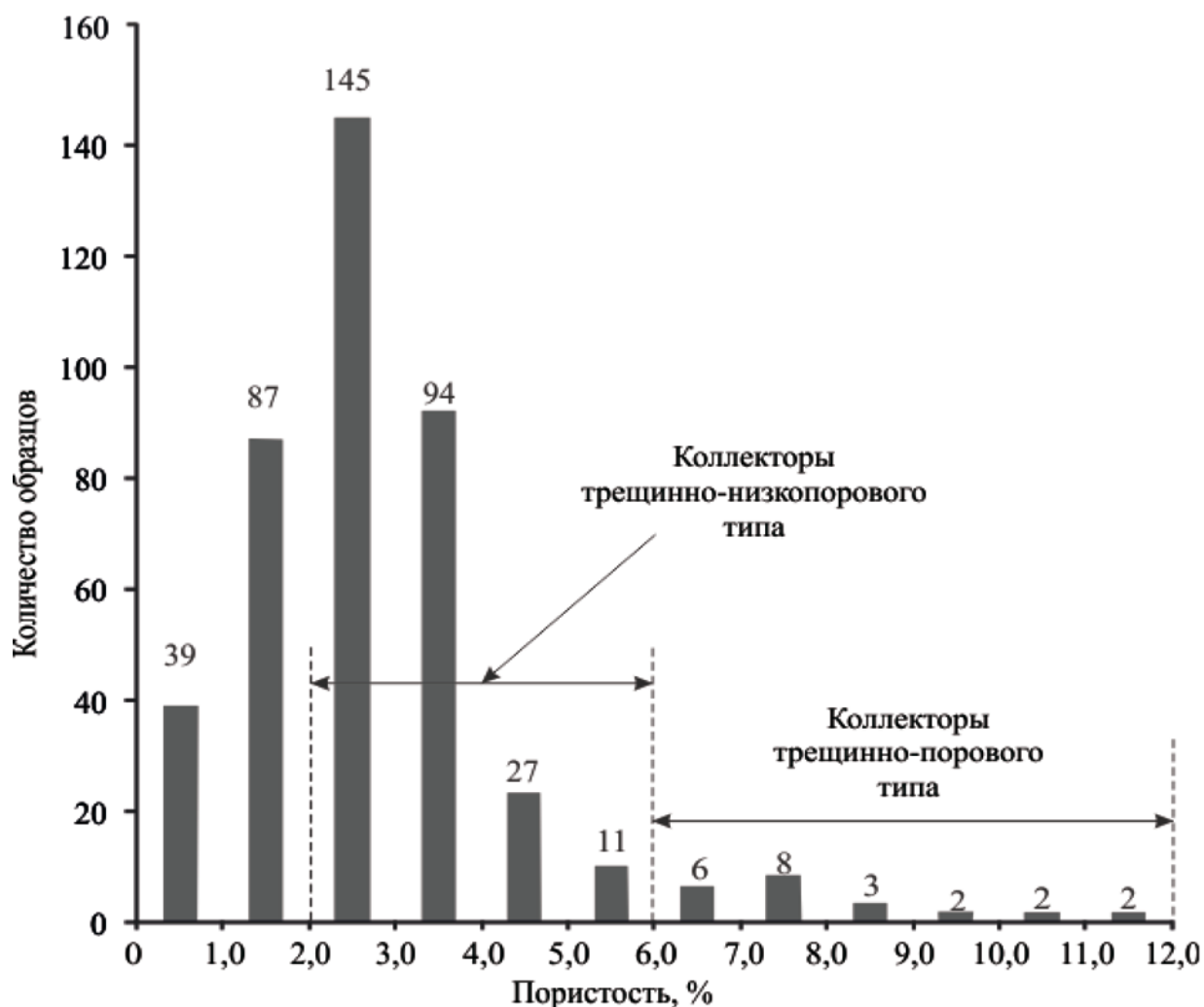
*В том числе 4 образца с трещинной проницаемостью.

**В том числе 2 образца с трещинной проницаемостью.

***В том числе 2 образца с трещинной проницаемостью.

*В том числе 1 образец с трещинной проницаемостью.

*В том числе 1 образец с трещинной проницаемостью.



Всего 426 образцов керна

Количество образцов с пористостью трещинно-порового типа - 23 (5,4 %), их средняя пористость - 8,0 %

Количество образцов с пористостью трещинно-низкопорового типа - 277 (65,0 %), их средняя пористость - 3,0 %

Рис. 2 – Гистограмма пористости образцов нижнепермских флишоидов

Матричная проницаемость газоносных сланцев США находится в пределах 0,001-0,0001 мД.

По проницаемости флишоидов можно сделать следующие выводы:

- нижнепермские флишоиды имеют, в основном, предельно низкую проницаемость;
- по этому параметру их следует отнести к «нетрадиционным резервуарам и коллекторам»;
- в толще флишоидов имеются локальные зоны, в которых развита трещинная проницаемость;
- проницаемость флишоидов не ниже проницаемости газосланцевых полей США.

Список литературы

1. Политыкина М.А., Тюрин А.М., Дроздов В.В. Уточнение условий залегания и перспектив нефтегазоносности нижнепермских флишоидов юга Предуральяского прогиба. Предложение о включении в проект Перечня объемов государственного заказа Федерального агентства по недропользованию по воспроизводству минерально-сырьевой базы углеводородного сырья на 2011 год. – Оренбург, фонды ООО «ВолгоУрал-НИПИГаз», 2010.
2. Политыкина М.А., Кутеев Ю.М., Тюрин А.М., Дроздов В.В. Уточнение условий залегания и перспектив нефтегазоносности нижнепермских флишоидов юга Предуральяского прогиба. Предложение о включении научно-исследовательской работы в Геологическое задание по объёмам геологоразведочных работ и приросту запасов ОАО «Газпром» на 2011–2012 гг. – Оренбург, фонды ООО «ВолгоУралНИПИГаз», 2010.
3. Тюрин А.М. Изучение литофизических характеристик нижнепермских флишоидов юга Предуральяского прогиба по результатам комплекса ГРП с целью оценки перспектив их нефтегазоносности. – Оренбург, фонды ООО «ВолгоУралНИПИГаз», 2016.

ОСОБЕННОСТИ БИОЛОГИЧЕСКОГО РАЗНООБРАЗИЯ СОЛЬ-ИЛЕЦКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА

Дулова К.А.

Оренбургский государственный университет, г. Оренбург

e-mail: kseniyadulova_eco@bk.ru

В соответствии с Законом Оренбургской области в 2015 году внесены изменения в систему местного самоуправления. Город Соль-Илецк и все населённые пункты прежнего района объединились в единое функциональное целое – муниципальное образование Соль-Илецкий городской округ.

Муниципальное образование расположено в южной части Оренбуржья. На севере граничит с Оренбургским и Беляевским районами, на востоке – с Акбулакским, на западе – с Илекским. Соль-Илецкий городской округ включает в себя 58 населенных пунктов. Площадь территории равна 5,2 тыс. км².

Рассматриваемая территория расположена в умеренном климатическом поясе, который ярко выражен из-за невозможности воздействия на него смягчающих морских воздушных масс. Район характеризуется теплым летом и холодной зимой с устойчивым снежным покровом, относительно малым количеством осадков, а также высокими годовыми амплитудами температур. Эти особенности объясняются быстрым и сильным нагреванием земной поверхности и приземных слоев воздуха днем и летом, соответственно их охлаждением ночью и зимой.

В таблице 1 представлены основные климатические характеристики исследуемой территории.

Особенности климата Соль-Илецкого городского округа

Показатели	Значения
Средняя температура июля	+ 22 °С
Средняя температура января	- 15 °С
Средняя годовая температура	+ 15 °С
Амплитуда средних температур	36 – 37 °С
Количество атмосферных осадков	300 мм
Средняя высота снежного покрова	25 - 30 см
Глубина промерзания почвы зимой	> 140 см
Коэффициент увлажнения	0,4

Из-за сравнительно малого количества выпадающих осадков и низкой относительной влажности воздуха наблюдается дефицит влаги в теплый период года. Характер выпадения осадков также влияет на данный показатель, особенно если учесть, что для исследуемого района особенен их ливневый характер и быстрый сток. Ввиду этого выпавшие осадки не успевают впитаться в почву, а просто ударяются о ее поверхность с большой скоростью и не задерживаются на ней, чему в свою очередь способствует расчлененный рельеф и высокие температуры воздуха.

Местность Соль-Илецкого городского округа Оренбургской области представляет собой, на большей южной части, плоско-волнистую песчаную равнину (абсолютной высотой 85-125 м), прорезанную меридионально текущими реками бассейна р. Илек: Мечетка, Елшанка, Ветлянка, Донгуз, Бердянка и др. Основным элементом рельефа являются сырты, образующие несколько массивов, разделенных правобережными долинами притоков рек и оврагов.

Для северной территории муниципального образования характерна крупнохолмистая местность с абсолютной высотой 130-315 м, которую прорезают реки, с весьма разветвленной овражно-балочной и яровой системой. Глубина вреза оврагов и балок до 10-15 м, редко 20-25 м, в основном в северной части территорий.

Поверхность восточной половины территории характеризуется общим уклоном с востока на запад. Самая высокая точка с отметкой 340 м расположена в левобережье р. Илек. Гора Базарбай имеет отметку 331 м и находится в северной половине на Урало-Илекском водоразделе. Самая низкая точка 53 м – в устье р. Илек. Преимущественно преобладают высоты 100-200 м.

Поверхностные воды представлены реками, озерами и искусственными водоемами. Район расположен в зоне недостаточного и неустойчивого увлажнения, а по обеспеченности водными ресурсами относится к маловодному району. Реки отличаются большим непостоянством расхода воды из-за сухости климата. Питание рек – снеговое, на его долю приходится более 80 % стока рек, роль дождевых и грунтовых вод не велика. Все реки принадлежат к бассейну Каспийского моря и речной системе реки Урал, и его крупному притоку реке Илек.

Климатические и орографические условия выступают предпосылкой обитания на исследуемой территории богатого ареала биоразнообразия. Флора и фауна исследуемой территории является важным элементом природного потенциала Соль-Илецкого городского округа.

О конкретных ценных биотических объектах (ЦБО), как участках с местами концентрации редких и исчезающих видов растений и ценных растительных сообществ в составе памятников природы, впервые был разработан иной подход в технико-экономическом обосновании ООПТ С.В. Саксоновым, Г.В. Беликовой и др. (1990),

предполагающий вести исследования поэтапно и сразу на всей территории. На основании данной методики было построено проведенное нами исследование [2].

Проанализирован по статистическим данным и составлен каталог ценных биотических объектов Соль-Илецкого городского округа. Выбор и обоснование ЦБО осуществлялись на основе учёта сведений Красной Книги Оренбургской области, выпущенной в первом (1998) и втором (2016) году издания. Учитывались степень антропогенного фактора (должен быть минимальным), площадь популяции того или иного вида, насыщенность фитоценоза редкими, реликтовыми, эндемичными, находящимися на границе ареала распространения либо оторванными от основного ареала распространения, видами.

Выделены основные типы ЦБО: популяционный, представленный относительно крупными популяциями раритетных видов, и фитоценотический, включающий в себя растительные сообщества, где на участие раритетных видов приходится не менее 30 %. Учтены различные в эколого-ценотическом отношении виды и сообщества, отражающие богатство флоры исследуемой территории [1].

Практическая значимость ЦБО заключается в следующем:

- поддержание популяций редких видов в дикой природе для сохранения биологического разнообразия;
- восстановление ослабленных популяций методов вегетативного или семенного размножения;
- наличие семенного банка данных местной флоры для интродукции и репатриации;
- пропаганда природоохранных мероприятий и экологического образования, воспитание и просвещение населения путём создания цветной печатной продукции (буклеты, календари, выставки) [3].

Проанализированы данные Красной книги Оренбургской области различных годов изданий. Большинство редких видов растений, внесенных в Красную книгу Оренбургской области, обладают полезными для человека свойствами, что и является причиной их исчезновения. Среди видов, нуждающихся в охране, есть лекарственные и декоративные растения, а также растения-медоносы. Сравнительная характеристика редакций Красной книги представлена в таблице 2.

Таблица 2

Общая численность видового растительного разнообразия и виды, требующая охраны в Соль-Илецком округе

Группы	Количество видов в районе	Виды, занесенные в Красную книгу Оренбургской области (1996 г.)	Виды, занесенные в Красную книгу Оренбургской области (2014 г.)
Высшие растения	2000	12	44
Лишайники	60	-	-
Мохообразные	97	-	-
Папоротники	21	-	2
Грибы	280	-	1

Сравнительный анализ показывает, что с периода издания Красной книги 1996 года увеличилась антропогенная преобразованность ландшафтов, хозяйственное освоение земель, браконьерство, что негативно отразилось на сокращении краснокнижного растительного биоразнообразия и привело к увеличению численности видов, занесенных в Красную книгу нового издания.

Кроме того, стоит отметить, первое издание Красной книги области не включало разделение Растений на группы, в то время как ее новое издание содержит деление этого раздела на 4 группы, а также выделение в отдельную главу раздела Грибы.

Основными критериями включения в региональную Красную книгу являются включение вида в вышестоящую Красную книгу (МСОП, РФ), наличие научно обоснованных сведений, указывающих на резкое снижение численности вида за время, прошедшее с момента опубликования первого издания Красной книги Оренбургской области, до критического уровня, в том числе за счет непосредственной эксплуатации (сбор дикоросов), либо под воздействием иной хозяйственной деятельности (распашка). Исходя из этого, наиболее эффективной следует признать охрану редких видов растений Оренбургской области, осуществляемую путем организации особо охраняемых природных территорий.

Результаты сравнительной характеристики краснокнижных животных, занесенных в Красную книгу различных годов изданий, представлены в таблице 3.

Таблица 3

**Общая численность краснокнижных животных, требующая охраны
в Соль-Илецком городском округе**

Группы	Количество видов в районе	Виды, занесенные в Красную книгу Оренбургской области (1998 г.)	Виды, занесенные в Красную книгу Оренбургской области (2014 г.)
Паукообразные	10	-	1
Насекомые	103	5	14
Птицы	110	31	43
Млекопитающие	47	-	1
Рептилии	8	2	2
Рыбы	32	1	2

Тенденция увеличения числа видов, внесенных в Красную книгу, сохраняется и в животном мире. Однако, составители нового издания Красной книги отмечают, что это ни в коем случае не следует считать следствием их вымирания и исчезновения. Большой вклад в расширение списков внесло значительное повышение степени изученности животного и растительного мира Оренбуржья, в том числе и в результате реализации областных природоохранных целевых программ.

В первом издании Красной книги Оренбуржья нет сведений об обитании на исследуемой территории млекопитающих. В итоге, по состоянию на 1996 году в Соль-Илецком городском округе было выявлено 50 видов краснокнижной флоры и фауны. В настоящее время это число увеличилось до 110 видов, т.е. в 2,2 раза [4].

Биоразнообразие в пределах любого региона распределено неравномерно. Для описания участков, в пределах которых биоразнообразие превышает некий средний для вмещающей территории уровень, используется понятие «очаг биоразнообразия». На территории Соль-Илецкого городского округа произведен учёт краснокнижной флоры и фауны в соответствии с их местоположением и местообитанием. Результаты исследования занесены в таблицу 4.

Таблица 4

Местоположение очагов биоразнообразия Соль-Илецкого городского округа

Местоположение	Количество зарегистрированных видов
Окрестности посёлка Троицк	Насекомые – 3; Птицы – 5; Растения - 33
Балка Шыбынды	Насекомые – 8; Рептилии – 1; Птицы – 21
Окрестности села Новоилецк	Насекомые – 6; Птицы – 21

Территории очагов биоразнообразия характеризуются сложным рельефом. Большая часть очагов биоразнообразия в пределах рассматриваемого муниципального образования относится к двум типам:

1) долина водотока с примыкающим крутым водораздельным склоном и частью водораздела;

2) участки со сложным рельефом, горные хребты с выраженной высотной поясностью.

Одновременно с эрозией биоразнообразия человечество утрачивает потенциал адаптивности экосистем к таким новым вызовам, как рост населения и изменение климата.

Поддержание биоразнообразия тесно связано с решением экологических проблем, в первую очередь таких, как поддержание свойств саморегуляции и самовоспроизведения в природных и трансформированных системах, экологический мониторинг и разработка природоохранных мероприятий. Ведь чем сложнее организована экосистема, тем она более устойчива к различного рода техногенным трансформациям, нагрузкам, катаклизмам, а значит, одновременно с эрозией биоразнообразия человечество утрачивает потенциал адаптивности экосистем к таким новым вызовам, как рост населения и изменение климата. Поэтому необходимо соблюдать все необходимые меры для сохранения и увеличения биоразнообразия территории.

Список литературы

1. Разнообразие и его роль в функциональной устойчивости и эволюции экосистем / Емельянов И.Г. – Киев, 1999. 168 с;

2. Биоразнообразие и способы его сохранения: учебно-методическое пособие / автор-сост. Е.В. Рябова. – Киров: ООО «Типография «Старая Вятка», 2012. – 95 с.: ил;

3. Кочуров, Б.И. Концепция эффективного природопользования в аспекте устойчивого развития / Б.И. Кочуров, В.А. Лобковский, А.Я. Смирнов // Проблемы региональной экологии, 2013. – № 3 (май-июнь). – С. 136-143;

4. Экология региона [Текст] : учеб. пособие для вузов / В. Ф. Куксанов [и др.]; М-во образования и науки Рос. Федерации, Федер. агентство по образованию, Гос. образоват. учреждение высш. проф. образования "Оренбург. гос. ун-т". – Оренбург : ГОУ ОГУ, 2008. – 144 с. – Библиогр.: с. 143. Издание на др. носителе [Электронный ресурс].

ОЦЕНКА ПРИРОДНЫХ ПАМЯТНИКОВ СОЛЬ-ИЛЕЦКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА КАК ЭЛЕМЕНТОВ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО КАРКАСА ТЕРРИТОРИИ

Дулова К.А.

Оренбургский государственный университет, г. Оренбург

e-mail: kseniyadulova_eco@bk.ru

Необходимость принятия новой, эффективной системы действий для совершенствования "степного хозяйства" диктуется тяжелой обстановкой и новизной ситуации. Новая стратегия природопользования в степях должна, с одной стороны, затормозить экологический кризис степной зоны, стабилизировать ситуацию, устранив недостатки предыдущих систем природопользования. С другой стороны, она должна быть жизнеспособной и практически эффективной, действуя в современных экономических условиях.

В качестве стратегии, которая может лечь в основу государственной программы, предложен разработанный подход, называемый «экологическим каркасом». Он представляет собой попытку интеграции различных подходов к экологической оптимизации степного ландшафта [3].

Экологический каркас территории, в научно-принятой трактовке, – это совокупность ее экосистем с индивидуальным режимом природопользования для каждого участка, образующих пространственно-организованную инфраструктуру, которая поддерживает экологическую стабильность территории, предотвращая потерю биоразнообразия и деградацию ландшафта. Иначе говоря, предлагается введение определенной системы земель, имеющих особый статус. Эти земли должны находиться в регламентированных и щадящих видах использования (пастбище, сенокос, виды лесного хозяйства и т.д.), причем для каждого участка должен быть определен свой отдельный режим использования, исходя из его роли в поддержании экологической стабильности как окружающей местности, так и всей территории региона.

В экологический каркас необходимо включить все существующие меры экологической регламентации природопользования. К их числу относится организация новых и сохранение имеющихся памятников природы как узловых элементов различного значения.

Большинство мест видового богатства Соль-Илецкого городского округа соответствует расположению памятников природы областного значения исследуемой территории. Поэтому была проведена оценка ценности этих узловых элементов экологического каркаса территории природно-техногенной системы Соль-Илецкого городского округа по степени ценности по методике О.В. Мирошниченко [1].

В таблице 1 представлена методика, по которой осуществлялась оценка состояния памятников природы областного значения.

Таблица 1

Шкала оценки рекреационной привлекательности памятников природы

Оцениваемый признак	Объективная оценка значимости признака, баллы	Субъективная оценка значимости признака (вербальная и в баллах)		
		«отлично», 5 баллов	«хорошо», 3 балла	«удовлетворительно», 1 балл
Живописность	5	Ярок, вызывает восторг и восхищение	Достаточно живописен, создает хорошее настроение	Безлик, нейтрален, оставляет равнодушным
Уникальность (экзотичность)	4	В рамках региона	В рамках субрегиона	В рамках административного района
Познавательная ценность	3	Очевидна и не требует пояснений	Требуются краткие пояснения	Требуются полные пояснения
Сохранность	2	Сохранился полностью	Частично разрушен (1 – 10 %)	Сильно разрушен (11 – 20 %)
Доступность	1	До 0,5 км	0,5 – 1,5 км	Более 1,5 км

Техника и последовательность оценки такова: сначала необходимо умножить объективную оценку оцениваемого признака на избранную таксатором субъективную оценку привлекательности этого признака, предварительно выбрав одну из трех возможных: 1 балл, 3 балла или 5 баллов, и полученное произведение занести в соответствующую графу. Далее, полученную суммарную (т.е. объективно-субъективную) оценку привлекательности необходимо сравнить с одной из трех сравнительных категорий трехступенчатой шкалы: до 26 баллов – относительно привлекательные объекты; 26-50 баллов – привлекательные; 51-75 баллов – наиболее привлекательные. Результаты расчетов приведены в таблице 2.

Таблица 2

Памятники природы областного значения Соль-Илецкого городского округа

Название	Описание (ценность), в баллах	Площадь, га	Местоположение	Профиль
1	2	3	4	5
Букобайские яры	Живописность – 25 Уникальность – 12 Познавательность – 9 Сохранность – 6 Доступность – 1	135,8	В 3,6 км на восток от с. Михайловка	Геолого-геоморфологический
Верхне-Чибендинские меловые горы	Живописность – 25 Уникальность – 20 Познавательность – 9 Сохранность – 6 Доступность – 1	163,0	В 5 км к юго-западу от с. Троицкого (В 10 км на запад-юго-запад от с. Троицкое)	Ландшафтно-геоморфологический, ботанический
Верхнемечетский разрез	Живописность – 15 Уникальность – 12 Познавательность – 9 Сохранность – 10 Доступность – 3	2	Северо-западная окраина с. Дивнополье	Геологический
Ветлянские яры	Живописность – 15 Уникальность – 20 Познавательность – 9 Сохранность – 10 Доступность – 1	170	Верховья р. Ветлянка. В 13 км на восток-юго-восток от ст. Боевая Гора	Ландшафтно-геологический
Галечный овраг	Живописность – 15 Уникальность – 12 Познавательность – 9 Сохранность – 6 Доступность – 1	10	В 3,5 км на северо-запад от с. Саратовка	Геологический
Гора Алеутас	Живописность – 25 Уникальность – 12 Познавательность – 9 Сохранность – 6 Доступность – 1	0,5	В 10,5 км на юго-восток от с. Перовка	Ландшафтно-геологический
Гора Боевая	Живописность – 25 Уникальность – 20 Познавательность – 9 Сохранность – 6 Доступность – 3	50	В 700 м от ж/д. ст. Боевая Гора	Ландшафтный и геолого-геоморфологический
Гора Змеиная (Ханская гора, Могила хана)	Живописность – 25 Уникальность – 12 Познавательность – 9 Сохранность – 6 Доступность – 3	33,2	В 1,5 км на юго-юго-восток от с. Михайловка	Геологический
Перовские яры	Живописность – 25 Уникальность – 20 Познавательность – 9 Сохранность – 6 Доступность – 3	2	Правый берег р. Донгуз. Северная окраина с. Перовка	Геолого-палеонтологический

Соколиные колки	Живописность – 15 Уникальность – 12 Познавательность – 15 Сохранность – 6 Доступность – 1	17,2	В 9,5 км на юго-восток от с. Перовка	Ландшафтно-ботанический
Степной участок Никольский	Живописность – 25 Уникальность – 12 Познавательность – 15 Сохранность – 10 Доступность – 1	190	В 10 км на запад-юго-запад от пос. Дружба	Ландшафтный
Троицкие меловые горы	Живописность – 25 Уникальность – 12 Познавательность – 9 Сохранность – 6 Доступность – 1	150	В 5 км на юго-запад от с. Троицкое	Геологический, ботанический
Урочище Возрождение	Живописность – 15 Уникальность – 4 Познавательность – 15 Сохранность – 6 Доступность – 1	52	В 1 км на восток от с. Возрождение, Соль-Илецкий лесхоз, Соль-Илецкое лес-во, кв. 14	Ландшафтно-ботанический
Урочище Прохладное	Живописность – 15 Уникальность – 4 Познавательность – 15 Сохранность – 6 Доступность – 1	87,5	Верховья р. Куралы. В 12,5 км на юго-восток от с. Перовка	Ландшафтный
Черноольшанник у с. Изобильное	Живописность – 15 Уникальность – 4 Познавательность – 15 Сохранность – 6 Доступность – 1	36	В 3,5 км на восток от с. Изобильное. Изобильное лес-во.	Ландшафтно-ботанический

Так как в соответствии с [2] на территории Соль-Илецкого городского округа зарегистрировано 15 памятников природы областного значения, то рассчитывался балл привлекательности каждого охранного объекта природы для исследуемой территории в целом. В итоге получено значение, равное 52,3, что характеризует оцениваемые памятники природы по предлагаемой выше шкале как наиболее привлекательные.

Список литературы

1. Мирошниченко, О.В. Туристско-рекреационный потенциал региона [Амурская область]: проблемы оценки / О.В. Мирошниченко, В.А. Калинина // Вестн. Амур. гос. ун-та. Сер. Естеств. и экон. науки. – 2008. - Вып. 43. – С. 79-84;
2. Правительство Оренбургской области. Постановление. О памятниках природы областного значения Оренбургской области: [принято 25.02.2015], – N 121-п. – с изм. на 06.02.2018, – N 54-п;
3. Иванов, А.Н., Чижова, В.П. Охраняемые природные территории: учеб. пособие / А.Н. Иванов, В.П. Чижова. – Москва : Географический факультет МГУ, 2010. – 184 с.

ОПЫТ ОСВОЕНИЯ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ ПОСЛЕ ПРОВЕДЕНИЯ УГЛЕКИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ

*Ефимов А.Г., Черевиченко Д.С., Подшивалов А.В.
ООО «Газпром добыча Оренбург»*

Работа нефтяных скважин Ассельской залежи сопровождается формированием асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО) в призабойной зоне пласта, что приводит к снижению дебита скважины. Для увеличения притока институтом ООО «НИПИ НГ «Петон» была предложена технология очистки призабойной зоны от АСПО, суть которой заключается в обработке призабойной зоны (ПЗ) сжиженным углекислым газом (СУ), который в условиях пласта (давление выше 70 кг/см² и температура выше 31 °С) находится в закритической области и поэтому активно влияет на АСПО, растворяя и разжижая (снижается вязкость) тяжелые углеводороды. Таким образом, после обработки и освоения скважины, ожидалось, что из ПЗ будет удалена большая часть АСПО и дебит скважины должен будет увеличиться. Ожидание базировались на отечественном и зарубежном опыте, научно-исследовательских и опытных работах, проведенных ООО «НИПИ НГ «Петон».

Для проведения обработки была выбрана скважины №538н Ассельской залежи. Скважина №538 пробурена в 1988 году, глубина скважины 1950 м, интервал перфорации 1867-1888 м.

Закачка углекислоты осуществлялась ООО «Праксэа Рус» 19 декабря 2017 г. Всего было закачено в скважину 18,64 т углекислоты. Этим количеством углекислоты была обработана призабойная зона в радиусе ~3,5 м от оси скважины. После закачки углекислоты ствол НКТ был заполнен сырой нефтью. В таком состоянии скважина простояла до 30 января 2018 г.

На остановленной скважине 22 января 2018 г. были произведены замеры распределения давления и температуры в НКТ глубинным манометром. Давление на глубине 1880 м составило 10,45 МПа, температура 31,0 С. Уровень жидкости находился на глубине 732 м от устья. Замеры осуществлял ВолгоУралНИПИгаз.

Работы по освоению скважины начали 30 января 2018 г. Освоение начали производить газлифтным газом. При этом возникли трудности, связанные с тем, что при снижении температуры в стволе скважины, сырая нефть начала застывать. В результате в НКТ образовался столб малоподвижной жидкости и давления газлифтного газа стало не хватать. При повышении давления в затрубном пространстве выше 6,5 МПа подключили азотную установку и освоение продолжалось азотом. Давление в затрубном пространстве поднялось 8,5 МПа. Для снижения вязкости сырой нефти температуру подаваемого азота поддерживали на уровне 65 С. Диаметр шайбы на выкиде из скважины – 8 мм.

В 3 часа 31 января 2018 г. снова перешли на подачу активного газа, так как давление в затрубном пространстве снизилось до 6,57 МПа – это означало, что основная часть сырой нефти, которую залили в НКТ для продавливания углекислоты в пласт, была удалена и в НКТ начал поступать теплый пластовый флюид.

Дальнейшая работа скважины осуществлялась только на активном газе газлифтной системы и через установку ПортаТест, на которой осуществлялись замеры расходов скважинной продукции (нефть, газ и вода).

С 31 января по 28 февраля скважина исследовалась на 4-х режимах – при диаметрах шайбы 6, 8, 12 и 23,6 мм. Периодически скважина останавливалась для проведения глубинных замеров, отбора глубинных проб и проб из установки ПортаТест. В таблице 1 приведены результаты промысловых исследований скважины №538н Ассельской залежи ОНГКМ.

Анализы проб проводились в лабораториях ВолгоУралНИПИгаза и ГПУ. Были проведены РVT-исследования глубинных проб нефти.

Необходимо отметить, что при анализе газов дегазации глубинных проб нефти, во второй пробе (начало освоения) была замечена повышенная концентрация гелия – 0,023%. В последующих пробах концентрация гелия не превышала 0,01% (рисунок 1). Этот факт можно, конечно, отнести к случайным, если бы не результаты исследований керна, которые проводились «Петоном» совместно с ВНИИГАЗом в 2016 году [1].

Тогда образцы породы, представленные ООО «Газпром добыча Оренбург», которые были отобраны 23.05.2015 г из скважины №10117 и хранились больше года при атмосферных условиях. Керновый материал отобран из газоконденсатной части залежи (артинский ярус) и в момент отбора не был герметизирован для сохранения исходных значений остаточной воды и находящихся в нем углеводородов.

Методами физического моделирования пластовых процессов были проведены экспериментальные исследования по вытеснению высокомолекулярных компонентов смесью диоксида углерода с метаном (1%) из предоставленного кернового материала. В результате из кернового материала были вытеснены углеводородная жидкость и растворенные в ней газы.

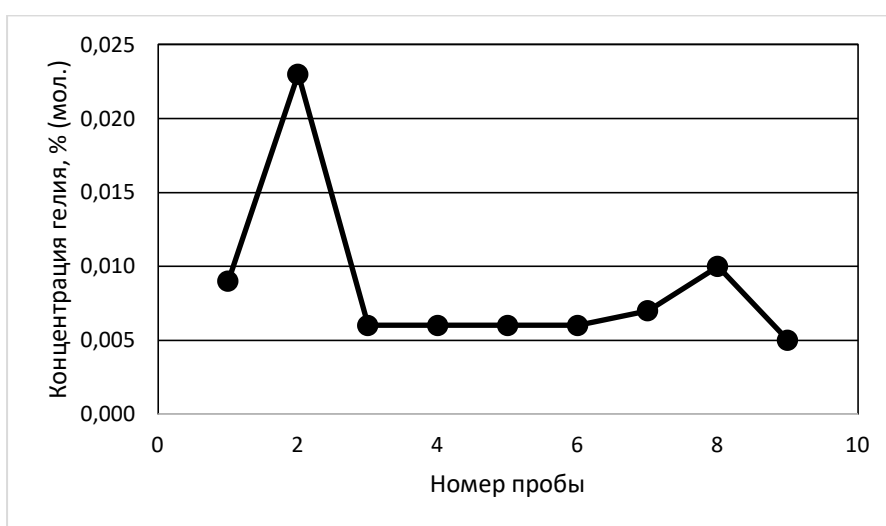


Рис. 1 – Изменение концентрации гелия в газах дегазации глубинных проб нефти

Опуская подробности эксперимента скажем, что хроматографический анализ газовой смеси после вытеснения показал наличие в этой смеси гелия на уровне 0,0123-0,0207%.

На наш взгляд, полученные при освоении скважины результаты требуют дополнительного изучения.

В период работы со скважиной также проводились гидродинамические исследования. При этом измерялось распределение давления и температуры по стволу НКТ:

22 января 2018 года в остановленной скважине перед пуском ее в работу после закачки углекислоты;

1 февраля 2018 года при освоении скважины;

5 февраля 2018 года при постоянной работе скважины с постоянной подачей активного газа;

8, 20 и 28 февраля 2018 года при периодической работе скважины с постоянной подачей активного газа;

13 февраля 2018 года при периодической работе скважины с кратковременной (в течение 10 минут в начале работы) подачей активного газа.

28 февраля 2018 года в 15:57 скважина была остановлена для записи КВД на устье и на глубине 1880 метров, запись КВД производилась в течение 120 часов.

Для оценки состояния призабойной зоны и параметров удаленной зоны пласта были выполнены обработки индикаторной диаграммы и КВД.

При обработке КВД и индикаторной диаграммы использовались значения дебитов сепарированной нефти. При определении параметров призабойной и удаленной зоны пласта значения дебитов на дебиты пластовой нефти с использованием объемного коэффициента нефти, полученного по результатам РVT-исследования глубинной пробы пластовой нефти и равного 1,29.

Результаты обработки индикаторных диаграмм скважины №538н представлены в таблице 2.

Таблица 2

Результаты обработки индикаторной диаграммы скважины № 538н

Дата проведения	Дебит нефти, м ³ /сут	Пластовое давление, МПа	Забойное давление, МПа	Депрессия, МПа	Коэффициент продуктивности, (м ³ /сут) / МПа
05.09.2012	5,9	12,30	9,97	2,33	2,53
04.02.2017	4,4	10,79	8,32	2,47*	1,80
31.01 – 1.02.18	6,7	10,30	8,00	2,30	2,93
13.02.2018	5,8	10,30	8,22	2,08	2,78
20.02.2018	9,0	10,30	7,10	3,20	2,81
28.02.2018	11,0	10,30	6,42	3,88	2,84
31.01 – 28.02.2018					2,84

Примечание: пластовое давление 4.02.2017 года не было измерено, поэтому его значение принято ориентировочно равным 10,7 МПа.

На рисунке 1 представлена индикаторная диаграмм скважины №538н, построенная по результатам исследования с 31.01 по 28.02.2018 г.

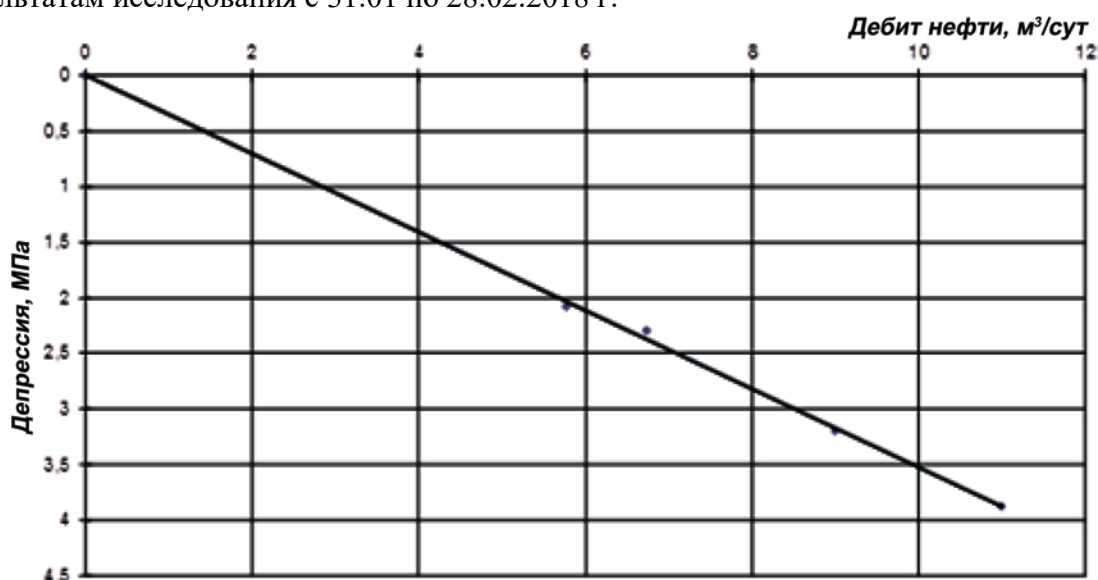


Рис.1 – Индикаторная диаграмма скважины № 538н

По результатам обработки данных, полученных при проведении исследований скважины № 538н, можно говорить об увеличении продуктивности скважины в результате обработки призабойной зоны углекислотой.

Список литературы

Отчет о НИР по теме: «Технико-экономический анализ перспектив освоения ресурсов высокомолекулярного сырья на газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождениях (на примере Оренбургского НГКМ) Том 2 книга 1. НИПИНГ «ПЕТОН», Уфа, 2017 г.

Таблица 1 Результаты промысловых исследований скважины №538н Ассельской залежи ОНГКМ

Дата	Режим	Диаметр шайбы, мм	Время работы на режиме, час.	Р устье, МПа	Р затр., МПа	Р сеп., МПа	Т сеп., °С.	Давление на режиме, 1880 м, МПа	Температура на режиме, 1880 м, °С.	Q нест. нефти		Q газа сеп.		Депрессия	Газовый фактор, м³/м³ нестabilь-ной УВ жидкости	Q вмс	
										м³ (цикл)	м³/сут	тыс. м³ (цикл)	тыс. м³/сут			МПа	%
22.01.2018	статика			1,37	5,05			10,30	31,07	0							
30-31.01.18	"газлифт" с постоянной подачей азота		8,6	4,13	6,25	2,92	3,50			33,768		21,021			623		1,416
31.01 - 1.02.18	"газлифт" с постоянной подачей АГ	8,00	35,9	4,21	6,00	2,90	-0,77	8,00	30,45	20,204		28,555		22	1413		0,085
1-2.02.18			12,0	4,19	5,87	3,09	0,65			15,602		28,641			1836		0,000
07.02.2018	периодическая добыча,		8,0	3,53	5,20	3,15	6,22			9,385	28,155	4,541			484	0,389	
09.02.2018	"газлифт" с постоянной		8,0	4,11	5,28	2,48	0,12			6,075	18,225	5,899			971	0,290	
10.02.2018	периодическая добыча,		8,0	3,42	5,33	2,68	4,98			6,235	18,705	3,537			567	0,000	
11.02.2018	"газлифт" с постоянной подачей АГ		8,0	3,30	5,23	2,67	6,58			7,100	21,300	3,512			495	0,595	
12.02.2018	периодическая добыча, зачка АГ в затрубное пространство перед пуском скважины, работа без "газлифта"	6,00	8,0	3,56	5,09	2,58	6,40			5,854	17,562	3,750			641	0,739	
13.02.2018			8,0	3,21	4,91	2,68	5,23	8,22	30,88	5,767	17,301	2,209	2,08	20	383	0,459	
14.02.2018	периодическая добыча, зачка АГ в затрубное пространство перед пуском скважины, работа без "газлифта"	6,00	8,0	3,05	5,27	2,66	6,48			5,275	15,825	2,342			444	0,797	
15.02.2018			8,0	3,00	5,11	2,46	7,66			8,957	26,871	3,579			400	1,587	
16.02.2018	периодическая добыча,	12,00	8,0	2,81	4,96	2,77	7,73			8,161	24,483	3,938			483	1,180	
17.02.2018			8,0	3,22	5,07	2,90	7,25			11,421	34,263	7,373			646	1,553	
18.02.2018	"газлифт" с постоянной подачей АГ	12,00	8,0	3,30	5,11	3,06	5,79			9,445	28,335	8,024			850	1,367	
19.02.2018			8,0	3,11	5,14	2,73	5,98			12,191	36,573	9,617			789	2,043	
20.02.2018	периодическая добыча,	23,60	8,0	3,27	5,20	3,00	5,89	7,10	30,81	8,997	26,991	9,200		31	1023	1,224	
21.02.2018			8,0	2,88	5,05	2,86	6,56			10,547	31,641	9,148			867	1,517	
22.02.2018	периодическая добыча,	23,60	8,0	2,98	5,25	2,92	6,50			11,523	34,569	10,836			940	1,857	
23.02.2018			8,0	2,70	5,01	2,63	7,60			12,893	38,679	11,148			865	1,813	
24.02.2018	"газлифт" с постоянной подачей АГ	23,60	8,0	2,89	5,31	2,78	6,46			10,359	31,077	11,647			1124	1,399	
26.02.2018			8,0	2,79	5,19	2,73	7,95			10,600	31,800	11,203			1057	1,238	
28.02.2018			8,0	2,95	5,12	2,86	3,92	6,42	30,72	10,992	32,976	10,705		388	38		1,581

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА НА ОНГКМ

*Кованов В.А., Шуэр А.Г.
ООО «НИПИ НГ «Петон»*

Серьезная уязвимость российского нефтегазового сектора перед санкциями проявится через семь лет – к 2025 году, полагают эксперты Энергетического центра бизнес-школы «Сколково». Это следует из результатов исследования «Перспективы российской нефтедобычи: жизнь под санкциями». По мнению авторов доклада, отсутствие доступа к новому оборудованию и неразвитость собственных технологий нефтедобычи на фоне роста трудноизвлекаемых запасов начнет оказывать фатальное влияние на отрасль.

Как подчеркивают авторы доклада, технологии добычи нефти на шельфе и ускорения добычи играют огромную роль, потому что первая закладывает предпосылки для успеха в будущем, а вторая – обеспечивает поддержание добычи. [1]

В 2002 г. был выполнен подсчет запасов высокомолекулярного сырья (ВМС) Оренбургского НГКМ. Оценка запасов ВМС только в пределах наиболее перспективных для добычи зон Основной залежи составила 367 млн т [2].

В 2016 г. ООО «НИПИ НГ «Петон» выполнил «Технико-экономический анализ перспектив освоения ресурсов высокомолекулярного сырья на газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождениях (на примере Оренбургского НГКМ)».

В работе было предложено использовать углекислый газ в качестве агента по вытеснению ретроградного конденсата, который выпал в пласте в результате снижения пластового давления, и ВМС.

При контакте нефти и углекислого газа в пласте происходит его растворение в нефти, испарение компонентов нефти в газ, увеличение объема (набухание) нефти, уменьшение межфазного натяжения между нефтью и газом, изменение проницаемости, смачиваемости и пористости пласта и т.д. Образующаяся при растворении CO_2 в воде угольная кислота H_2CO_3 растворяет некоторые виды пород пласта и повышает его проницаемость.

Высокая эффективность углекислоты была подтверждена физическим моделированием процессов вытеснения высокомолекулярных компонентов остаточной нефти, выполненным лабораторией физического моделирования многофазных процессов ООО "Газпром ВНИИГАЗ" по заказу ООО "НИПИ НГ "Петон". [3] Тогда были взяты керновые материалы из скважины №10117 (Основная залежь, зона УКПГ-10), пролежавшие в кернохранилище больше года без всякой консервации. Условия вытеснения были близки к критическому состоянию углекислого газа: 7,0-9,0 МПа при температурах 30-50⁰С. При этом из керна были вытеснены тяжелые углеводороды (ВМС остаточной нефти) и растворенные в ней газы – метан, этан, пропан, бутан, азот и даже гелий.

На сегодняшний день нам видится использование углекислоты на ОНГКМ в следующих направлениях:

1. Поддержание пластового давления в Ассельской нефтегазовой залежи.
2. Вытеснение нефти из нефтяных оторочек Основной залежи.
3. Добыча остаточной нефти и ретроградного конденсата из Основной залежи.
4. Очистка призабойной зоны нефтяных и газоконденсатных скважин для увеличения притока пластовой продукции.

Для этого предлагается организовать опытный полигон, на котором можно будет отработать эти технологии. Полигон должен будет включать в себя несколько различных участков, содержащих по две и более скважин, приуроченных к различным характерным зонам месторождения.

Но для полигона требуется источник углекислоты.

В качестве источника углекислого газа предлагалось использовать реконструированную установку аминовой очистки природного газа Карачаганакского

месторождения, сделав ее двухступенчатой: на первой ступени природный газ очищается от сероводорода, который идет на производство элементарной серы, на второй ступени – от углекислого газа [4].

Предлагаемая система селективной очистки природного газа от кислых компонентов имеет ряд преимуществ, по сравнению со стандартной:

- увеличение степени конверсии в печах Клауса за счет повышения концентрации сероводорода в кислых газах;
- увеличение производительности печей Клауса за счет уменьшения объема поступающих кислых газов;
- снижение расхода топливного газа в печах дожигания по причине уменьшения объема хвостовых газов и, как следствие, уменьшения размеров печей дожигания;
- появляется новый продукт – углекислый газ, который можно использовать в процессах разработки и добычи на залежах ОНГКМ.

Но для организации крупнотоннажного производства углекислого газа на Оренбургском ГПЗ (более 600 тыс. т в год) требуется крупный потребитель. В связи с этим была предложена организация поддержания пластового давления на Ассельской залежи углекислым газом – как основного потребителя углекислоты, чтобы малую часть ее использовать на опытном полигоне. В результате использования углекислого газа для ППД в Ассельской газонефтяной залежи приведет к увеличению объемов добычи нефти, снижению ее обводненности и уменьшению затрат на ее добычу.

Необходимо отметить, что, используя для поддержания пластового давления в Ассельской залежи углекислого газа, мы уменьшим его выброс в атмосферу, т.е. в свете Киотского протокола и Парижской конвенции, это будет способствовать взятым Россией на себя обязательств по снижению выбросов парниковых газов.

Но организация крупнотоннажного производства углекислого газа потребует много времени. Поэтому необходимо иметь источник, который может использоваться в ближайшее время. Таких источников два:

1. «ТоАЗ-Диоксид» — это одно из крупнейших предприятий по производству углекислоты в России, производящее до 85000 тонн продукции ежегодно. Предприятие может поставлять по заказу жидкую углекислоту в автоцистернах вместимостью до 20 тонн.

2. Получение углекислоты из дымовых газов котельных. Для этого уже выпускаются установки «под ключ», производительность которых порядка 1 т жидкой углекислоты в час. Произведенная двуокись углерода может накапливаться в резервуарах длительного хранения. Стационарные резервуары для углекислоты могут быть оборудованы агрегатами поддержания давления (АПД) – «холодильником». Благодаря АПД жидкая углекислота хранится длительное время без потерь.

Таким образом, на полигоне можно организовать опытные работы, не дожидаясь пуска основного производства углекислоты.

Список литературы

1. https://вперёдроссия.рф/blog/43852347509/Neft-pod-sanktsiyami:-kak-Rossiya-lishayetsya-buduschego?utm_source=mirtesen
2. Отчет по Договору № 1785-03 от 12.09.2002 г. между ООО «Оренбурггазпром» и ООО «НГ-Интеллект-Технология» на выполнение работ по теме: «Подсчет геологических запасов высокомолекулярного сырья (ВМС) Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения».
3. Отчет о НИР по теме: «Технико-экономический анализ перспектив освоения ресурсов высокомолекулярного сырья на газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождениях (на примере Оренбургского НГКМ) Том 2 книга 1. НИПИИГ «ПЕТОН», Уфа, 2016 г.
4. Отчет о НИР по теме: «Технико-экономический анализ перспектив освоения ресурсов высокомолекулярного сырья на газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождениях (на примере Оренбургского НГКМ) Том 4 книга 5. НИПИИГ «ПЕТОН», Уфа, 2016 г.

ВЫСОКОМОЛЕКУЛЯРНОЕ СЫРЬЕ ОРЕНБУРГСКОГО НГКМ И ПЕРСПЕКТИВЫ ЕГО ОСВОЕНИЯ

Коломеец А.В., Теплякова Е.В., Пантелеев В.С.

ООО «ВолгоУралНИПИгаз»

Оренбургский государственный университет

Высокомолекулярное сырьё (ВМС) продуктивных карбонатных пород основной газоконденсатной залежи Оренбургского НГКМ – нетрадиционный вид полезного ископаемого, в состав которого входят смолы, асфальтены, маслянистые и осмоленные компоненты.

Работы по изучению возможности добычи ВМС на Оренбургском НГКМ выполнялись в 2002-2016 гг. системно и на самом высоком технологическом и научном уровне. Выделяются три этапа:

1. Планирование работ. Подсчет запасов ВМС, составление проекта бурения скважины 1-ВМС (2002-2004 гг.).

2. Бурение скважины 1-ВМС, проведение эксперимента по добыче ВМС с применением растворителей. Изучение керна. Составление проекта поисково-оценочного бурения (2005-2011 гг.).

3. Изучение полученных результатов. Техничко-экономический анализ перспектив освоения ресурсов ВМС (2012-2016 гг.).

Выполнен подсчет запасов ВМС, оценены ресурсы ретроградного конденсата и связанного газа. Пробурена скважина 1-ВМС, проведен промышленный эксперимент по добыче ВМС с применением растворителей. По комплексной программе исследован большой объем керна. Выполнен технико-экономический анализ перспектив освоения ресурсов ВМС. Составлены проектные документы по отработке технологии добычи жидких углеводородов.

По результатам изучения керна ВМС разделено на две фракции. Наиболее подвижная обозначается термином «высокомолекулярные компоненты» (ВМК), другая – «жидкие углеводороды» (ЖУВ). Также сложилось два разных значения термина «жидкие углеводороды». Первое – геолого-промысловое. Это малоподвижная фракция ВМС. Второе – технологическое. В процессе добычи газа часть содержащегося в нём конденсата выпадает в продуктивные пласты (ретроградный конденсат). В них формируется «смесь» остаточной нефти (ВМС) и ретроградного конденсата. Она обозначается термином «жидкие углеводороды». В технологическом контексте – это УВС, содержащееся в продуктивных пластах, которое может быть извлечено из них только с помощью растворителей [1].

Генезис ВМС проработан пока на гипотетическом уровне. Газоносные пласты многих месторождений в геологическом прошлом были нефтеносными. Позднее в них началось накопление газа, который вытеснил нефть. Но некоторое количество нефти осталось в поровом пространстве пластов. Из неё улетучились лёгкие фракции, и она превратилась в «остаточную нефть». Термины ВМС и «остаточная нефть» – синонимы.

В скважинах 101D и 2003 проводились опытные работы, которые заключались в реализации цикла «закачка [растворителя] – добыча [продукта]». В газонасыщенные пласты закачивался толуол и смесь толуола с конденсатом. По результатам работ установлена принципиальная возможность добычи ВМС. Аналогичные опытные работы проведены в скважине 1-ВМС. Оценена их эффективность: 1 т ВМС на 4-6 м³ растворителя (толуола) с коэффициентом его извлечения из пласта 0,6 [5].

По результатам стендовых испытаний установлено, что циклическая закачка в продуктивный пласт растворителя (толуола) и газа позволяет за четыре цикла извлечь из него жидкие углеводороды с КИН = 0,91 (в эксперименте). Оставшийся в пласте растворитель может быть извлечен прокачкой нагретого сухого газа. Таким образом,

опытными работами в скважинах 101D и 2003 доказана принципиальная возможность добычи ВМС на основе закачки в продуктивные пласты растворителей.

По состоянию на конец сентября 2017 г. специалисты ООО «ТНГ-Групп» завершили формирование новой сейсмогеологической модели Оренбургского НГКМ по результатам интерпретации данных сейсморазведки МОГТ-3Д.

По результатам анализа новых данных сейсморазведки МОГТ-3Д специалистами ООО «ВолгоУралНИПИГаз» [4] сделаны следующие выводы:

– в районе проектных скважин 2, 3, 4, 5, 6-ВМС не прогнозируются тектонические нарушения и связанные с ними локальные неоднородности продуктивной толщи Оренбургского НГКМ;

– скважина 2-ВМС даст новую информацию по промысловым характеристикам I объекта Основной залежи;

– местоположение проектных скважин выбрано в оптимальных сейсмогеологических условиях для решения ими поставленных задач.

Согласно «Геологическому проекту поисково-оценочного бурения на высокомолекулярное сырьё (ВМС) ОНГКМ» скважины **2, 3, 4, 5 и 6 ВМС** расположены в районе **УКПГ-2** [2]. По результатам сейсморазведочных работ МОГТ 3Д (ООО «ТНГ-Групп», 2017 г.) запроектированные скважины относительно структурных планов расположены в благоприятных условиях [3].

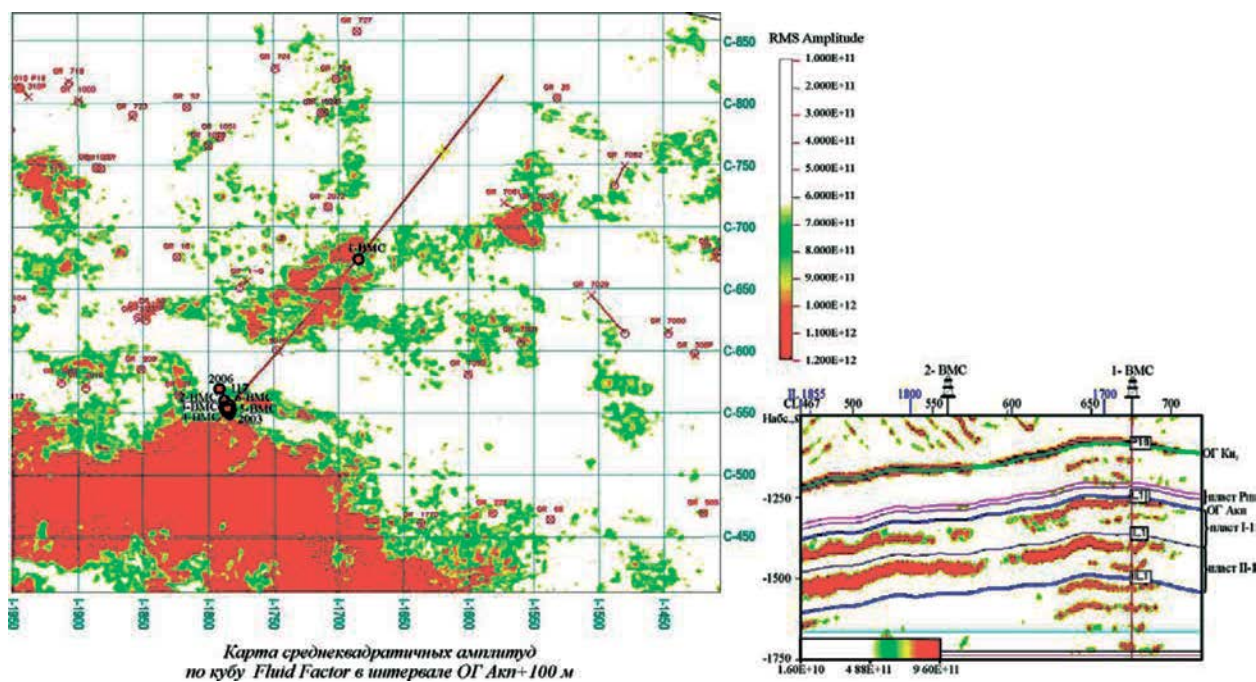


Рис. 1 – Отображение местоположения проектных скважин 2, 3, 4, 5, 6 ВМС (ООО «ТНГ-Групп», 2017 г.)

По результатам литолого-фациального районирования по кровле объекта I скважины расположены в зоне мелководных шельфовых равнин, где эффективные толщины составляют преимущественно 40-60 м, пористость коллекторов 10 – 12 %. По кровле объекта II скважины расположены в зоне развития карбонатных отмелей, что предполагает улучшенные ФЕС коллекторов.

Таким образом, на Оренбургском НГКМ установлена принципиальная возможность добычи ВМС.

Список литературы

1. Багманова С.В., Политыкина М.А. Генеральный пересчет запасов свободного газа, конденсата, нефти и сопутствующих компонентов Оренбургского месторождения по результатам разработки и сейсморазведочных работ на базе единой уточненной цифровой геологической модели. – Оренбург, фонды ООО «Газпром добыча Оренбург», 2008.

2. Бакумец А.В. Геологический проект поисково-оценочного бурения на высокомолекулярное сырье (ВМС) Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения. – Оренбург, фонды ООО «Газпром добыча Оренбург», 2011.

3. Григорьева Г.А. Отчет о результатах сейсморазведочных работ МОГТ-3Д на площади Оренбургская-4. – Оренбург, фонды ООО «Газпром добыча Оренбург», 2017.

4. Тюрин А.М. Обоснование местоположения комплекса поисково-оценочных скважин №№ 2, 3, 4, 5, 6 ВМС для отработки технологии извлечения ВМС из продуктивных отложений основной газоконденсатной залежи Оренбургского месторождения. – Оренбург, фонды ООО «Газпром добыча Оренбург», 2017.

5. Шуэр А.Г. Технико-экономический анализ перспектив освоения ресурсов высокомолекулярного сырья на газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождениях (на примере Оренбургского НГКМ). – Оренбург, фонды ООО «Газпром добыча Оренбург», 2016.

НАДЕЖНОСТЬ ГАЛОГЕННЫХ ФЛЮИДОУПОРОВ И ПРОБЛЕМЫ РАПОПРОЯВЛЕНИЙ НА ОБЪЕКТАХ ГАЗОДОБЫЧИ

Коротков С.Б.

ООО «Инновационные нефтегазовые технологии» (ИНГТ), г. Москва

e-mail: s.korotkov@iogt.ru

С галогенными экранирующими формациями связаны все уникальные газоконденсатные месторождения на суше Российской Федерации, вне пределов Западной Сибири – Астраханское ГКМ, Оренбургское НГКМ, Ковыктинское ГКМ, Чаяндинское НГКМ, а также ряд крупных и средних газовых месторождений Иркутской области, Якутии, Краснодарского края и Тимано-Печорской НГП. Это связано с установленным фактом высокой надежности галогенных покрышек для нефтегазовых залежей. На древних платформах, а также на больших глубинах эпигерцинских платформ, где глины трансформируются в аргиллиты, способные удержать лишь тяжелые нефти, выдержанные соляные отложения приобретают главенствующую роль для формирования запасов легких УВ. Вероятность нахождения коммерческих залежей газа в нижних этажах подсолевых комплексов минимальна, несмотря на встречающиеся газопроявления. Вместе с тем, остается вероятность обнаружения ВМС или небольших залежей тяжелой нефти.

Факт надежности соленосных толщ кажется столь очевидным, что специальным исследованиям их газоупорных свойств долгое время не уделялось должного внимания. Такое положение устраивало геологов-практиков при производстве поисково-разведочных работ. С началом промышленного освоения гелиеносных газовых месторождений Восточной Сибири и возникшей потребностью в создании подземных хранилищ гелиевого концентрата проблема покрышек стала весьма актуальной. Открытым остается вопрос надежности соленосных покрышек не только для гелийсодержащих газов (гелия чаще всего менее 1%), но и для гелиевого концентрата (гелия до 20-40%). Сомнения в абсолютной непроницаемости соленосных толщ вызывает факт отсутствия гелиевых шапок (или хотя бы градиента концентрации гелия) гелийсодержащих газовых месторождений – Оренбургского, Ковыктинского, Чаяндинского и других, более мелких. И это при том, что молекулярная масса гелия и метана отличаются в 4 раза - 4 и 16 соответственно (для сравнения, масса воды и железа отличаются всего в 3 раза - 18 и 55.8 соответственно), а инертность гелия исключает надежные химические связи с вмещающей средой. Другой причиной, вызывающей сомнения в абсолютной надежности галогенных флюидоупоров, является высокая загазованность некоторых межсолевых доломитовых пропластков, выявленная в процессе нефтегазового бурения или строительства соледобычных шахт. Очевидно, что уникальные физико-химические свойства галогенных солей (пластичность при определенных РVT, сверхвысокая скорость перекристаллизации и др.) исключают классический вариант перемещения флюидов, характерных для остальных осадочных толщ (через поры, трещины, тектонические разломы). Наблюдения, сделанные автором в ходе натурных

наблюдений верхнебельской соленосной свиты кембрийской толщи Тыретского солерудника в 2017 году (Иркутская область, около 300 км от Ковыктинского ГКМ, глубина забоя 600 метров), дают основание полагать, что природная миграция газожидкостных флюидов через соленосные толщи в вертикальном направлении может происходить путем перекристаллизации вмещающего пузырька (назовем это явление «пузырьковой миграцией»), о чем свидетельствует продолговатая форма многочисленных полостных включений в крупных монокристаллах хлорида натрия (до 10 мм). Не исключен вариант и диффузионной миграции, предложенной советскими геологами еще в 50е годы XX в [1]. Горизонтальная природная миграция может происходить через цилиндрические флюидоканалы (диаметром до 100 мм) с рыхлым галопеллитовым наполнением, неясного происхождения и периода формирования, замеченные в горных выработках Тырети (рис. 1, 2, 3). Новейшие флюидопроводящие трещины в солях могут формироваться при снятии горного давления (проходка шахты, бурение скважины, кавернообразование, переход кристаллогидратных соляных пропластков из твердого состояния в жидкое) (рис. 4), либо наоборот - вследствие самопроизвольного ГРП, из-за переутяжеления бурового раствора. Это, в свою очередь, может приводить к техногенной миграции пластовых вод и УВ флюидов, приводящей к нарушению стабильности сверхрастворимых солей (кристаллогидратов), составляющих основу рапных растворов (бишофит, карналлит, хлористый кальций, хлористое железо). Техногенные трещины в очистных камерах солерудника достигают десятков метров, а процесс растрескивания наблюдается около трех суток, после работы комбайна.



Рис. 1 – Субгоризонтальный влагонасыщенный галопеллитовый флюидоканал в толще чистой каменной соли верхнебельской свиты на глубине 600 м. Тыретский солерудник 2017. Фото автора.



Рис. 2 – Монокристалл NaCl с газожидкостными включениями (продолговатые пузырьки). Тыретский солерудник 2017. Фото автора.



Рис. 3 – Лужица «маточной» рапы в транспортном коридоре Тыретского солерудника. При вибровоздействии (шаги) со дна поднимаются пузырьки газа, увлекая за собой чешуйки соли. Фото автора, 2017.



Рис. 4 – Техногенная трещина в присводовой части горной выработки Тыретского солерудника. Фото автора, 2017.

Ложное представление о степени надежности флюидоупора (не только солей, но и аргиллитов, глин, плотных карбонатов и песчаников) может формироваться из-за специфики методики лабораторных исследований керна интервала покрышки, когда, по аналогии с исследованиями пород-коллекторов, берется среднестатистический образец горной породы и испытывается на проницаемость по жидкости и газу. Определяемая проницаемость не характеризует, к сожалению, флюидоупорные свойства всей толщи, т.к. огромные количества флюида могут вертикально мигрировать через достаточно небольшое «окно», подтверждая народную мудрость «вода дырочку всегда найдет». Данная проблема проявилась в ходе участия автора в научно-прикладной работе по определению надежности покрышек для возможных подземных хранилищ гелиевого концентрата в Восточной Сибири: стандартные лабораторные петрофизические исследования образцов кембрийских аргиллитов показали, что их флюидоупорные свойства по газу ничуть не хуже, а иногда даже выше таковых у чистых солей. Этот странный результат можно объяснить тем, что для анализа отбрились плотные образцы, которые не разваливались в руках при выемке из ящика / керноотборника. В целом же, на тех объектах где был отобран данный керн, аргиллиты не являются покрышкой не только для газа, но и для нефти из-за своей высокой трещиноватости и слоистости. Дополнительно усугубляет ошибочное представление о возможности существования несоляных покрышках древних или глубокозалегающих отложений принятые формулировки при интерпретации данных ГИС «коллектор»-«неколлектор», так как при этом последний, в ряде случаев, автоматически начинает рассматриваться как потенциальный флюидобарьер, дающий надежды на открытие залежи на втором, третьем и четвертом подсолевых этажах.

Хочется отметить, что широкомасштабные исследования соленосных толщ, выполнявшиеся под эгидой Мингео СССР, в 90-е годы сошли на нет и в небольшом объеме сохранились лишь в некоторых дочерних обществах ПАО «Газпром» [2-8]. Недоизученность соляных и межсолевых толщ зачастую приводит к серьезным дорогостоящим авариям, связанным с неконтролируемым рапопроявлением в строящихся скважинах. Подобные явления отмечены на всех крупных подсолевых объектах

газодобычи, кроме Чайнинского НКГМ. Последний критический выброс рапы произошел в 2015 году на Ковыктинском ГКМ, в ходе бурения разведочной скважины.

В ходе выполнения в 2016-2017 гг. автором научно-прикладной работы, связанной с прогнозированием зон рапопроявлений на Астраханском и Ковыктинском ГКМ, были выявлены проблемы, окончательного решения которых пока не наблюдается. К примеру, до сих пор окончательно нет однозначного понимания в каком состоянии сверхрастворимые соли находятся до нарушения флюидодинамического равновесия бурением – в жидком или твердом. Наиболее популярна гипотеза о жидком состоянии, но во всех регионах газодобычи также отмечены пропластки кристаллического бишофита. Природа локального АВПД при характерном АНПД кембрийских толщ Сибирской платформы также не ясна. В ряде публикаций А.С. Анциферова отмечается, что период жизни «рапных» АВПД не может превышать первых сотен-тысяч лет [2].

Ознакомление с публикациями, отчетами и отзывами очевидцев показало, что рапопроявления на всех объектах газодобычи в России имеют схожие симптомы и характеристики. Например, почти во всех случаях мощным выбросам предшествуют катастрофические поглощения бурового раствора (до 50 м³ и более), и наоборот – на участках отсутствия поглощения бурового раствора отсутствовали выбросы рапы. Возникает сразу два вопроса – куда «уходит» буровой раствор и куда «уходит» пластовая вода, выдавливаемая буровым раствором? Учитывая достаточно большие глубины и отсутствие фонтанов на земной поверхности, можно предположить, что флюиды перемещаются либо в свежееоткрытые трещины (например, в солях), либо растворяют бишофит и хлористый кальций, 1 килограмм которых поглощает почти 1 литр пресной воды и интенсивно замещают NaCl из соленого бурового раствора. Часто отмечается бурый цвет и бурые хлопья отстоявшейся рапы, при этом в результатах химических анализов количество железа минимально. Возможно, это вызвано особенностью технологии анализа, когда все нерастворимые компоненты (выпавшие при контакте с воздухом в осадок) удаляются предварительной фильтрацией. Во всех регионах очень схож состав и концентрация рапных растворов – преобладает бишофит-хлоркальциевый состав (600-1100 г/л) с относительно небольшим содержанием карналлита и хлорида натрия. Любопытно, что в процентном отношении компонентный состав многих рап напоминает сульфатно-доломитовый кисловодский нарзан. Ряд растворов характеризуется высокими концентрациями ценных редкоземельных элементов.

На сегодняшний день не существует надежных геофизических и геохимических методов прогноза интервалов рапопроявления. Наиболее информированными на сегодняшний день в вопросах рапных осложнений являются буровики и промысловые геологи, в то время как геофизики, в большинстве своем, даже не подозревают о существовании подобных проблем. Это сильно тормозит развитие комплексных геофизических методов прогноза осложнений. Только системный подход и объединение компетентных специалистов всех смежных областей разведки, добычи и бурения поможет решить эту сложнейшую задачу. Волго-Уральская НГП является одной из первых в России, где были встречены рапопроявления, открыты пласты бишофита и накоплен уникальный опыт борьбы с рапными выбросами. Этот бесценный опыт, накопленную информацию и компетенции специалистов ООО «Газпром добыча Оренбург» и ООО «ВолгоУралНИПИГаз» необходимо широко использовать при освоении сложнейших объектов газодобычи в Восточной Сибири.

Список литературы

1. Антонов П.Л., Гладышева Г.А., Козлов В.П. Диффузия углеводородных газов через каменную соль. Геология нефти и газа №2 1958, Москва – с. 47-49.
2. Анциферов А. С. Анализ условий формирования и закономерности размещения рапопроявляющих и поглощающих горизонтов в осадочном чехле Ковыктинского газоконденсатного месторождения. – Иркутск: ОАО Компания «РУСИА Петролиум», ФГУП «ВостСибНИИГГиМС» Иркутск 2003 г. – с. 41-58.

3. Вахромеев А.Г., Хохлов Г.А. Перспективы прогноза зон рапопроявлений в Верхоленском (Жигаловском) газоносном районе Иркутской области. В сб. Особенности технологии проводки и заканчивания скважин в Вост. Сибири и Якутии. Новосибирск, Иркутск, 1988. – с.140-142.

4. Ефимов А.В. Исследование и разработка технологий ликвидаций рапопроявлений. Дисс. на соискание к.т.н., Тюмень 2007. – с. 152.

5. Карнаухов С.М., Политыкина М.А., Тюрин А.М., Леонов Г.В. Надсолевые отложения – новый объект поисков залежей углеводородов на юге Оренбургской области. Геология нефти и газа 03-04 1999, – с. 20-27

6. Казарян В.А., Эдиашвили Н.А. и др. Геологические и технологические основы строительства и эксплуатации подземных хранилищ газонефтепродуктов в отложениях каменной соли. М., Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2015. 760 с.

7. Коротков С.Б., Франчук А.А., Семенова Е.В. Галогенные флюидоупоры Ковыктинского кластера газодобычи Иркутской области. Научно-технический сборник Вести газовой науки №3 (31)/2017. – с. 298-306.

8. Свинцицкий С.Б. Прогнозирование зон рапопроявлений в соленосных отложениях. Обзорная информация. Приложение к журналу «Наука и техника в газовой промышленности». М: ООО ИРЦ «Газпром», 2005.

МИНЕРАЛОГО–ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПОРОД МЕЗО-КАЙНОЗОЯ ДЖУСИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Куделина И.В., Фатюнина М.В., Леонтьева Т.В.

*ФГБОУ ВО «Оренбургский государственный университет», г. Оренбург,
kudelina.inna@mail.ru*

Район Джусинского месторождения представляет полого-волнистую денудационную равнину, в пределах которой повсеместно залегает кора выветривания мезо-кайнозойского возраста мощностью 10–30 м. В зонах разломов и контактов литологических разновидностей пород преобладает линейно – трещинный тип коры выветривания мощностью от 40–60 и до 100 м. На большей части площади кора выветривания перекрыта элювиальными и элювиально – делювиальными суглинками и глинами четвертичного возраста, средней мощностью 1 – 1,5 м. В долине реки Джуса развиты аллювиальные песчано-гравийно-галечные и песчано-глинистые отложения, сглаживающие пойму и надпойменные террасы. Мощность аллювия до 10м. [1,2]

В пределах изучаемой площади выделяются разнородные группы кор выветривания: по породам кислого, основного состава и кварц–хлорит–серицитовым подам. Установлено определенное сходство в строении и составе профилей выветривания некоторых литологических разновидностей пород. [3]

Кора выветривания по породам кислого и умеренно-кислого состава (дацитовым порфирирам, дацито-липаритовым порфирам, андезито-дацитовым порфирирам и по пирокластам), являющимся рудовмещающими, делится (снизу вверх) на следующие минералогические зоны: выщелачивания, гидрослюдисто-каолининовая и каолинит–гидрослюдистая.

Зона выщелачивания (щебенистая) характеризуется трещиноватыми слабо измененными рассланцованными породами серого цвета, с пустотами выщелачивания рудных минералов. В механическом составе пород зоны отмечается преобладание глинистой фракции, в легкой фракции преобладают обломки хлоритизированных пород, присутствуют альбит и кварц, единичные зерна хлорита и гидрослюды. Тяжелая фракция состоит из эпидота, апатита, лейкоксена и магнетита. Породы зоны выщелачивания характеризуются значительным содержанием щелочных элементов.

Гидрослюдисто-каолининовая и каолинит-гидрослюдистая зоны (глинистые) представлены глинами светлых тонов (белые, светло-серые), иногда отмечаются обохренные участки. В легкой фракции преобладающим минералом является кварц

(до 90 %). Тяжелая фракция состоит преимущественно из магнетита и лейкоксена, в единичных зернах отмечаются пикотит, гидрослюда, эпидот, пирит.

Породы зоны отличаются высоким содержанием калия, который входит в состав гидрослюды. Основными глинистыми минералами являются каолинит и гидрослюда. В верхних частях зоны, как правило, преобладает каолинит, а в нижних – гидрослюда. Иногда отмечается и монтмориллонит. [3]

Рудные тела Джусинского месторождения, выведенные на уровень древнего эрозийного среза, характеризуются слабо развитой зоной окисления, что обусловлено их расположением ниже уровня грунтовых вод. В силу этого преимущественным развитием пользуется подзона вторичного сульфидного обогащения. Основными минералами вторичных сульфидных руд являются халькозин и ковеллин. В верхних частях рассматриваемой подзоны, непосредственно под четвертичными отложениями, иногда отмечаются фрагменты подзоны выщелачивания, представленной кварцево-пиритовой сыпучкой. В зоне окисления установлено присутствие марказита, куприта, меди самородной, англезита, серебра самородного и некоторых других минералов, характерных большей частью для подзоны выщелачивания.

Кора выветривания пород основного состава имеет преимущественное развитие по телам габбро–диабазов и диабазовых порфиритов, прорывающих эффузивные породы кислого состава в пределах рудоносной зоны и имеющих в плане вид узких, вытянутых согласно простиранию отложений полос. Невыветрелые разности габбро – диабазов представляют породу серовато-зеленого цвета, средне- и крупнозернистую, сложенную плагиоклазами, роговой обманкой, хлоритом, эпидотом, из рудных минералов присутствуют магнетит, ильменит и пирит. Диабазовые порфириты представляют собой мелкозернистую породу серого цвета с вкрапленностью сульфидов. Минералогический состав следующий; полевые шпаты, роговая обманка, эпидот, сфен, лейкоксен, пирит. Профиль выветривания пород основного состава представлен следующими зонами (снизу вверх); выщелачивания, каолинитовая, охристо-каолинитовая.

Зона выщелачивания (щебенистая) характеризуется слабо выветрелой породой буровато-серого цвета. Состав легкой фракции: полевые шпаты (59 %), глинистые минералы (20 %), хлорит (18 %). Электромагнитные фракции представлены эпидотом (84 %) и лейкоксом (20 %), отмечаются единичные зерна пирита и хлорита. В тяжелой немагнитной фракции преобладает пирит (до 95 %). Среди глинистых минералов в продуктах зоны выщелачивания содержатся хлорит, гидрослюда и каолинит. Каолинитовая зона (пестроцветная глинистая) представлена глиной светло–серого цвета с желтоватым оттенком. Основными минералами легкой фракции являются плагиоклазы и калишпаты. Отмечается незначительное количество гидрослюды. Тяжелая фракция в основном состоит из эпидота. Глинистые минералы представлены главным образом каолинитом, реже гидрослюдой. Охристо-каолинитовая зона (пестроцветная глинистая) характеризуется пестроцветной глиной (красные, охристо-желтые, белые пятна) с сохранившейся структурой коренной породы.

Основными минералами легкой фракции являются кварц (до 79 %), глинистые минералы (13%) и хлорит (8 %). Для электромагнитных фракций характерны эпидот (до 85 %), лимонит (до 30 %), ставролит (25 %), пирит (15 %), ярозит (до 3 %).

Тяжелая немагнитная фракция характеризуется преобладанием пирита (до 94%). Иногда отмечается сфалерит (до 1%). Среди глинистых минералов преобладает каолинит, в незначительных количествах присутствует гидрослюда. В продуктах зоны в виде хлопьевидных скоплений отмечаются гидроокислы железа, представленные гидрогетитом и гетитом.

Кора выветривания кварц-хлорит-серицитовых пород имеет широкое развитие в восточной части участка месторождения. В профиле выветривания выделяются следующие зоны: выщелачивание и дезинтеграции, каолинит-гидрослюдистая, гидрослюдисто-каолинитовая и гидрослюдистая.

Зона выщелачивания и дезинтеграции (щебенистая) представлена породой светлой окраски. Основными минералами зоны являются кварц, серицит, хлорит, пирит. В единичных зернах содержатся апатит, сфен, лейкоксен, ильменит, рутил, гранат, пикотит, эпидот, роговая обманка.

Зона каолинит гидрослюдистая, гидрослюдисто-каолинитовая (глинистая) представлена глинистой породой белого цвета, сохранившей сланцеватую текстуру. Тяжелая фракция в основном представлена пиритом. Из других минералов следует отметить лейкоксен, мусковит, серицит, гидрослюды. В легкой фракции преобладает кварц. Основными глинистыми минералами являются каолинит, гидрослюда и хлорит.

Гидрослюдистая зона (глинистая) характеризуется глинистыми породами красновато-бурого и желтовато-серого цветов, сохранившими сланцеватую текстуру. Цвет пород обусловлен присутствием гидрогематита и гидрогетита, иногда наблюдаются бурозеленые образования. Основными минералами тяжелой фракции являются лимонит и гематит, образовавшиеся за счет окисления пирита. Содержатся также лейкоксен, магнетит и ильменит. В легкой фракции преобладает кварц, в единичных зернах присутствуют полевые шпаты и мусковит. Основными глинистыми минералами продуктов зоны является гидрослюда.

Параметры распределения рудных элементов ввиду отсутствия достаточного количества данных подсчитаны для коры выветривания в целом. В корях выветривания, расположенных вне влияния рудных тел, содержания рудных элементов колеблются незначительно и близки к фону. Наибольшими значениями дисперсий характеризуются свинец и молибден, серебро и мышьяк не отмечены спектральным анализом. Проверка корреляционных зависимостей рудных элементов в рассматриваемых отложениях показала следующее.

Медь имеет высокую положительную связь с цинком и свинцом (0,1 % доверительный уровень при критическом значении 0,47), с молибденом, барием и железом при значении +0,38 (1 % доверительный уровень). Устанавливается связь свинца с барием и молибденом; цинка с кобальтом и железом, кобальта с барием и молибденом; цинка с кобальтом и железом; бария с железом. Приведенные данные указывают на положительную корреляционную связь преобладающего большинства рудных элементов с железом в коре выветривания месторождения.

Подвижная часть рудных элементов в корях выветривания как щебенистой, так и глинистой ограничивается первыми процентами. Наиболее значительная часть наблюдается со свободными гидроокислами железа – доля подвижной меди 2,5 %. Основная часть рудных элементов прочно закреплена. В тонкодисперсионной фракции, ввиду ее хлорит-гидрослюдного состава, содержится ограниченная доля рудных элементов: 13,6 % меди, 15,1 % – молибдена, 18,2 % – свинца, 14,5 % – серебра, 10,8 % – кобальта, 17,0 % – бария. До 80 % рудных элементов прочно закреплено в грубодисперсионной фракции в составе аутигенных и гипогенных рудных минералов, а также породобразующих минералов в форме собственных соединений, изоморфных примесей, сорбированных и хемосорбированных и т.д. Значительная доля связана с минералами группы железа. Проверка корреляционной связи железа с медью, цинком, кобальтом показала значение +0,41, +0,58, +0,53; соответственно при критическом значении 0,38 (при 0,15 доверительный уровень). Из минералов следует отметить пирит, составляющий 97 % отдельных фракций.

Четвертичные образования имеют широкое развитие на исследуемой площади. Скважинами вскрыт следующий разрез четвертичных отложений (снизу вверх):

1. Песчано-гравийно-галечные отложения (аллювий) – 1 – 4 м;
2. Песчано-глинистые и глинисто-песчаные отложения, пески (аллювий) – 1 – 3 м (с увеличением мощности до 5 м в левобережной части реки Джуса);
3. Желто-бурые делювиальные суглинки – 2 – 4 м. [4]

Минералогический состав песчано-глинистых отложений и желто-бурых суглинков

сходный. В электромагнитных фракциях преобладают минералы группы эпидота (до 55 %), ильменит (до 40 %), лимонит (до 30 %), ставролит (до 50 %), минералы группы амфибола (до 35 %). Магнитная фракция этих отложений представлена магнетитом (до 90 %). В тяжелой немагнитной фракции отмечаются циркон (40 %), рутил (20 %), апатит (20 %), пирит (2 %) и др. В легкой фракции преобладает кварц (до 90%). Отмечаются полевые шпаты (10 %); в суглинках, кроме того, присутствуют гидрослюда (10 %), марганцевые минералы (3 %), кальцит (5 %).

В крупной фракции (0,5 мм) описываемых образований преобладают ставролит (до 40 %) минералы группы эпидота (до 30 %), лимонит (до 35 %). Основными глинистыми минералами являются каолинит и гидрослюда, иногда монтмориллонит.

В четвертичных отложениях наблюдается довольно равномерное распределение рудных элементов. Содержания их колеблются в пределах фона при низких значениях дисперсий. Рудные элементы в песчано-глинистых отложениях и суглинках имеют близкие содержания. Серебро и мышьяк, как правило, в них не отмечаются. Более высокими фоновыми значениями в четвертичных образованиях по сравнению с корой выветривания характеризуются свинец, цинк, кобальт, барий, более низкими – медь и молибден.

Корреляционные зависимости между рудными элементами в песчано-глинистых отложениях представлены в следующем виде.

Медь находится в высокой положительной связи при критическом значении 0,26 и 5 % уровне доверия) с цинком, свинцом, оловом, барием и железом; свинец – с цинком, кобальтом, оловом, молибденом, барием; цинк – с оловом и барием; кобальт – с молибденом; молибден – с марганцем и барием.

В суглинках корреляционные связи установлены для меди с цинком и молибденом; свинца с железом; цинка с молибденом; молибдена с марганцем (при критическом значении 0,35 и 5 % доверительном уровне).

Песчано-глинистые отложения, как и нижележащая кора выветривания, характеризуются малым содержанием подвижной части рудных элементов. Со свободными гидроокислами железа связано до 6,5 % меди и 7,2 % молибдена. Новообразования железа обусловлены привнесением их из нижележащих отложений грунтовыми водами.

Гидрослюдистый состав глинистой фракции обусловил слабую связь с ним рудных элементов: 15,2 % – меди, 15,4 % – молибдена и т.д. Большая часть элементов прочно закреплена в грубодисперсионной фракции, в том числе в минералах группы железа.

В вышележащих желто-бурых суглинках доля подвижной части рудных элементов ограничивается 5-6 %. Связанная доля обусловлена марганцовисто-слюдистыми новообразованиями весьма различной формы. С тонкодисперсной фракцией в связи с возрастанием монтмориллонита связывается большая доля рудных элементов: 21,9 % – молибдена, 30,4 % – меди, 30,2 % – свинца и т.д.

Приведенные сведения о балансе рудных элементов в отложениях мезо-кайнозоя месторождения свидетельствуют о преобладании закрепленных форм. Тонкодисперсная фракция в связи с гидрослюдным составом содержит ограниченную долю рудных элементов – 11,6 – 30,4 % меди. Большая часть ее в самой разнообразной форме закреплена в аутигенных и гипогенных минералах. Основным поставщиком рудных элементов в отложениях мезокайнозоя, является грунтовая вода.

Список литературы

1. Черняхов В.Б., Куделина И.В. Экологически опасные элементы в почвенном покрове Джусинского месторождения / В.Б. Черняхов, И.В. Куделина // Материалы Всероссийской научно-практической конференции «Многопрофильный университет как региональный центр образования и науки». ИПК ГОУ ОГУ ISBN 978-5-7410-0941-3, 2009 г. – С. 33-38.

2. Черняхов, В.Б. Экологически опасные элементы в подземных водах Джусинского месторождения / В.Б. Черняхов, И.В. Куделина // Межвузовская всероссийская конференция, посвященная 75-летию кафедры динамической геологии и гидрогеологии Пермского госуниверситета и 105-летию со дня рождения ее основателя профессора Максимовича Г.А. -Пермь, 2009.

3. Черняхов, В.Б. Минералого-геохимическая характеристика кор выветривания на Джусинском медноколчеданном месторождении / В.Б. Черняхов, И.В. Куделина, М.В. Фатюнина, Т.В. Леонтьева // Университетский комплекс как региональный центр образования, науки и культуры. Материалы всероссийской научно-методической конференции. – Оренбург: ООО ИПК «Университет», 2013. – С. 892-898.

4. Черняхов, В.Б. Тяжелые металлы в растительной среде Джусинского медноколчеданного месторождения /В.Б. Черняхов, И.В. Куделина, М.В. Фатюнина, Т.В. Леонтьева // «Университетский комплекс как региональный центр образования, науки и культуры» Материалы всероссийской научно-методической конференции. – Оренбург: ООО ИПК «Университет», 2013. – С. 899-903.

КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ И ЕГО СТРУКТУРА

Кузнецов В.И.

Филиал нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина в г. Оренбурге

e-mail: kvikuznetsov@mail.ru

Коэффициент извлечения нефти (КИН) это отношение количества нефти добытой из залежи к балансовым запасам. Различают текущий и конечный коэффициенты извлечения нефти. Текущий коэффициент – это отношение накопленной добычи нефти на данный год разработки к балансовым запасам. Конечный коэффициент извлечения нефти – отношение накопленной добычи нефти за весь срок разработки к балансовым запасам.

КИН – важнейший показатель разработки нефтяных месторождений. В нем находит отражение эффективность применяемых технологий разработки, применение современных методов увеличения нефтеотдачи. Величина КИН во многом определяется экономической ситуацией в отрасли, поскольку применение новых технологий и методов увеличения нефтеотдачи часто ограничено по экономическим соображениям.

Для определения КИН Академиком А.П. Крыловым предложена формула:

$$\text{КИН} = K_{\text{выт}} \cdot K_{\text{охв.выт}} \quad (1)$$

Коэффициент вытеснения нефти водой – это отношение извлеченной из пласта нефти к ее запасам, находившемся в части пласта, подверженной воздействию заводнением.

Коэффициент охвата пласта процессом вытеснения – это отношение суммы объемов коллекторов, охваченных процессом вытеснения к общему объему коллекторов содержащих нефть.

Изложенная выше методика предназначена для определения КИН при самом распространенном водонапорном режиме эксплуатации залежей нефти. Однако, приразработке залежей углеводородов, находят проявления другие режимы разработки месторождений (упругий режим, режим растворенного газа, газонапорный режим). Обычно режим разработки нефтяного месторождения является сложным, мы можем наблюдать проявление упругих сил пласта и водонапорного режима – упруговодонапорный режим, вытеснение газированной нефти (проявление режима растворенного газа) водой. Особенно ярко это проявляется при разработке сложно-построенных газонефтяных залежей.

При разработке газонефтяных залежей в результате падения пластового давления мы наблюдаем прорывы газа из газовой шапки к забоям нефтяных скважин (проявление

газонапорного режима), обводнение скважин, что свидетельствует о наличии водонапорного режима эксплуатации залежей. Снижение пластового давления ниже давления насыщения нефти газом указывает на проявление режима растворенного газа. Обоснование КИН в этих условиях становится особенно сложным.

Существенную роль в структуре КИН играют методы увеличения нефтеотдачи.

В настоящее время единой общепринятой классификацией методов увеличения нефтеотдачи (МУН) нет, но основными крупными элементами такой классификации, т.е. группами методов, являются [1]:

1. Гидродинамические методы (нестационарное заводнение, форсированный отбор жидкости).
2. Физико-химические методы (закачка водных растворов ПАВ, полимеров, серной и карбоновых кислот, щелочи, отходов нефтехимического производства и т.д.).
3. Газовые методы (закачка углеводородных газов, CO_2 , азота, дымовых газов).
4. Тепловые методы (закачка теплоносителя, внутрипластовое горение: сухое, влажное, сверхвлажное, термощелочное заводнение)
5. Волновые методы (гидравлические и поверхностные вибраторы, ипложия, акустическое воздействие).
6. Микробиологическое воздействие (закачка в скважины штаммов специальных бактерий с питательной средой).
7. Электровоздействие.
8. Ядерные взрывы.

Методы первой, четвертой, пятой, седьмой и восьмой групп повышают $K_{\text{охв.выт.}}$. Применение газовых, тепловых, микробиологических, большей части физико-химических методов приводит к увеличению $K_{\text{выт.}}$. Исключением является полимерное заводнение. Закачка растворов полимера приводит к выравниванию фронта вытеснения, профилей приемистости и притока т.е. к увеличению $K_{\text{охв.выт.}}$.

Эффективность наиболее распространенных МУН по данным работы [2] составит:

- водогазовое воздействие – 5- 20%;
- полимерное заводнение – 5 – 8 %;
- мицеллярные растворы – до 8%;
- закачка пара – 15 – 35%;
- внутрипластовое горение – 15 – 30 %.

Оценка эффективности других методов увеличения КИН проведена в меньшей степени.

Одной из проблем в оценке эффективности методов увеличения нефтеотдачи является отсутствие четкое разделение методов увеличения нефтеотдачи и методов интенсификации притока. В 90-х годах с началом рыночных реформ к МУН стали относить и методы обработки призабойной зоны пласта (ОПЗ). В этих условиях оценка эффективности третичных методов разработки затруднена [3].

Ряд МУН первоначально рассматривались в качестве методов интенсификации притока. Это, прежде всего, волновые и гидродинамические методы. С увеличением мощности воздействия на пласт эти технологии могут приводить к увеличению КИН. Гидравлический разрыв пласта малой мощности не оказывает существенного влияния на нефтеотдачу. Гидроразрывы с длиной трещин в десятки и сотни метров влияют на систему разработки [4]. Такие трещины могут приводить как к снижению (когда трещины достигают ВНК, ГНК), так и повышению (трещины вскрывают невыработанные зоны пласта) КИН. В свете изложенного уже возникла необходимость общепринятого в РФ уточнения групп МУН, относящихся к третичным, с исключением методов, по существу являющихся методами интенсификации притока.

Не нашел отражения в структуре КИН процесс реформирования залежей, на который указывал в 1975 году А.П. Крылов. Этот процесс может занимать несколько десятков и более лет и приводит к гравитационному перераспределению фаз по толщине

пласта, формированию нового месторождения. В настоящее время этот процесс получил подтверждение по ряду месторождений [5].

По группе месторождений Предуральского краевого прогиба, разработка которых прекращена 50 лет назад в связи с тем, что скважины достигли предела рентабельности, уже несколько лет проводится их вторичная разработка.

В 1960 г. была прекращена эксплуатация скважин из-за высокого обводнения продукции и нерентабельности на нефтяных месторождениях Кинзебулатовской группы, выработанных на естественном режиме. После 30 – 40-летней консервации были поочередно опробованы и пущены в повторную эксплуатацию месторождения: Малышевское (1992 г.), Карлинское (1993 г.), Цветаевское (1997 г.), Буруновское (2002 г.) В результате возвращения к старым месторождениям и запуску их в повторную эксплуатацию была получена добыча нефти в объеме 18 – 21 % от добычи за период первой эксплуатации [6].

Основными природными факторами процесса переформирования залежей в недрах являются гравитационные, капиллярные силы, градиенты пластовых давлений, температур и концентраций УВ. Процесс переформирования залежей – природный процесс, приводящий к формированию и переформированию скоплений УВ в недрах.

В результате процессов гравитационной сегрегации нефти в выработанных залежах, в полностью обводненных простаивающих скважинах наблюдается замещение воды нефтью и скважины, когда-то заполненные водой, полностью оказываются заполненными нефтью и включаются в эксплуатацию. Такие примеры были отмечены в Белоруссии на ряде скважин Речицкого, Березинского, Первомайского, Вишанского, Тишковского и Осташковичского месторождений. Добывающие скважины, которые из-за полного обводнения были переведены в контрольный фонд, а спустя несколько лет вступали в работу с прежних интервалов перфорации, давали дополнительную добычу нефти.

В старых добывающих районах на некоторых месторождениях объем добычи углеводородов превосходит первоначальные извлекаемые запасы залежи. При современном подсчете запасов учитываются только нефть и газ, насыщающие породы-коллекторы. Так называемые неколлекторы вовлекаются в дренажную систему пласта в процессе достаточно длительной эксплуатации залежи. Причем, учитывая длительность разработки и достаточно большую площадь контакта коллекторов и вмещающих отложений, суммарные объемы нефти, извлекаемой из последних отложений, будут значительными [7].

В освоении запасов нефти и газа, приуроченных к породам, которые сегодня считаются неколлекторами, заложен как огромный потенциал увеличения добычного потенциала месторождений. В частности, нашумевшая в последнее время проблема освоения месторождений сланцевой нефти и сланцевого газа только подчеркивает значимость данного подхода.

Многие исследователи отмечают восполнение запасов нефти в истощённых разрабатываемых месторождениях. Об этом свидетельствует превышение накопленной добычи нефти за длительное время разработки над извлекаемыми запасами.

Для Ромашкинского месторождения характерны очень высокие текущие коэффициенты извлечения нефти и довольно высокая изученность месторождения. Тем не менее, несколько площадей этого месторождения выработали свои извлекаемые запасы даже при КИН, превышающим коэффициент вытеснения, но успешно продолжают эксплуатироваться. По мнению Р.Т. Муслимова [8], происходит подпитка месторождений за счет эндогенной нефти. По его мнению, завершающая стадия разработки месторождений может длиться сотни лет. Целый ряд учёных полагает о существовании подпитки месторождений и, соответственно, существовании каналов для этой подпитки. Предполагается, что нефть поступает из глубин земли по нефтепроводящим каналам.

Большую роль в формировании запасов нефти и газа играют гидрогеологические условия. В составе пластовых вод нефтяных месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции количество водорастворенных газов составляет 0,2 – 1,0 л

на литр воды. В прибортовых районах Прикаспийской впадины эта величина достигает 1,5 л. Помимо газов в пластовых водах растворено большое количество водорастворенных органических веществ.

По мнению В.П. Савченко, В.Н. Корценштейна, Л.М. Зорькина [9] растворенные газы играют основную роль в формировании скоплений газовых залежей. Для нефтяных углеводородов водорастворимая миграция менее значима. Основная роль отводится струйной миграции. Надо полагать, что формирование залежей нефти и газа в настоящее время продолжается.

Эффективным показателем условий формирования и сохранения залежей нефти и газа служат водорастворенные газы. Пластовые воды Оренбургского месторождения предельно насыщены газом, величина газового фактора вблизи месторождения составляет 1000 – 2000 см³/л [10], состав газов преимущественно углеводородный.

Севернее Оренбургского месторождения о фоновой величине газонасыщенности и составе водорастворенных газов можно судить по данным исследований в районах близлежащих нефтяных месторождений. В пределах Восточно-Оренбургского структурного выступа, на Землянском месторождении, (30 км северо-западнее Оренбургского) фоновое значение величины газонасыщенности пластовых вод каменноугольных отложений составляет 300 см³/л (рисунок 1). В отложениях верхнего девона Шуваловского месторождения (15 км севернее Оренбургского) величина газонасыщенности – 334 см³/л. Трудно судить о величине ореолов рассеяния, но очевидно – севернее Оренбургского месторождения наблюдается снижение газонасыщенности пластовых вод.

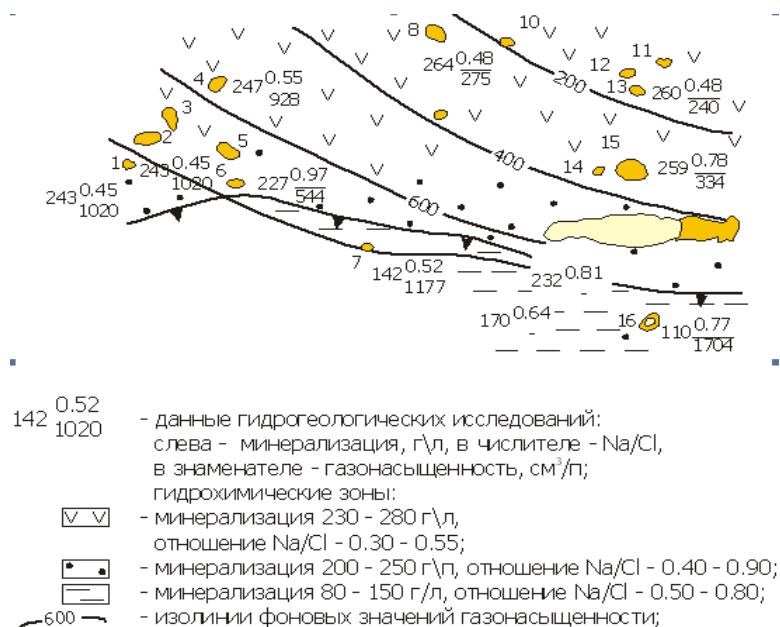


Рис. 1 – Изменение состава пластовых вод и состава водорастворенных газов в прибортовых зонах Прикаспийской впадины

Южнее Оренбургского месторождения пластовые воды предельно насыщены газом. В скважине 85 Копанской, величина газонасыщенности пластовых вод составляет 1704 см³/л, содержание углеводородных компонентов – 89%. На Бердянском месторождении (скважина 78, отложения нижней перми) газонасыщенность пластовых вод – 890 см³/л, состав газа углеводородный.

О высоких значениях газонасыщенности пластовых вод в прибортовых зонах Прикаспийской впадины свидетельствуют и региональные закономерности [14]. В пределах Зайкинско-Росташинской группы месторождений и на Кошинской площади ее значения не снижаются здесь ниже 1020 см³/л.

Концентрации и состав водорастворенных газов отражают геохимическую обстановку отдельных регионов (таблица 1). В пределах Соль-Илецкого свода воды предельно насыщены газом. Здесь расположены газовые, газонефтяные залежи и залежи легких нефтей, благоприятные условия для формирования залежей. Севернее Оренбургского месторождения, в пределах Восточно-Оренбургского структурного выступа расположены нефтяные залежи. Снижение газонасыщенности и количества углеводородных компонентов при удалении от залежей нефти свидетельствует о гидрогеологической обстановке разрушения залежей.

Таблица 1

Состав водорастворенных газов

Газонасыщенность, см ³ /л	Состав водорастворенных газов, %			
	СН ₄	С _{2+в}	СО ₂	N ₂
<i>Восточно-Оренбургский структурный выступ</i>				
200-700	57 - 68	4 - 20	3 - 5	10 - 30
<i>Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение</i>				
800 - 1960	63,1 - 90,3	0 - 2.1	12 - 16	6 - 10
<i>Соль-Илецкий свод, прибортовые зоны Прикаспийской впадины</i>				
800 -1704	67 - 80	12 - 22	1 - 3,5	1 - 5

Таким образом, основными факторами формирования структуры КИН являются:

1. Режимы разработки нефтяных залежей.
2. Применение методов увеличения нефтеотдачи.
3. Процессы переформирования залежей.
4. Вовлечение плотных пород (неколлекторов) в разработку.
5. Поступление нефти из глубинных зон земли.
6. Гидрогеологические условия формирования и разрушения залежей нефти и газа.

При обосновании коэффициента извлечения нефти эти факторы должны учитываться. Формула для определения коэффициента извлечения нефти принимает вид:

$$КИН = КИН_p + КИН_{мун} + КИН_ф, \text{ где}$$

КИН_p – величина КИН, обусловленная режимом разработки залежей,

КИН_{мун} – приращение КИН за счет методов увеличения нефтеотдачи,

КИН_ф – приращение КИН за счет процессов формирования и переформирования залежей нефти.

Список литературы

1. Палий А.О. Разработка нефтяных месторождений: Учебник. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – 2015. – 319 с.
2. Назарова Л.Н. Разработка нефтегазовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами: Учеб. пособие для вузов. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. 2011. – 156 с.: ил.
3. Муслимов Р.Х. Еще раз о нефтеотдаче (в порядке обсуждения). Нефтяное хозяйство № 3, 2013 год.
4. Кузнецов В.И. Методы увеличения нефтеотдачи: состояние, перспективы развития. Труды РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина. Оренбургский филиал. Экологическая ответственность нефтегазовых предприятий. Материалы научно-практической конференции / под общ. ред. д.и.н., проф. С.Г. Горшенина – Саратов: Амирит. 2017. – 250 с.
5. Извлечение нефти из выработанных залежей после их переформирования /НА. Еременко и др. //Нефтепромысловое дело. – М.,: ОАО "ВНИИОЭНГ", 1978. – № 10.

6. Повжик П.П., Кудряшов А.А. Вторичная разработка как один из основных способов повышения коэффициента извлечения нефти. Нефтяное хозяйство № 6, 2009 год.
7. Новый подход к моделированию залежей углеводородов и определению коэффициента извлечения нефти. Лобусев А.В., Мартынова В.Г., Страхов П.Н., Лобусев М.А., Вертиевец Ю.А., Осин Д.А.
8. Муслимов Р.Х., Глумов Н.Ф., Плотникова И.Н., Трофимов В.А., Нургалиев Д.К. Нефтегазовые месторождения – саморазвивающиеся и постоянно возобновляемые объекты // Геология нефти и газа. Спец. выпуск. 2004. С. 43-49.
9. Зорькин Л.М., Суббота М.И., Стадник Е.В. Нефтегазопоисковая гидрогеология. М., Недра, 1982 – 216 с.
10. Кузнецов В.И. Газогидрохимические показатели нефтегазоносности локальных структур в пределах северного обрамления Прикаспийской впадины. В кн.: Нефтегазоносность северо-восточного обрамления Прикаспийской впадины. – М.: ВНИГНИ, 1988, с. 24-33.

К ВОПРОСУ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРА ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ

Кутеев В.О.

*«Оренбургский государственный университет» г.Оренбург
e-mail: v-kuteev@mail.ru*

Оренбургская область, а также прилегающие районы республики Татарстана и Башкортостана, относятся к районам нефтедобычи с большой степенью выработанности запасов углеводородного сырья, в том числе и нефти. Запасы нефти месторождений севера Оренбургской области выработаны уже более, чем на 70%. При этом актуальными становятся поиск, разведка, доразведка и разработка трудноизвлекаемых запасов. Повышенный интерес к трудноизвлекаемым запасам нефти связан с истощением традиционных лёгкоизвлекаемых запасов, как в Оренбургской области, так и практически во всех обустроенных нефтяных районах Российской Федерации.

К категории трудноизвлекаемых запасов относятся и залежи вязких нефтей: высоковязкой (пластовая вязкость 30-200 МПа*с) и сверхвязкой (пластовая вязкость более 200 МПа*с). Как правило, все эти нефти по плотности тяжёлые ($>0,87$ г/см³) и битуминозные (свыше 0,9 г/см³).

Наиболее широко и глубоко тяжёлые и сверхвязкие нефти пермской системы изучены на территории Республики Татарстан, где они разрабатываются в промышленном масштабе. В тектоническом плане основная часть запасов сверхвязкой нефти (СВН) сосредоточена в пределах Мелекесской впадины, а также западного, юго-западного, юго-восточного склонов Татарского свода.

На сегодняшний день в верхнепермских отложениях уфимского яруса (шешминского горизонта) республики Татарстан на учете Государственного Баланса числятся запасы СВН 109 залежей, входящих в состав 32 месторождений нефти, в том числе 46 залежей на 13 месторождениях СВН. Общие суммарные утвержденные геологические запасы категорий С₁ и С₂ составляют около 300 млн тонн, извлекаемые – 105 млн тонн. Следовательно, средний коэффициент извлечения нефти – 0,35. Оценка ресурсов СВН производилась неоднократно с учётом новых нефтебитумоносных комплексов пермской системы: нижнепермский карбонатный, уфимский терригенный, ниже-казанский терригенно-карбонатный, верхнеказанский карбонатно-терригенный. При оценке прогнозных ресурсов используются породы с концентрацией битумов $\geq 4\%$. Наиболее перспективными для промышленного освоения по результатам оценки являются ресурсы уфимского терригенного комплекса, как по состоянию их подготовленности, так и по количественным параметрам. В общей структуре по стратиграфическим комплексам ресурсы распределены следующим образом: уфимский – 76%, нижеказанский – 12%, верхнеказанский – 10%, нижнепермский – 2% [4].

ПАО «Татнефть» является лидером в разработке СВН не только в России, но и в мире. С 2006 года начат пилотный проект на Ашальчинском месторождении по испытанию модифицированной технологии теплового воздействия через двухустьевые горизонтальные скважины. Участок включает три пары двухустьевых скважин с длиной горизонтального ствола от 200 до 400 м. Пилотный проект развивается успешно. В настоящее время в разработке находится залежь сверхвязкой нефти шешминского горизонта Ашальчинского месторождения. Суточный дебит скважин, которые вышли на стабильный режим работы, составил 30-32 тонны. Накопленная добыча на Ашальчинском месторождении превысила 1 млн тонн. Запасы нефти Ашальчинского, Лангуевского и Ново-Елховского месторождений республики Татарстан утверждены в ГКЗ РФ [1].

Приведённые выше сведения по тяжёлым сверхвязким нефтям Республики Татарстан и состоянию их промышленной добычи явились основой анализа геологических и промысловых данных, характеризующих нефтегазоносность пермских отложений севера Оренбургской области.

Залежи СВН в отложениях перми разрабатывались в 30-40-х годах прошлого столетия на Бугурусланском газонефтяном месторождении. Залежи тяжёлых и высоковязких нефти сосредоточены в доломитах калиновской свиты казанского яруса (пласт КС), в песчаниках уфимского яруса (пласты $У_1$ и $У_2$) и карбонатах кунгурского яруса нижней перми (пласты P_2, P_3). Залежи Бугурусланского месторождения пластовые, пластово-сводовые. Газовые залежи практически выработаны (300 млн $м^3$). Накопленная добыча нефти из пластов КС, $У_1$, $У_2$ и P_3 суммарно составила 48 тыс. тонн. Нефти тяжёлые и битуминозные (0,8833-0,958 $г/см^3$), вязкие (20-64 Мпа*с), содержание серы 2,45-3,85%, смол 55-87%. Добыча нефти приостановлена из-за низких дебитов скважин (1,5-3,0 $м^3/с$) и появления возможности вовлечения в эксплуатацию более глубоких и продуктивных залежей «лёгкой» нефти. Остаточные запасы пермской нефти составляют: геологические – 1759 тыс. тонн, извлекаемые – 522 тыс. тонн. Степень выработанности – 8,4%. Месторождение в консервации. Глубины залегания пермских нефтяных залежей 220-380 м.

Чисто нефтяные залежи верхней перми установлены на Саврушинском месторождении, но в разработку не вводились из-за низких дебитов. Плотность нефти 0,883-0,907 $г/см^3$. Нефть: высокосмолистая (смол 45%), высоковязкая (45 Мпа*с), содержание серы 1,8-2,0%. Продуктивные пласты: КС – доломиты казанского яруса, $У_1$ – песчаники уфимского яруса. Глубина залегания 230-250 м.

На Западно-Степановском газонефтяном месторождении структурным бурением установлена газонефтяная залежь в доломитах калиновской свиты казанского яруса (Пласт КС). Газ выработан, нефть не извлекалась. Параметры нефти: плотность 0,863-0,892 $г/см^3$, вязкость 20-70 Мпа*С, сера 2-3%, смолы – до 40%. Газовый фактор 8,9 $м^3/г$. На нефть опробованы 2 скважины, дебитом 1,5-1,7 $м^3/с$. Залежи нефти не оценивались [2]. Методы интенсификации притоков в скважинах не применялись, чем, видимо, и объясняются низкие дебиты.

Садкинское месторождение также газонефтяное. Газовая залежь залегает в калиновской свите, подстилается нефтяной оторочкой. Нефть черная окисленная. Пласт P_1 в кунгуре газонефтяной, пласт P_2 чисто нефтяной. Нефть пластов P_1 и P_2 тяжелая (0,9136 $г/см^3$), вязкая – 24Мпа*с, высокосмолистая (до 76%), сернистая (2,9%). Из пласта P_{IV} артинского яруса получена нефть дебитом 0,2 $м^3/с$, плотностью 0,900 $г/см^3$ (скв. 6, интервал 650-690 м). Газ Садкинского месторождения выработан. Нефть не извлекалась, запасы не подсчитывались.

На Байтуганском месторождении в поисковой скважине №15 из интервала 247-254 м артинского яруса нижней перми получен приток нефти дебитом 1 т/сут. Нефть густая, тяжёлая (свыше 0,9 $г/см^3$), сверхвязкая (205 МПа/с). По результатам структурного бурения на Байтуганской площади по данным керна отмечены обильные нефтепризнаки

в отложениях верхней перми. Литологически это песчаники бугурусланской свиты казанского яруса. Нефтенасыщенность песчаников не везде одинакова. Максимальное их насыщение отмечено в скважинах на северо-западном крыле и в своде структуры. Нефтенасыщенные песчаники залегают преимущественно в 5-6 м от кровли бугурусланской свиты и только в скважине №1 они залегают ближе к основанию свиты. Нефть по керну черная, буровато-черная, местами окисленная и загустевшая [2].

В пределах Сокского, Черновского, Пашкинского, Домосейкинского и Кирсановского нефтяных месторождений с запасами нефти в каменноугольных и девонских отложениях, нефтегазонасность пермских отложений практически не изучалась. По результатам структурного бурения периода 1965-1967 гг. на этих площадях в пермских отложениях нефтенасыщенность установлена в скважинах по керновым данным. Диапазон выявленных нефтепроявлений весьма широкий. Битуминозные или пропитанные нефтью породы были встречены в отложениях пермской системы: ассельском, сакмарском, артинском и кунгурском ярусах нижней перми, уфимском и казанском ярусах верхней перми. Всего в пределах северной части Оренбургской области нефтепроявления встречены в 53 структурных скважинах. Распределены они неравномерно как по площади, так и по вскрытому разрезу. Нефтепроявления уфимского яруса приурочены к песчаникам шешминского горизонта и встречаются в большинстве пробуренных структурных скважин (пласты $У_1$ и $У_2$). Битум выполняет поры, трещины песчаных битуминозных пород. Наиболее выдержан по простирацию прослой битуминозного песчаника, залегающий в кровле яруса. В отдельных районах прослеживается – неповсеместно. Интенсивность пропитанности пород битумом зависит от коллекторских свойств. Пористость изменяется от 6,8% до 22,4 %, проницаемость от 8 до 600 мД. Содержание битума (нефти) в породе колеблется от 4,9 до 13,2 %.

При проведении поисково-разведочного бурения на глубокие горизонты карбона и девона в пределах известных месторождений Большекинельского вала попутно опробовались отложения верхней перми. Песчаники уфимского яруса практически везде нефтегазонасны. Дебиты нефти небольшие: от 0,5 до 4,6 м³/сут. Нефть тяжелая, вязкая. Сводовые части поднятий обычно содержат газовые шапки. Газ выработан, а нефть не извлекалась, по причине наличия более «лёгкой нефти» в карбоне и девоне. Запасы нефти в пермских отложениях не подсчитывались.

На основе выполненного анализа нефтегазонасности пермских отложений можно сделать главный вывод: залежи тяжелых высоко- и сверхвязких нефтей на севере Оренбургской области следует рассматривать как объект промышленной добычи нефти. В рассматриваемом регионе выделены следующие комплексы, к которым приурочены залежи высоко- и сверхвязких нефтей:

- карбонатные породы нижней перми;
- терригенные породы уфимского яруса верхней перми;
- терригенно-карбонатные породы верхнеказанского подъяруса верхней перми.

В площадном плане зона развития продуктивных пород пермских отложений в Оренбургской области расположена в пределах южного склона Татарского свода и Большекинельского вала (Рис. 1). Территориально эта зона совпадает с выявленными месторождениями нефти в отложениях карбона и девона.

Количественная оценка ресурсов СВН не проводилась. По экспертной оценке авторов статьи [3] геологические ресурсы сверхвязких нефтей Оренбургской области могут составить 0,4-1,2 млрд. т. По нашей оценке геологические ресурсы высоко- и сверхвязких нефтей в севера области оцениваются в 800 млн тонн, извлекаемые 200 млн тонн.

Запасы и ресурсы нефти пермских отложений относятся к категории трудноизвлекаемых. В условиях наблюдаемого сокращения промышленно значимых запасов стандартной («лёгкой») нефти, особенно в районах с развитой инфраструктурой и с высокой степенью выработки легко извлекаемой нефти, расширение ресурсной базы углеводородов за счет тяжелой высоковязкой нефти является актуальной задачей.

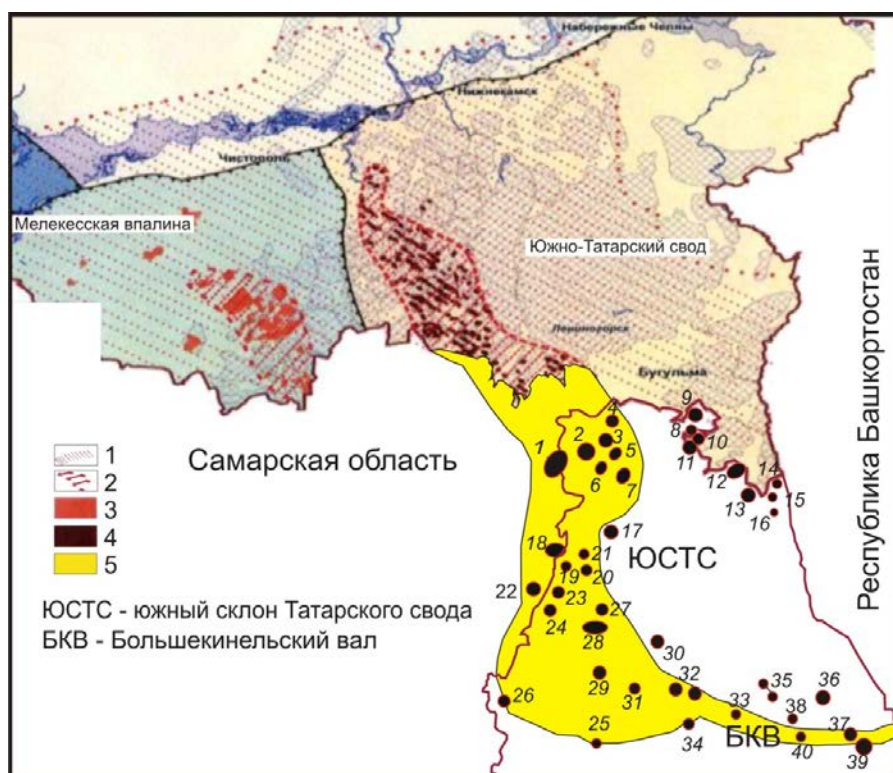


Рис. 1 – Республика Татарстан и север Оренбургской области. Прогнозная схема нефтеносности отложений перми

Территории перспективные (1) и высокоперспективные (2) на месторождения сверхвязких нефтей в отложениях перми в Республике Татарстан. Месторождения свехвязких нефтей в отложениях казанского (3) и уфимского (4) ярусов. 5 – зона прогнозной нефтегазоносности отложений уфимского яруса на севере оренбургской области (В.О. Кутеев, 2018 г.)

Месторождения Оренбургской области: 1 – Байтуганское; 2 – Сокское; 3 – Черновское; 4 – Домосейкинское; 5 – Пашкинское; 6 – Обручальное; 7 – Исайкинское; 8 – Кирсановское; 9 – Бавлинское; 10 – Алексеевское; 11 – Подгорное; 12 – Тат-кандызкое; 13 – Шалтинское; 14 – Восточно-Шалтинское; 15 – Медовое; 16 – Родниковое; 17 – Северо-Алпаевское; 18 – Соврушенское; 19 – Херсонское; 20 – Ново-кудринское; 21 – Каменское; 22 – Западно-степановское; 23 – Карповское; 24 – Бугурусланское; 25 – Ивановское; 26 – Садкинское; 27 – Северо-красноярское; 28 – Красноярское; 29 – Султангулово-Заглядинское; 30 – Кислинское; 31 – Южно-Султангуловское; 32 – Тарханское; 33 – Ашировское; 34 – Березовское; 35 – Школьное; 36 – Спасское-Зыковское; 38 – Ефремово; 39 – Самодуровское; 40 – Пономарёвское

Выводы и рекомендации:

1. Нефти в залежах пермских отложениях на севере Оренбургской области характеризуются повышенной вязкостью и плотностью.

2. На примере Ашальчинского месторождения в Республике Татарстан показана возможность промышленной добычи СВН на севере Оренбургской области.

3. Выделены 3 комплекса развития залежей высоковязких и сверхвязких нефтей: карбонатные породы нижней перми, терригенные породы уфимского яруса верхней перми, терригенно-карбонатные породы верхнеказанского подъяруса верхней перми.

4. Дан прогноз зоны развития нефтегазоносности терригенные породы уфимского яруса в пределах северной части Оренбургской области.

5. Ресурсы высоковязких и сверхвязких нефтей на севере Оренбургской области оценены в 800 млн тонн, извлекаемые 200 млн т (экспертная оценка).

6. Рекомендуется выполнить НИР. Ее главные задачи:
- количественная оценка ресурсов высоковязких и сверхвязких нефтей в отложениях перми севера Оренбургской области;
 - обоснование технологии картирования их залежей;
 - обоснование технологий интенсификации притоков при опробовании скважин и добычи нефти (гидроразрыв, тепловое воздействие, закачка органических растворителей, углекислоты и другие);
 - геолого-экономическая оценка добычи высоковязких и сверхвязких нефтей.

Список литературы

1. Казаков Э.Р., Либерман В.Б., Сухов К.А. Особенности оценки перспектив нефтеносности пермского разреза на территории деятельности. ПАО «Татнефть», Казань, 2015.
2. Пантелеев А.С., Козлов Н.Ф. Геологическое строение и нефтегазоносность Оренбургской области. ОНАКО, Оренбург, 1997.
3. Политыкина М.А., Тюрин А.М., Дроздов В.В. Углеводородное сырье нетрадиционных источников – перспектива развития ООО «Газпром добыча Оренбург». //Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе, 2010, №12, с. 48-51.
4. Хисамов Р.С., Хайруллина Н.Р., Войтович С.Е., Акчурина Н.В., Хадеева А.Ф. Результаты первых пересчётов запасов сверхвязких нефтей шешминского горизонта верхнепермских отложений, первоочередных объектов промышленного освоения. ПАО «Татнефть», г. Альметьевск, ТГРУ ПАО «Татнефть», Казань

ФИЗИКО-ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ СОРОЧИНСКО-НИКОЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Летова Е.А., Куделина И.В.

*Оренбургский государственный университет, г. Оренбург
kudolina.inna@mail.ru*

Сорочинско-Никольское нефтегазовое месторождение открыто в 1961 году. Расположено в пределах Покровско-Бобровской ЗНГН Северо-Бузулукского НГР. Месторождение находится в разработке с 1971 года. Месторождение многокупольное и многопластовое. В пределах месторождения выделено пять основных куполов: Львовский, Никольский, Толкаевско - Сорочинский, Бородинский и Вознесенский [1].

Продуктивная толща Сорочинско-Никольского месторождения представлена песчано-алевролитовыми породами бобриковского горизонта и уфимского яруса, доломитами и известняками нижнего-среднего карбона и нижней перми. В разрезе толщи сверху вниз установлены продуктивные пласты $У_I$, $У_{II}$ (уфимский ярус), P_V (артинский ярус), O_2 , O_3 , O_4 , O_5 , O_{5a} O_{5b} $O_{5в}$, O_6 (окский надгоризонт), B_{II} (бобриковский горизонт), T_1 , T_2 (турнейский ярус).

Наиболее крупными по запасам являются залежи нефти пластов T_1 турнейского яруса (38%), B_{II} бобриковского горизонта (29%) и O_4 окского надгоризонта (20%).

Рассмотрим их физико-литологические особенности и коллекторские свойства.

Характеристика свойств продуктивных пластов приведена по результатам исследования кернового материала разведочных скважин Сорочинско-Никольского месторождения [2].

Пласт-коллектор O_4 сложен доломитами от светло- до темно-серых, буровато-серыми (за счет нефтенасыщения), средней крепости, пористыми, кавернозными. Порода тонкокристаллическая, известковистая, с реликтовой органично-крупно-мелкодетритовой структурой. Известковистый материал отмечается в виде пелитоморфной примеси и распределен в породе неравномерно.

Пласт по сравнению с другими пластами относительно однородный, характеризуется более высокими коллекторскими свойствами.

Средневзвешенное значение пористости по куполам варьируется в пределах 16,6-18,9%. Коэффициент нефтенасыщенности равен 0,82. Дебиты нефти составляют от 4 т/сут до 54 т/сут. С пластом O_4 связаны залежи на Толкаевско-Сорочинском, Бородиновском, Вознесенском, Львовском и Никольском куполах, на южном куполе Зап.-Вознесенского поднятия. Залежи пластово-сводового типа.

Пласт-коллектор B_{II} представлен песчаниками серыми и темно-серыми, кварцевыми (60-90 %), разнотельными, преимущественно среднетельными, пористыми. Продуктивный пласт залегает в верхней части бобриковского горизонта, в основном в 1,4 – 4,6 м ниже его кровли. Иногда он сливается с кровлей горизонта, иногда, наоборот, отстоит значительно ниже (до 10 м). На площади пласт имеет повсеместное распространение. В то же время он не является монолитным, нередко расслаивается глинами и глинистыми алевролитами на отдельные прослои. Покрышкой залежей служат плотные, кремнистые известняки тульского горизонта.

Залежи пласта B_{II} установлены в пределах Львовского, Никольского, Толкаевского, Сорочинского, Вознесенского и Бородиновского куполов. Число проницаемых песчаных пропластков колеблется от 1 до 7 на Львовском, Вознесенском и Бородиновском куполах, от 1 до 5 на Никольском куполе, от 2 до 8 на Толкаевском и от 3 до 6 на Сорочинском куполах. Толщина плотных непроницаемых пропластков меняется от 0,4 до 3,8 м. Средневзвешенная толщина пласта меняется от купола к куполу незначительно. Залежи нефти в пласте B_{II} пластово-сводового типа.

Коэффициент пористости меняется от 0,15 на южном куполе Западно-Вознесенского поднятия до 0,18 на Бородиновском куполе, коэффициент нефтенасыщенности от 0,83 на южном куполе Западно-Вознесенского поднятия до 0,89 на Львовском и Бородиновском куполах, проницаемость от 0,087 мкм² на южном куполе Западно-Вознесенского поднятия до 0,802 на Вознесенском куполе.

В пласте B_{II} на месторождении выделяется как самостоятельный подсчетный объект пласт B_{II-1} , который представлен тонким от 0,3 до 3 м прослоем песчаника. Пласт залегает под плотными тульскими известняками, которые вместе с глинистыми прослоями служат надежной крышкой как для пласта B_{II-1} , так и для пласта B_{II} . Пласт часто литологически замещается на плотные непроницаемые алевролиты, в связи с чем образует большое количество изолированных линз, к которым приурочены небольшие залежи нефти.

Залежи нефти пласта B_{II-1} приурочены к линзам и полулинзам, расположенным в пределах почти всех куполов Сорочинско-Никольской группы. Нефтенасыщенные толщины меняются от 0,6 м до 3,4 м. Пористость меняется от 14 % до 17 %, нефтенасыщенность от 90 % до 87 %. Залежи пласта B_{II-1} пластового типа литологически экранированные.

Пласт-коллектор T_I турнейского яруса приурочен, в основном, к самой кровельной части яруса (1-2 м ниже кровли), и лишь в центральной части площади вследствие замещения коллекторов плотными карбонатными породами он погружается ниже кровли яруса, примерно, на 13-14 м. Продуктивный пласт сложен известняками серыми, светло-серыми и буровато-серыми, пористыми и пористо-кавернозными, реже трещиноватыми. По петрографическому описанию известняки органогенно-мелкодетритовые, пелитоморфные и водорослевые, частично перекристаллизованные, неяснокомковатой и комковатой структур, битуминозные, тонкопористые. Покрышкой залежей служат глины елховского горизонта.

Залежи нефти промышленного значения установлены в пределах Львовского, Вознесенского, Северо-Вознесенского, Бородиновского куполов, на небольших куполах в районе скважин 257 и 228 и на южном куполе Западно-Вознесенского поднятия.

Число пористых эффективных прослоев по куполам меняется от 1 до 16 на Вознесенском и Львовско-Никольском, от 1 до 12 на Толкаевско-Сорочинском, от 1 до 6 на Бородиновском.

Все залежи являются пластово-массивными. Общая толщина пласта на Никольском куполе меняется от 34,9 м до 40,1 м. На других куполах общая толщина пласта до ВНК меняется от 2,4 м до 32 м. Нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,6 м до 31,8 м. Средние значения пористости составляют 10-13 %, нефтенасыщенности 75-90 %, проницаемости 0,017-0,030 мкм².

Многопластовость и многозалежность месторождения связаны с особенностями тектонического развития территории.

Особенностью участка является четко выраженная на всех структурных этажах от поверхности фундамента до кровли башкирского яруса структурная терраса. Она имеет суженную на юго-восток мысообразную форму и хорошо выраженное здесь и на юго-западе флексуобразное ограничение. Локальные объекты на террасе группируются в линейные зоны северо-западного простирания по девону и в валообразные зоны той же направленности по каменноугольным отложениям. Эти два сквозных элемента (регионально выраженная терраса и северо-западная ориентировка структур), вероятно, обязаны динамике Покровско-Сорочинского выступа фундамента, проявившейся в разные периоды однотипными сводовыми воздыманиями [3].

Карбонатная толща отлагалась на уже дислоцированную систему разломно-блоковых структур, погребая их под своими осадками. Компенсационными отложениями на погруженных блоках являются мергели и глины мендымского возраста. В фаменское время депрессионная зона практически оставила территорию района. Седиментация в эти периоды определялась развитием разновозрастных рифогенных поясов бортовой системы Муханово-Ероховского прогиба. Сорочинско-Никольская группа месторождений занимает очень выгодную литолого-фациальную позицию, находясь в наиболее перспективной барьерно-рифовой зоне средне-нижнефаменского возраста. Тектонические структуры девона служили подножием для зарождения на них органогенных построек. Месторождение представляет собой многокупольную связку биогермно-рифовых тел размерами до 25×13 км и амплитудой до 25 м. Рифовые ядра лежат в основании структур облекания, которые прослеживаются через весь нижний и средний карбон, а иногда и выше. Совпадение планов предполагает наличие залежей и в более глубоких горизонтах карбонатных пород по сравнению с продуктивными турнейскими отложениями – в франских и фаменских. Решающим фактором в их формировании является помимо структуры наличие покрышек. Среди биогермных известняков имеется не менее трех региональных прослоев глин.

Таким образом, подводя итог вышесказанному, можно сделать вывод что, продуктивные пласты Сорочинско-Никольского месторождения очень разнообразны по своему литологическому составу и физическим свойствам, и сформированы в различных физико-географических условиях и тектонических обстановках.

Список литературы

1. Яхимович Г.Д. Комплексный анализ поисково-разведочного, эксплуатационного бурения и геофизических исследований в пределах Никольско-Сорочинской группы месторождений с целью прогнозирования новых нефтегазоносных объектов. / Г.Д. Яхимович // Фонды г. Оренбург, ОАО "ОренбургНИПИнефть", 2002 г.
2. Щапова В.Г. Комбинированный проект разведочного и поискового бурения на каменноугольные и девонские отложения Сорочинско-Никольского месторождения / В.Г. Щапова // Фонды г. Оренбург, ОАО "ОренбургНИПИнефть", 2005 г.
3. Хоментовская О.А. Перспективы нефтегазоносности восточного продолжения Ольховского грабен. / О.А. Хоментовская // Геология и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений Оренбургской области: научные труды компании ОНАКО и "ОренбургНИПИнефть". – Оренбургское книжное изд-во. – 1999. – Вып. 2.

ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ ПАРАМЕТРОВ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ОБЪЕКТА ТУРНЕЙСКОГО ЯРУСА НОВОМЕДВЕДКИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Майорова О.О., Савинкова Л.Д.
г. Оренбург, ОГУ, кафедра геологии

Новомедведкинское многопластовое месторождение Оренбургской области открыто в 1975 году. Промышленная нефтеносность турнейских отложений пластов Т₁ и Т₂ была установлена на Новомедведкинском поднятии.

В конце 2012 года по результатам бурения на Южно-Медведкинском поднятии, были открыты новые залежи – в пластах Б₂ бобриковского горизонта и Т₁, Т₂ турнейского яруса, в 2014 году на Речном и Светинском поднятиях (пласты Т₁ и Т₂), подтвердив перспективу нефтеносности 80-х годов, [1].

Новомедведкинское поднятие представляет собой небольшую линейную антиклинальную складку седиментационного типа. Размеры поднятия составляют 6,25 x 1,5 км при амплитуде 40 м. Пласты Т₁ и Т₂ турнейского яруса представлены карбонатными породами. Ожидаемая категория запасов С₁+С₂.

Речное поднятие имеет размеры 0,8 x 1,0 км с амплитудой 10 м. Продуктивные пласты Т₁ и Т₂ представлены карбонатными породами. Залежь массивного типа, подстилается водой. Тип коллектора карбонатный, поровый.

Светинское поднятие имеет размеры 1,12 x 1,9 км, площадь 1,43 км² и амплитуду 15 м. Ловушка массивного типа, которая сформирована в результате дифференциального уплотнения карбонатных пород. Коллекторами являются карбонатные породы, покрывкой служат глинистые отложения. Ожидаемая категория запасов С₁ + С₂.

Изученность по данным анализов керна

Всего по Новомедведкинскому месторождению проходка с отбором керна составила 971,3 м, что составило 2,1 % от общего объема бурения (учтено 18 скважин – № 325, 337, 343, 344, 413, 432, 1301, 1302, 1303, 1304, 1305, 1306, 1307, 1308, 1309, 1311, 1314, 1315).

С отборном керна бурилось 10 из 17 указанных скважин, вынос – 495,36 м (51,0 %), включая 122,0 м проходки по скв. 413 (вынос 118,86 м или 97,4 %) и 49,5 по скв. 432 (вынос 48,36 м или 97,7 %). Из интервалов продуктивных пластов проходка составила 275,5 м, вынос – 176,4 м (59,6 %), в том числе по скв. 413 Южно-Медведкинское поднятия: проходка 68,0 м, вынос 64,86 м или 95,4 %, по скв. 432 Речного поднятия: проходка 31,5 м, вынос 30,89 м или 98,1 %.

Нефтенасыщенная часть продуктивных пластов охарактеризована керном в целом по 140 кондиционным образцам из скважин Новомедведкинское поднятия, в том числе: по пласту Т₁ – 55 образцов, по пласту Т₂ – 8 образцов, по пласту Б₂ – 77 образцов.

Пласт Т₁ керном изучен по восьми скважинам. Суммарная проходка по пласту с отбором керна 90,8 м, вынос керна 48,15 м, что составляет 53 % от проходки с отбором керна по Новомедведкинскому поднятию. По скважинам вынос керна по пласту Т₁ изменяется от 11,7% (скв. 337 – 0,7 м из 6,0 м) до 98 % (скв. 1309 – 14,7 м из 15,0 м). По Южно-Медведкинскому поднятию в скв. 413 отобрано 30,22 м керна (вынос 94,4 % от проходки). По Речному поднятию в скв. 432 отобрано 13,5 м керна (вынос 98,2% от проходки).

Открытая пористость образцов керна, отобранных из продуктивных интервалов пород, изменяется от 8,42 до 17,86 %. Среднее значение по результатам 55 определений составляет 11,8 %.

Абсолютная проницаемость образцов керна, определенная по 32 образцам нефтенасыщенных пород, изменяется от 1,4 до 761,5×10⁻³ мкм². Среднее значение составляет 89,6×10⁻³ мкм².

Остаточная водонасыщенность по результатам исследований 28 проницаемых образцов керн изменяется от 6,97 до 31,2 % и в среднем составляет 22,04%.

Из пласта Т₂ керн отбирался также по восьми скважинам. Суммарная проходка по пласту с отбором керн составляет 85,2 м, вынос керн 32,5 м (38,1% от проходки). По скважинам вынос керн изменяется от 0% до 98,7%. По Южно-Медведкинскому поднятию в скв. 413 отобрано 17,50 м керн (вынос 97,2% от проходки). По Речному поднятию в скв. 432 отобрано 18,0 м керн (вынос 98,0% от проходки).

Открытая пористость образцов керн, отобранных из продуктивных интервалов пород, изменяется от 9,37 до 18,08%. Среднее значение по результатам 8 определений составляет 12,1%.

Абсолютная проницаемость, определенная по одному кондиционному образцу керн, составляет $501,0 \times 10^{-3}$ мкм².

Остаточная водонасыщенность по результатам одного исследования составляет 10,5%.

Пласт Б₂ керном охарактеризован из одной скважины. Проходка по пласту с отбором керн 18,0 м, вынос керн 17,14 м, что составляет 95,2% от проходки с отбором керн.

Открытая пористость образцов керн, отобранных из продуктивных интервалов пород, изменяется от 18,4 до 21,8%. Среднее значение по результатам определений 77 образцов керн составляет 19,0%. Абсолютная проницаемость образцов керн, определенная по 77 образцам нефтенасыщенных пород, изменяется от 466,0 до $3616,9 \times 10^{-3}$ мкм². Среднее значение составляет $2028,9 \times 10^{-3}$ мкм². Остаточная водонасыщенность по результатам исследований 77 проницаемых образцов керн изменяется от 4,6 до 7,3% и в среднем составляет 5,6%.

Изученность по данным ГМИС

Выполненный комплекс геофизических методов исследований скважин (ГМИС) Новомедведкинское месторождения использовался для решения следующих геолого-промысловых и технических задач:

- выделения стратиграфических реперов;
- проведения корреляции скважин с целью изучения строения месторождения, структуры геологических объектов;
- построения детальной геологической модели;
- литологического расчленения продуктивного разреза; выделение в разрезе пластов коллекторов, изучение особенностей их распространения по площади месторождения, оценка характера их насыщения;
- количественное определение подсчетных параметров $N_{эф}$, $K_{п}$ и $K_{нг}$;
- обоснование и уточнение водонефтяных контактов и определения контуров залежей.

Геофизические исследования разреза Новомедведкинское месторождения проводились силами УГР «Оренбургнефтегеофизика» ПАО «Оренбургнефть», [2].

В зависимости от задач геофизические исследования выполнялись в открытом стволе и в колонне, которые проводились в продуктивных и перспективных интервалах разреза.

Общие исследования включали в себя стандартный каротаж, радиоактивный каротаж и инклинометрию. В качестве основных детальных исследований проведены электрические разноглубинные методы: боковое каротажное зондирование (БКЗ), боковой каротаж (БК), микрокаротажное зондирование (МКЗ), микробоковой каротаж (МБК), индукционный каротаж (ИК); радиоактивные методы: гамма-каротаж (ГК), нейтронный гамма каротаж (НГК), плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК), акустический каротаж (АК), профилометрия, резистивиметрия.

В качестве дополнительного с целью подтверждения насыщения коллекторов в продуктивных интервалах выполнен импульсный нейтрон-нейтронный (ИННК) метод и газовый каротаж.

Для оценки технического состояния ствола скважины проводилась профилометрия и инклинометрия с замерами азимутов и углов наклона поточечно через 10-25 м.

Качество цементажа оценивалось по термометрии (ОЦК), акустическому методу (АКЦ) и гамма-гамма-цементометрии (СГДТ).

Нефтяная залежь пласта Б₂

Залежь пласта Б₂ пластово-сводовая, водоплавающая. Тип коллектора терригенный поровый. Размеры залежи составляют 1,5×1,0 км, высота залежи – 18,7 м. Продуктивный пласт Б₂ залегает в кровле бобриковского горизонта непосредственно под плотными тульскими известняками и аргиллитами бобриковского горизонта.

В контуре залежи пробурена одна поисковая скв.413 и три эксплуатационных: №№ 422, 423, 425. По данным ГИС пласты – коллекторы нефтенасыщенны до глубины 2667,0 (а.о. – 2543,6) м; нефтеводонасыщенный интервал – 2667,0-2667,8 (а.о. – 2543,6-2544,4) м; водонасыщенные интервалы с глубины 2667,8 (а.о. – 2544,4) м.

При испытании интервала пласта 2649,8-2660 (а.о. – 2526,4-2536,6) м получен безводный приток нефти дебитом 96 м³/сут.

ВНК принят на а.о. – 2544,4 м по подошве нефтеводонасыщенного интервала скв. 413.

Нефтяные залежи пласта Т₁

Залежь Новомедведкинского поднятия

Залежь пласта Т₁ пластово-сводового типа с обширной водонефтяной зоной (72%). Размеры залежи в пределах установленных границ составляют 3,125×0,825 км при высоте 25,4 м.

Пласт Т₁ выделяется в верхней части турнейского яруса. Пласт представлен в основном 8-10 проницаемыми пачками толщиной до 14 м, чередующимися с тонкими (0,4-1,0 м) плотными, доломитизированными пропластками.

В контуре залежи пробурено 2 поисковых и 11 эксплуатационных скважин. Промышленная нефтеносность пласта доказана опробованием скв. 1306. Первоначальный ВНК в разрезе пласта Т₁ в скв. 1307 условно отбивается на а.о. – 2525,1 м, что не противоречит данным по скв.1306.

Таким образом, начальный водонефтяной контакт по залежи пласта Т₁ Новомедведкинского месторождения принят по нижней дыре перфорации в скв.1306 на а.о. – 2525,4 м, где получен фонтанный приток нефти дебитом 82,8 м³/сут на 8 мм штуцере.

Залежь Южно-Медведкинского поднятия

Залежь пластово-сводовая. Тип коллектора карбонатный, поровый. Размеры залежи составляют 1,2×0,96 км, высота залежи – 16,6 м.

Пласт Т₁ приурочен к кровле турнейского яруса. Покрышкой являются аргиллиты, залегающие в подошве бобриковского горизонта.

В контуре залежи пробурена одна поисковая скв. 413 и пять эксплуатационных: 422, 423, 425, 1331 и 1332. По данным ГИС пласты-коллекторы нефтенасыщены до глубины 2703,2 (а.о. – 2579,8) м; нефтеводонасыщенный интервал начинается с глубины 2704,4 (а.о. – 2581,0) м.

Пласт опробован в колонне во всех скважинах, получены безводные притоки нефти дебитами от 15,9 до 105,1 т/сут.

ВНК принят на а.о. – 2586,1 м по подошве нефтеводонасыщенного коллектора в скв. 422.

Залежь Речного поднятия

Залежь массивного типа, подстилается водой. Тип коллектора карбонатный, поровый. Размеры залежи составляют 0,78×0,9 км, высота залежи – 2,5 м.

В контуре залежи пробурена одна поисковая скв.432. По данным ГИС пласт-коллектор Т1 турнейского яруса вскрыт в интервале 2662,0-2676,3 (а.о. -2550,0-2564,3) м; нефтенасыщенные в интервале 2662,0-2663,7 (а.о. -2550,0-2551,7) м; нефтеводонасыщенные в интервале 2664,0-2664,5 (а.о. -2552,0-2552,5) м; водонасыщенные интервалы с глубины 2667,8 (а.о. -2555,8) м.

При опробовании скв. 432 продуктивного пласта Т1 в процессе бурения ИПТ интервала 2655,6-2662,7 (а.о. -2543,6-2550,7) м за 111,3 мин получен буровой раствор с признаками нефти в виде пленки $V=0,07 \text{ м}^3$ ($Q_n=0,9 \text{ м}^3/\text{сут}$) при $\Delta P_{\text{ср}}=17, \text{ МПа.}$, $R_{\text{пл}}=27,9 \text{ МПа.}$, ИПУ -1579,0-1571,9 м. При перфорации пласта Т1 в интервале 2662,0-2663,0 (а.о. -2550,0-2551,0) м получен приток нефти $Q_n=6,0 \text{ м}^3/\text{сут}$ при $\Delta P=12,9 \text{ МПа.}$, $R_{\text{пл}}=23,9 \text{ МПа.}$

ВНК принят на а.о. -2552,5 м по подошве нефтеводонасыщенного коллектора.

Нефтяные залежи пласта Т₂

Продуктивные пласты Т₂ и Т₁ разделены плотными непроницаемыми карбонатными породами, выдержанными по всей площади месторождения.

Залежь Новомедведкинского поднятия

Размеры залежи в пределах установленных границ составляют 3,2×1,0 км, высота залежи – 24,5 м.

Залежь нефти пласта Т₂ опробована в 9 скважинах. Промышленные притоки нефти получены в 6-ти скважинах, притоки пластовой воды – в трех. По результатам опробования скважин и материалам геофизических исследований гипсометрическое положение ВНК принято на а.о. -2564,5 м.

Залежь пласта Т₂ пластово-сводового типа, чисто нефтяная зона которой занимает всего 14% от площади залежи.

Залежь Южно-Медведкинского поднятия

Размеры залежи составляют 2,2×1,0 км, высота залежи – 16,8 м. Залежь пласта Т₂ массивного типа. Тип коллектора карбонатный, поровый.

В контуре залежи пробурено четыре скважины. По данным ГИС пласты-коллекторы нефтенасыщенны до глубины 2744,5 (а.о. – 2621,1) м; водонасыщенные интервалы начинаются с глубины 2748,3 (а.о. – 2624,9) м.

По результатам испытания в скв. 422, 425 и 1331 получены притоки безводной нефти дебитами соответственно 32,4, 91,9 и 13,7 т/сут.

ВНК принят на а.о. -2622,4 м по подошве нефтеводонасыщенного коллектора.

Залежь Речного поднятия

Размеры залежи составляют 0,71×0,98 км, высота залежи – 3,6 м. Залежь массивного типа, подстилается водой. Тип коллектора карбонатный, поровый.

В контуре залежи пробурена одна поисковая скв. 432. По данным ГИС пласт-коллектор вскрыт в интервале 2706,4-2725,7 (а.о. -2594,4-2613,7) м; нефтенасыщенные в интервале 2706,4-2708,7 (а.о. -2594,4-2596,7) м; нефтеводонасыщенные в интервале 2709,1-2710,0 (а.о. -2597,1-2598,0) м; водонасыщенные интервалы с глубины 2710,4 (а.о. -2598,4) м.

При опробовании скв. 432 продуктивного пласта Т₂ в процессе бурения ИПТ интервала 2708,0-2705,0 (а.о. -2596,0-2593,0) м за 30,4 мин получен приток нефти $V=3,5 \text{ м}^3$ ($Q_n=165,8 \text{ м}^3/\text{сут}$) при $\Delta P_{\text{ср}}=15,3 \text{ МПа.}$, $R_{\text{пл}}=29,3 \text{ МПа.}$, ИПУ -1473,0-1091,2 м. При перфорации в интервале 2707,4-2706,4 (а.о. -2595,4-2594,4) м получен приток нефти дебитом $Q_n=10,6 \text{ м}^3/\text{сут}$ (по данным КВУ) при $\Delta P=13,1 \text{ МПа.}$, $R_{\text{пл.расч}}=27 \text{ МПа.}$

ВНК принят на а.о. – 2598,0 м по подошве нефтеводонасыщенного коллектора.

Гидродинамические исследования скважин

На Новомедведкинском месторождении на основной залежи за период разработки по состоянию на 01.01.2016 проведено 23 гидродинамических исследований в 11 скважинах, в т.ч. 27 исследований на неустановившихся и два – на установившихся режимах фильтрации. Гидродинамические исследования пласта Т₁ были проведены в семи скважинах: №№325, 1302, 1305, 1308, 1309, 1311 и 1332. Пласт Т₂ исследовался в трех

скважинах: №№ 431, 1308 и 1314. Совместно пласты T_1 и T_2 в шести скважинах: №№ 413, 1301, 1302, 1309, 1311 и 1314. По пласту B_2 исследования проведены в скв. 1307.

По результатам опробования скв.413 на Южно-Медведкинском месторождении нефти промышленные притоки нефти в колонне получены по двум объектам эксплуатации, которые приурочены к отложениям бобриковского горизонта – пласт B_2 и турнейского яруса – объект T_1+T_2 .

При получении фонтанных притоков нефти проводились исследования методом кривой восстановления давления при работе на 1-3 режимах через 4-12 мм штуцер. Результаты исследования скважин в эксплуатационной колонне по объектам, где были получены промышленные притоки нефти. Значение скин-фактора по скважинам при испытаниях свидетельствовало о том, что проницаемость призабойной зоны скважин ниже для удаленной продуктивной зоны пласта по объекту B_2 и выше – по объекту T_1+T_2 .

Отдельно по пласту T_1 Южно-Медведкинского поднятия исследования проведены в скв. 1332.

Дебиты нефти фонтанирующих скважин изменялись от минимальных значений – 72,0 т/сут (на 4 мм штуцере, пласт T_1+T_2) до максимальных значений – 108,0 т/сут (на штуцере 8 мм, пласт T_1+T_2). По объекту B_2 был исследован один режим работы, дебит нефти составил 96,0 м³/сут на 12 мм штуцере.

Дебиты безводной нефти изменялись от 72,0 до 108,0 м³/сут, продуктивные интервалы вскрывались не до подошвы пласта.

По залежи Речного поднятия гидродинамические исследования не проводились.

По результатам ГДИ исследований расчетные значения проницаемости составили:

Пласт B_2 Южно-Медведкинская залежь – 0,1186 мкм²;

Пласты T_1+T_2 Южно-Медведкинская залежь – 0,0297 мкм².

Пласт T_1 основная залежь. По гидродинамическим исследованиям, выполненным в скважинах 1306 и 1308 проницаемость составляет 0,232 мкм².

Пласт T_2 основная залежь. По гидродинамическим исследованиям скв. 325 проницаемость составляет 0,130 мкм².

Физико-химические исследования пластовых флюидов

Физико-химические свойства нефти и растворённого газа Новомедведкинского месторождения изучены по результатам лабораторных исследований поверхностных и глубинных проб нефти.

На основном Новомедведкинского поднятии отобрано и учтено при расчетах: по пласту T_1 – одна глубинная и одна поверхностная пробы скв.1306, по T_2 – одна глубинная и три поверхностные скв.325.

По Южно-Медведкинскому поднятию отобрано и изучено три глубинные и одна поверхностная пробы. Пробы отбирались при опробовании пластов – B_2 , T_1 и совместно T_1+T_2 . По турнейскому ярусу пласты T_1+T_2 проба, отобранная из скв.413, отбракована.

Свойства нефти по пласту T_2 Южно-Медведкинского поднятия и пластов T_1 , T_2 Речного поднятия приняты по аналогии со свойствами нефти основного поднятия месторождения.

Нефть бобриковского горизонта пласта B_2 . Плотность является повышенной: 0,88 г/ см³. Повышенная вязкость нефти – 6,88 мПа х с. Открытая пористость – 19%. Пересчетный коэффициент – 0,901 доли ед. Газосодержание пластовой нефти – 12,9 м³/т.

Нефть турнейского яруса пласта T_1 . Плотность пласта является повышенной – 0,862 г/ см³. Повышенная вязкость нефти – 6,88 мПа х с. Открытая пористость – 11%. Пересчетный коэффициент – 0,921 доли ед. Газосодержание пластовой нефти, T_1 – 28,1 м³/т. Потенциальное содержание сероводорода по пласту – 10,73 г/см³. Нефть является сернистой, содержание – 1,15 %.

Нефть турнейского яруса пласта T_2 . Плотность пласта является повышенной – 0,864 г/ см³. Повышенная вязкость нефти – 6,88 мПа х с. Открытая пористость – 11%. Пересчетный коэффициент – 0,929 доли ед. Газосодержание пластовой нефти, – 31,5 м³/т.

Потенциальное содержание сероводорода – 32,2 г/см³. Нефть является сернистой, содержание – 1,19 %.

Выводы:

Изученность фильтрационно-емкостных параметров по данным анализов керна не достаточна для подсчета запасов, поэтому коэффициенты пористости и насыщенности приняты по данным ГМИС.

По данным ГМИС определено положение водо-нефтяного контакта по подошве нижнего нефтенасыщенного продуктивного интервала пласта по турнейскому ярусу и бобриковскому горизонту: Б₂ – минус 2544,4 м; Т₁ – минус 2552,5; Т₂ – минус 2598,0 м.

По результатам гидродинамических исследований расчетные значения проницаемости составили: пласт Б₂ – 0,1186 мкм²; пласт Т₁ – 0,232 мкм² пласт Т₂ – 0,130 мкм².

По физико-химическим исследованиям нефть имеет повышенную плотность, вязкая и сернистая, отмечается повышенное содержание сероводорода.

Список литературы

1. Яхимович, Г.Д. Обоснование перспективных направлений и объектов для постановки геологоразведочных работ на нефть, газ и конденсат в западной части Оренбургской области, ОАО ОренбургНИПИнефть, г. Оренбург, 2005 г.

2. Шакирова Г.В., Астафьев Е.В. Оперативная переинтерпретация сейсмических данных в рамках договора «Анализ и оперативный подсчет запасов по результатам ГРП ООО «Оренбургнефть». Разработка перспективных рекомендаций по ведению ГРП»; ООО «ТННЦ», г. Тюмень, 2013 г.

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЁННЫХ ПАЛЕОРЕКОНСТРУКЦИЙ ПО СЕЙСМИЧЕСКИМ ПРОФИЛЯМ В ЮЖНОЙ ЧАСТИ ПРЕДУРАЛЬСКОГО ПРОГИБА

Минлигалиева Л.И., Монакова А.С.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва

e-mail: liana_abril@mail.ru, a.monakova@mail.ru

Предуральский краевой прогиб, расположенный в зоне сочленения Восточно-Европейской платформы и Урала, характеризуется сложными сейсмогеологическими условиями. Однако, проведенные исследования показывают, что здесь, с глубокопогруженными горизонтами осадочного чехла связаны перспективы открытия крупных скоплений УВ.

В структурном плане Предуральскому краевому прогибу соответствуют линейные прогибы – предгорные (передовые) прогибы, вытянутые вдоль границ областей с платформенным строением и орогенных покровно-складчатых систем. Во многих скважинах, пробуренных на востоке Предуральского краевого прогиба, в поднадвиговых отложениях отмечены интенсивные нефтегазопроявления, свидетельствующие о возможном существовании здесь залежей нефти и газа.

Изучение геологического строения зоны сочленения палеозойд Южного Урала и юго-восточной части Восточно-Европейской платформы показало, что восточный борт Южно-Уральского сегмента Предуральского прогиба существенно осложнен складчато-разрывными нарушениями западной vergentности. Здесь породы прогиба и сопряженных частей и Западноуральской зоны слагают так называемую зону передовых складок западного Урала (Западноуральскую зону линейных складок). Внутренняя структура этой зоны характеризуется развитием системы взбросо-надвигов и подвигов, по которым комплексы Западноуральской зоны надвинуты (шарьированы) в западном направлении. Эти дислокации, а также парагенетически связанные с ними системы сопряженных антиклинальных и синклиналиных складок разного масштаба образовались за счет

горизонтальных сил сжатия, направленных со стороны Урала и обусловленных позднепалеозойским коллизионным геотектоническим режимом.

В результате интерпретации материалов региональной сейсморазведки, проведенной в последние годы в пределах зоны передовых складок Западного Урала, были построены сейсмогеологические разрезы. Исследуемый разрез пересекает Западное Приуралье и восточной борт Предуральского краевого прогиба.

Для реконструкции развития зоны передовых складок Урала, авторами использована технология геомеханического моделирования, реализованная в программном комплексе Dynel компании Schlumberger. Эта технология позволяет определить изменение архитектуры осадочных бассейнов в пространстве и во времени путем создания серии геомеханических реконструкций (палеопрофилей), а также оценить развитие («простираение») разломов в пространстве и во времени.

На основе анализа геомеханических реконструкций можно сформировать представление о развитии активных сегментов разломов, траекториях миграции углеводородов по разломам как по фидерным зонам, прогнозировать положение потенциальных ловушек углеводородов.

В целом создание исследуемой территории ретроспективной динамической структурной модели позволяет проследить всю эволюцию рассматриваемой части осадочного бассейна и восстановить историю его геологического развития. Особенно это важно для районов с шарьяжно-надвиговым строением, для которых появляется возможность проследить эволюцию во времени отдельных структур и разрывных нарушений с целью оценки ловушек и определения объектов поисков и разведки на нефть и газ.

Приведение разреза в положение, предшествующее складчато-надвиговым дислокациям или процессам растяжения, позволяет выполнить реконструкцию структурной эволюции региона.

Геомеханическое моделирование геодинамической эволюции зоны передовых складок Урала позволяет определить этапы развития разломов и провести их ранжирование. В геологическом строении зоны передовых складок Урала участвуют ордовикские, девонские, каменноугольные и нижнепермские стратифицированные образования. Исследуемый разрез № 310506-07 включает в себя интересные каменноугольные и пермские отложения (рис. 1).

Для контроля качества сейсмической интерпретации необходимо проведение балансировки и палеореконструкций (рис. 3). Балансировка разрезов осадочного чехла восточного борта южного сегмента Предуральского прогиба и зоны передовых складок Урала позволяет оценить толщину размытых отложений, учёт которой особенно важен при моделировании эволюции УВ систем.

Балансировка и палеореконструкции позволили проверить корректность сейсмической интерпретации, оценить толщины эродированных отложений, упростить и скорректировать геометрию разрезов для реконструкций отдельных этапов структурной эволюции и моделирования УВ систем, а также предложить сценарии геологического развития рассматриваемой территории. Толщины эродированных поверхностей составили около 3000 м.

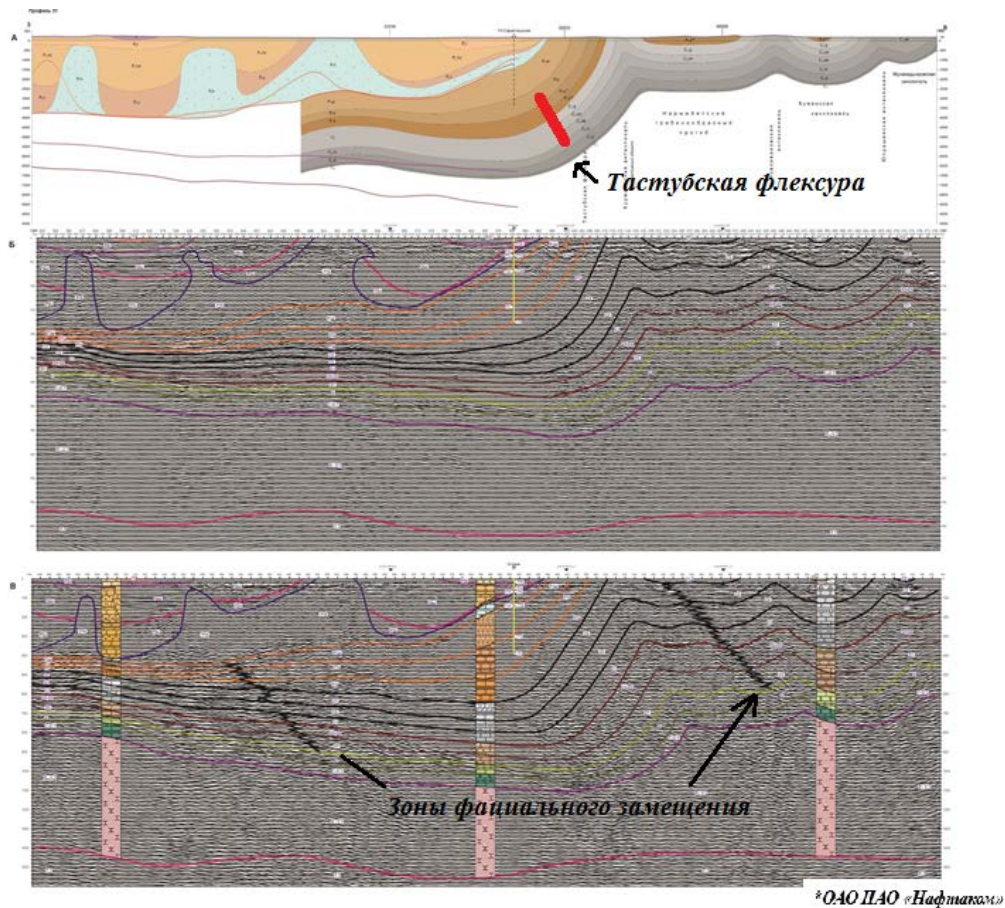


Рис. 1 – Сейсмогеологический разрез №310506-07 по широтному профилю, пересекающему восточный борт южного сегмента Предуральского прогиба и зону передовых складок Урала

На исследуемом разрезе, начиная с раннего до среднего карбона, на фоне терригенного и терригенно-карбонатного осадконакопления наблюдаются практически горизонтальное залегание слоев, сформировавшихся в спокойных тектонодинамических условиях. К концу позднего карбона в зоне передовых складок Урала углы залегания составляют в среднем 35 градусов, что, вероятно, связано с этапом сжатия на южном Урале и накопления граувакковых толщ, сложенных обломочным материалом. Позднее он получил название – этап «мягкой коллизии»- коллизии типа «дуга-континент».

Поздний палеозой – это время герцинского орогенеза – уральской коллизии и образования эпипалеозойского Уральского орогена. В.Н. Пучков (2010 г.) предлагает назвать этот этап – этапом «жесткой коллизии» (коллизии типа «континент-континент»). По-видимому, именно с этими коллизионными событиями связано формирование Тастубской флексуры, которая в рассматриваемом регионе служит западным ограничением зоны передовых складок Урала.

В пределах зоны передовых складок Урала наблюдаются типичные складчатые формы – линейные антиклинали. Эти антиклинали сопряжены с широкими корытообразными синклиналиями. Западные крылья складок характеризуются более крутым падением, чем восточные (рис. 2).

Таким образом, создание палеореконструкций в программном комплексе Dune1 позволило проследить всю эволюцию рассматриваемой части осадочного бассейна и восстановить историю его геологического развития. В пределах зоны передовых складок Урала на исследуемом разрезе наблюдается наличие разлома, однако, он не относится к Сюренскому взбросо-надвику или проникающим разломам.

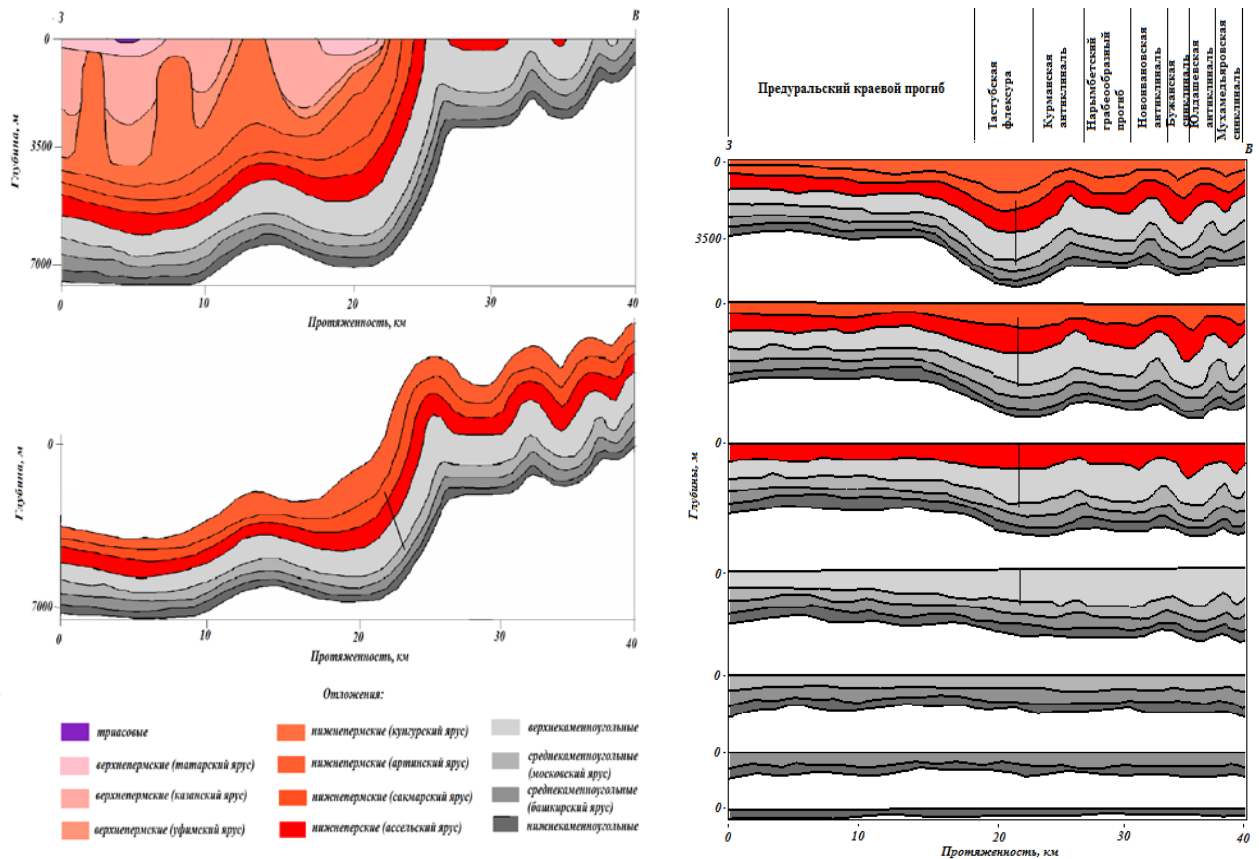


Рис. 2 а) Интерпретированный и сбалансированный разрезы восточного борта южного сегмента Предуральского прогиба и зоны передовых складок Урала, б) Палеорекострукции разреза восточного борта южного сегмента Предуральского прогиба и зоны передовых складок Урала (выполнено в ПО Dynel (Schlumberger))

Во взбросо-надвиговых зонах восточного борта Предуральского прогиба наряду с известными факторами, контролирующими формирование скопления УВ, выявлены дополнительные факторы, связанные с генерацией тепла и интенсивным дроблением пород – трещинообразованием за счет повышения тектонических напряжений. Последние обусловлены коллизионным тектогенезом и выразились в образовании в толще осадочных пород в рассматриваемом районе зон субгоризонтальной расслоенности. Протяженные разломы могут служить путями миграции первичных скоплений УВ. Широкое развитие взбросов и надвигов могут служить зонами разгрузки и создавать благоприятные условия для геофлюидодинамического режима.

В результате перестройки структурных планов осадочных бассейнов, в том числе взбросо-надвиговых тектонических процессов, происходит переформирование некоторых УВ скоплений за счет латерального и вертикального перетока нефти и газа из первичных ловушек в новые.

Таким образом, передовые складки Урала следует рассматривать как важнейшие нефтегазоконтролирующие элементы покровно-складчатой структуры региона.

Исследования проведены при финансовой поддержке Минобрнауки России в рамках Задания № 5.2907.2017/ПЧ на выполнение научно-исследовательской работы по проектной части государственного задания в сфере научной деятельности.

Список литературы

1. Гаврилов В.П. Геодинамическая модель нефтегазообразования в литосфере и ее следствия // Геология нефти и газа. – 1998. №6. – С. 2-12.
2. Пучков В.Н. Геология Урала и Приуралья (актуальные вопросы стратиграфии, тектоники, геодинамики и металлогении). – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2010. – С. 280.

3. Керимов В.Ю., Осипов А.В., Нефедова А.С. Углеводородные системы южной части Предуральяского краевого прогиба // Нефтяное хозяйство. – М., 2017. №4. – С. 36-40.
4. Керимов В.Ю., Кузнецов Н.Б., Мустаев Р.Н., Осипов А.В., Бондарев А.В., Нефедова А.С. Условия формирования скоплений углеводородов во взбросо-надвиговых структурах восточного борта Предуральяского прогиба // Нефтяное хозяйство. – М., 2017. №7. – С.36-41.
5. Комиссаров Д.К., Мельникова И.А., Беленькая И.Ю., Захарова О.А. Интеграция технологий 2D структурного и бассейнового моделирования для анализа углеводородных систем сложных тектонических регионов // ПРОнефть, 2017. №1. – С. 12-20.
6. Хаин В.Е. Тектоника континентов и океанов (год 2000). – М.: Научный мир, 2001. – С. 606.
7. Минлигалиева Л.И. Геомеханическое и бассейновое моделирование зоны передовых складок Урала. В сборнике: Актуальные вопросы поисков и разведки месторождений нефти и газа сборник научных трудов. РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. 2017. С.153-161.
8. Минлигалиева Л.И. Перспективы нефтегазоносности складчато-надвигового пояса Южного Урала. Сборник тезисов Юбилейной 71-ой международной молодежной конференции «Нефть и газ – 2017». РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. 2017. С. 86.
9. Минлигалиева Л.И. Перспективы нефтегазоносности Бузулукской впадины на основе моделирования ГАУС. В сборнике: Энергия молодежи для нефтегазовой индустрии материалы международной научно-практической конференции молодых ученых, приуроченной к 60-летию высшего нефтегазового образования в республике Татарстан. Альметьевский государственный нефтяной институт. 2016. С. 17-18.
10. Минлигалиева Л.И. Прогноз нефтегазоносности южной части Предуральяского прогиба и зоны передовых складок Урала на основе геомеханического и бассейнового моделирования. В сборнике: Геология в развивающемся мире Сборник научных трудов (по материалам XI международной научно-практической конференции студентов аспирантов и молодых ученых). Пермский государственный национальный исследовательский университет (ПГНИУ). 2018. С. 140-143.

РОЛЬ И ВЛИЯНИЕ ГАЛОКИНЕЗА НА ФОРМИРОВАНИЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ И РАССОЛОВ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

Мязина Н.Г.

*ФГБОУВО ОГУ, кафедра геологии, Оренбург,
E-mail: miazinanatalia@rambler.ru*

Проявления галокинеза на юго-западе Прикаспийской синеклизы имеют такие же черты, как и в других районах солянокупольных территорий мира (Габонская, Североморская, Примексиканская впадины и т.д.) [5]. Основные структурные формы – это соляные массивы и гряды, отдельные купола, штоки и разделяющие их мульды.

Сторонники гравитационной гипотезы считают, что движение соли вызывают тангенциальные силы под воздействием вертикальных тектонических движений. Этому способствуют и неровности подсолевого ложа, которые под влиянием региональных тектонических движений вызвали деформацию соляных масс, формировали ослабленные зоны в перекрывающей их толще и тем самым давали импульс для куполообразования. На более позднем этапе соляной тектогенез может развиваться под действием силы тяжести, за счет усиливающейся гравитационной дифференциации надсолевых отложений. Зарождение солевых структур в разных частях Прикаспийской впадины, следует полагать, начиналось одновременно. Соляной тектогенез предопределил развитие аномальных объектов и зон с неоднородными свойствами. Анализ истории развития куполов свидетельствует, что большая часть из них прошла два этапа роста. Заключительная фаза формирования большинства соляных куполов произошла в ачкагыльское время; на современном этапе развития значительных перемещений соляных масс не предвидится.

Наиболее значительными тектоническими элементами по поверхности соленосных отложений на территории Калмыкии являются Соляно-Займищенский купол-гигант

и Сарпинский соляной массив. Последний имеет ветвистую форму и, распространяясь в южном направлении, формирует систему соляных гряд северо-восточного простирания: Касьяновскую, Переметно-Маячную и Ивановскую. К юго-восточным окончаниям соляных гряд приурочены отдельные, скрытопрорванные (соляное ядро поднимает мезозойские и прорывает верхнепермские, частично триасовые отложения) купола. К ним относятся Совхозный, Пустынный и Моктинский купола, входящие в Шаджинско-Бугринскую приподнятую зону. Чапаевский купол, сочленяющийся с Сарпинским соляным массивом через неглубокую межсолевую мульду, составляет его западное ограничение.

Кроме рассмотренных элементов соляного тектогенеза, выделяются остаточные (по Я.С. Эвентову – пассивные) соляные поднятия, развивающиеся в пределах крупных межмассивных и межгребневых мульд и находящиеся на значительной (2-4 км.) глубине. К ним относятся поднятия, осложняющее Больше-Царынскую мульду и разделяющее Северо-Царынскую и Царынскую мульды (рис. 1.).

Аршань – Зельменский открыто прорванный купол (соляное ядро прорывает значительную толщу мезозойских отложений), по-видимому, не является элементом Сарпинского массива и может рассматриваться как самостоятельная соляная структура. К югу происходит перераспределение соляных масс, в сторону их уменьшения, вплоть до полного эрозионного срезания по тектоническим разломам.

Южная граница распространения соляных тел Сарпинского прогиба извилиста и ограничена главным надвигом Каракульско-Смушковской зоны сочленения кряжа Карпинского и Прикаспийской впадины [4]. Некоторые исследователи считают ее рубежом между внутренней и внешней частями Южной бортовой зоны Прикаспийской впадины (Ю.А. Судариков, Б.И. Юрченко, 1960 г.).

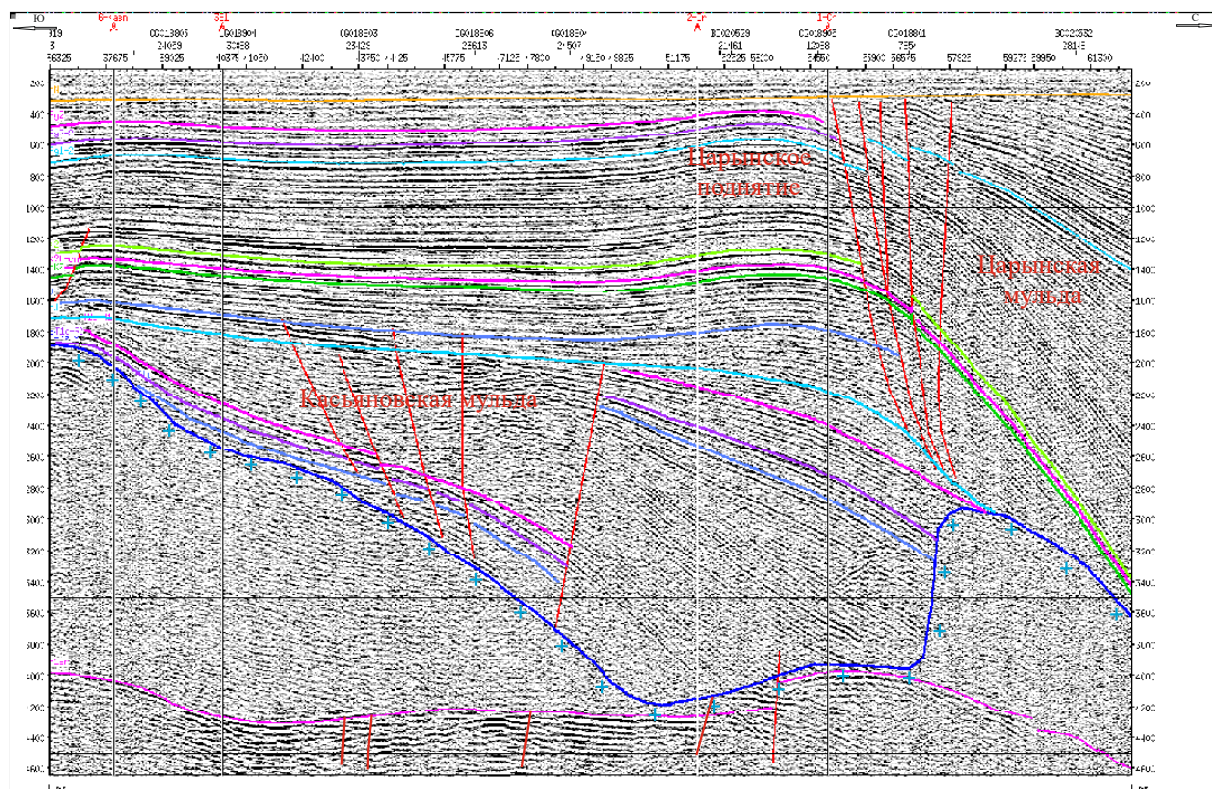


Рис. 1 – Фрагмент временного разреза по профилю CG018917. Иллюстрирует характер сопряжения Царынской и Касьяновской мульд, четко проявляется глубинный характер тектонических нарушений, осложняющих надсолевой комплекс.

При зональном прогнозе самыми низкими по рангу геологическими объектами являются соляные купола и межкупольные мульды [1]. Наиболее значимыми факторами

при оценки их перспективности признаются: история развития (купола или мульды), время формирования, полнота разреза (степень размыва ядер куполов), наличие и степень проявления тектонических нарушений, в том числе, в подсолевых отложениях и т.д. По влиянию последнего фактора на продуктивность рассматриваемых структурных образований мнение исследователей едино: наибольшими перспективами обладают соляные купола и межкупольные мульды, тяготеющие к крупным разломам подсолевого ложа (Дальян И.Б., Булекбаев З.Е., 1993). В то же время, интенсивная раздробленность солянокупольных структур в сводовых частях, как показывает статистика, неблагоприятно сказывается на сохранности залежей. Почти едино мнение исследователей и по влиянию первого фактора: длительно развивающиеся и наиболее «зрелые» межкупольные мульды имеют более высокие перспективы нефтегазоносности, чем мульды, начавшие формирование в более поздние этапы галокинеза. Для соляных куполов эта зависимость обратная. Наиболее зрелые купола (открыто прорванные) обладают меньшими перспективами, чем купола, формирование которых находится на более поздних стадиях развития (скрыто прорванные и глубокопогруженные). Поэтому высокую вероятность в опоисковании залежей нефти и газа имеют районы с наиболее погруженными соляными массивами, к которым, в частности, относятся структуры Шаджинско-Бугринской приподнятой зоны.

Многообразие встречаемых форм ловушек и связанных с ними залежей УВ в надсолевом комплексе пород по морфометрическим признакам и характеру экранирования можно разбить на пять (по Н.А.Калинину) основных типов.

1. Сводовые, пластовые залежи. Этот тип весьма ограничен, учитывая, как правило, раздробленность сводовых частей солянокупольных структур. Он наиболее характерен для палеогенового комплекса отложений;

2. Залежи, экранируемые сбросами, в том числе формирующими систему горст-грабенов в ядре купола. Наиболее распространены и установлены на всех известных месторождениях Прикаспийской впадины. Такие залежи характерны для Касаткинского месторождения;

3. Залежи, экранируемые солью. Большинство приурочено к опущенным крыльям (блокам) соляных куполов. Часто этот тип залежи литологически экранирован с одной стороны крутым склоном соли, с других подпирается контурной водой и ограничен тектоническими нарушениями. Такие залежи характерны для месторождений Шаджинско-Бугринской приподнятой зоны;

4. Стратиграфически экранируемые залежи, образованные несогласным перекрытием продуктивных толщ вышележащими породами. К ним относятся и так называемые вторичные залежи, формируемые за счет боковой (как бы растекающейся) миграции УВ. К таким залежам, вероятно, относится Полевое месторождение в неогене и Царыньское в палеогене;

5. Литологически экранированные залежи, приуроченные к участкам выклинивания коллекторских пород по их восстанию. Данный тип не выделен в пределах Сарпинского мегапрогиба и характерен для месторождений Южно-Эмбинского нефтегазоносного района. В то же время следует ожидать открытие таких залежей в пределах зон развития конусов выноса или песчаных баров Марьинской мульды, о чем более подробно рассмотрено ниже.

Солянокупольный структурный этаж является региональным флюидоупором Прикаспийской впадины, наиболее динамичен в отношении галокинеза. Соляной тектогенез обусловил формирование солянокупольных структур, с различной глубиной залегания сводов, степенью прорванности, формой ядра, временем формирования. Отмечается резко расчлененная поверхность кунгурских отложений от минус 206 до минус 5000 м и более.

Галокинез и постседиментационные процессы оказали значительное влияние на прочностные свойства пород, способствовали уплотнению и перекристаллизации солей, отделению межкристаллической и элизонной вод, проникновению их в более

проницаемые породы, повышению концентрации рассолов, преобразованию осадков – доломитизации, вторичному ангидритообразованию, галитообразованию, что в свою очередь приводило к изменению химического состава и физико-механических свойств пород [2].

Породы флюидоупоры служат необходимой составляющей природных резервуаров флюидов нефти газа и воды. Они предотвращают рассеивание жидких и газообразных флюидов, содержащихся в пласте коллекторе. Флюидоупоры могут быть как плотностными, так и динамическими. Плотностные флюидоупоры возникают в результате сильного уплотнения горных пород. Оно может происходить как на начальных стадиях катагенеза каменных солей, ангидритов и некоторых видов известняков, так и на больших глубинах у пород самого разного состава. Экранирующая способность плотностных флюидоупоров определяется малым размером пор, прямо через которые невозможна либо крайне затруднена фильтрация жидкостей, и газов. Минеральный состав пород флюидоупоров может быть различным.

Галогенная толща кунгура и терригенные породы сакмаро-артинского возраста выполняют роль природного холодильника для подсолевых отложений.

Температура подсолевых отложений под соляными куполами снижена на 5-8°C по сравнению с температурой отложений в межкупольных зонах. На отдельных участках Астраханского ГКМ месторождения зафиксированы температурные максимумы 120-125 °С, пространственно совпадающие с глубокими мульдами, температурные минимумы - 106-104 °С, соответствующие куполам. Температурные максимумы в подсолевых отложениях Астраханского свода соответствуют крупным подсолевым структурным поднятиям, например, Правобережной и Девонской структуре.

Вся галогенная толща имеет четко выраженное ритмичное строение, простейшим элементом которого является микроритм. Отмечается последовательная смена фаций: карбонаты – ангидриты – гипсы – каменная соль (галит) -калийно-магниевые соли, занимающие самую верхнюю часть ритма. Всего в разрезе насчитывается до 10-13 ритмов.

В основе механизма формирования модели внутреннего строения лежит перераспределение солей под действием деформационных напряжений. Процесс дифференциации пород по степени пластичности происходил в два этапа: сначала соль в силу своей пластичности формировала ядра куполов в ослабленных зонах; затем благодаря разнородному составу происходила внутренняя дифференциация соляной толщи.

Сульфатно-галогенная формация в основном представлена каменной солью – галитом (68-96%) белого, прозрачного, серо-грязного цвета, крупно-гигантокристаллической и среднезернистой структур, массивной или флюидальной текстуры с четко выраженными следами вертикального течения, подчеркнутыми вытянутыми вверх кристаллами соли и ангидрита. Реже встречается соль слабосцементированная, легко рассыпающаяся в руках. В отдельных интервалах соль сильно загипсована и сульфатизирована с обломками ангидрита, содержание гипса достигает 40-60%. Наличие примесей в составе соли снижает ее прочность в три раза. (В.Н. Синяков, 2001). Содержание нерастворимого остатка колеблется от десятых долей до 10%. Плотность соли – 2,14 -2,28 г/см³, модуль упругости в среднем – 3,03 МПа, прочность на одноосное сжатие от 19,4 до 36,9 МПа, пористость – 0,45-2,24%, деформационный модуль упругости (E) – 2,28-3,62 МПа.

На отдельных куполах в толще каменной соли отмечаются незначительной толщины (4-12 м) пласты калийно-магниевых солей (бишофита, карналлита, сильвина), легко растворяющихся в холодной воде [3]. Наличие таких пластов в разрезе обуславливает растворение и образование желобов, каверн, смятие колонн. В соляных шлифах присутствуют реликты скопления газожидкостных включений внутри галита, микроэлементы лития, стронция, брома и тяжелых металлов, которые оказывают влияние

на прочностные свойства пород. В Сарпинском и Малодербетовском районе обнаружены месторождения бишофитового сырья с запасами 10 млрд. тонн.

А также встречаются внутри-солевые хлоридные магниевые рассолы реликта кунгурского моря.

Список литературы

1. Жингель В.А., Абрамов В.М., Герасименко Ю.А., Мязина Н.Г. Оценка перспектив нефтегазоносности надсолевых отложений Волгоградского сектора Прикаспийской впадины // Недра Поволжья и Прикаспия. Саратов. 2015. № 2(81). С. 3-14.1
2. Мязина Н.Г. Гидрогеологическое районирование надсолевого этажа Прикаспийской впадины // Геология, география и глобальная энергия. Астрахань. 2015. №4 (59), С. 15-24
3. Мязина Н.Г., Барышева Е.С. Природно-химические ресурсы бишофита Восточно-Европейской платформы и его использование в бальнеологии // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. 2017. Т. 19. № 2-2. С. 312-315.
4. Капустин И.Н., Немцов Н.И., Кондратьев А.Н., и др. Зона сочленения Прикаспийской впадины и кряжа Карпинского – резерв подготовки запасов УВ в Европейской части СССР // Геология нефти и газа, №1, 1989 С. 11-15.
5. Соколин Х.Г. Геология и нефтегазоносность солянокупольных областей М.: Наука, 1976. 147 с

ПРОБЛЕМНЫЕ ВОПРОСЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ

Навроцкий О.К.

Нижне-Волжский научно-исследовательский институт геологии и геофизики, г. Саратов

Проблемы возникают сразу, когда пытаешься увязать данные Rock-Eval с данными люминесцентной микроскопии того же образца. Особенно эти проблемные вопросы проявили себя при описании карбонатных пород пермского и каменноугольного возрастов в известной скважине скв. 1 ВМС, пробуренной в пределах Оренбургского НГКМ.

Исследования образцов под люминесцентным микроскопом (микроскоп-спектрофотометр МСФУ-К) велось только в свежих сколах, т.к. установлено, что любое механическое воздействие (изготовление шлифов или аншлифов) приводило к нарушению цветовой картины из-за «эманаций» (или «выпотов») углеводородов. В этом сложность подбора образцов для исследования под люминесцентным микроскопом и дальнейший их анализ на Rock-Eval.

Интерпретация пиролитических данных требует особых уточнений: в пик S₂ и ТОС «попадают» такие составные части битумоида и органического вещества как «кероген» и «асфальтены».

По своей сути, кероген («рождающий») – это полимерные органическое вещество нерастворимое в органических растворителях, представляющее собой твердые углистые частички (как результат общепризнанного процесса углефикации ОВ в ходе катагенеза). Процесс выделения керогена из образцов пород – сложный, долгий, трудоемкий, сопровождающийся обогащением пробы пиритом, от которого можно освободиться с помощью алюмогидрида лития.

Необходимо отметить, что для выделения керогена требуется навеска в «килограммах» (для терригенных пород) или в десятках килограмм (для карбонатных пород, для последних нужны тонны соляной кислоты). Только после этого можно выполнить углепетрографический и химический анализы, предварительно проэкстрагировав породу хотя бы хлороформом.

Асфальтены – это результат деасфальтизации нефти, либо битумоидов, т.е. результат экстракции гексаном, либо пропаном или бутаном. В результате экстракции идет осаждение твердых хрупких веществ черного или бурого цвета. Вопрос: можно ли под микроскопом увидеть эти «твердые, хрупкие, блестящие»? Нет, нельзя, т.к. в породе они находятся в жидкой фазе. Безусловно, что эти «твердые» вещества обладают другими

физическими свойствами, чем исходные вещества (до деасфальтизации). Естественно, оценить характер распределения этих веществ в литологической матрице невозможно.

Тогда, о каких асфальтенах идет речь при интерпретации S_2 или ТОС?

Обращаем внимание на то, что при исследовании методом Rock-Eval навеска породы **70-100** мг. Охарактеризовать с «пиролитических» позиций образец только с одного интервала отбора керна практически невозможно (тем более 800 м керна при сплошном отборе). Тем более, что в 70 мг не может попасть неуловимый при таких навесках кероген.

Таким образом, подобные пиролитические исследования носят **точечный**, ювелирный характер и для оценки нефтематеринского потенциала пласта, горизонта, толщи требуется скорректированный литогеохимический подход.

О миграции. Вопрос вечный. Он охватывает все существующие гипотезы по генезису нефти и газа. Самые яркие «противоборствующие стороны – «органики» и «неорганики», если выразаться тривиальным языком. Среди «органиков» тоже нет единодушного мнения, хотя считается, что теория органического происхождения нефти победоносно шествует по полям научного обоснования перспектив нефтегазности территорий. Миграция углеводородов от места рождения до ловушек, с точки зрения автора, носит надуманный характер – вертикальная миграция, латеральная, принцип дифференциального улавливания и пр.

Эта убежденность базируется на многочисленных геохимических анализах образцов пород палеозойского и мезозойского возрастов Прикаспийской впадины и ее обрамления. Кроме того, в течение более 20 лет в НВНИИГГ велись исследования керогена (элементный состав, углепетрография) пород палеозойского возраста Прикаспийской впадины. Результаты представлены на рис. 1.

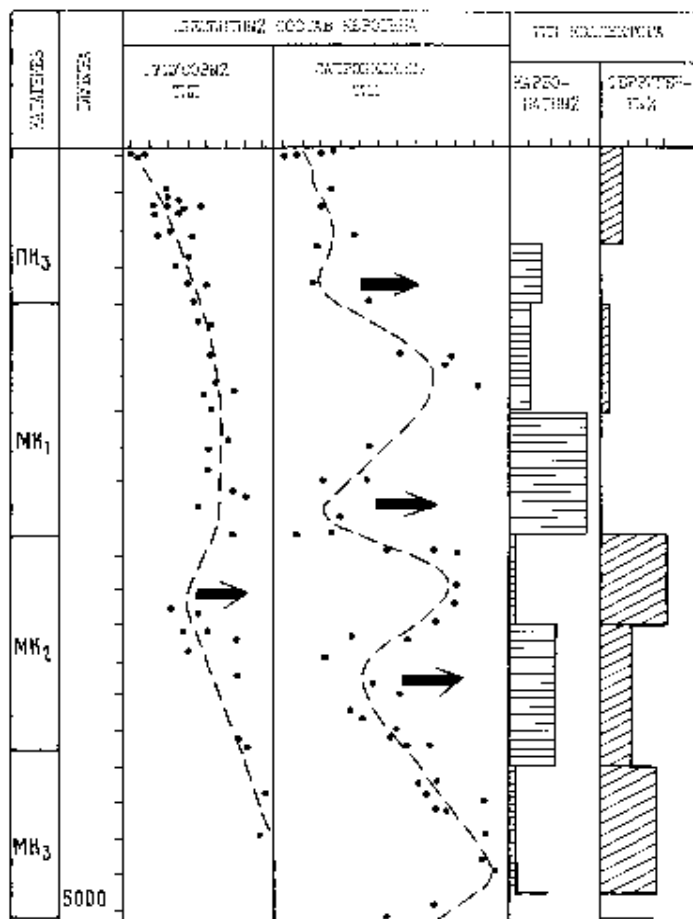


Рис. 1 – Изменение содержания углерода в керогене в процессе катагенеза (подсолевые отложения Прикаспийской впадины) стрелками показаны импульсы эмиграции углеводородов штриховкой показано количество (%) месторождений УВ

Из представленного материала следует неожиданный вывод:

- генерационный процесс носит импульсный характер,
- месторождения приурочены к зонам импульсов,
- импульсы генерации (а, следовательно, залежи УВ) в карбонатных и терригенных породах «смещены на фазу».

Таким образом, приходим к выводу о том, что месторождения нефти и газа в нашем примере сформированы «in situ» - страшный термин прошлых лет. Наши выводы корреспондируются с позицией К.П.Калицкого – репрессированного и забытого.

Несколько слов о генезисе Оренбургского НГКМ

Впервые для данного месторождения установлена катагенетическая зональность карбонатной толщи по цветовым характеристикам конодонт (рис. 2):

- граница между стадиями катагенеза ПК₃-МК₁₋₂ проводится в толще пород среднекаменноугольного возраста на глубине 1644 – 1653 м

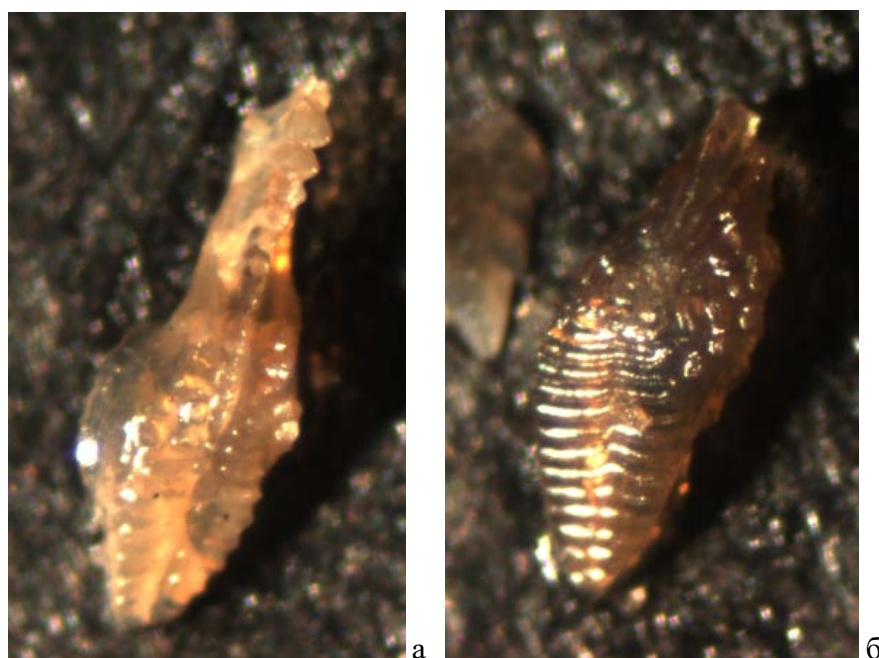


Рис. 2 –Цветовые характеристики конодонт: а – ПК₃; б – МК₁₋₂

Биомаркерные характеристики (стераны, гопаны, данные ВНИГНИ) свидетельствуют о том, что зрелость ОБ изученных образцов соответствует самым верхам «нефтяного окна» (начало МК₁, или даже конец ПК₃)!

Поскольку биомаркеры «обратного» хода не имеют (если они образовались в условиях высоких стадий катагенеза, то они не преобразуются в структуры, характерные для низких стадий катагенеза), УВ Оренбургского НГКМ образовались на низких стадиях катагенеза, подтвержденные цветовыми характеристиками конодонт, т.е. «in situ».

Процесс генерации УВ продолжается и на современном этапе геологического развития территории (Рис. 3).

Несколько слов о газометрической съемке. Прямые геохимические методы поисков месторождений нефти и газа возникли в 30^х гг. XX столетия почти одновременно в СССР и Германии.

Однако, приоритет в этом вопросе принадлежит России, поскольку идея поисков нефтяных и газовых месторождений геохимическими методами, основанными на изучении рассеянных УВ неглубоко залегающих пород осадочной оболочки литосферы, впервые высказана В.А.Соколовым.

Теоретически геохимические методы базировались на представлении о широкой субвертикальной миграции углеводородов из газонефтяных залежей.

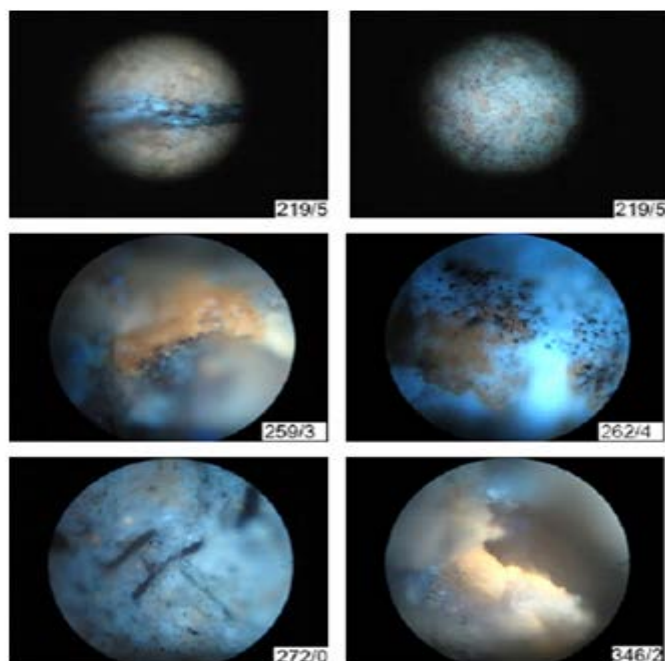


Рис. 3 – Процесс разложения органического вещества в карбонатных породах Оренбургского НГКМ на современном этапе геологического развития

Стремление решить все проблемы, в том числе и вопросы методологии, поисков путем усиленного развития представлений о диффузионном массопереносе УВ от залежи, привело, с одной стороны, к отрыву исследований по миграции от создания общей теоретической базы геохимических поисков, а, с другой, к отрыву самих геохимических методов от общего комплекса геологоразведочных работ на нефть и газ, что, в конечном счете, **не способствовало** совершенствованию геохимических поисков и получению ощутимых практических результатов.

Работая в тесном контакте с одной из нефтяных компаний, совместно был разработан иной подход по интерпретации результатов газометрической съемки, который базировался на анализе геодинамической напряженности исследуемой территории и минимальных характеристиках газогеохимического фона (патент на изобретение № 2577801, 2016).

На этой основе открыто месторождение УВ в породах бобриковского возраста. В 2018 завершено по этому принципу ранжирование четырех сейсмических структур, выбран первоочередной объект, на котором планируется пробурить скважину. Дело времени!

Совместно с ЛукБелОйл, с географическим факультетом СГУ (проф. М.Б. Богданов) была выявлена тенденция влияния лунно-приливных сил на состав подпочвенной геосферы, что важно учитывать при проведении газометрических съемок. В частности, выдано много патентов, учитывающих влияние изменения гравитационного поля при решении задач по эксплуатации месторождений.

Конечно, проблемные вопросы требуют коллективного научного решения и соответствующего финансирования. Это зависит от принятой стратегии поисково-разведочных работ и поддержки со стороны современного руководства.

Вполне очевидно, что процесс понимания высказанных идей не будет однозначным, но не будем забывать, что даже идеи В.И.Вернадского не часто встречали понимание. Он постоянно вспоминал своего любимого Александра Гумбольта: «Для того чтобы прийти к истине, нужно сто лет, а для того чтобы начать следовать ей, нужно еще сто лет», и относился спокойно к непониманию и непризнанию. Однако, для всех нас 100 лет очень много, т.к. , как писал Дж.Лондон, «время не ждет».

ОРЕНБУРЖЬЕ – ПОЛИГОН ДЛЯ ПРОВЕРКИ ТЕОРИЙ ПРОИСХОЖДЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Овчинников В.В.

г. Оренбург, e-mail: vawe@list.ru

В недрах Оренбургской области открыты многочисленные месторождения нефти и газа, горючих сланцев, бурого и каменного угля, битумов нефтяного ряда, есть торф и сапропель. В области Горный Урал соседствует с древнейшим щитом – Юго-Восточным склоном Русской плиты, которая на юге соприкасается с огромной Прикаспийской впадиной, заполненной многокилометровой толщей осадочных пород – свидетелей былой истории изменения климатических и палеогеографических условий территории.

Здесь было все: огнедышащий Горный Урал, огромная равнинная страна (западная половина области), которая периодически расчленилась на отдельные блоки – зоны, где с положительным, где с отрицательным знаком движения земной коры, изменяющаяся палеогеографическая обстановка: континент, на котором образовались коры выветривания, текли реки и были озера в условиях то мягкого, то жаркого климата, то с довольно бедной, то с богатой растительностью, погружался в море и длительное время сохранял эту тенденцию.

В мелководном море протекала бурная жизнедеятельность, существовали коралловые рифы и «плоские» низкие острова, заливы и лагуны. Было время, когда в условиях пустыни огромные массы воды испарялись, оставив после себя многометровые (сотниметровые) толщи солей Na и Ca. Затем море вновь поглотило территорию, а климат менялся от влажного теплого, до умеренного, засушливого, прохладного и современного.

Земная кора и покрывающие ее осадочные породы неоднократно взламывались и по блокам – зонам где-то погружались, где-то поднимались. На востоке области, в Уральской геосинклинали действовали вулканы, а их продукты: лавы, пеплы, болиды и др. осаждались, где в морях, где на суше. Надо думать, что основная масса УВ сторавет именно в вулканах.

Горный Урал и ныне производит углеводороды, а разрушаясь, «сваливает» в Предуральский прогиб огромные массы обломочных пород.

На происхождение месторождений нефти и горючих газов в науке существуют два основополагающих взгляда: нефть и газ есть продукт органической жизни – результат преобразования органического вещества осадочных пород захороненного в них, признают «черное золото» большинство современных геологов.

Отрицатели этой истины считают нефть и газ продуктом неорганического происхождения. Попробуем рассмотреть этот вопрос на основе современного фактического материала Оренбургского области.

Растительное происхождение, например, бурого угля бесспорно: в бурых углях Тюльганского месторождения можно увидеть фрагменты «полусгнивших» стволов деревьев с корой и ветками. Угли насыщены водой. Обезвоженные уплотненные бурые угли – хорошее твердое топливо – всем известный «брикет».

Однако, промышленность путем термической и химической обработки умеет получать из бурых углей горючий газ, искусственный бензин и другие продукты, изготавливаемые обычно из нефти.

«Черное золото» возникло из животных остатков, говорят другие, и это тоже кажется бесспорным.

В замкнутом сосуде при температуре 400 градусов и давлении 25 атмосфер из рыбьего жира получено нефтеподобное вещество, горючие газы и вода, составные части нефтяных залежей. Сколько же рыб должно погибнуть, чтобы образовалось значительное месторождение нефти и газа? Ответ есть. Свыше 500 тысяч видов различных растений и более одного миллиона организмов – потенциальные источники нефти.

В Оренбургской области есть крупное месторождение горючих сланцев – осадочных пород морского происхождения, сложенных наполовину из водорослей – кокколитофорида и остатков макроорганизмов, другую половину составляют глинистые частицы и кальцит. В эстонских горючих сланцах кальцит – основная минеральная составляющая. Из эстонских сланцев уже не одну сотню лет получают горючий газ, так называемую сланцевую смолу и подсмольную воду, а из «смолы» выгоняют бензин, керосин и сланцевое масло.

Из разведанных автором оренбургских юрских горючих сланцев можно получить до 20% сланцевой смолы. Запасы сланцев одного из крупных месторождений области – 1 миллиард 200 миллионов т, очевидно, из них можно получить до 24 миллионов тонн сланцевой смолы – искусственной нефти, а также бытовой газ. Замкнутые и полузамкнутые водные бассейны постоянно накапливают органические осадки, а их смесь с глинистым веществом способствует образованию сапропелей. Со временем сапропели оказываются под слоями минеральных осадков на большой глубине от поверхности, повышенная температура недр и давление вышележащих слоев пород приводит в действие природные «нефтегонные заводы». Нефть, газ и вода выжимаются из горных пород, содержащих органические остатки, в трещины, поры и каверны окружающих осадочных пород: песчанников, известняков и т.п. Они путешествуют, но накапливаются в подземных хранилищах - месторождениях.

Правильность такого рассуждения для геолога очевидна. Это, казалось бы, обоснованная фактами и красивая теория происхождения месторождений углеводородов выдвинута академиком И.М. Губкиным. Более 250 нефте-газоносных бассейнов, занимающих почти 1/3 поверхности планеты, открыто в осадочных отложениях, именно из них в основном добывают «черное золото» и «голубое топливо». Однако, когда посчитали, сколько органической массы необходимо для образования уже добытой нефти, то изумились. Органического вещества, накопленного за всю геологическую историю развития Земли, оказывается явно недостаточно.

Возникло великое сомнение в органическом происхождении нефти и горючих газов. Выдающийся ученый Д.И. Менделеев, ранее И.М. Губкина утверждал: нефть образуется в недрах Земли за счет реакции карбидов железа с водой, а протекает по расколам Земли. Д.И. Менделеева поразила закономерность – нефтяные бассейны, как правило, опоясывают горные сооружения: Урал, Кавказ, Тянь-Шань, Копет-Даг.

Сторонники неорганического происхождения «черного золота» утверждают, что нефтеносность приурочена не к каким-либо осадочным породам, а к определенным участкам земной коры. Впрочем, в этом с ними могут согласиться и оппоненты. Главное различие мнений в другом. Одни опираются на сложившиеся за долгие годы взгляды и реальный опыт добычи нефти и газа, вторые ищут более общее обоснование. По их мнению не только в осадочных отложениях, но и в глубинных раскаленных недрах планеты непрерывно работает «фабрика», производящая углеводороды, считают они, а поэтому запасы нефти должны быть практически неисчерпаемыми. Идея заманчивая, но не обманчивая ли? Доказательства как-будто имеются. Нефтегазоносные районы, как правило, расположены вблизи крупных разломов земной коры. Вероятно, по ним и продвигались к поверхности вещества, химические соединения которых затем скапливались в осадочных толщах. Видимо, поэтому крохотный Кувейт, расположенный вблизи зоны разломов, выдал более миллиарда тонн «черного золота». Добыто более миллиарда, а запасы еще не исчерпались. Сколько же органического вещества находилось в породах Кувейта? Однако нужны факты, подтверждающие глубинное происхождение нефти и «голубого топлива».

Факты есть: в 1969 году при исследовании кратера камчатского вулкана Узон в вулканических породах была обнаружена зеленая нефть. Нефть встречается в горячих вулканических источниках Йеллоустонского национального парка США, и в источниках потухшего вулкана Армении. Нефть обнаружена в Хибинах, в воде Байкала,

на Украине, в Швеции, Норвегии, в Южной Африке – в районах развития щитов древнейших магматических пород.

Ныне в магматических породах уже обрабатываются промышленные месторождения нефти. Однако, червь сомнения говорит – нефть в эти породы поступила из пород осадочного происхождения и даже сверху-вниз!

Где же искать новые убедительные факты и строить новые гипотезы? Оренбургская область является именно тем полигоном, на котором могут быть найдены убедительные факты и основания для верных гипотез. Органическое вещество (растительные и животные остатки в концентрированном виде, угли, горючие сланцы) очень редко находятся здесь в верхних слоях (до глубины менее 500 метров). Нефть и газ в наибольшем количестве находятся в нижних слоях осадочных пород, обычно на глубинах более 2000-3000 метров, но даже и на поверхности (временные нефтяные источники, выходы газа). Углистое вещество, уголь, слои «горючих сланцев» встречаются на глубинах в 4000-5000 метров, но признаков особых преобразований в них при этом не наблюдается, нефть же в слоях, обогащенных органическим веществом, включая – растительного происхождения, встречается только тогда, когда в них имеются коллектора: трещиноватость, либо пористые либо кавернозные породы, а само органическое вещество остается не преобразованным. Битум нефтяного ряда (асфальтиты и т.п.) в рассеянном виде встречаются там, где ниже содержится нефть или следы ее бывшего присутствия очевидны, кроме того, есть уникальные пласты битумов и заполненные ими тектонические трещины (Садкинское и Каиловское месторождения). Животные остатки, так называемые окаменелости (ракушки, костные остатки и их обломки) в разрезе осадочных пород встречаются, практически, повсеместно, часто в большом количестве и в слоях, которые заключают нефть и газ.

Однако, для них очевидно полное отсутствие остатков мягкого тела, так как оно замещено минеральным веществом; им же полностью или частично заполнены внутренние полости закрытых раковин, что говорит о раннем исчезновении мягкого тела, его окислении и вымывании водой.

На битумах нефтяного ряда следует остановиться особо. Существует промышленная технология переработки нефти, конечным продуктом которой является твердый «нефтяной кокс», содержащий металлы: ванадий, никель и др. Кокса получается обычно несколько процентов.

В природе подобное вещество (асфальтиты) и родственники асфальтитам – битумы, встречаются часто. По оценкам специалистов в пластах, где содержится или содержалась нефть, количество их составляет миллиарды тонн. Надо считать, что их «потеряли» сотни миллиардов тонн нефти, прошедшей по этим слоям. Отсюда – два вывода: нефть постоянно мигрирует, оставляя при этом следы – часть металлосодержащего нефтяного вещества, именно битумы, которые в ряде случаев, точно фиксируют геологическое время формирования или расформирования залежей УВ.

Металлоносность нефти и битумов, а также наличие инертных газов, в месторождениях «голубого топлива» уже сами по себе указывают на глубинное (неорганическое) происхождение нефти и газа. Есть и другой след происхождения нефти и газа – местное осветление красноцветных железосодержащих осадочных пород, что связано с переходом Fe^{+3} в Fe^{+2} .

Такие «следы» автор наблюдал в архейских красноцветах ниже залежей нефти и в татарских красноцветах на контакте с асфальтитами Садкинского месторождения. В осветленных породах, кроме того, содержатся крупные новообразованные кристаллы пирита, минералы Cu , V , Mo в рассеянном виде. В 20 веке в научных кругах СССР происходила битва «богов и титанов» по вышеобозначенной проблеме происхождения. От «богов» выступали сторонники Губкина И.М., от «титанов» – Кудрявцев В.Н.

На кону стояли теория неорганического и органического происхождения, высказанные в разное время Д.И. Менделеевым и академиком Губкиным И.М. В то время право на существование было только у теории органического происхождения нефти,

стоящая на трех «китах»: нефть, а точнее углеводороды, находятся только в осадочном чехле литосферы; осадочные породы содержат огромное количество лишившихся жизни организмов, позднее преобразованных в углеводороды и выделяющих H_2S ; а продуктами преобразования нефти, при разрушении ее месторождений, являются битумы – «остаточная и окисленная нефть». Доктором Кудрявцевым в наше время приводились доводы, которые, казалось бы, бесспорно свидетельствующие о неорганическом происхождении нефти, включающие наличие планет с метановой атмосферой, не имеющих воды и кислорода. Однако «приземленных» доводов было недостаточно, поэтому мнение «богов» было непоколебимо.

Ныне промышленная нефть открыта в изверженных породах, в нефтях и битумах установлены мантийные элементы: Ni, Co, Cr, V, Pt, Pl, Mo, в газах – He тоже в промышленных количествах; но пока мирно в умах уживаются вместе мантийный гелий и органический H_2S ; однако, в рудной геологии считается доказанным, что халькофильные элементы: Cu, Zn, Pb переносились из недр земли H_2S неорганического происхождения, а путями проникновения рудного вещества из Мантии являются глубинные разломы.

Автор, работавший в практической геологии Оренбургской области 57 лет, открывший и разведавший Чаганское месторождение горючих сланцев с запасами 1 миллиард 200 млн.т., и имевший возможность изучения месторождений нефти и битумов нефтяного ряда (разведка Садкинского месторождения асфальтитов жильного типа, оценочные геологоразведочные работы крупнейшего месторождения пластового асфальтита на территории бывшего СССР – Ивановского, ряда месторождений нефти, газа и многочисленных проявлений битумов Волго-Уральской нефтегазовой провинции в породах от гранитов и пегматитов кристаллического фундамента архей-протерозой до вулканогенных образований кайнозойского времени), может включиться в полемику о происхождении нефти и газа на основе изучения собственноручно собранного материала, лабораторных исследований керна и отобранных им проб.

Автор определил плотность битумов муллинской свиты и доманика (девон), которая оказалась выше 2 г/см^3 , т.к. битумы постоянно содержат металлы: V, Ni, Co, Ti, Cr, Zn, Mo, Ag, Au, Pt, Pl, редкие и редкоземельные элементы, общим количеством в пределах 2-4 кг/т, в т.ч. Cu максимально - 4 кг/т, Ni – 0,8 кг/т, Co – 160 г/т, V – 0,4 кг/т, Ti – 0,3 кг/т, Cr – 2 кг/т, W – 0,2 кг/т, Zn + Pb – 0,2 кг/т, Mo – 16 г/т, редкоземельных элементов - 80 г/т, Ag – 120 г/т, Au, Pt и Pl – 0,5 г/т. Поразительное богатство.

Мантия Земли геологами давно рассматривается проматерью месторождений самых различных рудных полезных ископаемых, а в последние десятилетия и как источник газов, в частности метана, азота, водорода, гелия, образующихся в процессе дегазации недр.

Вывод напрашивается сам по себе: нефть, газ и битумы тоже производятся Мантией.

Автор, открывший и описавший кайнозойский вулканизм Оренбуржья, вызванный маастрихской катастрофой Земли (З), предположил существование генетического ряда веществ, производимых Мантией: метан – нефть – первичные битумы – кристаллический углерод – алмаз. В понятие «кристаллический углерод», в отличие от полученного экспериментально, автор показал реально существующий углерод с твёрдостью выше твёрдости корунда в виде кристаллов и окатанных в газовой-жидком потоке глубинного происхождения пород лапилли-бомбовой размерности, а в понятие «первичный битум» – вложил новый смысл – это есть «металло-битум» – наиболее плотная разновидность УВ (плотность всегда до более 2-х г/см^3), содержащая тяжелые мантийные элементы. Эта разновидность УВ, изливаясь на поверхность литосферы даже в море, не рассеивается, а остается в виде горизонтально лежащих прослоек среди донных осадков, что справедливо для документированных автором разрезов муллинской свиты на Ольшанском и Кичкасском нефтяных месторождениях, а также для доманика Башкирии (скв. 9 и обнажение по р. Рязук – проявления «нефтематеринских» пород), а также для гидрохимической свиты (PzKz₂) Ивановского асфальтитового месторождения.

Все соглашаются, что подвижные вещества Мантии, в силу очень высоких в ней давлений, стремятся к поверхности литосферы и образуют в ней месторождения полезных ископаемых.

Понятно, что эта тенденция постоянна во времени и может осуществиться в периоды возмущения Мантии извне или в результате тектонических перестроек литосферы. Научно доказано, что перенос наиболее тяжелых химических элементов, таких как Ni, V, Pt, Au, U, P₁, осуществляется углеводородными соединениями (УВ). На первый план в этом случае выведен углерод. Однако, автор склонен во всех случаях переноса мантийных элементов главенствующим носителем рассматривать водород. Известно, и об этом свидетельствуют приведенные результаты изучения химического состава металло-битумов месторождений Волго-Уральской нефте-газовой провинции, что Ni, Co, V, Ag, Au, Pt, P₁ переносятся УВ (C_nH_n). Известно также, что Mo и Re переносятся – HF; с HCl переносятся: Au, Ag, Na, K, Ba, Br, J, с H₂S: Fe, Cu, Zn, Pb, Sr, Se ...; с H₂O – все соли металлов.

Автор предполагает, что в условиях вулканизма из УВ высвобождается H, который идет на соединение с кислородом литосферы и атмосферы, образуя H₂O, а углерод дает "кристаллический углерод" и алмаз, т.к. в этом случае есть возможность объяснить рост кристаллов углерода до максимально известных размеров в трубках взрывов, а не в веществе Мантии на глубинах более 100 км от поверхности Земли.

Что же касается фауны, то, как показывают задокументированные автором факты наличия окаменелостей обычной донной фауны муллинского времени на поверхности горизонтально лежащего металло-битума, она является угнетенной, что свидетельствует о приспособлении органической жизни к меняющимся условиям среды при излиянии металло-битума.

Очевидно, что металло-битум изначально был разогретым, т.к. температура плавления таких битумов постоянно превышает 150-200⁰С.

Роль осадочных пород, в которых заключены основные ресурсы УВ планеты, это коллекторская роль, в силу высокой их пустотности: пористости, трещиноватости, кавернозности. Сохранность месторождений УВ от разрушения обеспечивается наличием практически непроницаемых для УВ осадочных пород значительной толщины, покрывающих геологически разновозрастные образования. В месторождениях УВ их возраст обычно моложе геологического возраста коллектора, а о времени образования или разрушения месторождений УВ можно судить по косвенным признакам: времени тектонических перестроек литосферы, либо по времени разрушения крышек.

Автор наблюдал по керну наличие «законсервированной» первичной нефти в изверженных породах фундамента (Давыдовская и Веселовская нефтепоисковые площади) и в первых над фундаментом слоях осадочных пород койвенского времени, а также он установил первое в области проявление нефти на поверхности Земли – Михайловское в Соль-Илецком районе. Что же касается теории органического происхождения нефти, то она имеет право на существование в специфических условиях, т.к. человек уже использует производимый из навоза метан.

Мантия является праматерью органической жизни Земли: она её поит, кормит и согревает, она же её и породила, так считает автор, а месторождения нефти и газа были, есть и будут образовываться на Земле, пока жива Мантия.

В качестве альтернативного рудного и углеводного сырья автор предлагает реальные месторождения битумов нефтяного ряда, так называемую сверхвязкую пермскую нефть, а также горючие сланцы юрского возраста Оренбургской области, однако, для этого необходима разработка технологии добычи и переработки нетрадиционных УВ.

Список литературы

1. Овчинников В.В. Вулканические пемзы на юго-восточном склоне Волго-Уральской антеклизы. – Оренбургская нефтяная акционерная компания. Научные труды. Выпуск 2. Геология и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений Оренбургской области, 1999. – С. 135-137.

2. Овчинников В.В. О необходимости изучения минералогии месторождений битумов нефтяного ряда и сопровождающих их рудопроявлений. – РАН. Ур. О. Институт Минералогии. Материалы IV-го Всероссийского совещания, 2003. – С.185-190.

3. Овчинников В.В. Кайнозойский платформенный вулканизм Оренбуржья. – Оренбургский Государственный Университет, Всероссийская научно-методическая конференция, 2017. – С. 1276-1288.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЗАУРАЛЬЯ

*Панкратьев П.В., Степанов А.С., Колмоец А.В.
Оренбургский государственный университет*

Зауральская мегазона относится к Палеокеаническому сектору Урала, о чем свидетельствуют геологические формации собственно океанической коры (офиолиты). Их характеристика рассмотрена В.Н. Пучковым на материалах всего Урала, зарождение которого связано с рифтогенезом, продолжающимся океаническим спредингом (заложением континентальной окраины) [1].

Рифтогенез позднего кембрия – раннего ордовика привел к раскалыванию более крупного континента и перешел в океанический спрединг в среднем ордовике, что подтверждается присутствием кембрийских конодонтов. В дальнейшем растяжение замедлялось и стало прерываться импульсами сжатия, которые периодически сменялись повторными фазами более слабого растяжения.

Такая обстановка существовала в силуре (Тагильский прогиб, Войкарский прогиб) и сохранилась в девоне, а в Магнитогорском прогибе – в раннем карбоне. Фазы извержения чередовались фазами накопления туфогенно-терригенного материала, а также карбонатными осадками. В ордовике в западной мегазоне среднего и южного Урала автохтонный разрез ордовика выражен мелководными терригенными отложениями (до 0,5 км), а в аллохтонном залегании (в Сакмарском и др. покровах) присутствуют более мощные (до 3-4 км) толщи песчаников, глинистых и кремнистых сланцев.

В Зилаирском прогибе Южного Урала разрез девона завершает мощная (3 км) Зилаирская серия граувакковых песчаников и сланцев. Терригенный материал поступал с востока, на что указывает начавшийся в конце девона рост поднятий в Восточной мегазоне Урала.

В Сакмарском и Кваркенском аллохтонных комплексах девон тектонически перекрывается надвинутыми с востока несколькими чешуями силурийских и девонских образований, сложенных кремнисто-сланцевыми толщами, яшмами, туфами и лавами основного состава. Первоначально они накапливались, вероятно, в нынешней зоне к востоку от нее.

В Восточной мегазоне Урала – карбон широко распространен в южном сегменте, особенно в его осевой зоне Магнитогорского прогиба. Нижний отдел выражен трансгрессивно залегающими на Зилаирской серии вулканогенно-осадочными образованиями (2-4 км) – толщиной лав и туфов контрастного (базальт-липпаритового) состава в сочетании с туффитами, кремнистыми и терригенными отложениями, а также вышележащей толщи дифференцированных вулканитов (от базальтов и андезитобазальтов до трахибазитов, трахидацитов) в сочетании с известняками с перерывами конгломератами в основании вышележающих известняков и флишоидных терригенных отложениях среднего карбона (1-1,5 км), завершающих разрез.

В начале карбона процессы сжатия и поднятия охватили всю восточную мегазону, которая стала надвигаться на западную мегазону в виде серий шарьяжных чешуй. Затем, в раннем карбоне в восточной мегазоне возобновились погружения и растяжения. В Магнитогорской зоне накопились мощные осадочно-вулканогенные толщи раннего и осадочные – среднего карбона. В Восточно-Уральской геосинклинальной зоне возникли узкие грабенообразные впадины.

Нефтяные месторождения, как известно, в Предуральском прогибе приурочены к девонским и каменноугольным отложениям. При надвиговых антиклинальных структурах на восточных крыльях его северного сегмента (Вуктыл и др.) и нижнепермском рифовым массивом на западном борту южного сектора этого прогиба (Ишимбай).

Сопоставление геологических (стратиграфических) разрезов нефтяных районов, частично в районах соляных куполов Соль-Илецкого сводового поднятия и в восточной зоне Аниховского грабена Кумакского района, выявляет в отложениях ордовика и нижнего карбона – присутствие Сорг, что позволяет рассматривать этот фактор в качестве предпосылок на возможность прогнозирования наличия скрытых на глубине благоприятных условий для нефтегазонакопления. Важность этих предпосылок подкрепляется данными выбросов газов, содержащих углеводороды, из буровых скважин [2-5], (рис. 1).

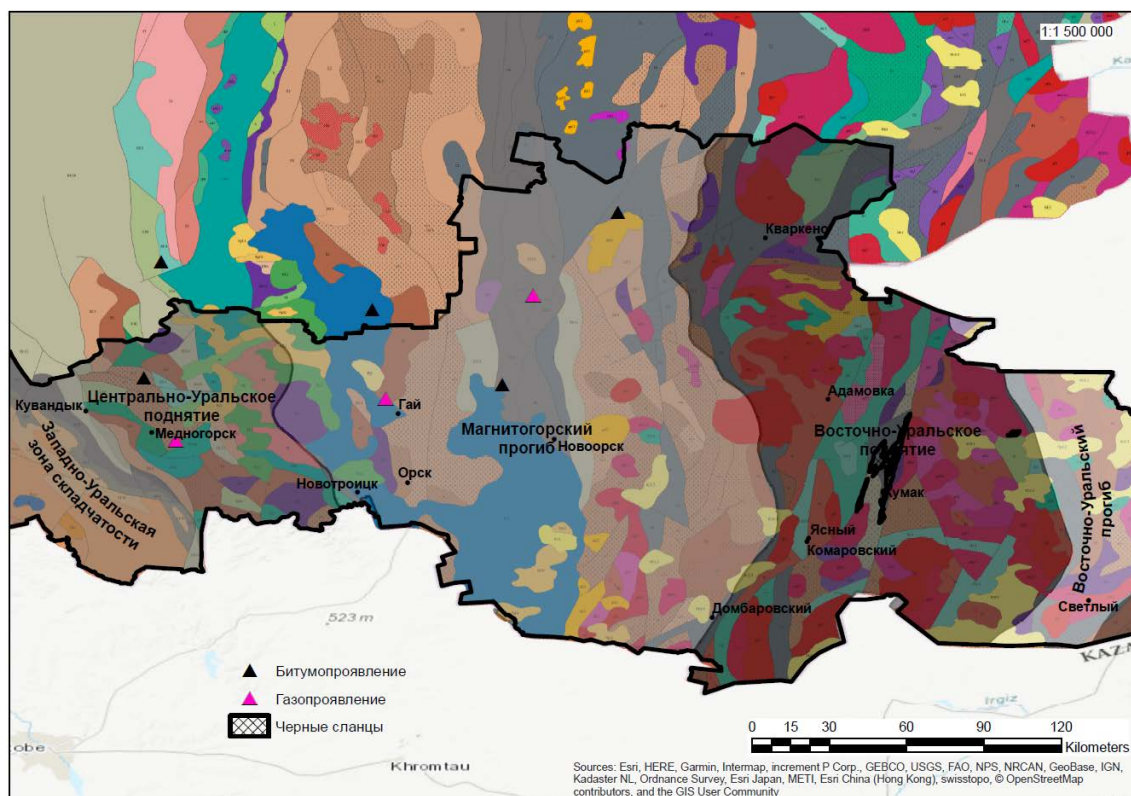


Рис.1 –

Список литературы

1. Пучков В.Н. Палеогеодинамика Южного и Среднего Урала. Уфа: Даурия, 2000. 146 с.
2. Ольхова А.И. Проявления газа и битумов в покровно-надвиговых структурах западного склона Южного Урала / Ольхова А.И. // Геология, разработка и обустройство нефтяных и газовых месторождений Оренбургской области. Вып. 4. Оренбург, 2007. – С. 133–138.
3. Ольхова А.И. О перспективах нефтегазоносности Магнитогорского синклиниория на территории Оренбургской области / А.И. Ольхова, П.В. Панкратьев, И.С. Хан // Вестник ОГУ 10, Том 2, 2005. – С. 4 – 10.
4. Политыкина М.А. О перспективах нефтегазоносности Магнитогорского синклиниория на территории Оренбургской области / М.А. Политыкина [и др.] // Нефтепромысловое дело. № 8, 2009. – С. 12 – 16.
5. Хан И.С. О перспективах нефтегазоносности восточного борта Предуральского прогиба и передовых складок Южного Урала и рекомендации по постановке на них рекогносцировочных сейсморазведочных работ МОГТ 2Д, МОГТ 3Ш в комплексе с гравиметрией / И.С. Хан, А.Г. Черепанов, А.И. Олихова // Геологический сборник ИГ УНЦ РАН №8, 2009. – С. 227 – 234.

ТЕХНОГЕОСИСТЕМЫ СОЛЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ: ОТ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ К РЕКРЕАЦИИ

Петрищев В.П.

ФГБОУ ВО «Оренбургский государственный университет», Оренбург

ФГБУН Институт степи УрО РАН, Оренбург

e-mail: wadpetr@mail.ru

Области эвапоритового седиментогенеза распространены в мире достаточно широко. Более 5% суши располагаются в пределах разнообразных солеродных бассейнов, образовавшихся в течение геологического времени развития Земли. При этом внимание обращает не только собственно огромная мощность эвапоритов, сколько различные прорывные дислокации, вызванные гравитационными и тангенциальными напряжениями в процессе трансформации геологической среды во времени. Такие дислокации, получившие наименование соляная тектоника или галокинез, формируют своеобразные литогеохимические аномалии, широко проявляющиеся на поверхности. Вследствие этого соляные структуры являются важными объектами недропользования. При этом они используются в качестве месторождений как собственно эвапоритов (пищевая соль, гипс, калийные соли, боратов), так и представляют собой покрывки для нефтегазовых залежей. Выводя на поверхность разнообразный комплекс надсолевых пород, они могут формировать комплекс месторождений строительных материалов (известняков, глин).

Высокая востребованность соляных структур в качестве объектов недропользования ведет к повышению опасности техногенных аварий и катастроф. При этом чрезвычайные случаи достаточно четко можно разделить на те, которые связаны непосредственно с нарушением, а иногда и ликвидацией соледобычи, и те, которые инициированы добычей полезных ископаемых, связанных с соляной структурой и вызвали обширные техногенные деформации как в геологических слоях, так и на поверхности. Следует подчеркнуть, что на масштабы аварии и развитие поставарийных процессов оказывают весомое воздействие ландшафтно-климатические факторы. Многообразие форм природопользования, позитивные и негативные примеры использования ресурсов соляных структур и образуемых ими ландшафтов, может быть проиллюстрировано на примере США. Практически все соляные структуры Техаса и Луизианы сопровождаются месторождениями углеводородного сырья, что влечет за собой разливы нефтяных шламов, карстовые провалы, активизацию эрозионных процессов. Активно ведется и добыча эвапоритов. Из пяти солянокупольных островов Луизианы добыча соли ведется на трех, но в прошлом велась на всех пяти.

Одним из примеров катастрофических процессов является серия серьезных карстовых провалов в пределах Примексиканского солянокупольного бассейна в США. Анализ топографических карт за период 1963-2015 гг. и экспедиционные исследования в 2017 г. показали, что техногенная активизация карстовых процессов на поверхности затронула как минимум 1 структуру в Техасе – Дайзетта (7 мая 2008 г.), и 2 – в Луизиане – купол Джефферсон Айленд и озеро Пеньер (21 ноября 1980 г.), а также купол Наполеонвилль (3 августа 2012 г.). Если в отношении купола Дайзетта геологи США (М. Hudek) уверены в естественном обрушении свода соляного купола, хотя в пределах структуры активно развивается добыча нефти, то две последние катастрофы носят явно техногенный характер. На наш взгляд, исчезновение озера Пеньер 1980 г. в чем-то сходно с исчезновением озера Развал в Соль-Илецке в 1979 году. Озеро Пеньер исчезло в результате подозерной добычи и разведки нефти, в результате которой скважина попала камеру соляной шахты и привела к ее быстрому заполнению водой. Озеро обмелело, но в тот же день вода по каналу Делкамбр, который соединяется с Мексиканским заливом, вернулась обратно. В пределах озера Пеньер добыча углеводородного сырья ведется по сей день, что уже сказалось на образовании крупной карстовой впадины в юго-восточной части озера (диаметр 700 м) и прекращении добычи соли. Общая площадь

техногенного ландшафта в пределах купола Джефферсон Айленд составляет более 80 га. В пределах купола Наполеонвилль шахтная добыча соли велась, начиная с 1940-ых гг. С 1982 года добыча ведется путем выщелачивания с получением одновременно рассола и нефти. Срочное закрытие добычи на месторождении в 2011 году не спасло ситуацию, и в 2012 году образовалась крупная воронка, заполненная водой, достигшая диаметра более 400 м и глубиной более 200 м. Общая площадь техногенного ландшафта составляет около 20 га.

Анализ как форм недропользования, так и последствий добычи минеральных ресурсов, позволяет разделить техногеосистемы, сформировавшиеся в пределах соляных структур на следующие группы:

1) техногеосистемы соляных месторождений, сложившиеся несколько столетий назад, эксплуатирующиеся вплоть до последнего времени и ныне находящиеся в критическом (Кардона (Испания), Соль-Илецк (Россия), Артемовск (Украина)) или кризисном состоянии (Солотвино (Украина)) в связи с антропогенно инициированными карстовыми процессами;

2) формирование двух- и более урвневых техногеосистем, приведшее к нарушению экологического равновесия и катастрофическим последствиям (катастрофа на озере Пеньер – купол Джефферсон-Айленд; карстовые процессы на нефтяных полях на куполах Дайзетта в Техасе и Наполеонвилль в Луизиане);

3) техногеосистемы хранилищ нефти, природного газа и ядерных отходов в соляных камерах, обладающие высокой потенциальной опасностью в связи с подвижностью соленосной толщи и слабой предсказуемостью формирования трещиноватости и подземных пустот (купол Горлебен в Северной Германии, купола Южного Техаса и Луизианы, Дедуровский купол (Россия));

4) техногеосистемы законсервированных и действующих шахтных разработок каменной соли, сформировавшиеся без нарушения гидродинамического равновесия между поверхностными водами и эвапоритовым водоупорным слоем и существующие в относительно стабильном состоянии (купол Винфилд, США, купол Гранлд Салин. США);

5) техногеосистемы с прекратившейся добычей соли, находящиеся в стабильном геоэкологическом состоянии и используемые в качестве объектов рекреационно-туристической деятельности (Величка (Польша), Турда и Прайд (Румыния)).

Нужно признать, что постепенная постиндустриализация соледобывающих городов и превращение техногеосистем соляных с сохранением уникальным свойств соляных шахт, карстовых озер и минеральных источников является широко распространенным явлением в странах Европы. Подобный переход использования является в некоторой степени необходимостью, препятствующей их постепенному разрушению и формированию обширных карстовых «бедлендов»

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 17-05-00514а «Ландшафтно-геоморфологические «феномены» соляной тектоники: морфология, динамика и проблемы рационального природопользования»).

Список литературы

1. Hudec, M.R. The Salt Mine: A Digital Atlas of Salt Tectonics / M.R. Hudec, M.P.A. Jackson. – Texas: Bureau of Economic Geology, 2011. – 305 p. – ISBN 978-0-615-51836-7.1.
2. Jackson M.P.A., Hudec M.R. Salt Tectonics. Principles and Practice. New York, 2017. 498 p.
3. Spearing D. Roadside Geology of Louisiana. Missoula; Montana: Mountain Press Publishing Company, 1995. 225 p. Spearing D. Roadside geology of Texas. Missoula; Montana: Mountain Press Publishing Company, 1992. 418 p.

ФАЦИАЛЬНО-ГЕНЕТИЧЕСКИЕ И ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ КРАСНОЦВЕТНОГО ЛИТОГЕНЕЗА В ЮЖНОМ ПРЕДУРАЛЬЕ

Петрищева Н.В.

ФГБОУ ВО «Оренбургский государственный университет», Оренбург

e-mail: knv0405@mail.ru

Красноцветные породы являются разнообразной по петрографическому и литологическому составу группой отложений, общим свойством которых является значительное количество оксидов железа. Для толщ красноцветов характерно широкое распространение в стратиграфических комплексах древних геологических периодов и преимущественно в областях тектонических поднятий. Как отмечает К.К. Марков [2] несмотря на формирование красноцветов и в настоящее время, развитие красноцветных отложений идет по нисходящей кривой. В качестве одной из причин, препятствующих современному образованию красноцветных пород, можно рассматривать окисление биогенных пород при параллельном восстановлении оксидов железа.

Красноцветные породы перми и триаса, соответствующие красноцветной молассе Оренбургского Приуралья, весьма широко распространены на земной поверхности. Пермские и триасовые красноцветы слагают 11,8% поверхности материковой суши, часто сочетаясь с красноцветами других геологических периодов.

Ведущим фактором выделения красноцветных ландшафтов любого геологического возраста является литологическое своеобразие горных пород, на которое накладываются климатические условия, формирующие рельеф. «Ландшафты областей накопления красноцветных толщ», как называл их Л.Б. Рухин [4], формировались на аллювиально-озерно-дельтовых равнинах в условиях активного окисления продуктов выветривания, что обусловило красновато-бурую окраску пород. Климатические условия образования красноцветов могут быть охарактеризованы как семиаридные и семигумидные с чередованием дождливых и засушливых периодов. В Оренбургском Приуралье формированию красноцветов способствовал не только сезонный характер увлажнения и сравнительно редкий растительный покров, развитый преимущественно вдоль речных долин и озерных впадин (в Предуралье). Интенсивный подъем Пра-Урала в конце перми – начале триаса сопровождался их разрушением выветриванием, денудационными и эрозионными процессами. Отсутствие горно-лесной растительности приводило к тому, что данный процесс происходил практически беспрепятственно. В дождливые сезоны на склонах гор образовывались мощные грязе-каменные потоки, выносившие массу терригенного пролювиального материала в долины предгорных рек. Речные воды заливали значительные площади, отлагая слоистые пески и глины. Особенностью гидрографической сети этого периода [4] была ветвистость речных русел, которые формировали огромные конусы выноса, покрывавшие предгорные равнины дельтовым (плащевым) пролювием. Во многом особенности накопления красноцветных пород в Оренбургском Приуралье в пермо-триасе определялись преобладанием на соседствующих территориях либо мелководно-морских условий седиментогенеза, обуславливающих прибрежное аллювиально-озерное и лагунное осадкообразование, либо формированием элювиально-коллювиального рельефа молодых складчатых гор, создающих аллювиально-пролювиальные и дельтовые условия накопления красноцветов. В отличие от межгорных впадин, располагавшихся между областями сноса, платформенные, красноцветные равнины платформ, занимавшие территории между областями сноса и аккумуляции, имели гораздо большие площади. Таким образом, большая часть красноцветных ландшафтов на стадии накопления красноцветных отложений представляли собой ландшафты платформенных областей с развитой и чрезвычайно подвижной речной сетью. Засушливые красноцветные равнины в целом были, очевидно, слабо покрыты растительностью и животный мир их был беден. Однако, озерные впадины предгорий, возникшие над растворившимися ядрами соляных куполов,

были густо населены. Об этом свидетельствуют находки «кладбищ» псевдокрокодилов на правом берегу р. Урал (с. Рассыпное), на р. Донгуз (п. Первомайский), на р. Бердянка. Массовая гибель псевдозухий была, по мнению В.Г. Очева [3], связана с катастрофическим заполнением обломочным материалом или высыханием озерных котловин. О присутствии значительной массы органических веществ в достаточно минерализованной воде этих озер свидетельствует синевато-зеленая окраска глин и алевроитов, неожиданно встречающаяся среди исключительно бордово-красных оттенков.

Вполне вероятно существование особенно в засушливые периоды красноцветных пустынь, размеры которых носили ограниченный характер. Эоловое происхождение имеют триасовые алевролиты, встречающиеся в овраге Мощевом (Бузулукский район).

Таким образом, при общем морфофациальном разнообразии красноцветных пород среди них преобладают пойменные отложения, формировавшиеся в условиях высокой подвижности природной среды. Другой особенностью красноцветной формации является обширность распространения как по времени, так и по площади. Предмет изучения настоящей работы – пермо-триасовые красноцветные ландшафты распространены в пределах Восточно-Европейской равнины широкой полосой в 1000 км к западу от Урала [4]. Эта огромная территория является одной из величайших по однообразию формирования фациальных комплексов.

Западное Приуралье является частью этого одного из крупнейших районов развития красноцветных отложений, в стратиграфическом отношении относящихся к верхней перми – нижнему триасу. Выделение этих пород в единый литолого-фациальный комплекс связано со следующими причинами:

- 1) внешнее и литологическое сходство;
- 2) единообразие происхождения в условиях континентального седиментогенеза и предгорной молассы; близкие палеогеографические условия формирования (аккумулятивные аллювиально-озерно-пролювиальные равнины).

Вместе с этим имеется ряд существенных отличий в особенностях формирования красноцветных отложений на юго-востоке Русской платформы и в Предуральском краевом прогибе. В предгорных красноцветах широко представлены крупно обломочные терригенные фации, часто встречающиеся линзы конгломератов. Равнинные красноцветы состоят преимущественно из мелкозернистых песчаников и глин. Существуют определенные и хронологические различия. В эпоху быстрого подъема Пра-Урала на рубеже верхней перми и нижнего триаса мощность грубозернистых и обломочных пород в красноцветной формации возрастала. В среднем-верхнем триасе, когда тектоническая активность снизилась, преобладающими стали алевроито-глинистые фации рек со спокойным течением и озер. В целом, в Предуралье разнообразие фациального состава отложений сочетается с четко выраженным субмеридиональным замещением фаций.

Другим, сингенетическим, аспектом формирования красноцветных ландшафтов является образование собственно красноцветных пород. По данному вопросу, до сих пор нет единого мнения. По А.И.Анатольевой [1], эпохи красноцветной седиментации свидетельствуют лишь о повторяющихся периодах общего потепления и являются индикаторами жаркого тропического и субтропического климата. Пермо-триасовые красноцветы формировались почти исключительно в условиях аридного тропического и субтропического климата. Другим фактором формирования красноцветных толщ, по К.К.Маркову [2], является отсутствие сплошного растительного покрова, определяющего восстановление оксидов железа, и преобладание на Земле, в т.ч. в океанах, вод слабоминерализованного состава, способствовавших окислению железа. Очевидно, что накоплению огромных толщ красноцветных пород в перми и триасе способствовали процессы орогенеза, охватившие всю Землю, а также слабое развитие растительности как в горных районах, так и в предгорьях. Таким образом, горные породы подвергались глубокой механической и химической переработке, в результате которой оксиды железа не концентрировались в одном месте, а распределялись на обширных

предгорных и межгорных территориях русловыми дельтовыми потоками. Необходимо также упомянуть о проблеме вулканогенно-красноцветном парагенезе. Как считает А.И. Анатольева, связь между вулканизмом и красноцветной седиментацией заключается лишь в воздействии извержений на потепление климата, что способствовало образованию красноцветов. По нашему мнению, эта связь гораздо глубже. Вполне очевидно, искать источник сноса восстановленного железа среди вулканогенных пород, а места аккумуляции оксидов железа в форме красноцветов. Для Южного Урала такая связь выглядит достаточно логично, поскольку к перми вулканические извержения в этом районе закончились и не могли оказывать влияния на аридизацию климата. В то же время складкообразование и орогенез приводили к вскрытию древних вулканогенных пород, послуживших источником для образования ореолов красноцветного седиментогенеза.

Таким образом, геократическая эпоха, начавшаяся в конце карбона, ознаменовалась в Западном Приуралье образованием аридных ландшафтов, наиболее характерной особенностью которых было накопление континентальных красноцветных отложений и формирование аллитных и сиаллитных кор выветривания. В настоящее время красноцветные отложения Предуралья являются важным фактором формирования современных ландшафтных комплексов [5, 6].

Список литературы

1. Анатольева А.И. Главные рубежи эволюции красноцветных формаций/ Отв. ред. А.Л. Яншин. – Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1978. — 190 с.
2. Марков К. К., Палеогеография, М.: МГУ, 1960. — 268 с.
3. Очев В.Г. Еще не пришли динозавры. — Саратов: Науч. книга, 2000. — 129 с.
4. Рухин Л.Б. Основы общей палеогеографии Под ред. канд. геол.-минералогич. наук Е.В. Рухиной. Изд. 2-е, переработ. и доп. Л., Гостоптехиздат, Ленинград. отд-ние, 1962. – 628 с.
5. Дамрина Н.В. Петрищев В.П. О роли комплекса пермо-триасовых красноцветных пород в формировании ландшафтных геосистем Оренбургского Приуралья//Заповедное дело: проблемы охраны и экологической реставрации степных экосистем. Мат-лы между. конф., посв. 15-летию гос. заповед. «Оренбургский»/Под науч. ред. чл.-корр. РАН А.А. Чибилева. – Оренбург: Институт степи УрО РАН, ИПК «Газпромпечат» ООО «Оренбурггазпромсервис», 2004. – С. 207-209.
6. Дамрина Н.В., Кин Н.О., Петрищев В.П. Влияние склоновой асимметрии на формирование ландшафтов, связанных с красноцветными отложениями (на примере Ждамировских гор)//Степи северной Евразии. Эталонные, степные ландшафты: проблемы охраны, экологической реставрации и использования: Материалы III междунар. симпоз. – Оренбург, 2003. – С. 165-168.

ИСТОРИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ ДОМБАРОВСКОГО РАЙОНА

Полуднев Д.А., Леонтьева Т.В.

*ФГБОУ ВПО «Оренбургский государственный университет», г. Оренбург
e-mail: tvleon@mail.ru*

Древнейшие геологические события в районе связаны с формированием раннерифейской (R_1) части стратиграфического разреза. Метаморфические породы яршалинской и бескрыковской толщ образовались по глинистым сланцам, песчаникам и алевролитам. Осадконакопление происходило в относительно спокойной обстановке, в условиях платформенного режима, в длительно существовавших депрессиях типа авлакогенов восточной окраины Русской платформы [2]. В конце рифея зона осадконакопления испытала общий подъем, охвативший всю зону Южного Урала, и превратилась в область пенеплена [4].

Ордовикско-пермский этап (О-Р) представляет полный геодинамический цикл развития: от рифтогенеза, раздвижения блоков континентальной коры и образования океанического бассейна до формирования островных дуг с процессами субдукции и образования складчатой горной области [4].

В раннем ордовике (O_1) в результате подъема мантийного диапира происходят разрыв и раздвигание блоков древней континентальной коры. Формируется сложная рифтовая зона, в систему которой входили Домбаровский, Сандырбекский, Коянсайский, Архангельский, Верхнекиембаевский и Актастинский разломы.

Образовавшийся бассейн первоначально был нешироким и состоял из нескольких впадин, разобщенных выступами микроконтинентальных блоков раннерифейских пород. В подножьях склонов этих выступов зрелыми турбидитами с высокими содержаниями обломков кварца и полевого шпата формируются флишевые толщи. Источником обломочного материала служили участки суши поднятий.

По мере развития зоны спрединга, образования рифтовой впадины и достаточно широкого бассейна в описываемом районе и в пределах всего Южного Урала формируется офиолитовая ассоциация. В ее состав входили дунит-гарцбургитовая формация (ордовикский киембаевский комплекс), базальты с горизонтами углисто-кварцевых аргиллитов энбекшинской толщи (амфиболит-зеленосланцевая формация), глубоководные осадки (углисто-глинисто-кремнистые, глинисто-кремнистые) среднеордовикской новооренбургской толщи (развитой севернее, в долине р. Суундук) и раннесилурийской булатовской толщи.

С середины ордовика и до конца силура в восточной части, в зоне Киембаевского и Актастинского глубинных разломов восточного обрамления Адамовского микроконтинентального блока, закладывается островодужная система, и начинается общее закрытие палеоокеанического бассейна. На появление островодужных геодинамических условий и зон субдукции указывают пояса тел метаморфизованных пород известково-щелочной габбро-гранитоидной серии. Пояса приурочены к периферии микроконтинентальных блоков южной части площади (Камсакский, Ушкотинский, Актастинский) и связаны с субширотным фрагментом зоны субдукции.

В раннем девоне (D_1) в образовавшемся окраинном морском бассейне закладываются новые зоны спрединга. По мере развития рифтовой структуры спокойное осадконакопление сменилось мощными подводными излияниями подушечных лав базальтов (киембаевской свиты), образовавшими лавовое плато в южной части Домбаровской подзоны. На завершающих этапах становления раннедевонской базальтовой формации излияния лав концентрируются в отдельных центрах, образуя крупные лавовые щиты с вершинными кальдерами проседания. В наиболее прогнутых частях кальдер происходило образование кремнистых, тонкослоистых, мелкообломочных гиалокластитовых тефрогенных осадков и колчеданных руд.

С восточной рифтогенной зоной связано формирование базальтовой ассоциации нижней части разреза айдырлинской толщи Еленовско-Кумакской подзоны. С вторичным спредингом связано также образование пластовых и дайкообразных тел пород раннедевонских дунит-гарцбургитовой и дунит-клинопироксенит-габбровой формаций.

В конце раннего девона в восточной части Джаилганско-Кутебайского трога зарождается субмеридиональная сейсмо-фокальная зона с крутым западным падением, над которой формируется островная гряда, состоящая из насыпных вулканов, сложенных пирокластами кукбуктинской толщи (ранне-среднедевонской базальт-дацит-риолитовой формации). Западнее этой дуги, в задуговом бассейне, накапливаются тефрогенные отложения, сменяющиеся в северном секторе впадины углисто-глинистыми осадками (андреевской толщи). В раннем эйфеле в этом бассейне образуется новая зона спрединга с мощными излияниями базальтов джусинской толщи и отложениями кремнистых пород (кремнесто-базальтовой формации). Расположенная восточнее островная вулканогенная гряда в этот этап рифтогенеза осложняется вулcano-тектоническим грабеном (Центрально-Кутебайским). Во второй половине эйфельского века в западном секторе бассейна формируется новая островодужная система, сложенная вулканитами александринской и урлядинской толщ (последовательно дифференцированных формаций) [3].

В живете и раннем фране вулканическая деятельность в указанных грядах продолжалась, но с меньшей интенсивностью, и сопровождалась накоплением в соседних впадинах вулканогенного флиша. В фамене вулканогенная деятельность в восточных секторах островодужных систем затухает, смещаясь к западу в Джусинско-Акжарский, Ащebutакский блоки и в Ушкотинско-Еленовский грабен на востоке. В них формируются ассоциации вулканитов повышенной щелочности (трахибазальт-трахиандезит-трахириолитовой формации). В восточных секторах магматическая деятельность продолжалась формированием в зонах субдукций интрузивных ассоциаций габбро-плагиогранитовой, габбро-диорит-плагиогранитовой, диорит-грано-диорит-гранитовой, гранодиорит-гранитовой и плагиомигматит-гнейсо-плагио-гранитовой формаций.

В раннем карбоне вулканическая деятельность в районе резко затухает и продолжается только в проницаемых узлах пересечений разломов. К такому узлу была приурочена Акжарская вулканогенно-тектоническая депрессия, в которой формировались ассоциации в начале базальт-риолитовой, а в конце трахидацит-трахириолитовой формаций. Таким образом, появление продуктов наземного вулканизма в раннем карбоне указывает на общий подъем ареала его развития и обмеление морского бассейна.

Процессы интрузивного магматизма в этот период были сконцентрированы в основном в западном секторе островодужной системы, в Ащebutакском блоке. Формировавшиеся здесь интрузивные ассоциации куйбасовского и мосовского комплексов были сконцентрированы в ослабленной тектонической зоне западного обрамления Камсакского выступа и в корневых зонах долгоживущих вулканокуполов, зародившихся еще в среднем девоне.

Затухание вулканизма и общее обмеление бассейна обусловили интенсивное развитие процессов осадконакопления. В шельфовых зонах впадин накапливаются терригенные осадки прибрежно-морской угленосной молассы, а вблизи центров вулканизма – вулканогенной молассы. Во второй половине визе продолжавшееся обмеление бассейна и резкое уменьшение поступления терригенного материала в область осадконакопления обусловило формирование мощных разрезов карбонатно-терригенной и известняковой формаций.

В среднем, позднем карбоне и в перми в условиях сжатия и аккреции структурно-формационных блоков развивается интенсивная складчатость общего смятия в сочетании со взбросами, взбросо-сдвигами, надвигами и тектоническими покровами. Эти процессы сопровождалась гранитизацией, интенсивным палингенезом и формированием батолитов кали-натровых гранитов. Увеличение мощности формирующейся континентальной коры привело к ее изостатическому поднятию и образованию в регионе складчатой горной системы [1].

К началу мезозоя кульминация орогенеза была уже позади и созданное складчатое горное сооружение начало пенепленизироваться. В раннем и среднем триасе в результате интенсивной эрозионно-денудационной деятельности горный рельеф был сnivelирован, и в конце триаса начинают преобладать процессы химического выветривания. В позднем триасе слабые растягивающие движения привели к образованию Орской депрессии с системой небольших грабенов, выполненных перемытыми продуктами коры выветривания поздне- триасового-раннеюрского возраста.

Раннемезозойский (T_3 - J_1) этап корообразования к концу ранней юры затухает и в начале средней юры с воздыманием Мугоджар и усилением процессов расчленения рельефа сменяется физическим выветриванием. Со второй половины средней юры после выравнивания и затухания эрозионно-денудационной деятельности снова начинают преобладать процессы химического выветривания, продолжавшиеся до верхнего мела. В этот период, выделяемый как позднемезозойский этап корообразования, сформировались наиболее полные и мощные разрезы продуктов гипергенеза.

С верхнего мела до палеоцена происходит окончательное расчленение территории. В Орской депрессии и прилегающих к ней понижениях палеорельефа происходит трансгрессия моря, в восточных районах продолжают процессы денудации. С эоцена

возобновляются поднятия сводового характера, которые привели к регрессии моря и образованию пустыни. В этот этап образуются отложения эоловых и аллювиальных кварцевых песков. В олигоцене усиливаются поднятия, расчленение рельефа, формируется эрозионная сеть с аллювием, представленным обохренными песками, гравием и галечниками. На пологих водораздельных пространствах происходили процессы химического выветривания с образованием маломощных кор выветривания неполного профиля.

Небольшой амплитуды вертикальные колебания продолжались и в неогене и завершились в начале плейстоцена заложением основных форм современного рельефа и гидросети.

Таким образом, в истории геологического развития Домбаровского района выделяются три крупных этапа, которые соответствуют трем структурным этапам: раннерифейскому, ордовикско-пермскому и мезозойско-кайнозойскому.

Список литературы

1. Беккер Ю.Р. Историко-геологические комплексы докембрия Уральской складчатой области. Магматизм, метаморфизм, металлогения западного склона Урала. Уфа, БФАН СССР, 1976, с. 14-22.

2. Иванов К.С., Смирнов В.М., Ерохин Ю.В. Тектоника и магматизм коллизионной стадии (на примере Среднего Урала). Екатеринбург, 2000, 131 с.

3. Маслов А.В. Осадочные последовательности типового разреза рифея: основные черты состава и строения, материалы к разработке седиментационных моделей// Рифей Северной Евразии. Геология. Общие проблемы стратиграфии: сб. научных трудов. Екатеринбург, УрОРАН, 1997, с. 98-111.

4. Серавкин И.Б. Вулканизм и колчеданные месторождения Южного Урала. М.: Наука, 1986, 266 с.

5. Формирование земной коры Урала. Иванов С.Н., Пучков В.М., Иванов К.С. и др. М., Наука, 1986, 248 с.

ПУТИ УКРЕПЛЕНИЯ СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ

Политыкина М.А., Багманова С.В.

ООО «ВолгоУралНИПИгаз»

В последние годы нефтегазовая промышленность России характеризуется постепенным ухудшением сырьевой базы. Это связано не только с сокращением запасов, но и с ухудшением качества добываемого сырья – доля трудноизвлекаемых запасов растет.

Задача укрепления сырьевой базы Оренбургского нефтегазохимического комплекса становится все более насущной и актуальной в условиях естественного ухудшения качества углеводородного сырья и высокой степени истощения ранее выявленных запасов. Основной сырьевой базой комплекса является Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение, начальные запасы газа которого составляли почти два триллиона кубометров.

На 01.01.2018г месторождение выработано на 73.6%, остаточные промышленные запасы месторождения составили 630 млрд м³. Добыча газа за 2015 г. составила 14.6 млрд м³, в 2017 г. – 12 млрд м³. ООО «Газпром добыча Оренбург» надеется удержать планку годовой добычи в 10 млрд до 2022 г.

Прирост запасов газа по предприятию за период 1993-2015 гг. составил 23.65 млрд м³, при том, что в 2013-2017 гг. прироста УВ не было. Прирост запасов газа за период 1993-2006 г. не достиг даже годового отбора (18.6 млрд). Очевидно, что положение с восполнением сырьевой базы комплекса крайне неудовлетворительное.

В этих условиях эффективными представляются следующие пути развития сырьевой базы:

1. Разработка и внедрение новых технологий повышения коэффициента извлечения углеводородов из продуктивных отложений Оренбургского месторождения; следует заметить, что активные запасы УВС месторождения практически выработаны, остаточные запасы сконцентрированы преимущественно в низкопроницаемых и низкопоровых коллекторах первого объекта и низкопоровых толщах второго и третьего объектов. Низкая эффективность освоения запасов низкопроницаемых коллекторов обусловлена в значительной степени несоответствием применяемых технологий специфическим особенностям коллекторов.

2. Проведение геологоразведочных работ в зоне деятельности предприятия.

3. Поиски нетрадиционных источников углеводородного сырья.

Оценивая в целом результаты ГРП предприятия с точки зрения прироста запасов, приходится признать их слабыми. За период 1993-2017 гг. открыто несколько мелких по запасам залежей УВ, за исключением Акобинского, которое можно отнести к средним по крупности. Главная причина неудач в низкой эффективности сейсморазведки, как основного метода подготовки объектов к глубокому бурению. Так, глубоким бурением не подтвердились такие крупные объекты, как Южно-Линевский (где ожидался второй Карачаганак), Сагарчинский вал, Корниловская структура, Западно-Песчаная, Акбулакская.

Предприятие вышло с геологоразведкой в район (бортовая зона Прикаспия), где ни одна скважина не вскрыла подсолевые отложения. Использовались методические приемы сейсморазведки, разработанные и успешные для Волго-Уральской антеклизы, но малоэффективные в этих условиях. Район имеет крайне неблагоприятные сейсмогеологические характеристики – большие глубины залегания перспективных горизонтов, контрастные проявления соляной тектоники, сложные формы прогнозируемых объектов, наличие волн-помех.

Оценки перспектив оренбургского участка Прикаспия в настоящий момент противоречивы. Необходимо создание уточненной геологической модели и на ее основе определить перспективные направления.

На Соль-Илецком своде успешными оказались поиски месторождений-сателлитов ОНГКМ на его западной периферии – Приразломная, Редутская структуры, где открыты мелкие залежи нефти в девонских отложениях и расширение нефтяной оторочки филипповской залежи на Оренбургском месторождении.

Новым направлением ГРП на Соль-Илецком своде является Южно-Оренбургский вал. Предположение о существовании к югу от Оренбургского вала в зоне Ордовикской структуры и на запад от нее Южно-Оренбургского вала впервые высказано специалистами ОАО «Оренбургская геофизическая экспедиция» (Альберт А.К., Брусьянин Л.А., 2002 г.). К югу от Оренбургского вала на региональных профилях 6 (пк 660-816), 8 (пк 664-800) по горизонтам от ордовика до нижней перми ими наблюдались временные перегибы с амплитудой погружения на север до 0.1 с. Подобные перегибы отмечены ранее и на региональном профиле 7^А0997-98.а по внутриордовикским отложениям здесь выделена обширная Димитровско-Черниговская зона.

Данное предположение подтверждено специалистами ООО НПО «Нафтаком» (Лурье, 2005 г.) в результате анализа временных разрезов региональных профилей с привлечением данных бурения и отчетных материалов сейсмопартий 6/88-90 (Корниенко И.А., 1990), 6/89-91 (Коновалова Л.Х., 1991), 6/90-92 (Корниенко И.А., 1992), 3/88-89 (Попова Н.И., 1989) и 5/94-96 (Сюмбаева Р.А., 1998).

По южному склону палеозойского Оренбургского вала по внутриордовикским отложениям выделена цепь поднятий (Комаровское, Черниговское, Димитровское), объединенная И.П. Офманом (2012 г.) в качестве единого Южно-Ордовикского вала

Южно-Ордовикский вал располагается в 20км южнее Оренбургского вала. Осевая линия поднятия проходит от Комаровского поднятия на востоке через Черниговское,

Димитровское и до Южно-Кардаиловского у западной периклинали Оренбургского вала (рис. 1).

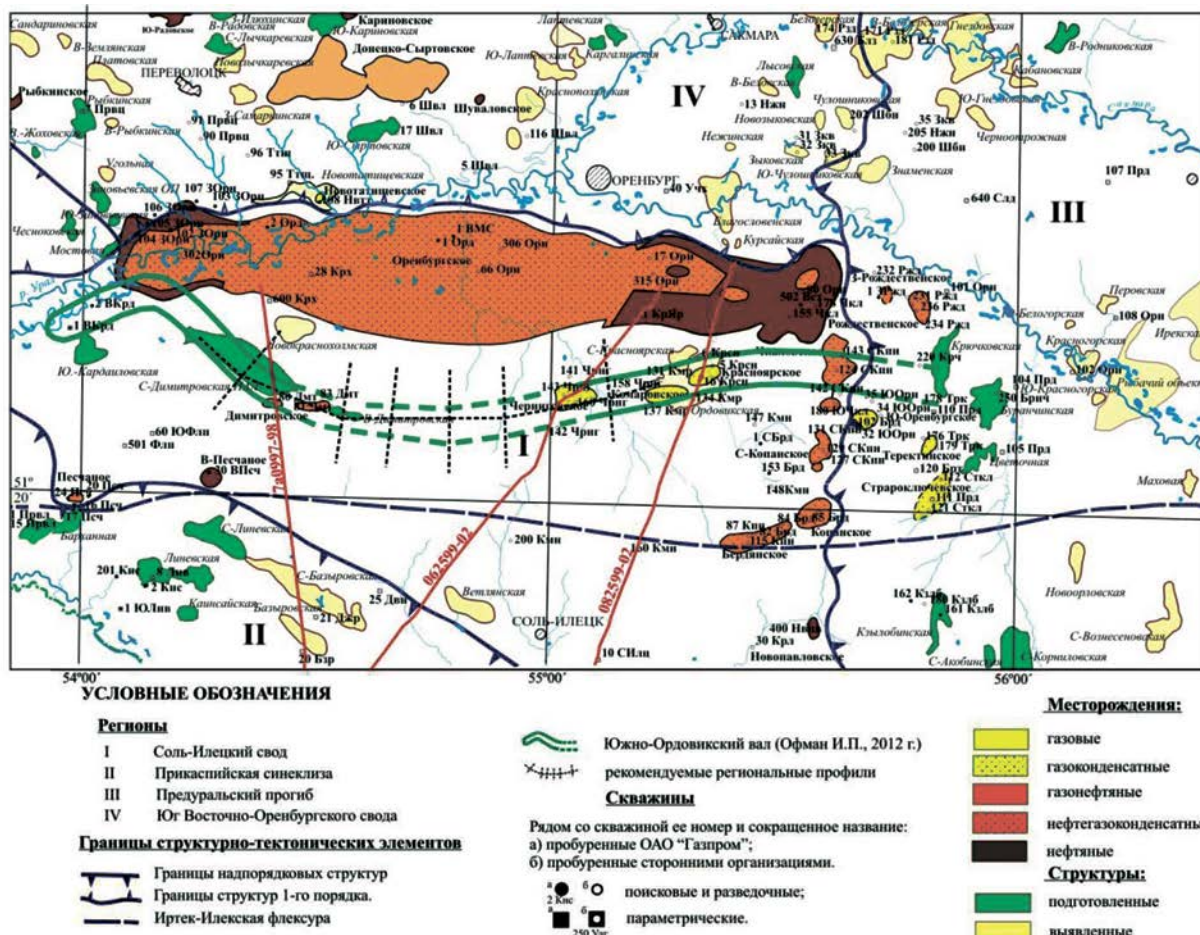


Рис. 1– Южно-Оренбургский вал

По мнению специалистов ОАО НПО «Нафтакор» (Офман И.П., 2012 г.) Южно-Оренбургский вал проявляется только по отражающим горизонтам в ордовикских отложениях. Вал назван Южно-Ордовикским, схематично определены его границы. Прогнозируемые ресурсы УВ оценены в 116/114 млн туг (геол./извл.).

На востоке в его пределах локализована Ордовикская структура, ее размеры по изогипсе минус 4650 м 8.5x14.5 км, амплитуда 250 м. Ресурсы УВ, оцененные Волго-УралНИПИгаз, составили 199/195 млн т.

Учитывая протяженность и амплитуды антиклинальных перегибов прогнозируется существование Южно-Оренбургского вала субширотного простирания по отложениям от ордовика до нижнепермских подсолевых включительно. Высказано предположение, что может быть выделено дополнительно не менее двух локальных объектов с характеристиками, аналогичными Ордовикской структуре. В таком случае по экспертной оценке ресурсы Южно-Ордовикского вала только по отложениям ордовика составят не менее 585 млн т уг.

Для локализации Южно-Оренбургского вала и выделения перспективных объектов с целью постановки поисковых работ на нефть и газ, в первую очередь необходима переинтерпретация региональных сейсмопрофилей с учетом площадной сейсморазведки.

Для детализации морфологии вала следует обработать шесть субмеридиональных профилей в модификации ШП и один связующий субширотный профиль.

Южно-Оренбургский вал по отложениям ордовика и контролируемые им локальные перспективные объекты в девонско-нижнепермских отложениях следует рассматривать как **новое перспективное направление ГРП на Соль-Илецком своде.**

Наиболее перспективным районом в настоящий момент является оренбургский участок Предуральского прогиба. Здесь ожидается открытие как месторождений прикаспийского типа, так и приуроченных к крупным поднадвиговым складкам восточного борта.

Основные ГРП ведутся по поискам залежей в башкирских отложениях – на Восточно-Нагумановском, Предураальском Советскому участках. Запланированы работы на Ирекском участке – проведение сейсморазведки в объеме 1200 км. Ресурсы участка оценены в 773.9 млрд м³ газа и 56.9 млн конденсата.

К настоящему времени для Предуральского прогиба определены новые направления ГРП:

- гигантское тело карбонатно-терригенных пород (флишоидов) восточного борта прогиба и передовых складок Урала;
- структуры, приуроченные к бортовому уступу девонско-среднекаменноугольного возраста Волго-Уральской платформы;
- передовые складки Урала, примыкающие с востока к Предураальному прогибу.

На юге Предуральского прогиба (оренбургский сектор) развита мощная толща карбонатно-терригенных пород нижнепермского возраста – **толща флишоидов**. Она сложена переслаиванием алевролитов, аргиллитов, песчаников, известняков, мергелей. Мощность толщи достигает 6.5 км. Она протягивается широкой (до 60км) полосой от Башкирии до границы с Казахстаном – рис. 2.

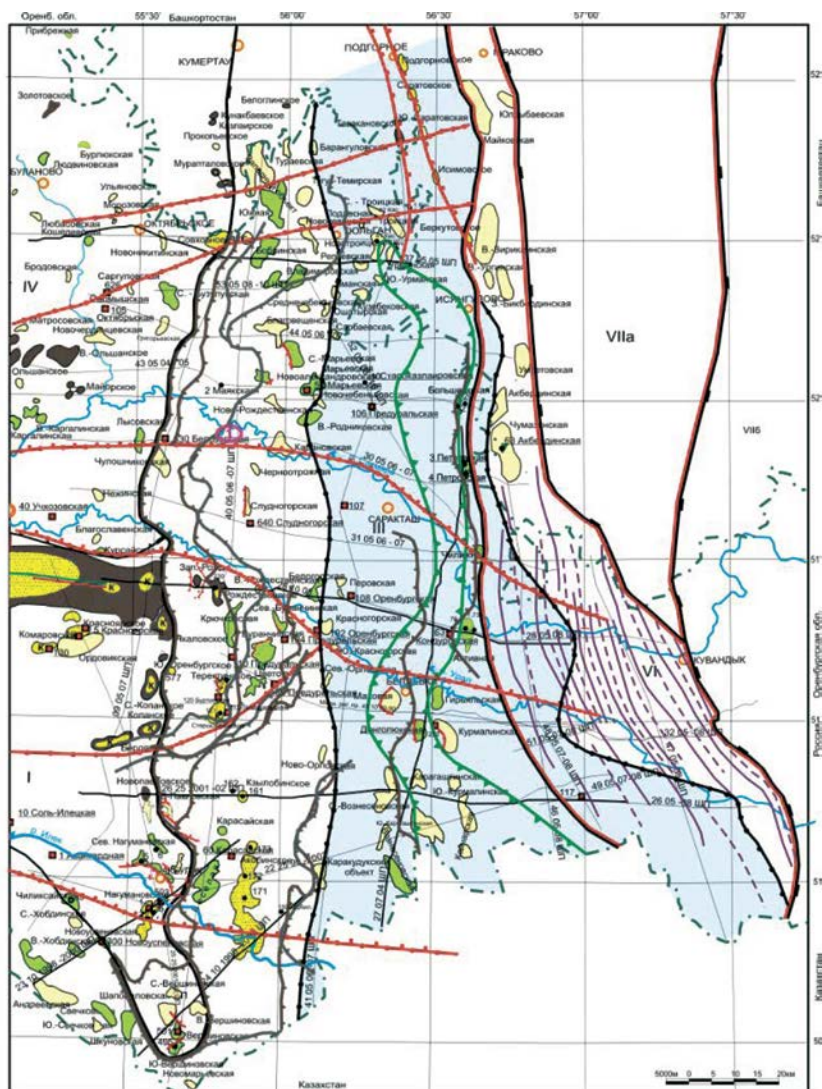


Рис. 2 – Гигантское клиноформное тело нижнепермских флишоидов Предуральского прогиба и зоны передовых складок Урала.

На востоке толща через Сюренский надвиг сопрягается с зоной передовых складок Урала. К западу от надвига флишоиды залегают в виде клиноморфного тела. Сейсморазведкой закартирована линия их выклинивания в центральной части прогиба. Верхняя граница флишоидов соответствует кровле артинского яруса, залегают флишоиды на карбонатах башкира.

Перекрыты флишоиды соляно-ангидритовыми отложениями кунгурского яруса. В толще флишоидов в период уральского орогенеза сформировались структуры сжатия, главным образом узкие антиклинальные складки, амплитуда которых достигает первых сотен метров.

В оренбургской части прогиба флишоиды вскрыты 24-мя глубокими скважинами, пробуренными в семидесятых годах. Наибольшая их мощность вскрыта в скважинах 4 Петровская (4045 м) и 71 Активной (3742 м). Отложения, залегающие под флишоидами, эти скважины не вскрыли. Бурение скважин на Активной, Петровской, Большеикской, Донголюкской, Саракташской площадях велось при многочисленных газопроявлениях. Газопоказания достигали 12.4 и даже 46 и 76% при постоянном утяжелении бурового раствора. Отмечен рост интенсивности газопроявлений и аномальности пластового давления с глубиной. Газоносность этих отложений установлена на Петровской и Активной площадях. Дебит газа достигал 30-100 тыс. м³/сут.

В башкирской части прогиба в этих отложениях притоки газа получены в двух скважинах (дебит 25-53 тыс. м³/сут). На территории Казахстана в толще флишоидов выявлены промышленные залежи нефти на шести месторождениях.

В разрезе флишоидов выделены два типа коллекторов – трещинно-поровый и трещинно-низкопоровый. Пористость первого типа в среднем составляет 8%, второго – 3%. В разрезах скважин резко преобладают коллекторы низкопоровые. Доля трещинно-поровых коллекторов по данным керна и ГИС составляет 6%, трещинно-низкопоровых – 63%.

По результатам бурения водоносных пластов в толще флишоидов не выявлено. На основании имеющихся фактов сделан вывод о том, что вся толща флишоидов оренбургского сегмента прогиба является единым газомещающим резервуаром с аномально высоким пластовым давлением.

По данным сейсморазведки в пределах оренбургского сегмента прогиба выявлено несколько перспективных объектов – Сакмаро-Большеикский вал, объекты Советского лицензионного участка, Удмуртский объект.

Большой интерес представляет Сакмаро-Большеикский вал, он является крупным газоперспективным объектом, с востока он ограничен плоскостью Сюренского надвига – рис. 3. Оконтуривается изогипсой минус 1900 м, замкнутой на плоскость надвига. Длина вала -85 км, ширина – от 2-4 до 9 км, амплитуда 1700 м. В пределах вала выделяются три купола: Большеикский, Петровский и Активный. Флишоиды вала вскрыты скважинами 20 и 21 Большеикскими, 3 и 4 Петровскими, 70, 71 и 73 Активными. По данным бурения они газонасыщены. Площадь прогнозируемой газоносности – 365 кв.м., ресурсы этого объекта оценены в 400 млрд м³ газа.

Удмуртский объект оконтуривается изогипсой минус 1750 м, его площадь 99 кв. м, ресурсы газа оценены в 59.5 млрд м³

Суммарные ресурсы перспективных объектов Советского участка составили 694 млрд м³. Но глубины залегания существенно ниже. Так, Вознесенская структура оконтурена изогипсой минус 4400 м. Кайнарская – минус 3600 м.

Основные характеристикм перспективных объектов:

- большие размеры, неглубокое залегание кровли газоносных пород;
- большая мощность, наличие в подстилающей толще девонско-среднекаменноугольного возраста нефтематеринских пород;
- наличие коллекторов с трещинной составляющей проницаемости;
- напряженная тектоническая ситуация и связанная с ней повышенная трещиноватость;

- установленная опробованием газоносность;
- наличие надежной покрышки.

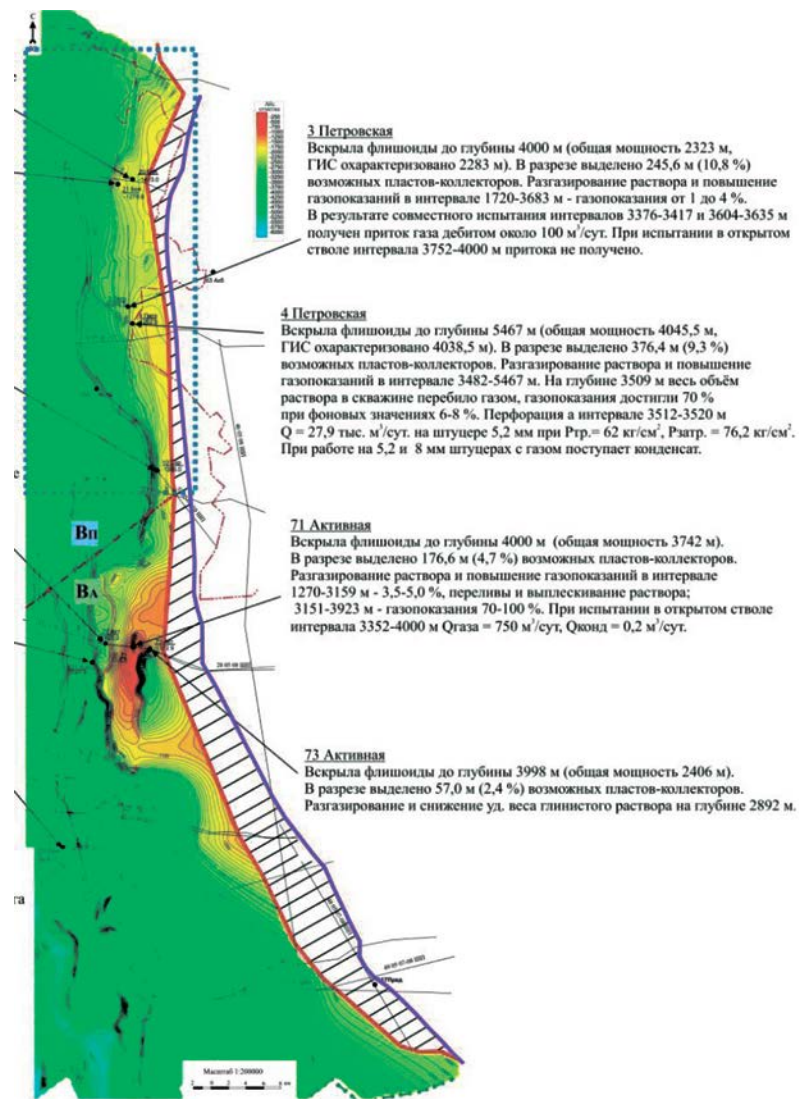


Рис. 3 – Сакмаро-Большеейский вал. Структурная карта по сейсмическому реперу А (кровля саранинского горизонта кунгурского яруса нижней перми).

Ресурсы флишоидного газа оренбургского сегмента прогиба оценены в 42.7 триллиона м³. Для сравнения приведем ресурсы газа трех самых больших сланцевых полей США: Марцеллиус - 45.2 трл, Хайнесвилл - 20.3 трл, Барнет - 9.3 трл м³. Минимальный коэффициент перевода ресурсов в запасы для этих полей в пределах 0.09-0.13. С учетом этих данных для перевода ресурсов флишоидного газа в запасы принята величина 0.12. Запасы флишоидного газа Предуральского прогиба в этом случае составят 5.126 трл м³.

Передовые складки Урала (зона внешней складчатости), примыкающие с востока к Предуральскому прогибу и ограниченные восточнее Центрально-Уральским поднятием, достаточно хорошо изучены геологической съемкой и современными сейсморазведочными работами, выполненными ООО «ОГЭ» и ОАО «Удмуртгеофизика». Геологический разрез представлен верхнедевонско-каменноугольными карбонатно-терригенными отложениями. Бурением эти отложения не изучены и описаны по обнажениям горных пород.

Закартированы и подтверждены сейсморазведкой 22 антиклинальных и синклиналиных складки (рис.4). Размеры антиклиналей достигают 60 и более км при ширине до 4-5 км и амплитуде до 1500 м. Выделено восемь перспективных объектов,

связанных с замыканием антиклиналей или ундуляцией их шарниров в северном критическом направлении.

Подсчитаны по категории $D_{\text{лок}}$ ресурсы свободного газа в 347 млрд м^3 и 928.8/139.3 млн т.

Интенсивные газопроявления (до 300 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$) в толще флишоидов зоны передовых складок Урала установлены в пермском и башкирском Приуралье.

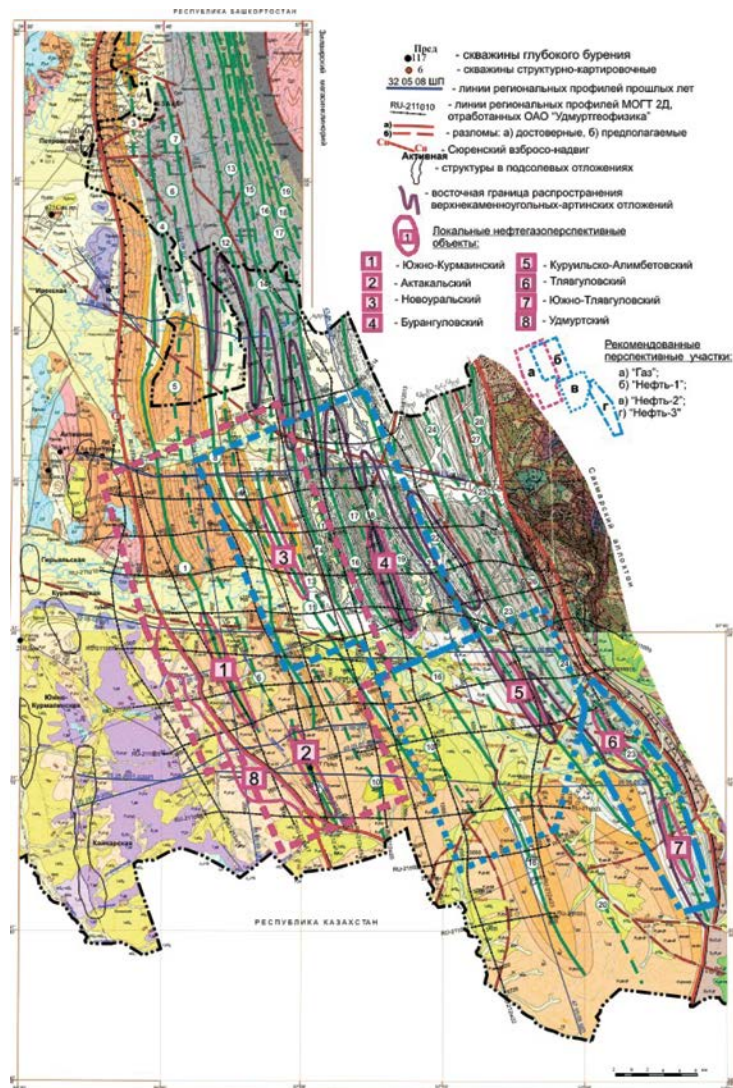


Рис. 4 – Перспективные объекты и рекомендуемые участки зоны передовых складок Урала и примыкающих к Сюреньскому взбросо-надвигу флишоидов.

На юге Предуральского прогиба и сопредельных площадях зоны передовых складок Урала может быть создан новый район добычи газа, способный обеспечить углеводородным сырьем Оренбургский НГХК на длительную перспективу.

Проблема освоения ресурсов флишоидного газа вошла в «Программу освоения нетрадиционных и трудноизвлекаемых ресурсов газа» ПАО Газпром, утвержденную Председателем Правления А.Б. Миллером в 2017 г.: Геологическое изучение и отработка технологий освоения ресурсов газа флишоидных отложений оренбургского сегмента Предуральского прогиба (п.4).

Основными проблемами представляются разработка эффективной технологии вскрытия газоносных пластов в условиях АВПД, освоения, методов интенсификации притока. Необходима разработка специального комплекса ГИС для выделения пластов и пачек коллекторов разных типов, битумоидов, детальные комплексные петрофизические

исследования низкопроницаемых коллекторов с двойной проницаемостью на современном уровне.

Все имеющиеся на сегодня керновые данные и данные ГИС – это результаты бурения скважин в 1974-1978 гг. При этом всего с отбором керна пробурено 1705 м, что составляет 5.1% от общего объема бурения. Отсюда очевидна крайне низкая изученность толщи прямыми методами.

К нетрадиционным ресурсам отнесены также **ресурсы высокомолекулярного сырья (ВМС) Оренбургского месторождения**, позднее неправомерно названные матричной нефтью. Эти ресурсы превышают начальные запасы месторождения. В Газпроме этому проекту уделено большое внимание и финансовые ресурсы.

ООО «Оренбурггазпром» первым в отрасли начало работы по изучению битумоидов Оренбургского месторождения как неучтенного ранее углеводородного компонента. В 2004 г. на месторождении впервые выполнен подсчет запасов битумоидов – 2680.9 млн т, половина из них сосредоточена в порово-трещинных коллекторах. По компонентному составу в поровых коллекторах аккумулировано 578 млн т масел.

Подсчет проведен объемным методом, в соответствии с действующей инструкцией ГКЗ по подсчету запасов нефти, газа и сопутствующих компонентов, с выделением в продуктивной толще пяти подсчетных объектов: артинский, сакмарский, ассельский, верхнекаменноугольный и среднекаменноугольный. Подсчет запасов выполнен по данным 870 разведочных и эксплуатационных скважин, по каждой из которых в разрезе послойно проводилась оценка пористости и эффективных толщин для коллекторов двух типов – порового ($K_p \geq 6\%$) и порово-трещинного ($K_p 3-6\%$).

Отчет по подсчету запасов в рабочем порядке рассмотрен в ГКЗ МП РФ.

Высокомолекулярные соединения содержат высокие концентрации редких и редкоземельных металлов, среди которых стронций – до 2000г/т, иттрий – до 60г/т, иттербий – до 0.8 г/т и другие. Такое высокое содержание микроэлементов имеет самостоятельное значение при добыче ВМС.

В 2005 г. на месторождении в пределах центрального купола пробурена поисково-оценочная скважина 1 ВМС на высокомолекулярное сырье. Скважина вскрыла отложения башкирского яруса с забоем 2000 м. В скважине проведен сплошной отбор керна. Опробовано девять объектов в отложениях нижней перми-среднего карбона. Опытные закачки растворителя (толуола) показали возможность извлечения ВМС из газонасыщенных пород-коллекторов с эффективностью 1 тонна добытого ВМС на 5 м³ закачанного толуола.

В двух эксплуатационных скважинах проведены опытные работы по закачке растворителей.

Керн скважины 1 ВМС исследован по специальной комплексной программе при участии ряда научно-исследовательских коллективов.

По результатам изучения более 2100 образцов выявлены сингенетичные высокомолекулярные компоненты, содержание которых достигает 6% от объема породы.

На основе разработанной уточненной методики оригинальных геолого-геохимических моделей в 2012 г. учеными ИПНГ РАН (Скибицкая Н.А.) был проведен уточненный подсчет геологических запасов матричной нефти суммарный и по отдельным компонентам (жидким нефтяным УВ, маслам, смолам, асфальтенам). Уточненные суммарные запасы ВМС (трудноизвлекаемой нефти) составили 3058.271 млн т в том числе 2421 млн т жидких нефтяных УВ, запасы ВМК (масла, смолы, асфальтены) – 637.2 млн т, из них 337.7 млн т масел.

Этими исследователями также установлено, что в недрах месторождения содержалось около 380 млрд м³ неучтенного газа, связанного высокомолекулярными компонентами (асфальтенами, маслами, твердыми парафинами).

В настоящее время на месторождении ведутся экспериментальные работы в скважине по закачке растворителей с целью отработки технологии извлечения ВМС. Технология вымывания представляется наиболее оптимальной.

От успешности этого проекта в определенной степени зависят и перспективы отрасли в целом.

На севере Оренбургской области имеется еще одно потенциальное направление добычи нетрадиционного УВС. Это сверхвязкие нефти в терригенных и терригенно-карбонатных отложениях верхней перми. Территориально залежи вязких нефтей располагаются в пределах южного склона Татарского свода и Большекинельского вала над выявленными месторождениями в отложениях карбона и девона. Количественная оценка этих ресурсов не проводилась.

Складчатый Урал – новый потенциально-перспективный нефтегазоносный район Оренбургской области. Складчатая область Урала давно привлекает внимание как территория с невыясненной, но вероятной нефтегазоносностью. В области этот регион изучался с целью картирования и поисков твердых полезных ископаемых. Оценка перспектив его нефтегазоносности не производилась.

Экспресс-оценка перспектив нефтегазоносности оренбургской части складчатого Урала выполнена на основе:

- метода аналогий;
- результатов региональных и поисковых работ на нефть и газ, выполненных на территории Башкортостана;
- данных о нефтегазоносности доюрских отложений в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и Тургайской нефтегазоносной области;
- данных о нефтегазопроявлениях, полученных в процессе ГРП в регионе на рудные полезные ископаемые;
- результатов региональных сейсморазведочных работ МОГТ (142,9 пог. км), выполненных в Магнитогорском синклинии;
- результатов бурения параметрической скважины 1 Ащebutакская.

Уральский складчатый пояс протягивается от Северного Ледовитого океана до Мугоджар включительно. Оренбургская часть складчатого Урала является сегментом южного Урала, основные структуры которого сформированы каледонским и герцинским циклами тектогенеза.

В геологическом строении оренбургской части южного Урала принимает участие широкий комплекс пород от раннепротерозойских до современных. Протерозой представлен разнообразными слюдястыми, амфиболовыми гнейсами и сланцами. Рифей, кембрий и ордовик – гнейсами, разнообразными сланцами, а также кварцитами, эклогитами и другими метаморфическими образованиями. Девонские отложения представлены широким спектром осадочных, вулканогенно-осадочных и вулканогенных пород. Мощность их достигает нескольких тысяч метров.

Каменноугольные отложения, как и девонские, имеют повсеместное распространение. Представлены они конгломератами, песчаниками, алевролитами и аргиллитами, глинисто-углистыми сланцами. В девоне и карбоне широко развиты органогенные разности известняков с рифовыми массивами.

Для Зауралья характерны коры выветривания площадные и линейные, латеритного и сиалитного типов. Представлены они разнообразными глинами (каолиновыми, гидрослюдистыми), реже – кварцевой сыпучкой. Мощность кор выветривания возрастает в юго-восточном направлении от первых метров до 100 и более. Наибольшая она у кор линейного типа.

Интрузивные образования представлены широким спектром пород – от дунитов до гранитов. Они характерны для зон поднятия центральной и восточной частей Южного Урала. Представлены они гранитоидами, габброидами, гипербазитами. Возраст их – от позднепротерозойского до позднепалеозойского. Гранитоиды слагают южную часть Уральского гранитного пояса в пределах Восточно-Уральского антиклинория и Зауральского поднятия.

Структурный план сформирован карельским, каледонским, герцинским и более поздними циклами тектогенеза. Наиболее крупные структуры (рис. 5): передовые складки Урала (Западно-Уральская внешняя зона складчатости); Центрально-Уральское поднятие, включающее Зилаирский синклиниорий и Сакмаро-Уралтаускую зону в составе Сакмарского аллохтона и антиклинория Уралтау, Магнитогорский прогиб (мегасинклиниорий); Восточно-Уральское поднятие (мегаантиклинорий); Восточно-Уральский прогиб (мегасинклиниорий); Зауральское поднятие (мегаантиклинорий). Характерны крупные надвиги и шарьяжи. Локальные структуры разных типов имеют амплитуды в сотни метров.



Рис. 5 – Геологическая карта дочетвертичных отложений восточной части Оренбургской области

Зилаирский, Магнитогорский и Восточно-Уральский синклинории являются типичными межгорными прогибами, к которым в мире приурочено множество нефтяных и газовых месторождений.

В разрезе палеозоя Зилаирского синклинория коллекторы выделены в ордовикских кварцевых песчаниках, силурийских порово-трещинных доломитах и известняках, кавернозных рифогенных известняках нижнего девона, терригенных и карбонатных пачках среднего и верхнего девона, терригенных граувакковых толщах верхнего девона-нижнего карбона. В последних бурением установлены интенсивные газопроявления на Асташской площади (дебит газа отдельных скважин достигал 300 тыс. м³/сут).

Магнитогорский синклиниорий представляет типичный межгорный прогиб. Осадочные толщи Магнитогорского синклинория следует рассматривать как объекты поисков углеводородного сырья. Они представлены в одних участках пермскими и каменноугольными молассовыми отложениями, в других – карбонатными или терригенными шельфовыми породами девона и карбона.

При бурении на Уральской площади Магнитогорского мегасинклинория нефтепроявления обнаружены в известняках среднего карбона в скважине 5, где в интервалах 1301.2-1304.9; 1370.3-1372.7; 1398.5-1401.5 и 1494.0-1496.5 м по трещинам присутствовали капли густой темнокоричневой нефти. В скважине 1 в трещиноватых известняках березовской свиты (верхнетурнейский-средневизейский подъярусы) отмечались пятна жидкой светлокоричневой нефти. Скважина П-12 при забое 948 м (кремнистые породы девонского возраста) стала фонтанировать водой с газом. Аналогичные газопроявления наблюдались и в скважине, пробуренной в 30 км южнее.

Исследователями башкирской части Магнитогорского мегасинклиория (60-70-е годы прошлого столетия) положительно оценены перспективы нефтегазоносности осадочной толщи. Они считали, что основные залежи нефти и газа будут связаны со структурами в поднадвиговых частях.

Академик Наливкин Д.В. еще в 1942 г. относил Магнитогорский синклиорий к перспективным территориям на поиск месторождений УВ.

С осадочными породами межгорных и краевых прогибов Латинской Америки связаны месторождения нефти и газа. В Аргентине месторождения УВ установлены в межгорных прогибах Анд (провинции Неукен, Медоса, Сальта). На территории Узбекистана и Киргизстана в Ферганском межгорном прогибе эксплуатируются десятки небольших и средних по запасам месторождений нефти и газа.

Многие крупные структуры Урала сформированы надвигами и шарьяжами. В пределах регионального Кордильерского пояса надвигов обнаружено более 40 нефтяных, газовых, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений, среди которых имеются и довольно крупные по запасам. Например, многопластовое месторождение Уитни-Каньон-Картер-Крик, содержащее залежи газа и легкой нефти в отложениях триаса, пенсильвания, миссисипия, девона и ордовика.

В Венесуэле в региональной зоне надвигов, простирающейся на 970 км на складчатом борту Восточно-Венесуэльского бассейна, обнаружено гигантское месторождение Эль-Фурриаль, приуроченное к погребенной антиклинали, нарушенной серией надвигов. Амплитуда складки – 915 м, площадь – 72 км². Извлекаемые запасы нефти оценены в 270 млн т. Дебиты нефти и газ в скважине-первооткрывательнице – 1300 т/сут и 260 тыс. м³/сут соответственно, продуктивны отложения верхнего мела и палеогена.

Гранитоиды Уралтау, Восточно-Уральского и Зауральского антиклинориев и погребенные коры выветривания по ним также являются перспективными объектами. В настоящее время в мире открыто более 300 месторождений в гранитоидах и их корах выветривания. Достаточно упомянуть Пенхендл в США с его 2 триллионами кубов газа и 223 млн т нефти, месторождения шельфа южного Вьетнама Белый Тигр, Большой Медведь, крупнейшее месторождение Нафора-Ауджила в Ливии, связанное с погребенным выступом Ракб, сложенным трещиноватыми гранитоидами.

Широкое распространение в каменноугольных отложениях имеют глинисто-углистые сланцы, с которыми могут быть связаны перспективы находок сланцевого газа.

По степени метаморфизма и дислоцированности горные породы Южного Урала можно сопоставить с доюрскими породами Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Это обусловлено единой историей развития в палеозое Уралид и доюрского фундамента Западно-Сибирской плиты в составе Урало-Монгольского складчатого комплекса. Состояние изученности нефтегазоносности Западно-Сибирской НГП приведено в публикации Д.А. Сидорова и Т.Б. Волченковой в 2010 г. В Государственном балансе учтено более шестидесяти месторождений с залежами в доюрских отложениях. Суммарная величина извлекаемых запасов УВ составляет около 300 млн т условного топлива. Эта цифра не учитывает запасы залежей в корах выветривания и нижних пластах осадочных отложений. Их учет может в несколько раз увеличить величину извлекаемых запасов УВ в приконтактных зонах фундамента и плитного комплекса.

Интересны сведения о нефтегазопроявлениях на Комсомольском месторождении медно-колчеданных руд, расположенном на востоке Оренбургской области. Твердые углеродистые вещества в коренных вулканогенных породах и рудах представлены керитами, асфальтитами, нефтеподобными битумами и другими битуминозными веществами. Максимальное содержание битумов достигает первых процентов. Газосодержание пород месторождения контролируется зонами повышенной эффективной пористости и проницаемости. Выделение природных газов зафиксировано по результатам газового каротажа. При проходке монолитных пород содержание газов в промывочной жидкости незначительно (не превышало 36.7 см³/л). При проходке трещиноватых пород

газосодержание достигало $181.6 \text{ см}^3/\text{л}$. Природные газы представлены азотом, метаном и углекислым газом. Величина открытой пористости коренных вулканогенных пород и руд прямо зависит от степени их раздробленности и трещиноватости. Максимальные значения открытой пористости монолитных пород не превышают 1%. Открытая пористость трещиноватых пород достигает 18.2%.

Газопроявления при бурении были отмечены при изучении Халиловского ультраосновного массива. В скважине 467 при глубине забоя 1064.5 м произошел выброс газа с возгоранием.

Ащевутакской сейсмопартией ОАО «Оренбургская геофизическая экспедиция» в 1991-1992 гг. отработано в пределах Магнитогорского синклинория три сейсморазведочных профиля МОГТ общей протяженностью 142.9 пог. км. По профилям выполнены грави- и электроразведка. По субмеридиональному профилю с юга на север закартировано региональное погружение палеозойских пород с нарастанием толщин разреза от верхнего девона до нижней перми. Это погружение осложнено разломами различной амплитуды от 100 до 800 м, которые расчленяют разрез на отдельные блоки. Мощность комплекса терригенно-карбонатных пород изменяется от 300 м в начале профиля и достигает 6000 м в конце его.

По поверхности среднего девона, погружающейся с юга на север, выделяются три антиклинальных перегиба, в пределах которых отмечены тектонические нарушения. С такими перегибами могут быть связаны перспективные участки на поиски залежей нефти и газа.

По широтному профилю выделен антиклинальный перегиб амплитудой 750 м по отражающей границе, сопоставляемой с карбонатами нижнего визе, осложненный тектоническим нарушением, потенциально перспективный для поисков УВ (рис.6). Кроме того, на разрезах ОГТ выделены участки, примыкающие к тектоническим нарушениям и зоны литологического замещения и выклинивания, являющиеся перспективными на наличие ловушек УВ.

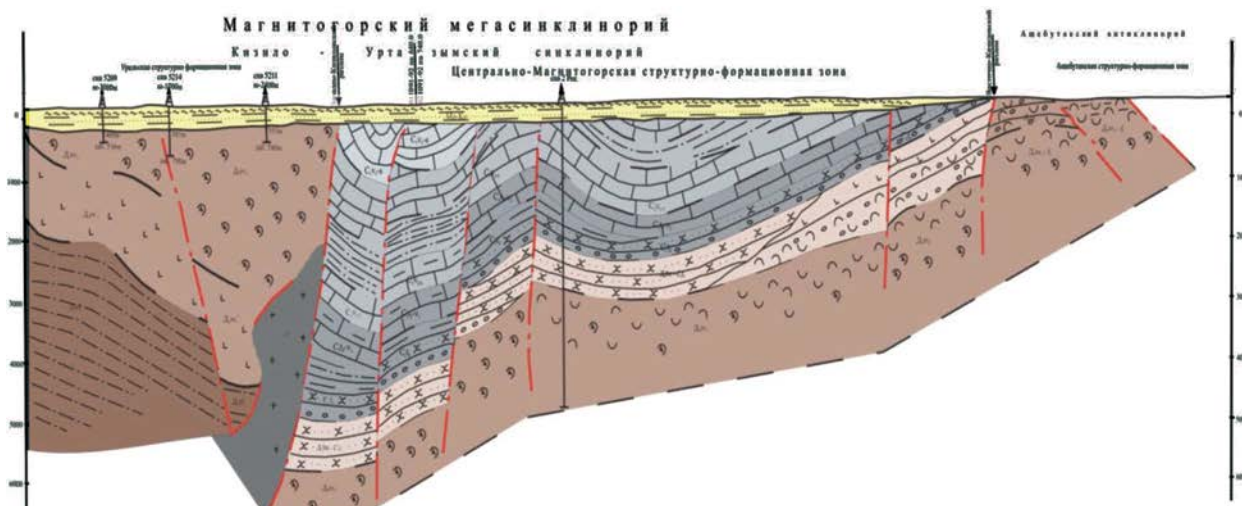


Рис.6 – Структура центральной части Магнитогорского синклинория

Параметрическая скважина 1 Ащевутакская пробурена в 1993 г., глубина – 1261.2 м. От нуля и до глубины 303.9 м вскрыты серые плотные вязкие глины юрского возраста с редкими прослоями песков, ниже до забоя – монотонная толща серых скрытокристаллических трещиноватых известняков визейского яруса нижнего карбона. В скважине проведен оптимальный комплекс ГИС. Из интервала 303.9-340.0 м получен приток пластовых минерализованных вод, которые добывают и сегодня. Это свидетельствует о высоких фильтрационно-емкостных свойствах вскрытого разреза.

Сейсморазведочные работы и бурение показали наличие перспективных объектов, мощной покрывки и коллекторов трещинного типа.

Территория Магнитогорского синклинория представляется перспективной на поиски УВ по следующим критериям:

1. Наличие в разрезе мощной до 6 км толщи осадочных относительно слабо метаморфизованных пород от верхнего девона до мезокайнозоя включительно.

2. Карбонатно-терригенная толща верхнего девона и карбона сопоставима по мощности и литолого-фациальным свойствам с аналогичной толщей газонефтяных районов Оренбуржья.

3. Размеры площади оренбургской части Магнитогорского синклинория сопоставимы с размерами оренбургской части Предуральского прогиба (9700 км²).

4. Наличие в разрезе хороших коллекторов в карбонатных и терригенных породах.

5. Наличие высокоамплитудных ловушек разных типов.

6. В оренбургской части Магнитогорского синклинория в отличие от башкирской части палеозойские отложения почти повсеместно перекрыты плотными глинистыми терригенными породами и глинами мощностью до 200-300 м, препятствующими рассеиванию углеводородов.

Таким образом, судя по имеющимся данным, в регионе присутствуют коллекторы разнообразного литологического состава – от известняков и песчаников до гранитов. Преобладающий тип коллектора – трещинный и трещинно-поровый, для рифовых и органогенных разностей известняков и песчаников – поровый. Надежной покрывкой могут служить глины мезокайнозоя.

При оценке начальных сырьевых ресурсов углеводородов оренбургской части складчатого Урала в качестве аналогов приняты Предуральский прогиб и доюрский фундамент Западно-Сибирской плиты. При учете понижающих коэффициентов НСР девонско-каменноугольных отложений региона составляют 534.9/310.1 млн т.у.т. (геологические/извлекаемые). Это крайне осторожная оценка. В этом регионе возможно открытие крупных месторождений с коллекторами смешанного типа при ведущей роли трещинной проницаемости, что обеспечит высокие дебиты скважин. Положительным моментом являются и небольшие глубины перспективных объектов – 900-4700 м.

В пределах передовых складок Урала выполнены сейсморазведочные работы МОГТ 1526 пог. км региональных профилей на площади 4000 кв. км. Плотность сейсморазведки составила 0.38 пог. км/кв.км. Оценены перспективы нефтегазоносности восьми локальных объектов, для пяти из них оценены ресурсы УВ кат. Д_{1лок} (по результатам работ 2012-2013гг ОАО «Удмуртгеофизика»).

Складчатый Урал – это резервный фонд углеводородов Оренбуржья.

МЕТАЛЛОГЕНИЧЕСКИЙ ПОТЕНЦИАЛ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ ОРЕНБУРЖЬЯ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ НЕФТЯНОЙ ГЕОЛОГИИ

Пономарева Г.А.

Оренбургский государственный университет, г. Оренбург

e-mail: galy.ponomareva@mail.ru

Важнейшей задачей нефтяной геологии является совершенствование методов поиска, разведки нефти и газа, более полного извлечения их из недр и комплексной переработки. Особенно это касается трудноизвлекаемых, тяжелых нефтей. Поиск решений проблемы генезиса углеводородных флюидов мог бы помочь приблизиться к решению этих задач, определив источники углеводородов (УВ), поскольку вопросы происхождения нефти, по-прежнему, остаются остро дискуссионными.

На кафедре геологии в лаборатории физических методов исследования Оренбургского государственного университета в течение ряда лет проводятся систематические исследования металлогении нефтей из месторождений западной части Оренбургской области.

Вполне естественно может возникнуть вопрос, а для чего надо определять и изучать содержание металлов в углеводородном сырье? Основания для изучения металлоносности УВ Оренбуржья автору представляются следующими.

1. Оренбургская область в структурно-тектоническом отношении занимает несколько необычное положение.

2. Протянувшись более чем на 800 км в широтном направлении, она захватывает юго-восточное окончание Восточно-Европейской платформы и южное окончание Уральского хребта со свойственной ему металлогенией (Cu, Au, Zn, Ni, Co и др.).

3. Одновременно, с рудными месторождениями, образовавшимися в вулканиках и вулканогенно-осадочных толщах Востока области, на её платформенной западной половине в терригенных и карбонатных коллекторах формировались *тысячи* залежей углеводородов.

4. Маловероятно, что грандиозные катаклизмы уральского масштаба не затрагивали осадочный палеозойский разрез запада землетрясениями, разломами фундамента, образованием структурных ловушек, оживлением гидротермальной деятельности, связанной с инъекциями мантийных флюидов, влияющих на состав **всех** затрагиваемых ими литологических разновидностей.

5. Так, расстояние от гигантского Гайского медноколчеданного месторождения до уникального Оренбургского газоконденсатного месторождения составляет всего 200 км. Эти изменения могли быть зафиксированы составом металльной компоненты и в углеводородном сырье в том числе.

Несмотря на распространенный взгляд об осадочно-миграционном происхождении нефти, необходимо принимать во внимание имеющиеся работы, где достаточно аргументированно обосновывается влияние эндогенных факторов на образование углеводородов и повышенных концентраций металлов в них (Маракушев А.А.; Золоев К.К., 2009; Иванов К.С. и др.), что нельзя не учитывать при анализе вопросов источников металлов в нефти и самих УВ флюидов в рассматриваемом регионе [1-4].

Оренбургские нефти могут представлять определенный интерес при решении этих вопросов в связи с установленными автором повышенными содержаниями благородных металлов (БМ) и ряда рудных металлов (Cu, Pb, Zn, Ni, Cr, V, Ti, Mo, Zr, Co, Mn, Ag, Au, Pd, Pt и др.), а также их парагенезисов в углеводородном сырье Оренбургской области (нефтегазовые месторождения, природные битумы и др.) [5-9].

Наибольший интерес в этом отношении представляют смолисто-асфальтеновые компоненты нефти. Концентрация смолисто-асфальтеновых веществ в нефти невелика (как и металлов), но именно они во многом определяют свойства нефти. При этом подавляющая часть металлов присутствует именно в смолах и асфальтенах. Авторские исследования металлогенического потенциала нефтей месторождений Оренбургской области показали прямую зависимость содержания ряда металлов от плотности нефти ($V_{0,5}$, $Co_{0,4}$, $Ni_{0,52}$ и $S_{0,68}$) [5] (что подтверждается и литературными данными), а плотность нефти определяется, как правило, содержанием именно смол и асфальтенов ($R=0,78$) [5].

Изучая структуру и состав этих веществ, формы нахождения металлов в них, можно приблизиться к пониманию путей формирования конденсированной органики, способов превращения ее в более низкомолекулярные соединения, что, в свою очередь, приведет к понижению плотности и вязкости, в том числе, и трудноизвлекаемой и тяжелой, высоковязкой нефти, а также поможет справиться с проблемами извлечения такого сырья из недр и переработкой тяжелых нефтяных остатков, попутно извлекая из них металлы.

Интенсивная добыча углеводородного сырья приводит к уменьшению доли запасов легких и средних нефтей в общем балансе углеводородного сырья. Особенно это характерно для развитых нефтедобывающих регионов, каким и является Оренбургская область. В связи с этим на повестку дня поставлен вопрос о возможности добычи трудноизвлекаемых и тяжелых, высоковязких нефтей [10], которые являются таковыми

вследствие обогащенности высокомолекулярной конденсированной органикой, то есть смолисто-асфальтовыми компонентами.

Изучение металлогенического потенциала Оренбургских нефтей стало возможным благодаря усовершенствованию высокоточных физико-химических методов анализа. Количественные определения металлов в нефти выполнены методом атомно-абсорбционной спектроскопии (ААС), на спектрометре МГА-915 на кафедре геологии Оренбургского государственного университета с применением собственных патентованных разработок [11]. Это обусловило неповторяемость результатов определения (более 500 элементопределений) и открыло пути к их углубленной статистической обработке. ААС метод позволяет определять широкий круг элементов и, именно, в концентрациях, типичных для металлов в нефти.

Нефтяные пробы отбирались испытателем пластов в терригенных и карбонатных коллекторах, разной, но тщательно контролируемой стратиграфической и структурно-тектонической принадлежности. Дополнительно план проб отбора учитывал гипотезу о глубинном источнике платиноидов в нефтях, что потребовало создания новых комбинаций анализов, характеризующих зоны тектонических нарушений и связанных с ними структур приразломного типа.

Опубликованные авторские данные по изучению геохимических особенностей и закономерностей распределения металлов, в том числе и благородных в нефтегазовых месторождениях, битумах, асфальтитах, и возможность их использования для решения задач нефтяной геологии кратко можно свести к следующему [5-9 и др.].

Обнаружение в нефти типично мантийных металлов – хрома, платины, палладия и ряда других металлов, парагенезис металлов $Ti + V + Zr + Ni$ с высокими концентрациями в нефти (ванадий – от 5 до 150 г/т, титан – от 10 до 200 г/т, цирконий от 10 до 30 г/т, никель от 1 г/т и ниже до 10 г/т (по результатам спектрального анализа)), ультрамафитовый характер распределения платиноидов ($Pt/Pd \approx 2$), значимые коэффициенты корреляции платины с другими БМ ($Au_{0,64}, Pd_{0,5}$) и ряд других данных, а также результаты статистической обработки результатов элементопределений позволили сделать вывод, подтверждающий возможную роль мантийной компоненты в благороднометалльной специализации металлоносности углеводородных флюидов Оренбургской части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. В пользу этой гипотезы свидетельствуют и следующие факты:

- совпадение повышенных концентраций БМ с вертикальной проекцией разрывных структур фундамента с выходом ультраосновных пород перидотит-пироксенит-габбро-норитовой формации (наличие пород доказано бурением со вскрытием кристаллического фундамента - Росташинская, скв. 171, 172, Тананыкская – 166, Твердиловская – 14 и др. согласно геологической карте кристаллического фундамента юго-востока Русской платформы [12]);

- особенностью магматических пород кристаллического фундамента платформенного Оренбуржья является выявленная его нефтегазоносность в ряде районов Бузулукской впадины. Так Ю.Н. Якименко (2008) приводит примеры таких площадей – Давыдовская площадь, скважина № 50, Сорочинский выступ, Ольховская – 778, Росташинская – 171 (получен приток нефти дебитом 1,8 м³/сутки) и др.;

- обогащенность 27 углеводородных месторождений Оренбургской области гелием (порядка 0,05 %, по данным А.Э. Конторовича и др., 2006) [13].

Однако, вместе с тем, методами математической статистики была выявлена некоторая специфичность распределения благородных металлов на уровне пластовой литологии, что даёт основание признавать влияние вмещающих коллекторов объективно существующим [5, 6].

Установлено также, что распределение платиноидов в нефтегазовых месторождениях Оренбургской области подчиняется разномасштабным пространственным и временным закономерностям их локализации в структурах платформенного чехла: структурно-тектонических зонах, нефтегазогеологических

районах и литолого-стратиграфических уровнях. Выделены две зоны, крайне резко отличающиеся концентрацией платины в нефтях. Граница зон имеет чёткие угловатые очертания и, возможно, имеет тектоническую природу. Она фактически проходит по границе, выявленной по результатам обобщенного анализа данных сейсморазведки (граница выклинивания рифей-вендских отложений, которые отсутствуют в большей части Бузулукской впадины) [12, 14, 15 и др.]. Полученные результаты свидетельствуют о влиянии геолого-структурных элементов на пространственное распределение платиноидов в нефтях. Это можно использовать при металлогеническом районировании территории платформенного и складчатого Оренбуржья, в том числе и по платиноидной специализации. В любом случае приведённые факты, по мнению автора, заслуживают дополнительного изучения.

Показана возможность использования характера распределения металлов в стратиграфических разрезах отдельных месторождений для процедуры корреляции продуктивных пластов [5, 6].

Сорта нефти с повышенным содержанием ванадия, никеля, титана, циркония и платиноидов могут оказаться перспективным видом органоминерального сырья.

Изучение геохимических особенностей распределения парагенезисов металлов в нефти в сочетании с геофизическими исследованиями, использование целого комплекса методов, может помочь продвинуться в вопросах изучения вещества в глубоких недрах земли, познать закономерности происхождения рудных полезных ископаемых, нефти, что, в конечном итоге, сделает геологоразведочные работы более эффективными, а, следовательно, увеличит ресурсную базу углеводородов, а возможно, и ряда металлов. Комплексное использование органоминерального сырья будет способствовать решению проблемы рационального природопользования.

Список литературы

1. Маракушев А.А. Геохимическая специфика нефти и происхождение ее месторождений / А.А. Маракушев, Б.И. Писоцкий, Н.А. Панях, Р.П. Готтих // Доклады АН, 2004. – Т. 398. – № 6. – С. 795 – 799.
2. Иванов К.С. Нефть – продукт ультрабазитовой мантии Земли / К.С. Иванов, Ю.Н. Федоров, Ю.В. Ерохин, В.Г. Кучеров, Л.А. Петров, О.Э. Погромская, А.Б. Шишмаков, К.Ш. Биглов // Сб. материалов III-ей международной конференции «Ультрабазит-базитовые комплексы складчатых областей и связанные с ними месторождения. Екатеринбург, ИГГ УрО РАН, 2009. – С. 200 – 202.
3. Золоев К.К. Прогнозно-минерагеническое районирование в формате кластерного анализа / К.К. Золоев // Литосфера, 2009, № 6. – С. 3 – 16.
4. Золоев К.К. Формирование и закономерности размещения углеводородов, генетически и пространственно связанных с твердыми полезными ископаемыми на территории западно-сибирской плиты / К.К. Золоев [и др.] Уральская геологосъемочная экспедиция. – Екатеринбург, 2012. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.ugse.ru>. Дата обращения 12.02.2013.
5. Пономарева Г.А. Региональные закономерности распределения платиноидов в Оренбургской части Южного Урала: автореф. дис... канд. геол-мин. наук: 25.00.11. – Екатеринбург, 2013. – 23 с.
6. Пономарева Г.А. Микроэлементный состав нефти Оренбургских месторождений / Г.А. Пономарева, П.В. Панкратьев, А.А. Хальзов. – Вестник Оренбургского гос. университета, № 1. – Оренбург: ОГУ, 2012. – С. 125 - 131.
7. Пономарева Г.А. Геохимические особенности распределения благородных металлов в нефтегазовых месторождениях Оренбургской области / Г.А. Пономарева // Вестник Оренбургского государственного университета. – Оренбург: ОГУ, 2015. – № 7. – С. 167-172.
8. Пономарева Г.А. Закономерности пространственного распределения платины и палладия в нефтегазовых месторождениях Оренбургской области / Г.А. Пономарева, И.А. Никифоров // Известия высших учебных заведений. Горный журнал. – Екатеринбург, 2015 № 7. С. 28-34.

9. Пономарева Г.А. Металлогеническая специализация нефтегазовых месторождений Оренбургской части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции и возможность извлечения металлов из углеводородного сырья / Г.А. Пономарева // Университетский комплекс как региональный центр образования, науки и культуры: сб. статей международной научно-методической конференции. – Оренбург: ООО ИПК, 2018. – С. 1081-1084.

10. Грачев И.Д. Высоковязкие нефти и природные битумы: проблемы и повышение эффективности разведки и разработки месторождений // Экологический вестник России, № 6, 2014. С. 4.22-27.

11. Пономарева Г.А. Патент № 2409810 РФ МПК⁵¹ G01N 31/00 Способ разложения проб при определении благородных металлов в углеродистых породах / Г.А. Пономарева, П.В. Панкратьев; 2011. – Бюл. № 2. – 7 с.

12. Галимов А.Г. Абсолютный возраст кристаллических пород докембрия юго-восточной части Волго-Уральской антеклизы / А.Г. Галимов, С.П. Макарова // Геология и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений Оренбургской области: научные труды компании «ОНАКО» и «ОренбургНИПИнефть». – Оренбургское книжное издательство, 2001. – Выпуск 3. – С. 42 – 54.

13. Конторович А.Э. Сырьевая база и перспективы развития гелиевой промышленности России и Мира / А.Э. Конторович, А.Г. Коржубаев, Л.В. Эдер // Минеральные ресурсы России. Экономика и Управление. – М.; 2006. - № 2. – С. 17 – 24.

14. Геологическое строение и нефтегазоносность Оренбургской области / Под ред. А.С. Пантелеева и Н.Ф. Козлова. – Оренбург: Оренбургское книжное издательство, 1997. – 272 с.

15. Соколов А.Г. Выделение и трассирование тектонических нарушений по данным сейсморазведки и прогнозирование приразломных ловушек в платформенном Оренбуржье: монография / А.Г. Соколов; Оренбургский гос. ун-т. – Оренбург: ОГУ, 2010. – 205 с.

ГАЗОВЫЕ ГИДРАТЫ

Ратникова Н.С.

Оренбургский государственный университет, г. Оренбург

e-mail:nata.ratnikova.96@mail.ru

В настоящее время традиционные источники углеводородов все активнее истощаются, и этот факт заставляет человечество задуматься об энергетике будущего. Поэтому векторы развития многих игроков на международном нефтегазовом рынке направлены на освоение месторождений нетрадиционных углеводородов.

Вслед за «сланцевой революцией» резко возрос интерес и к другим видам нетрадиционного природного газа таких, как газогидраты (ГГ) (рис. 1).



Рис.1 – Газогидрат

Газовые гидраты (также гидраты природных газов или клатраты) – кристаллические соединения, удерживающие внутри своего соединения молекулу метана или другого углеводородного газа. Название «клатраты» (от лат. *clat(h)ratus* — «закрытый решёткой, посаженный в клетку»), было дано Пауэллом в 1948 году. Гидраты газа относятся к нестехиометрическим соединениям, то есть соединениям переменного состава.

Внешне они очень похожи на снег или рыхлый лед, который внутри себя таит энергию природного газа. Газовые гидраты образуются при определенных температурах и давлениях, что дает возможность существовать такому «льду» в плюсовых температурах.

Благодаря своим уникальным свойствам, а именно – высокой удельной концентрации метана в соединениях, большой распространённости по побережьям, природные газогидраты с середины XIX века считаются основным источником углеводородов на Земле, составляя примерно 60% от общего объема запасов. Странно, не правда ли? Ведь мы привыкли слышать из СМИ только о природном газе и нефти, но, возможно, в перспективе 20–25 лет борьба будет идти уже за другой ресурс.

Для понимая всей масштабности газогидратных залежей, скажем, что, например, общий объём воздуха в атмосфере Земли в 1,8 раза меньше предположительных объёмов газогидратов. Основные скопления газогидратов расположены в непосредственной близости к полуострову Сахалин, шельфовых зонах северных морей России, северном склоне Аляски, вблизи островов Японии и южном побережье Северной Америки.

В России содержится около 30 000 трлн. куб. м. гидратного газа, что на три порядка превышает объемы традиционного природного газа на сегодняшний день (32,6 трлн. куб. м.).

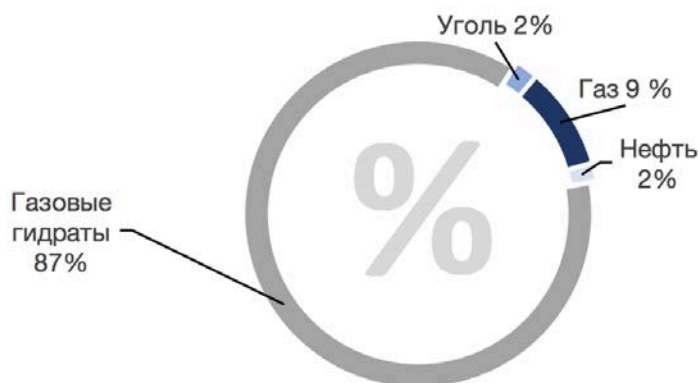


Рис.2 – Соотношение разведанных запасов основных источников углеводородов в России, млрд. т. н. э.

Важной проблемой является экономическая составляющая при разработке и коммерциализации газовых гидратов, так как сегодня их добывать достаточно дорого.

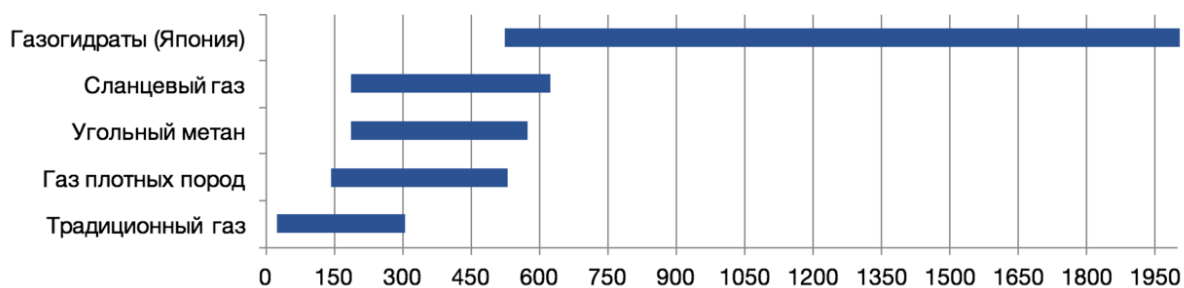


Рис. 3 – Стоимость добычи природного газа из различных видов месторождений, \$ (2013) /тыс. куб. м.

Добывать клатраты сегодня можно различными способами. Есть две основными группы методов — добыча в газообразном состоянии и в твердом состоянии.



Рис.4 – Методы добычи газовых гидратов

Наиболее перспективной является добыча в газообразном состоянии, конкретно метод разгерметизации. Вскрывают залежь, где располагаются газогидраты, давление начинает падать, что выводит «газовый снег» из равновесия, и он начинает распадаться на газ и воду. Данную технологию уже применили японцы в своем пилотном проекте.

Российские проекты по исследованию и разработке газовых гидратов начались еще во времена СССР и считаются фундаментальными в данной области. Так как открытие большого числа традиционных месторождений природного газа отличается экономической привлекательностью и доступностью, все проекты были приостановлены, а накопленный опыт перешел к зарубежным исследователям, оставляя не у дел многие перспективные разработки.

Малоизвестный, но очень перспективный энергоресурс можно применять не только для топки печей и приготовления пищи. Результатом инновационной деятельности можно считать технологию транспортировки природного газа в гидратном состоянии (HNG). Звучит очень сложно и страшно, но на практике все более, чем понятно. Человек придумал «упаковывать» добытый природный газ не в трубу и не в резервуары танкера СПГ (сжижение природного газа), а в ледяную оболочку, проще говоря – делать искусственные газовые гидраты для транспортировки газа к потребителю.

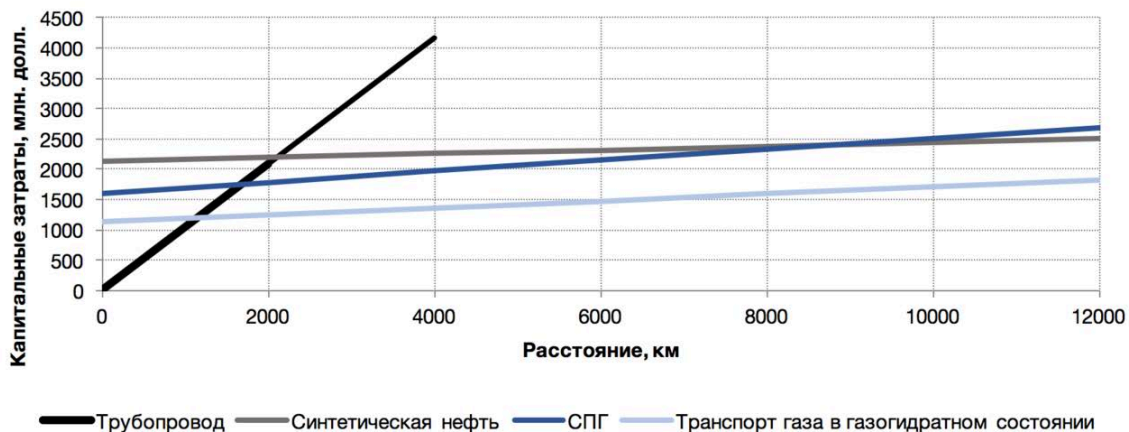


Рис. 5 – Капитальные затраты на организацию транспорта 4-х млрд. куб. м. природного газа по различным типам технологий.

При сопоставимых объемах поставок товарного газа эти технологии потребляют на 14% меньше энергии, чем технологии сжижения газа (при перевозке на небольшие расстояния) и на 6% меньше при перевозках на расстояния в несколько тысяч километров, требуют наименьшего снижения температуры хранения (-20 градусов С против -162). Обобщая все факторы, можно сделать вывод – газогидратный транспорт экономичнее транспорта в сжиженном состоянии на 12–30%.

Подводя итоги, можно сказать, что газовые гидраты являются основным энергоресурсом будущего в мировом масштабе, а также несут колоссальные перспективы для нефтегазового комплекса нашей страны. Но это очень дальновидные перспективы, эффект от которых мы сможем увидеть через 20, а то и через 30 лет, не ранее.

Не принимая участие в масштабной разработке газовых гидратов, российский нефтегазовый комплекс может столкнуться с некоторыми значительными рисками. Увы, сегодняшние низкие цены на углеводороды и экономический кризис все больше и больше ставят под вопрос исследовательские проекты и начало промышленной разработки газовых гидратов, особенно в нашей стране.

Список литературы

1. А.Е. Воробьев, В.П. Малюков. Газовые гидраты. Технологии воздействия на нетрадиционные углеводороды. – М.:РУДН, 2009. – С. 194.
2. Истомина В.А., Якушев В.С. Газовые гидраты в природных условиях. – М.: Недра, 1992. – 236 с.
3. Дж. Кэрролл. Гидраты природного газа / Пер. с англ. – М.: Издательство «Технопресс», 2007. – 316 с.

ВЫДЕЛЕНИЕ ОБЪЕКТОВ РАЗРАБОТКИ С ЦЕЛЬЮ ИХ ИНТЕНСИФИКАЦИИ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Рахмаев Л.Г.

*НГДУ «Азнакаевскнефть», ПАО «Татнефть», г. Азнакаево
e-mail: azn09sg@tatneft.ru*

Изучаемыми объектами разработки (ОР) являются терригенные коллектора Восточно-Ленинградской площади Ромашкинского месторождения.

В основу генеральной схемы разработки Восточно-Ленинградской площади положен принцип расчленения её продуктивного объекта (Д1) на пять блоков.

В процессе исследования влияния системы ППД на эффективность разработки эксплуатационных блоков была собрана и проанализирована совокупность данных по пяти блокам Восточно-Ленинградской площади Ромашкинского месторождения, полученных за период их разработки с 2006 по 2014 годы.

На рис. 1 приведены результаты, иллюстрирующие динамику текущего КИН от величины коэффициента промывки (КП). Из приведенных графиков видно, что они отражают тенденцию роста текущего КИН за период с 2006 по 2014 годы. При этом обращает на себя внимание, что по некоторым блокам тенденция роста текущего КИН практически замедлилась (достигла предела) (блоки 1, 2), а по остальным - тенденция роста еще сохраняется.

Оценка величины отставания текущего КИН от планового значения приведена на рис. 2. В зависимости от величины расхождения фактического и планового КИН, график, можно условно разбить на 3 группы, в зависимости от средней величины расхождения:

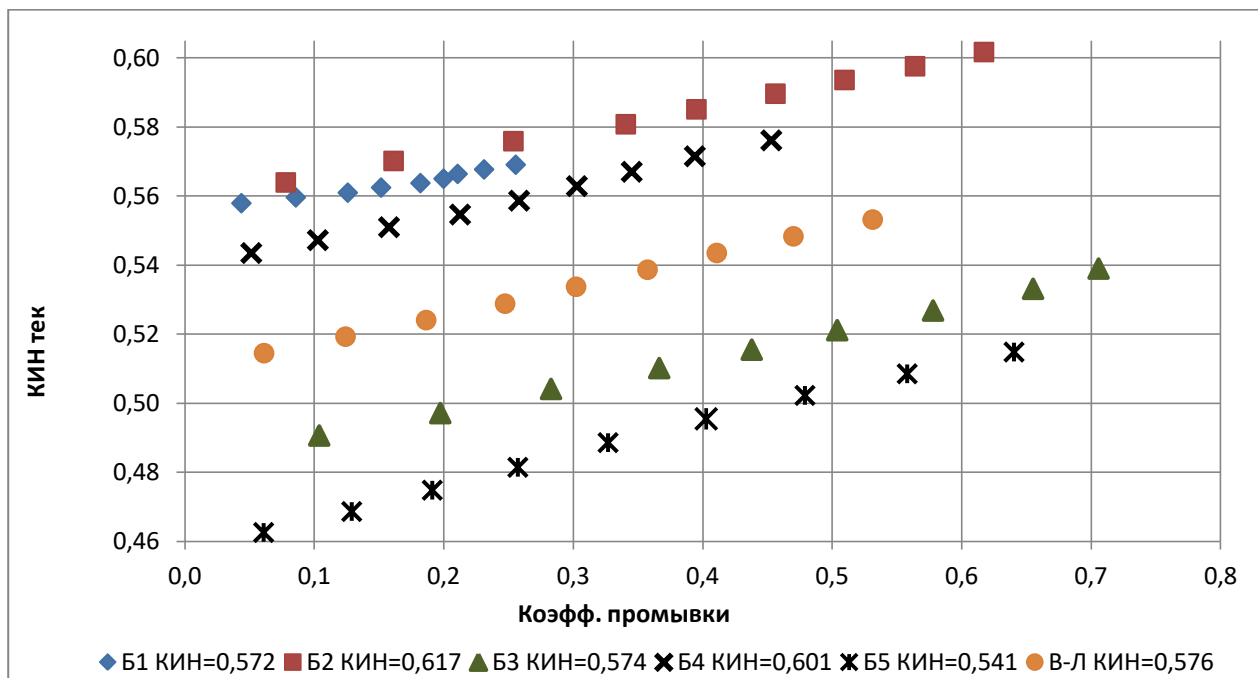


Рис. 1– Зависимость величины текущего КИН от коэффициента промывки по блокам Восточно-Ленинградской площади с 2006 по 2014 годы

Группа 1 – характеризуется расхождением в пределах 2,5%;

Группа 2 – характеризуется расхождением в пределах 5%;

Группа 3 – характеризуется расхождением свыше 6%

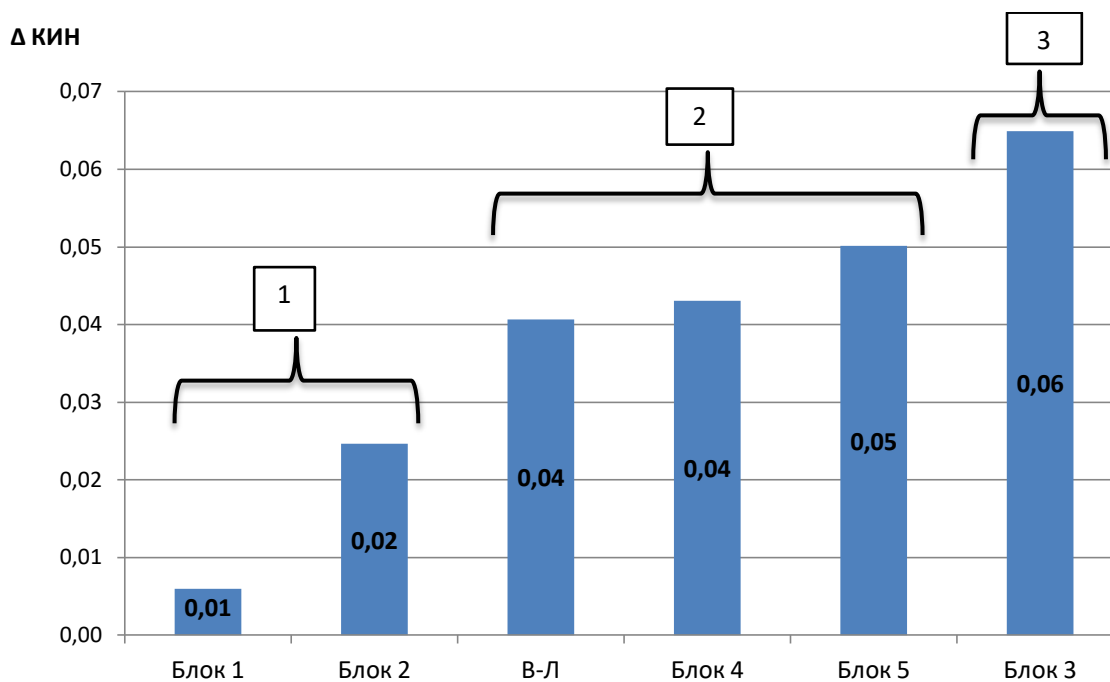


Рис. 2 – Расхождение фактического КИН от планового по блокам Восточно-Ленинградской площади (В-Л – усредненный параметр по 5 блокам)

Такая разбивка на группы позволяет выделить проблемные блоки на Восточно-Ленинградской площади, где начали проявляться тенденции образования трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ), и уделить им особое внимание в плане более строгого

контроля за режимом их разработки и своевременном принятии соответствующих мер. Так, например, полученные результаты позволяют сделать вывод, что технология разработки блока 3 Восточно-Лениногорской площади требует существенного пересмотра.

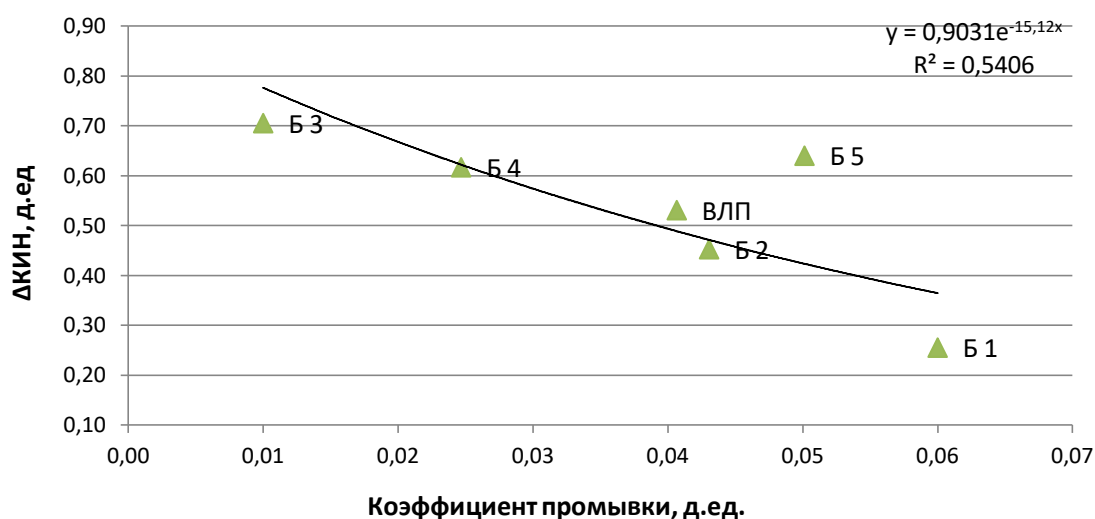


Рис. 3 – Зависимость величины расхождения фактического и планового КИН от Коэффициента промывки по блокам Восточно-Лениногорской площади

На рис. 2 приведена зависимость величины расхождения между текущим и плановым КИН для каждого из пяти блоков площади от коэффициента промывки. Из данной зависимости следует, что имеется тесная корреляционная связь между величиной коэффициента промывки и величиной расхождения КИН для подавляющего большинства из пяти блоков (1,2,3,4 и площади в целом), исключение составляет блок 5, что требует дополнительного изучения причин его аномального поведения.

Выводы:

- 1) КЭЗ и КИВ отражают технологическую эффективность системы ППД при добыче нефти в различных геолого-физических условиях.
- 2) Группирование блоков Восточно-Лениногорской площади по величине расхождения текущего и планового КИН позволяет выявить проблемные блоки с целью обеспечения более эффективной их разработки на ближайшую перспективу.
- 3) Коэффициент промывки является критерием оценки эффективности системы «закачка-добыча».
- 4) Обеспечение высокой эффективности системы ППД может быть достигнуто на основе постоянного мониторинга коэффициента промывки и его своевременной корректировки в зависимости от динамики текущего КИН.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ИСПЫТАНИЙ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ СВОЙСТВ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СМЕСЕЙ

Рязанцева О.В.

ООО «ВолгоУралНИПИгаз», г. Оренбург

lmamoshina@vunipigaz.ru

В процессе разработки и эксплуатации газоконденсатных месторождений возникает необходимость прогнозирования изменения фазового состояния пластового флюида. Моделирование фазового поведения пластового газа или газоконденсатной смеси осуществляют с использованием PVT-модели на основе уравнения состояния. Прогнозирование состава и свойств пластового газа проводят на основе использования

результатов комплексного исследования газоконденсатной характеристики углеводородов. Требуемая точность и достоверность описания фазового состояния и поведения пластового газа, выполняемого с использованием расчетных методов, обеспечивается адаптацией параметров создаваемой PVT-модели пластового газа по данным газоконденсатных исследований залежей. В процессе экспериментальных термодинамических исследований фазового поведения пластового газа определяют параметры состояния пластового газа или газоконденсатной смеси и прогнозируют изменение газоконденсатной характеристики углеводородов в процессе разработки. Объем информации, необходимый для создания PVT-модели пластового газа, формируется в зависимости от поставленных целей и задач моделирования. Достаточным является объем, включающий в себя условия залегания, результаты термодинамических экспериментальных исследований, компонентно-фракционный состав, свойства компонентов и фракций. Ранее, в качестве исходных данных, использовались: компонентный состав C1-C5+, полученный на хроматографическом комплексе Цвет 800, и фракционный состав по Энглеру. PVT-модели, построенные на основе этих данных, были менее точными и достоверными. В настоящее время реализован метод определения компонентно-фракционного состава на производственно-аппаратном комплексе «Хроматэк Кристалл 5000» с пламенно-ионизационным детектором и детектором по теплопроводности. Благодаря использованию этого комплекса в работе, мы получаем не только компонентный состав анализируемой пробы до C44, но и автоматически рассчитанные зависимости процента отгона от температуры перегонки, плотность, компонентный, групповой и фракционный состав. В качестве газа-носителя используется гелий. Разделение смеси осуществляется на капиллярной и насадочной колонках в условиях программирования температуры термостата с начальной температурой колонок 0°C, что дает лучшее деление растворенных газов и легкой части углеводородной жидкости.

В данном хроматографическом комплексе реализован инновационный метод захлаживания пробы. Термостат колонок охлаждается за счет циркуляции воздуха через систему захлаживания. Преимущество используемого принципа воздушного охлаждения в том, что максимальная температура термостата колонок хроматографа не ограничивается температурой кипения хладагента. В системе захлаживания не происходит намерзания значительного количества инея на радиаторе, т.к. воздух циркулирует в герметичном пространстве. Минимальная температура термостата при работе с системой захлаживания составляет минус 5°C. Для работы системы не требуется расходуемый криоагент (жидкий азот, углекислота).

На рисунках 1 и 2 представлены хроматограммы газового конденсата, полученные на хроматографе Цвет 800 и производственно-аппаратном комплексе «Хроматэк Кристалл 5000» соответственно.

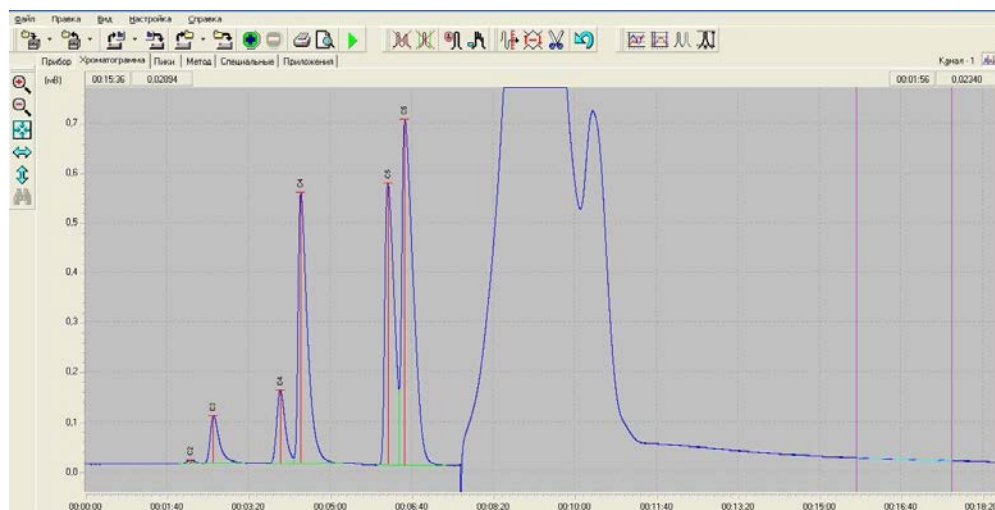


Рис. 1 – Хроматограмма газового конденсата, полученная на хроматографе Цвет 800

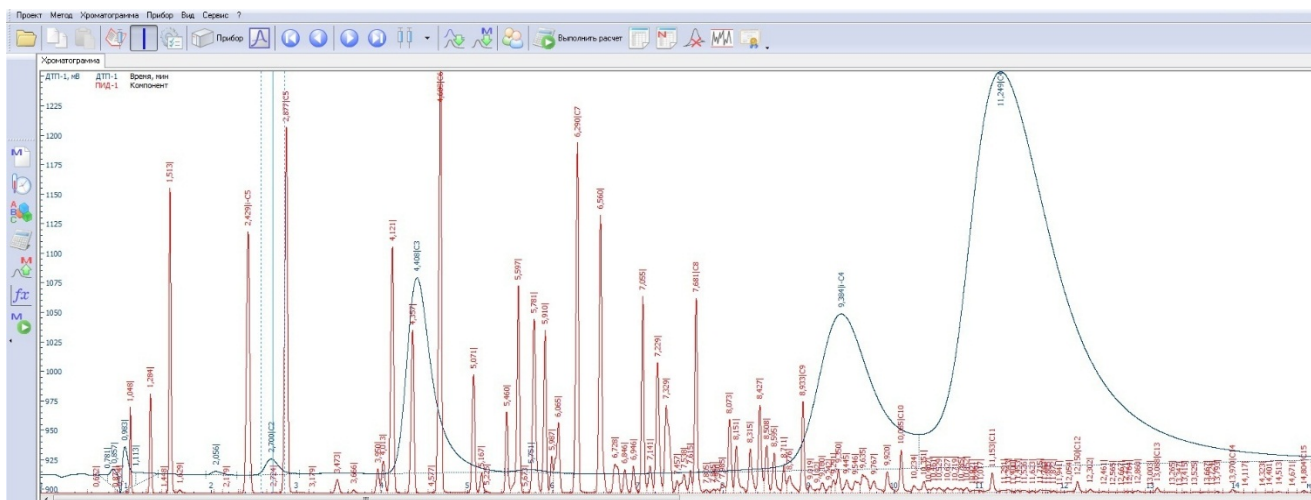


Рис. 2 – Хроматограмма газового конденсата, полученная на производственно-аппаратном комплексе «Хроматэк Кристалл 5000»

Ранее углеводороды тяжелее C_5 можно было представить только в виде группы C_{5+} . Сейчас углеводородный состав пробы может быть представлен в компонентно-фракционном (C_1 - C_5 и фракции, выкипающие в диапазоне от $45^{\circ}C$ до $540^{\circ}C$) либо в компонентно-групповом (C_1 - C_5 и группы C_6 - C_{12+}) виде. Представление состава пробы в компонентно-фракционном виде является предпочтительным, так как в этом случае погрешность определения отдельных компонентов фракций минимальна. Компонентно-фракционный состав пробы газового конденсата представлен на рисунке 3.

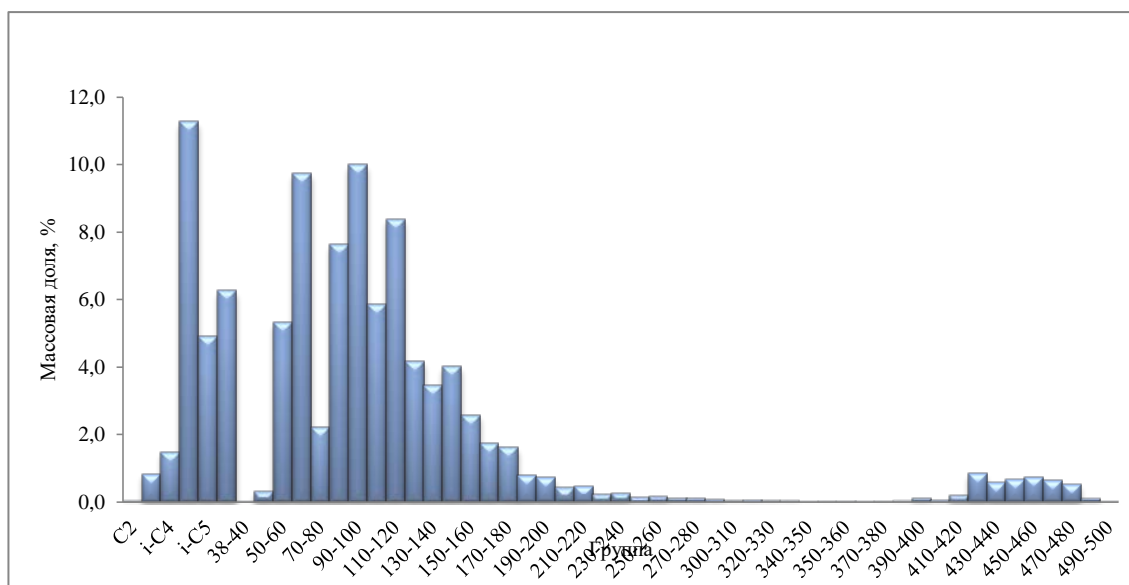


Рис. 3 – Компонентно-фракционный состав конденсата

В результате обработки хроматограммы мы получаем не только компонентный состав анализируемой пробы, но и автоматически рассчитанные зависимости процента отгона от температуры. Это стало возможным благодаря использованию метода имитированной дистилляции. Имитированная дистилляция – это техника газохроматографического анализа, используемая для симуляции результатов разгонки многокомпонентных углеводородных смесей в ректификационной колонне. Зависимость процента отгона от температуры перегонки представлена на рисунке 4.

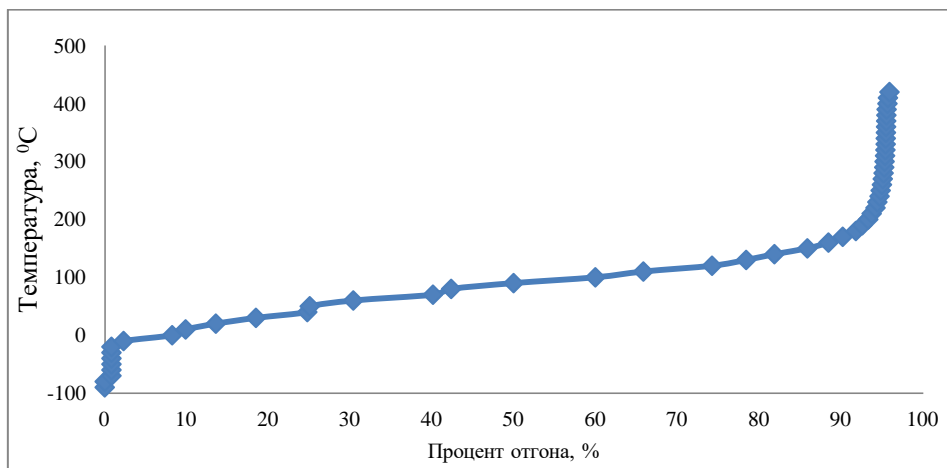


Рис. 4 – Зависимость процента отгона от температуры перегонки

Метод имитированной дистилляции с помощью газовой хроматографии позволяет проводить анализ нефтяных продуктов не только быстрее и с большей степенью точности, но и требует для осуществления меньшего количества анализируемых веществ. Таким образом, используя в работе производственно-аппаратный комплекс «Хроматэк Кристалл 5000», мы получаем в короткий срок максимальное количество показателей, а именно: компонентный состав анализируемой пробы, автоматически рассчитанные зависимости процента отгона от температуры перегонки, плотность, компонентный, групповой и фракционный состав. Применяя полученные данные, можно построить более точную PVT-модель и, соответственно, сделать более точный прогноз изменения фазового состояния пластового флюида.

Список литературы

1. Изучение газоконденсатной характеристики скважин и месторождений. Адаптация моделей фазового поведения пластового газа для программно-аналитических комплексов на основе результатов экспериментальных исследований Р Газпром 2-3.1-859-2014.
2. Пластовый газ. Определение компонентно-фракционного состава. СТО Газпром 5.40-2011.

К ВОПРОСУ ОБВОДНЕНИЯ СРЕДНЕКАМЕННОУГОЛЬНОЙ ЗАЛЕЖИ ОНГКМ

*Савинкова Л.Д., Алиханова М. Т.,
г. Оренбург, ОГУ, кафедра геологии*

В 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., год максимальной добычи 48 млрд. м³ (1979-1984 гг.), за 2010 год добыто газа 17,7 млрд м³, добыча в настоящее время 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 скв.74 (УКПГ 6) обводнилась в августе 1974 г, скв. 506, 520 – в 1976 г.

Продуктивная толща залежи с этажем газоносности более 520 м неоднородного строения по вертикали и латерали, 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, было обусловлено технологическими и техническими особенностями ее эксплуатации.

На первом этапе эксплуатации залежи было отмечено избирательное продвижение пластовых вод. Активное водопроявление по значительному количеству скважин 70-х годов было связано с неравномерностью выработки запасов, с локальными площадными и межпластовыми перетоками. В 1979 г. было выделено три эксплуатационных объекта основной залежи и созданы условия для регулирования их отработки. Что послужило к концу 80-х годов выдвинуть на первый план задачу создания регулируемой системы разработки и построения в дальнейшем постоянно-действующей модели (ПДМ) залежи, [1]. Наметились тенденции замедления темпов отборов и снижения темпов обводнения отдельных зон. Первоначально геологическая модель залежи рассматривалась массивного типа, был проявлен газовый режим работы залежи, продвижение воды по трещинам.

Изучением водоносного бассейна, формирования газонасыщенной толщи залежи, влияние цикличности литогенеза при образовании коллекторов, характера отработки и обводнения залежи (1988 г.) занимался Савинков А.В., [2]. Пласты-коллекторы имели выход в водоносный бассейн, в основном, на северном крыле (УКПГ 7). Обводнение происходило на первых порах по наиболее проницаемым прослоям коллекторов, а также позднее по порово-трещинным коллекторам (скважины №№185, 183, 520 и др.), 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.

Реализовывалось равномерное размещение скважин по техсхеме разработки (2004 г.) и проекту доразработки (2005 г.), эксплуатация с открытым забоем, вскрытие осуществлялось не доходя 50 м до принятого газо-водяного контакта (ГВК). Сложившаяся изначально система эксплуатации не позволяла контролировать обводнение сложнопостроенной залежи с этажом продуктивности до 520 м с тремя объектами эксплуатации, вскрытых различным числом скважин по разрезу.

Задача контроля активностью водоносного бассейна, уточнения положения ГВК по скважинам в отдельных зонах в 80-х годах была главной. Был открытым вопрос о конструкции скважин (открытый или закрытый забой). В условиях активного водоносного бассейна, большого этажа газоносности, неоднородности ФЕС по разрезу и площади (более 120 км), была нежелательна конструкция скважин с открытым забоем. Неуправляемая отработка отдельных высокопроницаемых или трещиноватых зон в разрезе создала предпосылки для увеличения темпов обводнения скважин в центральной части залежи. Доля добычи газа в общей добыче залежи по УКПГ по обводненным скважинам представлена на рис. 1.



Рис. 1– Доля добычи газа обводненными скважинами по УКПГ на 01.01.2008 г.

Скважины, выносящие более 50 м³/сут воды: 188, 455, 8026, 106, 119, 185, 168, и др. Наибольшее количество обводнившихся скважин расположено на УКПГ 2, 3, 9, 12, 14, рис. 2.

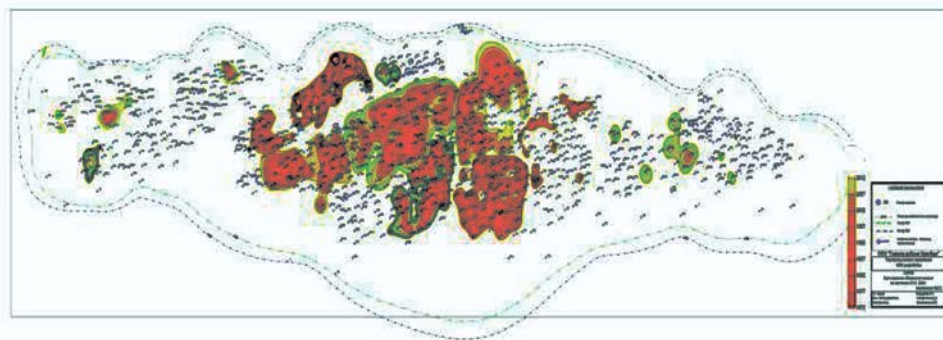


Рис. 2 – Карта обводнения залежи на 01.01.2010 г.

Создание трехмерной постоянно-действующей модели (ПДМ) к 2008 г. и локальных моделей ПДМ залежи позволило принять решение для снижения темпов обводнения в скважинах, использовать закрытую конструкцию забоя с выборочной, селективной перфорацией и изоляционными работами. Часть фонда скважин начала работать с совместным вскрытием одного, двух и трех объектов эксплуатации, в том числе с открытым стволом (в основном поисково-разведочных скважин), что могло спровоцировать рост обводнения в некоторых зонах.

Геолого-геофизическими, промысловыми исследованиями доказано, что внедрение подошвенных вод в залежь происходит под действием перепада давления по системе преимущественно субвертикальных трещин. Эффективность РИР, проводимых по скважинам, составляет в среднем 30%. Невозможность и несвоевременность проведения изоляционных работ по поступлению пластовой воды могли спровоцировать резкое обводнение скважин к 2005-2010 гг.

Проведение мероприятий по интенсификации притока газа к концу 90-х годов, в т.ч. ГРП (гидроразрыв пласта) в коллекторах с пониженными ФЕС способствовало образованию вторичной трещиноватости, что также могло послужить причиной преждевременного продвижения пластовых вод по трещинам к забою скважин, [3]. В настоящее время часть скважин простаивает из-за обводнения. Поступление воды, возможно, осуществляется в пласты с пониженным давлением (80 атм), это предположение. Ремонтно-изоляционные работы, бурение добывающих скважин, дополнительных стволов и горизонтальных скважин, пульсирующий режим работы которых кардинально задачу обводнения решить не могут. Проблема увеличения безводного периода работы скважин залежи, контроля за характером отработки, изоляции водопритока важные задачи, [4]. Изучение неоднородности ФЕС по разрезу и площади в зоне ГВК особенно имеет значение для понимания и регулирования обводнения залежи.

Выводы

1. Залежь неоднородного строения по вертикали и латерали, с этажом газоносности в 520 м, со сложными условиями формирования различных типов коллекторов. По данным ряда исследований обводнение центральной части среднекаменноугольной залежи связано с простираемостью зоны по площади и разрезу повышенной трещиноватости карбонатных пород.

2. Залежь представляется массивно-пластового типа больших размеров. Разработка находится в третьей стадии, сопровождается неравномерностью отработки по разрезу и площади, интенсивным обводнением некоторых зон центральной части залежи. Обводнение залежи связано с коллекторами, имеющими улучшенные ФЕС, которые отрабатываются в первую очередь. Очаговый характер водопроявления может быть связан с внедрением подошвенных вод по системе субвертикальных трещин, что подтверждается данными ГИС и ГДИ.

3. Трудности технологического и технического характеров по выделению интервалов водопроявления в скважинах методами ГИС контроля и слабая эффективность изоляционных работ.

Список литературы

1. Гладков А.Е., Политыкина М.А. Геология нефти и газа. 1983 г. вып. №11. – 57-60 с.
2. Деркач А.С., Савинков А.В, Чурикова В.Н. Состояние процесса обводнения основной г/к залежи. – Уфа: РИЦ Башкирского университета, 1999 г. – 12-14с.
3. Корценштейн В.А. Нарушение равновесия природных флюидальных систем при разработке газовых и газоконденсатных месторождений. – М., Недра, 1980 г. – 224 с.
4. Савинков А.В. Изучение влияния особенностей геологического строения на процессы отработки и обводнения крупных сложнопостроенных залежей: (на примере ОНГКМ): автореферат

НЕКОТОРЫЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ВКЛЮЧЕНИЙ В МИНЕРАЛАХ

Савилова Е.Б., Швырев А. П.

*Оренбургский государственный университет (ОГУ), г. Оренбург
e-mail: saviлова-2006@yandex.ru*

Неоднородность минералов может быть связана с присутствием в минерале инородных тел – включений. По агрегатному состоянию эти тела бывают твердыми, жидкими и газообразными. Систематическое исследование включений, начавшееся в прошлом веке, привело к развитию различных методов их изучения. [2, 4, 5] Большинство редкометальных минералов в породах и рудах образуют включения. Их изучение важно и при исследовании аксессуарных минералов, эффузивов, метамиктных минералов, тонкодисперсных минералов осадочных породах, корах выветривания и зонах окисления месторождений.

Для изучения химического состава микровключений были разработаны различные методы (схема 1). [1, 2, 6]



Схема 1 – Основные методы химического состава включений

Основным методом определения химического состава включений связаны со вскрытием вакуолей. Метод делится на две части: исследование общего состава и исследование отдельных включений. Также важно четко представлять, что служит объектом исследования - содержимое включений или водная вытяжка солей из них.

Для определения химического состава растворов включений широко используется метод водной вытяжки. Для ее получения обломки кристаллов, содержащие газовойжидкие включения, дробятся различными способами, в ходе чего включения вскрываются. После этого раздробленный материал подвергается выщелачиванию водой при различных температурах. Вода растворяет соли, содержащиеся во включениях, а полученный раствор анализируется [1, 3, 6].

Существует еще один способ изготовления водной вытяжки. Перед дроблением обломки кристаллов нагревают до температуры, меньшей температуры гомогенизации находящихся в них включений в течение некоторого времени. Затем температуру повышают до значений, больших температуры гомогенизации включений, и делают небольшую выдержку, быстро поместить навеску в ступку, раздробить и провести выщелачивание водой. При таком способе проведения вытяжки в нее перейдет вещество, отложившееся на стенках включений после их консервации, которое в ходе обычной вытяжки в раствор не переходит [1, 2].

Химический анализ водной вытяжки не всегда дает данные по количественному содержанию ионов в растворе включений. Для этого нужно знать количество воды, содержащейся во включениях. Количество жидкости обычно определяется путем прямого определения воды в исследуемом материале или по потере в весе при прокаливании. Зная количество воды, приходящееся на 100 г исследуемого материала, и количество солей, выщелоченных водной вытяжкой из такой же навески, можно рассчитать концентрацию ионов в растворе включений и общую концентрацию в нем солей.

Методы непосредственного изучения химического состава содержимого включений предусматривают определение состава жидкой, газовой и твердой фаз. Для твердых фаз включений устанавливаются их кристаллографические и кристаллооптические свойства, а также с помощью микрохимических реакций, наличие в них важнейших компонентов. Твердые фазы, которые можно извлечь из включений, могут исследоваться спектрографически. Совокупность всех этих сведений позволяет в большинстве случаев точно определить название минерала. [2, 6]

Непосредственный анализ жидкой фазы включений выполняется путем микрохимического анализа, проводимого либо прямо в полости включения, либо вне её, после вскрытия включений. Вскрытие включений, отбор жидкой фазы и анализ ее обычно проводятся под микроскопом с помощью микроманипулятора.

В ходе изучения химического состава газовой фазы включений основные трудности и возможности возникновения ошибок содержит в себе не сам газовый анализ, а способ извлечения газа из минералов или пород.

Наиболее проверенный способ, с помощью которого извлекают газы из пород и минералов – это нагревание их до температуры растрескивания содержащихся в них включений. Этот способ является одновременно и простым и наиболее неточным. Поэтому были созданы поправки к этому методу, которые предусматривают сведение погрешностей к минимуму, а именно:

1. Кварцевая ампула, в которой ведется нагревание навески, помещается в специальную систему, где в ходе всего эксперимента поддерживается вакуум. Наличие вакуума вокруг ампулы устраняет возможность проникновения в нее газов извне.

2. Для устранения диффузии газов через стенки ампулы удаляются выделяющиеся газы, откачивая их с помощью насоса.

3. Температура растрескивания навески должна достигаться за минимально короткий период (3-5 мин). Это уменьшает возможность реакции газов между собой в нагретой ампуле.

Наиболее достоверные результаты по химическому составу газовой фазы включений дает метод извлечения путем раздавливания их с помощью особого устройства в среде безводного глицерина. Вскрывая достаточное количество включений, получают в глицерине пузырек газа, имеющий объем, необходимый для проведения анализа. При этом возможность выделения посторонних газов ничтожно по сравнению с теми, которые дает способ нагревания

Косвенные (без вскрывания вакуолей) методы изучения химического состава включений сводятся к определению физических свойств минералов-узников. Эти методы отличаются от описанных выше тем, что вакуоль остается невскрытой. Чаще всего исследуют маточные растворы, измеряя показатели преломления и температуру замерзания включений. По температуре замерзания можно определить процентное соотношение солей во включениях [1, 2, 6].

Итак, методы химического анализа состава включений позволяют исследователям уточнить состав и генезис минералов. Знание химического состава минеральных микровключений имеет большее значение в связи с повышенным интересом применения редкометального сырья в различных отраслях промышленности.

Список литературы

1. Ермаков, Н.П. Геохимические системы включений в минералах. М.: Недра. 1972. – С. 376.
2. Плечов, П.Ю. Методы изучения флюидных и расплавных включений – М.: «КДУ». 2014. – С. 54.
3. Реддер, Э. Флюидные включения в минералах. М.: Мир. 1987. Т.1. – С. 558.
4. Савилова, Е. Б. К вопросу о фазовом составе включений // «Университетский комплекс как региональный центр образования, науки и культуры» – материалы Всероссийской научно-методической конференции : 31 января-2 февраля, – Оренбург, ОГУ, 2018. – С. 1109–1110.
5. Савилова, Е.Б. Швырев А.П. О консервации включений в минералах //Шаг в науку, – Оренбург, ОГУ, 2018. – № 3. – С. 117–121.
6. Хитаров Д.Н. Изучение состава и других особенностей газовой-жидких включений в минералах на современном этапе. М.: Наука, 1965. – С. 74-249.

ОСОБЕННОСТИ МИНЕРАЛА РИНГВУДИТА

Савилова Е.Б., Ханнанова Ф.Ф.

*Оренбургский государственный университет (ОГУ), г. Оренбург
e-mail: savilova-2006@yandex.ru*

В 2014 году канадским ученым удалось впервые установить наличие воды в редком минерале рингвудите, который представлен в виде вкраплений в миниатюрном алмазе. Грэм Пирсон из Альбертского университета в Эдмонтоне (Канада) и его коллеги, изучая алмазы, вынесенные на поверхность с вулканической лавой, обнаружил в них признаки присутствия этого уникального минерала [3,6].

«Это зернистая порода, и вода выделяется в пространстве между конкрециями, как будто минерал потеет», – говорит Стивен Джейкобсон [4]. Ему и его команде с помощью сейсмометров удалось обнаружить этот минерал. Они использовали 2000 сейсмометров по всей территории Северной Америки, которые изучали сейсмические волны, порождённые более 500 землетрясениями. Эти волны перемещаются по «внутренностям» Земли (в том числе и по ядру) и могут быть обнаружены на поверхности. Измеряя скорость волн на разных глубинах, команда смогла выяснить, какие типы горных пород проходили эти волны. Породы, насыщенные водой, задерживают такие колебания больше, чем сухие. Исследователь заранее рассчитал, насколько изменится скорость акустических волн при прохождении через породы, состоящие из минерала рингвудит [4].

Рингвудит считается редкой находкой, так как он находится на большой глубине 410-660 километров в транзитной зоне между верхней и нижней мантией Земли [3, 6].

На этой глубине температура и давление способствуют выделению воды из кристалла. Минерал назван в честь Эдварда «Теда» Рингвуда (1930-1993), геохимика и профессора геологии Австралийского Национального Университета. Рингвудит представляет собой высокобарическую γ – модификацию $(\text{Mg}, \text{Fe})_2 \text{SiO}_4$ со структурой шпинели. Он образуется из оливина – главного породообразующего минерала мантии Земли, под давлением в сотни тысяч атмосфер. Лабораторные исследования под руководством Г. Пирсона показали, что оливин в зависимости от глубины, на которой обнаруживается, может принимать разные формы. Высокие давления приводят к образованию новых форм кристаллов. Так, на глубине от 520 до 660 км, оливин должен преобразоваться в рингвудит и ещё один минерал, вадслеит (искаженной шпинелеподобной β – модификации $(\text{Mg}, \text{Fe})_2 \text{SiO}_4$). На рубеже 670 км, где давление составляет ~ 24 ГПа, рингвудит трансформируется в $(\text{Mg}, \text{Fe}) \text{SiO}_3$ перовскит и магнезиовустит $(\text{Fe}, \text{Mg}) \text{O}$ [1]. В отличие от более изученных форм оливина, рингвудит может содержать значительное количество воды [2, 6]. Рингвудит и вадслеит поглощают на порядки больше воды, чем оливин – примерно до 2,5% их общей массы. По расчетам ученых, на граничной зоне между верхней и нижней мантией должно содержаться $1,4 \cdot 10^{21}$ кг воды [3].

Команде геофизика Стивена Джейкобсона из Северо-Западного университета удалось синтезировать этот минерал в лабораторных условиях. Они подвергли минерал гигантскому давлению и температуре с целью воспроизведения условий, существующих на глубине (410-660 км) [2]. Ряд исследований показал, что рингвудит действительно может содержать воду и даже абсорбировать ее подобно губке. Давление горных пород, простирающихся на сотни километров, и высокая температура выше тысячи градусов по Цельсию дают нам иное представление об агрегатном состоянии воды. Форма хранения воды в данном материале кардинально отличается от жидкой и других агрегатных фаз, вместо этого она захватывается в так называемую молекулярную ловушку особой кристаллической структурой с кубической сингонией и переходит в форму гидроксид-ионов (соединения гидроксильных групп) [2].

Характерной особенностью рингвудита является повышенный коэффициент железистости и концентрация в структуре большей части ионов образца железа. Железистость – $\text{FeO}/(\text{FeO}+\text{MgO})$ – рингвудита лежит в пределах 0,50 – 0,73 [5]. В диапазоне давлений 45-70 ГПа в рингвудите впервые установлен обратимый спиновый переход Fe^{2+} в обеих структурных позициях из высокоспинового ($s=2$) в низкоспиновое состояние ($s=0$) [1].

Также этот минерал можно обнаружить в метеоритах (хондритах). Природный рингвудит из метеоритного кратера имеет реберные скелетные кристаллы и является химически чистым, практически беспримесным. Его среда формирования глиноземистая, так как расплав содержит до 18% Al_2O_3 . Параметры его кристаллизации лежат в пределах 9,5 –13,5 ГПа, а температура достигала 2700 °С. Следовательно, для рингвудита характерны те же особенности формирования, что и для других высокоплотных фаз [5].

Стоит отметить, что одним из основных параметров мантии является вязкость, которая известна ученым за счет наблюдения за распространением в мантии сейсмических волн. Геологи также предполагают, что понижение вязкости в переходной зоне может быть обусловлено именно наличием в минералах некоторого количества воды. Ученые, меняя концентрацию воды, решили сравнить вязкость искусственного рингвудита с наблюдаемой в мантии. Для этого они изучали дислокационную мобильность синтезированного минерала в разных условиях и с различным содержанием воды. Дислокационная мобильность показывает, насколько легко линейные дефекты передвигаются в кристалле под действием приложенных к нему внешних сил. Исходя из этой величины, ученые могли оценить вязкость материала. Оказалось, что при содержании от 1 до 2% воды вязкость рингвудита совпадает с наблюдаемой в переходной зоне. В температурном интервале, который предположительно имеется в переходной зоне, максимальное содержание воды в рингвудите меняется от 0,8 до 1,5 процента воды в зависимости от глубины. Таким образом, ученые делают вывод,

что эта часть мантии практически максимально насыщена водой благодаря присутствию минерала рингвудита [2].

Итак, изучение особенностей рингвудита актуально и жизненно важно. Наличие минерала в глубоких недрах Земли указывает на то, что под поверхностью нашей планеты могут присутствовать огромные запасы воды, сравнимые с количеством Мирового океана.

Список литературы

1. Иванова, А.Г. Спиновый переход Fe^{2+} в рингвудите $(Mg,Fe)^{2+}_2SiO_4$ при высоких давлениях // Вестник Российского фонда фундаментальных исследований. – 2014. – Т.82, № 2. – 95-97 с.
2. Vesti.ru [Электронный источник]. URL: <http://www.vesti.ru/doc.html?id=1371985&cid=2161>
3. Информационное агентство России [Электронный источник]. URL: <http://tass.ru/nauka/3165597>
4. BBC.ru. URL: http://www.bbc.com/russian/science/2014/06/140613_massive_water_reservoir. [Электронный источник]
5. Козлов Е.А. Сазонова Л.В., Фельдман В.И., Дубровинская Н.А, Дубровинский Л.С. Образование рингвудита при ударно-волновом нагружении плагиоклазово – кварцево – биотитового сланца (экспериментальные данные). Геологический факультет, МГУ им. М.В. Ломоносова, М.: – 1-8 с.
6. Савилова Е.Б., Ханнанова Ф.Ф. О гипотезах происхождения воды в мантии земли / «Университетский комплекс как региональный центр образования, науки и культуры» – материалы Всероссийской научно-методической конференции: 31-2 февраля, – Оренбург, ОГУ, 2018. – С. 1107 –1108

НЕФТЬ В НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКИХ ПОРОДАХ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ ЧАСТИ ЗАЛЕЖИ ОРЕНБУРГСКОГО НГКМ И ПЕРСПЕКТИВЫ ОСВОЕНИЯ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ

****А.Н. Дмитриевский, *А.Г. Ефимов **И.С. Гутман, **Н.А. Скибицкая,
Н.А. Гафаров, *М.А. Политыкина**

***ООО «Газпром добыча Оренбург», **ИПНГ РАН, ***ООО «ВолгоУралНИПИгаз»**

В связи с падением добычи газа и конденсата на Оренбургском НГКМ приоритетным вопросом для ОАО «Газпром» и ООО «Газпром добыча Оренбург» является воспроизводство минерально-сырьевой базы – основы эффективной работы Оренбургского газохимического комплекса (ГХК) на ближнюю и дальнюю перспективу.

Перед ООО «Газпром добыча Оренбург» стоит задача достижения максимальных коэффициентов компонентоотдачи на Оренбургском НГКМ для обеспечения сырьем Оренбургского газохимического комплекса (ГХК).

Эффективное функционирование ГХК предполагается как за счет рационального использования существующей сырьевой базы и привлечения сырья сторонних организаций, так и за счет освоения в регионе новых месторождений.

К сожалению, добыча традиционных запасов – газа и конденсата – на ОНГКМ неуклонно падает, а вновь открытые запасы углеводородов в регионе не смогут обеспечить бесперебойную работу ГХК.

Решение задачи не только поддержания, но и развития Оренбургского газохимического комплекса ОАО «Газпром» напрямую связано с вовлечением в добычу и глубокую комплексную переработку уникальных запасов трудноизвлекаемой нефти, приуроченных к газонасыщенной части Оренбургского НГКМ.

Работы по Проекту «ВМС» ведутся по разработанным и утвержденным программам в соответствии с п. 9 решения Протокола технического совещания АМ-1727 от 23.03.02, утвержденного Председателем Правления ОАО «Газпром» А.Б.Миллером, на основе решений протокола технического совещания № А-1402 от 15.05.03 г.,

утвержденного заместителем Председателя Правления ОАО «Газпром» А.Г. Ананенковым, на основе решений протокола совещания № 03/0700-6610 от 19.09.11 г. в г. Оренбург, протокола совещания № 03/0700-819 от 09.11.11 г. в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Москва, утвержденного 18.11.2011 членом Правления, начальником Департамента по добыче газа, газового конденсата, нефти В.В. Черепановым и протокола № 03/0700-2519 заседания круглого стола «Проблемы, целевые задачи и этапы освоения нетрадиционных и трудноизвлекаемых углеводородов на территории РФ от 01.02.2013 г., утвержденного 11.04.2013 г. членом Правления, начальником Департамента по добыче газа, газового конденсата, нефти В.В. Черепановым.

Целью Проекта является повышение экономической эффективности функционирования Оренбургского газохимического комплекса на завершающих стадиях добычи газа и конденсата на ОНГКМ.

Разрабатываемый Проект нацелен на создание технологического комплексного производства по направленной добыче вместе с газом и конденсатом и переработке в товарные продукты нефти из газонасыщенных толщ ОНГКМ – по своему генезису нефти, произведенной в самой нефтегазоматеринской толще газоконденсатной залежи на ранних стадиях нефтегенерации – стадиях «нефтяного окна» – МК₁-начало МК₂. По мере углубления знаний в процессе исследований природы происхождения и компонентного состава нефти названия ее менялось от высокомолекулярного сырья (ВМС) газоконденсатной залежи до матричной нефти – карбонатного аналога сланцевой нефти. Однако однозначным остается понимание того, что нефть находится в собственной нефтегазоматеринской карбонатной толще и свойства нефти, а также структурно-емкостные и фильтрационные характеристики продуктивных зон месторождения определяются стадиями катагенетического преобразования породообразующей карбонатной матрицы и находящегося в ней органического вещества. Запасы такой нефти относятся к категории трудноизвлекаемых.

Геологические запасы матричной нефти – высокомолекулярного сырья (ВМС) газовой части ОНГКМ

Подсчитанные в 2003 году на основе разработанных методик специалистами ИПНГ РАН, ООО «ВолгоУралНИПИГаз» и компании «Роксар» геологические запасы трудноизвлекаемой нефти (определенной на тот момент исследований как ВМС) были представлены на рассмотрение и экспертизу в ГКЗ МПР РФ. Экспертно-технический совет Федерального государственного учреждения «Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых» Роснедра Министерства природных ресурсов в 2004 году оценил суммарные ресурсы высокомолекулярного сырья (нефти) в зонах газонасыщения недр Оренбургского газоконденсатного месторождения в объеме 2,59 млрд. тонн нефтяного эквивалента, в т.ч. 578 млн. тонн масел в нефтяном эквиваленте отнесены к запасам категории С₂.

Опытными работами ООО «Газпром добыча Оренбург» (по договорам с ООО «Центр высокомолекулярных технологий», представляющим интересы ИПНГ РАН, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», специалистами ООО «ВолгоУралНИПИГаз», ФГУП «НВНИИГ») на скважинах и аналитическими исследованиями добываемой жидкой продукции, помимо высокомолекулярных компонентов (асфальтенов, смол, масел), подтверждено наличие большого количества жидких нефтяных углеводородов в суммарном объеме геологических запасов трудноизвлекаемой нефти в зонах газонасыщения ОНГКМ и показана принципиальная возможность ее добычи.

На основе разработанной уточненной методики и созданных оригинальных геолого-геохимических математических моделей в 2012 году для Оренбургского НГКМ учеными ИПНГ РАН (в составе договора ООО «Газпром ВНИИГАЗ» с ООО «Газпром добыча Оренбург») был проведен уточненный подсчет геологических запасов матричной нефти суммарный и по ее отдельным компонентам (жидким нефтяным углеводородам, маслам, смолам, асфальтенам) (см. таблицу 1, рис. 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8). Необходимо отметить, что

разработанная методика и подсчет геологических запасов матричной нефти выполнены только на уровне отчета по договору и не были подготовлены для прохождения государственной экспертизы и утверждения запасов в ФБУ ГКЗ МПР РФ.

Таблица 1

Результаты дифференцированного подсчета геологических запасов матричной нефти и ее жидких углеводородных и высокомолекулярных компонентов, в т.ч. масел, смол, асфальтенов в продуктивных отложениях Оренбургского НГКМ.

Возраст отложений	Тип коллектора	Запасы высокомолекулярных компонентов (ВМК), тыс. т				Запасы ЖУВ матричной нефти, тыс. т	Суммарные запасы матричной нефти, тыс. т
		суммарные запасы ВМК, тыс. т	масла, тыс. т	смолы, тыс. т	асфальтены, тыс. т		
Итого по типам, тыс. т	тр/пор	374348,9	198404,9	103574,1	72369,8	1154052,8	1528401,6
	пор	262857,1	139315,6	72875,8	50665,2	1267012,7	1529869,8
Итого по типам, %	тр/пор	58,7	58,7	58,7	58,8	47,7	50,0
	пор	41,3	41,3	41,3	41,2	52,3	50,0
ИТОГО		637206,0	337720,5	176449,9	123035,0	2421065,5	3058271,4



Рис. 1 – Результаты подсчета геологических запасов матричной нефти в продуктивных отложениях центральной, западной и восточной частей Оренбургского НГКМ, тыс. т (дифференциация по частям месторождения)



Рис. 2 – Результаты подсчета геологических запасов жидких углеводородов матричной нефти в продуктивных отложениях центральной, западной и восточной частей Оренбургского НГКМ, тыс. т (дифференциация по частям месторождения)

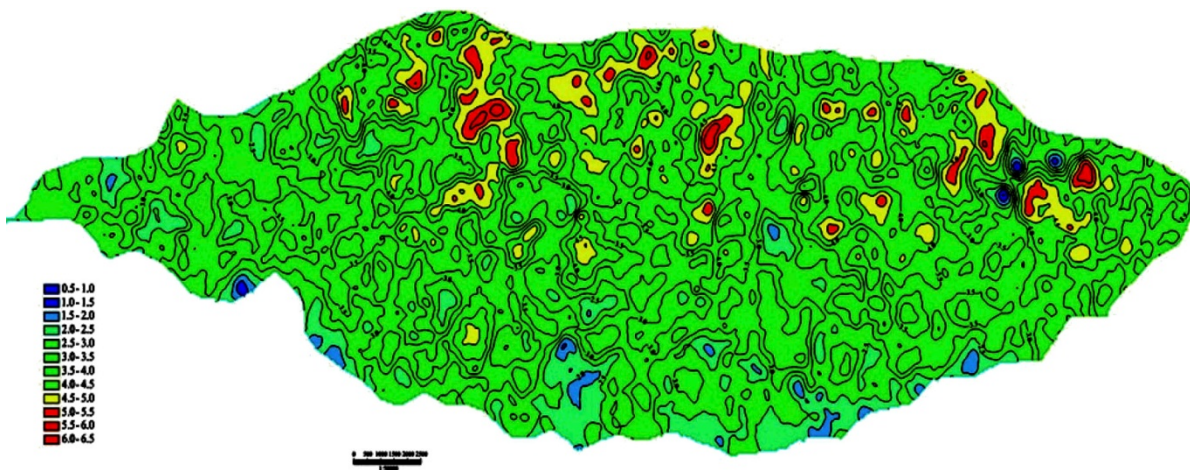


Рис. 3 – Линейные запасы матричной нефти в поровых и трещинно-поровых коллекторах центральной газонасыщенной части ОНГКМ, т/м²

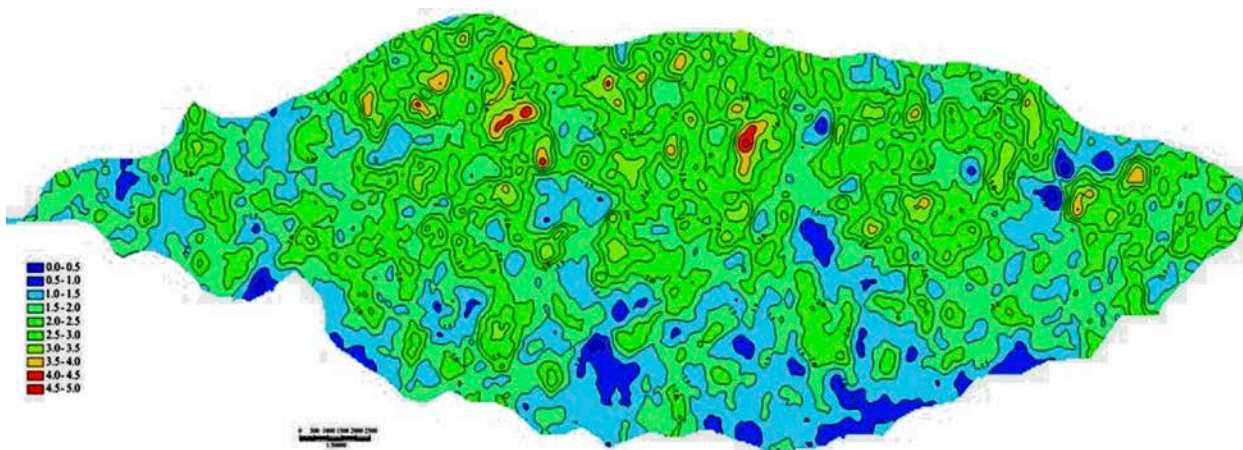


Рис. 4 – Линейные запасы матричной нефти в поровых коллекторах в центральной газонасыщенной части ОНГКМ, т/м²

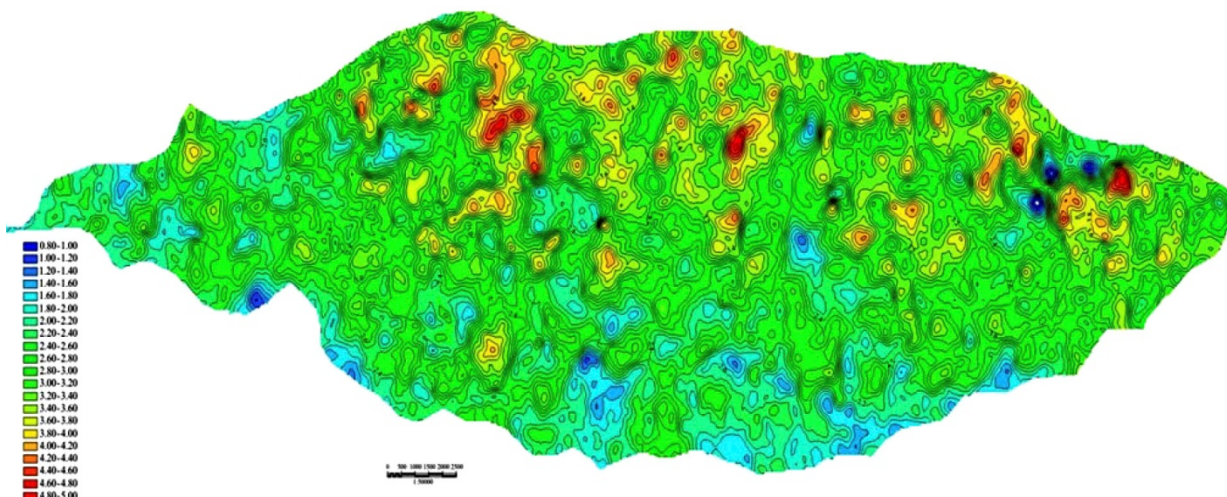


Рис. 5 – Линейные запасы жидких углеводородов матричной нефти в поровых и трещинно-поровых коллекторах в центральной газонасыщенной части ОНГКМ, т/м²

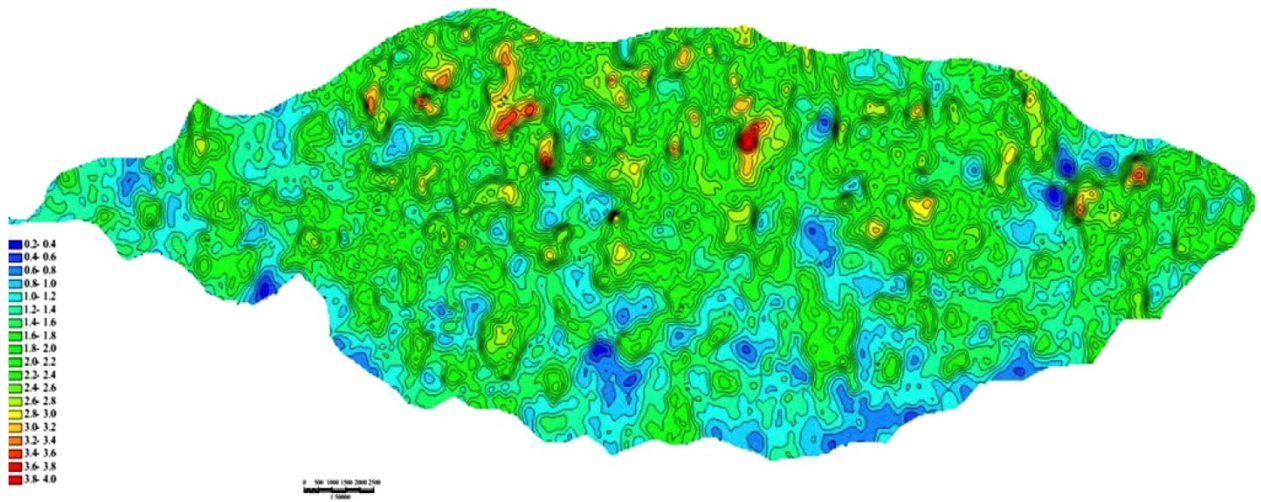


Рис. 6 – Линейные запасы жидких углеводородов матричной нефти в поровых коллекторах центральной части ОНГКМ, т/м²

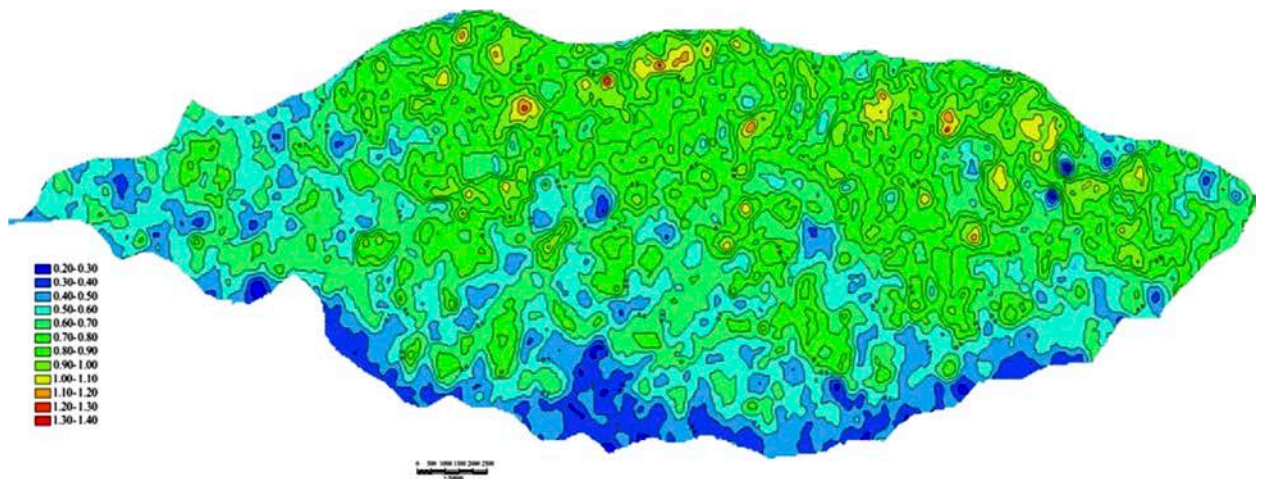


Рис. 7 – Линейные запасы высокомолекулярных компонентов матричной нефти (асфальтенов, смол, масел) в поровых и трещинно-поровых коллекторах в центральной газонасыщенной части ОНГКМ, т/м²

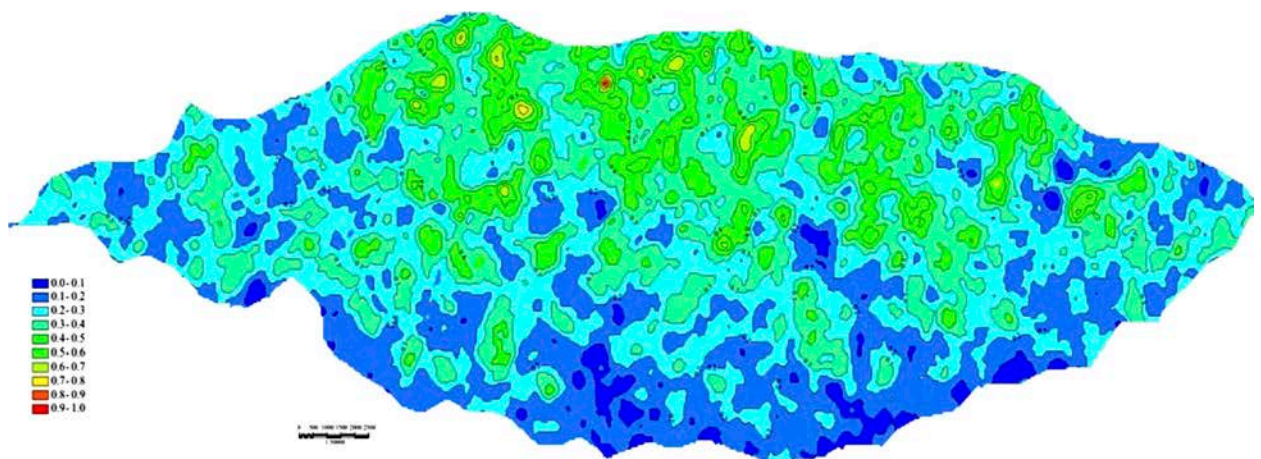


Рис. 8 – Линейные запасы высокомолекулярных компонентов матричной нефти (асфальтенов, смол, масел) в поровых коллекторах центральной части ОНГКМ, т/м²

Уточненные суммарные геологические запасы трудноизвлекаемой нефти (матричной, ВМС) в газовой части Оренбургского месторождения составили 3,058 млрд. тонн, в том числе запасы жидких нефтяных углеводородов 2,421 млрд. тонн, суммарные запасы высокомолекулярных компонентов (масел, смол, асфальтенов) 637,2 млн. тонн, из которых 337,72 млн. тонн составляют запасы масел.

В поровых коллекторах ($K_p \geq 6\%$) в газовой части ОНГКМ суммарные геологические запасы нефти составляют 1,530 млрд. тонн, при этом геологические запасы жидких нефтяных углеводородов составляют 1,267 млрд. тонн. Кроме того, геологические запасы масел в поровых коллекторах составляют 139,316 млн. тонн. Таким образом, в поровых коллекторах продуктивных отложений ОНГКМ, суммарные геологические запасы масел и жидких нефтяных углеводородов составляют 1,406 млрд. тонн.

Эти запасы могут быть отнесены к геологическим запасам категории C_2 и даже C_1 , так как по классификации запасов нефти и ресурсов горючих газов, утвержденной приказом Минприроды России от 01.11.2013 N 477:

– Запасы залежей/частей залежей, не введенных в промышленную разработку месторождений, разрабатываемых на основании проекта пробной эксплуатации, пробной эксплуатации отдельных скважин, изученные сейсморазведкой или иными высокоточными методами, наличие которых обосновано данными геологических и геофизических исследований и испытанием отдельных скважин в процессе бурения, относятся к категории C_2 (оцененные).

– Запасы залежей/частей залежей, не введенных в промышленную разработку месторождений, на которых может осуществляться пробная эксплуатация или пробная эксплуатация отдельных скважин, относятся к категории C_1 (разведанные).

В трещинно-поровых коллекторах ОНГКМ суммарные геологические запасы нефти составляют 1,528 млрд. тонн, в том числе геологические запасы жидких углеводородов составляют 1,154 млрд. тонн и геологические запасы масел составляют 198,405 млн. тонн. Запасы жидких углеводородов в трещинно-поровых коллекторах могут быть отнесены к перспективным ресурсам.

Таким образом, запасы масел и жидких углеводородов, которые на данный момент можно было бы отнести к геологическим запасам категории C_1 , составляют в сумме 1,406 млрд. тонн. При коэффициенте извлечения нефти равном только 10% извлекаемые запасы месторождения могут составить 140,6 млн. тонн, что по классификации запасов и ресурсов нефти, утвержденной приказом Минприроды России от 01.11.2013 № 477, приближается к категории месторождений с крупными запасами и в полтора раза превышает расчетные извлекаемые запасы нефти Восточной оторочки ОНГКМ. При коэффициенте извлечения 20 % извлекаемые запасы составят 281 млн тонн, что может существенно перекрыть весь сформированный нефтяной баланс ООО «Газпром нефть» по Оренбургской области. При том, что еще существует ресурсный резерв жидких углеводородов (1,154 млрд. тонн) в трещинно-поровых коллекторах ОНГКМ.

Необходимо отметить, что высокомолекулярные компоненты нефти ОНГКМ (асфальтены и смолы) содержат редкоземельные металлы (ванадий, никель, галлий), серебро в достаточных концентрациях для их извлечения в виде товарных продуктов при глубокой переработке нефти. Технологический процесс извлечения в хвостах нефтепереработки редкоземельных металлов повышает рентабельность Проекта в целом и обеспечивает устойчивость всего процесса добычи и переработки нефти ОНГКМ.

Добыча уникальных запасов трудноизвлекаемой нефти на разрабатываемых обустроенных месторождениях с развитой инфраструктурой, особенно на таких

крупных, как Оренбургское НГКМ, значительно более рентабельна по сравнению с добычей газа, конденсата и нефти на вновь вводимых средних и малых месторождениях и позволит продлить на десятилетия жизнь таких градообразующих месторождений и регионов в целом.

По инициативе и при поддержке департамента по добыче газа, газового конденсата, нефти ОАО «Газпром», при согласовании с ООО «Газпром добыча Оренбург» и с ООО «Газпром ВНИИГАЗ», ООО «Центр высокомолекулярных технологий» и ИПНГ РАН разработан проект комплексной научно – технической целевой программы **«Разработка технической и технологической базы для оценки ресурсов и эффективного проведения этапов пробной эксплуатации и опытно-промышленной разработки ресурсов высокомолекулярного сырья (ВМС) на газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождениях ОАО «Газпром».**

В 2013 году Программа была подписана на уровне Члена Правления, начальника Департамента по добыче газа, газового конденсата, нефти ОАО «Газпром» В.В. Черепановым, генеральным директором ООО «Газпром добыча Оренбург» С.И. Ивановым (в части работ на Оренбургском НГКМ) и генеральным директором ООО «Газпром добыча Краснодар» (в части работ на Вуктыльском НГКМ).

Технологии добычи трудноизвлекаемой матричной нефти (ВМС) ОНГКМ

Работы по выявлению эффективности отдельных технологий, возможности их комплексирования для наиболее рентабельной добычи вместе с газом и конденсатом трудноизвлекаемой нефти из газонасыщенных зон месторождения планировались на опытном полигоне в центральной части Оренбургского месторождения (в зоне УКПГ-2). Наряду с выбором комплекса наиболее эффективных технологий целью работ на опытном полигоне является оценка коэффициента извлечения трудноизвлекаемой нефти (КИН) ОНГКМ и на его основе оценка извлекаемых запасов для их постановки на баланс.

На основе проведенных стендовых испытаний, опытных работ в скважинах на Оренбургском НГКМ и локального гидродинамического моделирования за период с 2000 г. по 2015 г. (в рамках выполнения работ по договорам ООО «Газпром» и с ООО «Газпром добыча Оренбург») была доказана возможность добычи жидких углеводородов (нефти и ретроградного конденсата) из газонасыщенных зон НГКМ, находящихся в емкостных объемах продуктивных отложений в концентрациях ниже порога фильтрации. Исследовались возможности технологий циклической закачки от нагнетательной к добывающей скважине, то есть по-очередной закачки и прокачки через нефтегазонасыщенный объект, легко испаряемого в условиях пласта жидкого углеводородного растворителя ароматического (толуола, фракции толуольного концентрата) или нормального (гексана, газолиновых фракций) и сухого газа (азота, углеводородного после низкотемпературной сепарации) с заключительной прокачкой через объект сухого газа с целью максимального извлечения оставшегося в пласте растворителя. Стендовым моделированием технологий добычи пластовых ЖУВ, в концентрациях ниже порога фильтрации, циклической прокачкой равных в пластовых условиях объемов растворителя (как ароматического – толуол, так и алифатического – гексан) и сухого газа и опытными работами на скважине № 2008 ОНГКМ доказано отсутствие при такой прокачке прорывов газа непосредственно от нагнетательных к добывающим объектам.

На рис. 8 показана принципиальная схема обустройства опытного полигона для проведения работ по данной технологии.

На основании расчетов показателей разработки, выполненных в ООО «ВУНИПИгаз» по 3 расчетным вариантам (В175.20, В700.80 и Р700.80) выполнен

технико-экономический анализ проведения опытно-промышленных работ по данной технологии.

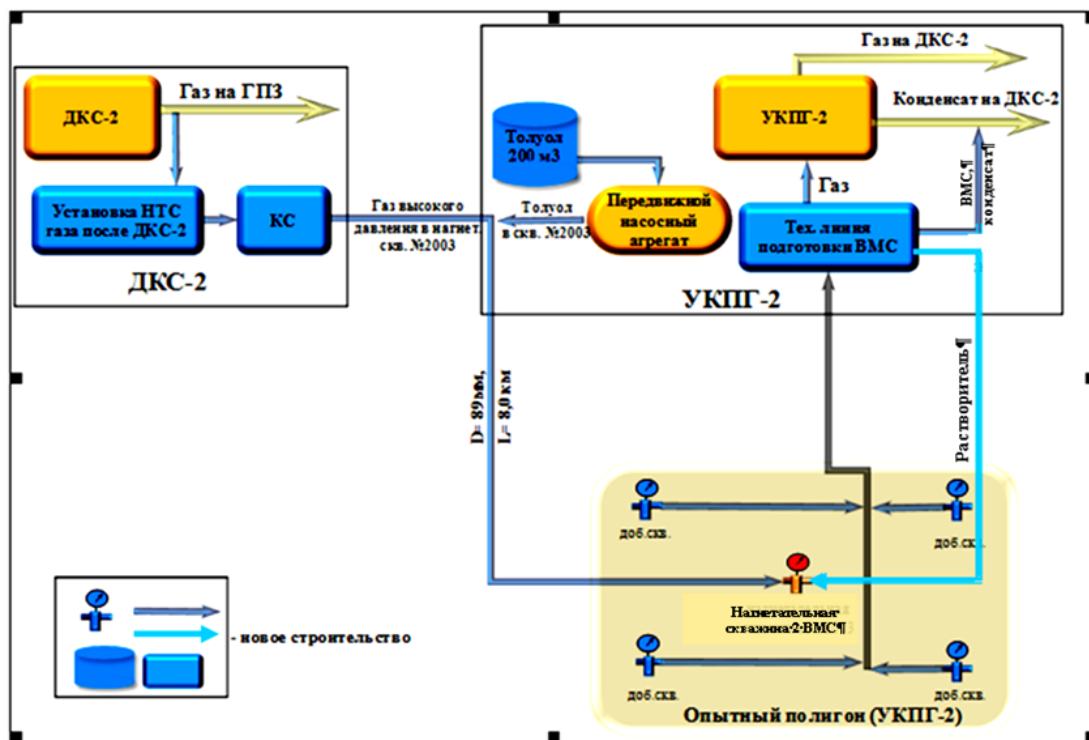
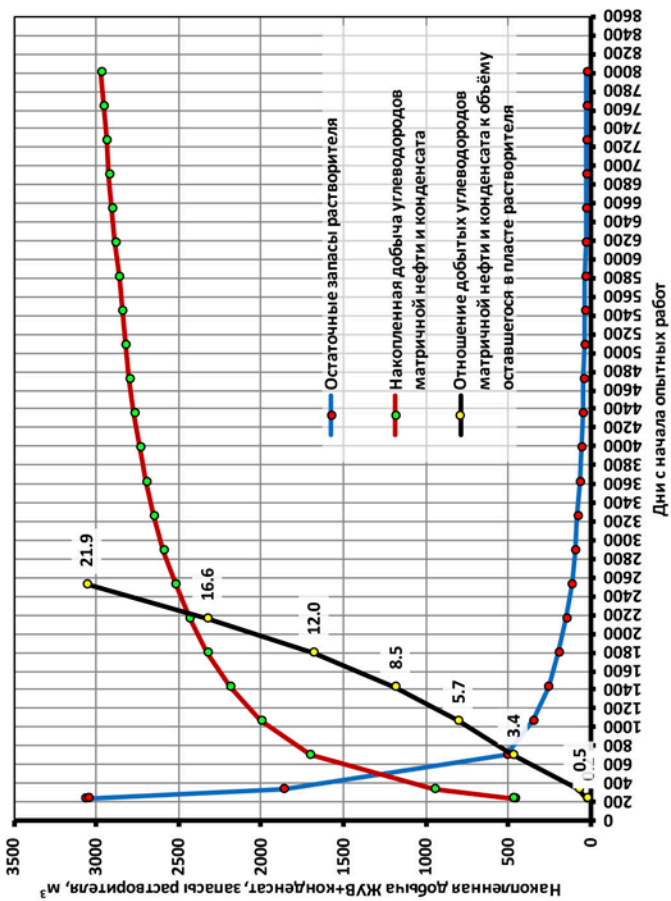


Рис. 8 – Принципиальная схема циклической закачки в нагнетательную скважину растворителя и газа и добычи ВМС на опытном полигоне зоны УКПГ-2 ОНГКМ

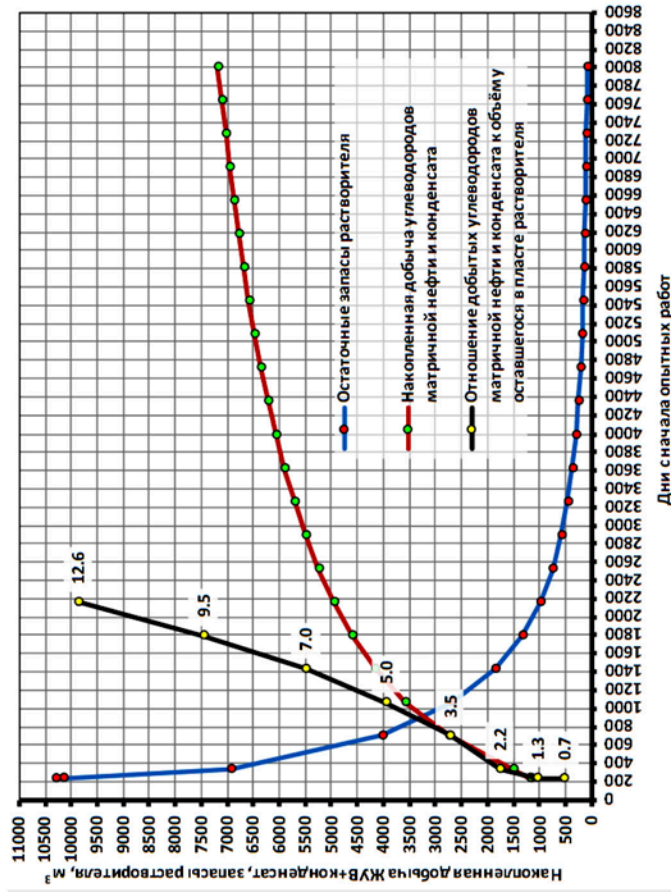
На основании расчетов показателей разработки, выполненных в ООО «ВУНИПИГаз» по 3 расчетным вариантам (В175.20, В700.80 и Р700.80) выполнен технико-экономический анализ проведения опытно-промышленных работ. Наиболее предпочтительным для проведения опытных работ на опытном участке ОНГКМ по расчетам ООО «ВУНИПИГаз» является вариант Р700.80, предусматривающий максимальные объемы закачки растворителя и газа в нагнетательную скважину опытного объекта при условии проведения в ней радиального вскрытия продуктивных отложений. Технико-экономический анализ результатов опытных работ показал, что затраты на проведение опытных работ окупаются и Проект достаточно устойчив к изменению его основных параметров (рис.).

С 2014 года локальным гидродинамическим и стендовым моделированием (ООО «Газпром добыча Оренбург», ООО «ВУНИПИГаз», ООО «Петон») изучалась эффективность добычи нефти из газонасыщенных зон ОНГКМ закачкой CO_2 и обработкой CO_2 прискважинных зон в ассельской залежи (скв. №538н).

Применение CO_2 вместо использования сухого углеводородного газа в технологическом процессе добычи ЖУВ из газовой части Оренбургского месторождения циклической прокачкой растворителя и газа потребует обязательного применения ароматического растворителя, который позволит исключить нежелательный для добычи битуминозной матричной нефти ОНГКМ эффект выпадения в осадок асфальтенов в процессе смешения нефти и CO_2 и, как следствие, резкое снижение проницаемости продуктивного объекта.



а)



б)

Рис. 9 – Сопоставление динамики накопленной добычи ЖУВ (нефти и ретроградного конденсата) с динамикой объема оставшегося в пласте растворителя на проектируемом опытном полигоне ОНГКМ с применением технологии циклической прокачки от нагнетательной к добывающим скважинам легко испаряемого в условиях пласта жидкого углеводородного растворителя и сухого газа с заключительной прокачкой сухого газа.

а) – Вариант P175.20 – по 175 м³ растворителя и 20 тыс. м³ газа за один цикл закачки, в период попеременной закачки суммарный объем ароматического растворителя составит 3500 м³, газа – 400 тыс. м³.

б) – Вариант P700.80 – по 700 м³ растворителя и 80 тыс. м³ газа за один цикл закачки, в период попеременной закачки суммарный объем растворителя составит 14000 м³, газа – 1,6 млн м³

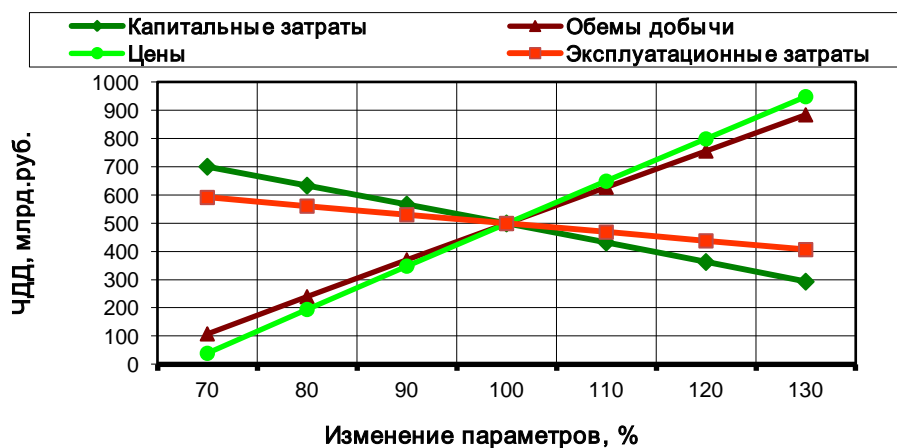


Рис. 10 – Оценка чувствительности проекта по варианту P700.80 (по расчетам ООО «ВУНИПИГаз»).

На рис. 11 представлена разработанная ООО «Газпром добыча Оренбург» принципиальная схема добычи ВМС (матричной нефти из газовой части ОНГКМ) на этапе ОПЭ. На схеме дополнительно показана возможность повышения эффективности добычи ВМС циклической прокачкой CO_2 и ароматического растворителя.

Технологии циклических закачек в нагнетательные и добычи продукции через эксплуатационные скважины также могут быть эффективно реализованы через встречные горизонтальные нагнетательный и добывающие стволы (см. рис. 12) длиной до полутора/двух километров, пробуренные из вертикальных стволов нагнетательных и эксплуатационных скважин, что позволит обеспечить более высокий КИН и снизить величину капитальных затрат.

Планируемые к внедрению на опытных полигонах технологии добычи нефти из газовой части ОНГКМ циклической прокачкой углекислого газа и растворителя позволят также, помимо нефти и ретроградного конденсата, добыть дополнительные объемы газа и увеличить коэффициент извлечения газа на месторождении.

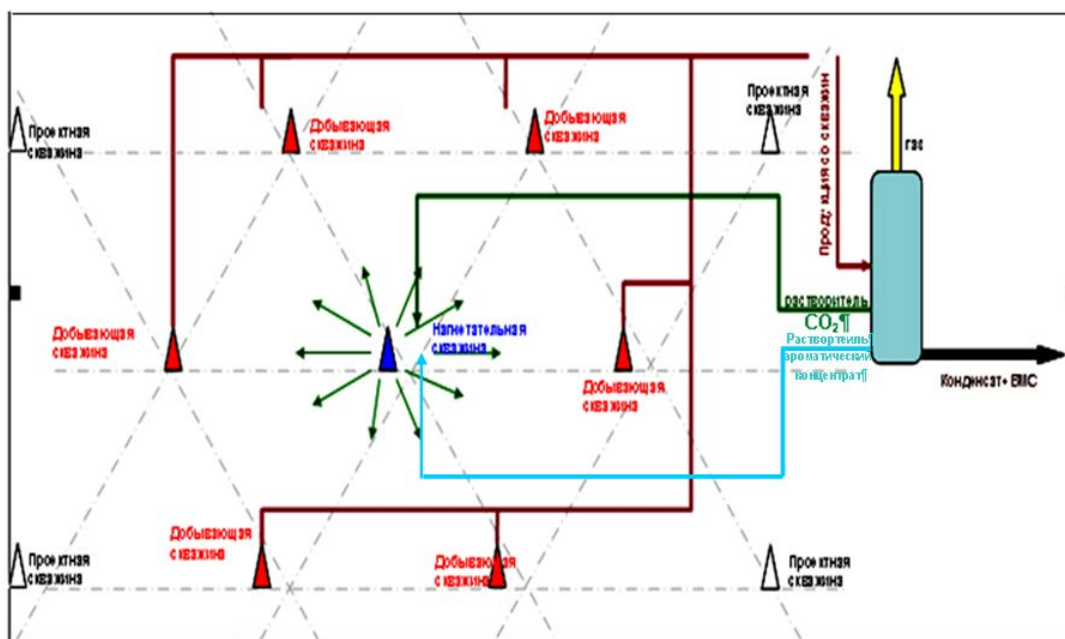


Рис. 11– Принципиальная схема разработки месторождения ВМС на этапе ОПЭ (ООО «Газпром добыча Оренбург»)

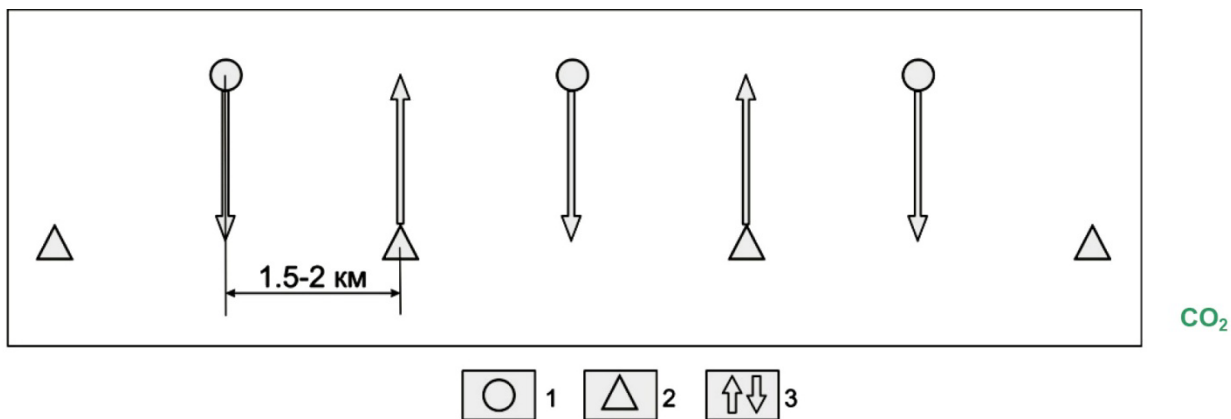


Рис. 12 – Схематическое расположение горизонтальных нагнетательных и добывающих стволов, пробуренных из вертикальных скважин, для реализации добычи матричной нефти (ВМС) и ретроградного конденсата из газонасыщенных продуктивных отложений НГКМ. 1 – добывающие скважины, 2 – нагнетательные скважины, 3 – горизонтальные стволы

Перспективы повышения газоотдачи на ОНГКМ

В процессе разработки фильтрующие динамические нефтегазонасыщенные емкостные объемы продуктивных отложений заполняются водой при обводнении залежи на режиме активного ГВК или при увеличении объема пластовых ЖУВ за счет выпадения и смешения с пластовой (матричной) нефтью ретроградного конденсата на поздних стадиях разработки. Это приводит к заземлению существенных объемов свободного газа в центральной части пор. Чем крупнее поры, тоньше соединяющие их каналы и чем выше на месторождении газоконденсатный фактор, тем раньше произойдет подобное заземление газа и тем больше будет объем остаточного газа, исключенного из процесса фильтрации далеко не на поздних стадиях разработки.

На рис. 13 показана структурная характеристика пластовых флюидов в емкостных и в эффективных емкостных объемах водонефтегазонасыщенных пород. Чем выше в породе газонасыщенность и ниже водонефтенасыщенность, тем больше центральная часть соединяющих поры каналов будет заполнена газом. То есть тем выше будет связанность порового газа в каналах фильтрации, тем выше будет фазовая газопроницаемость. Чем более гидрофобной будет порода, тем более связанной будет в ней нефть и тем более свободной будет вода, а значит и выше фазовая проницаемость породы по воде, так как вода будет так же, как и газ стремиться заполнить центральную часть поровых каналов.

При низкой водонефтенасыщенности и высокой газонасыщенности центральная часть поровых каналов заполнена газом. Чем крупнее поры и тоньше каналы, тем больший объем потенциально заземленного газа будет содержаться в поровых объемах пород. Фильтрация такого газа в емкостных объемах происходит только через его разгрузку в газонасыщенную часть динамических непрерывно связанных фильтрующих объемов в результате расширения газа за счет снижения пластового давления при создании депрессии на пласт в прискважинной зоне добывающих скважин. На начальных стадиях разработки при высоких пластовых давлениях энергии заземленного в порах газа достаточно для разрыва сплошности жидкой фазы в каналах фильтрации и обеспечения однофазной фильтрации по газу. На последующих стадиях разработки, при снижении пластового давления, энергии газа в том же структурно заземленном газовом объеме недостаточно для разрыва сплошности жидкой фазы (воды, нефти) в динамических объемах каналов фильтрации и истощенный продуктивный пласт перейдет на режимы двухфазной или даже трехфазной фильтрации.

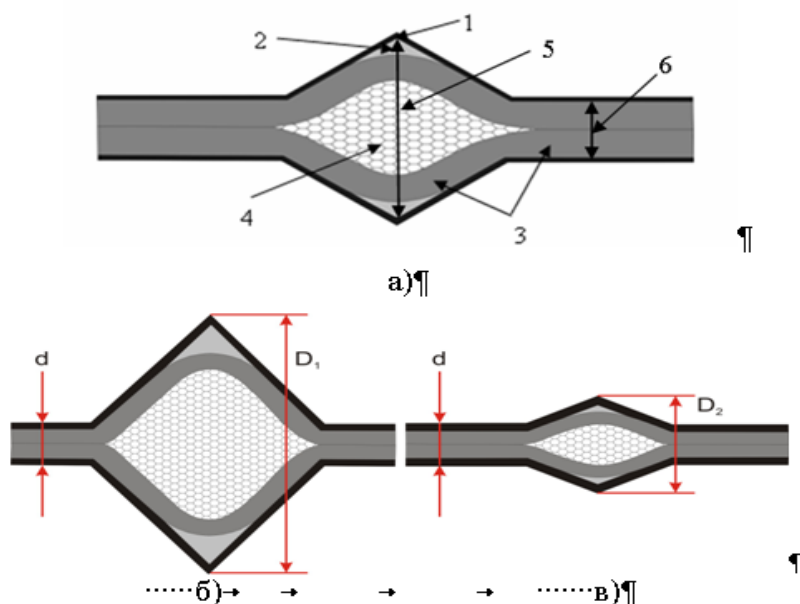


Рис. 13 (а, б, в) – Структурная характеристика пластовых флюидов в емкостных объемах пород:

1 – пленочная вода (порода более фильна по отношению к воде) или пленочная нефть (порода более фильна по отношению к нефти);

2 – вода углов пор (структурно связанная, капиллярно-защемленная, менисковая) или нефть углов пор (порода более фильна по отношению к нефти);

3 – динамический (непрерывно связанный) объем нефти (порода более фильна по отношению к воде) или непрерывно связанный объем воды (порода более фильна по отношению к нефти);

4 – структурно-защемленный неподвижный объем нефти

На рис. 14, 15, 16 приведены карты эффективной пористости, динамической пористости и объемной структурно-защемленной (защемленной в порах) газонасыщенности в продуктивных отложениях артинского яруса в Центральной части ОНГКМ.. Как видим, максимальные объемы структурно-защемленного газа приурочены к зонам с наиболее высокой эффективной пористостью, наиболее высокой газонасыщенностью с развитой динамической (фильтрующей) пористостью, то есть к наиболее проницаемой части продуктивной толщи артинских отложений. Такая же закономерность присуща и отложениям остальных эксплуатационных объектов ОНГКМ.

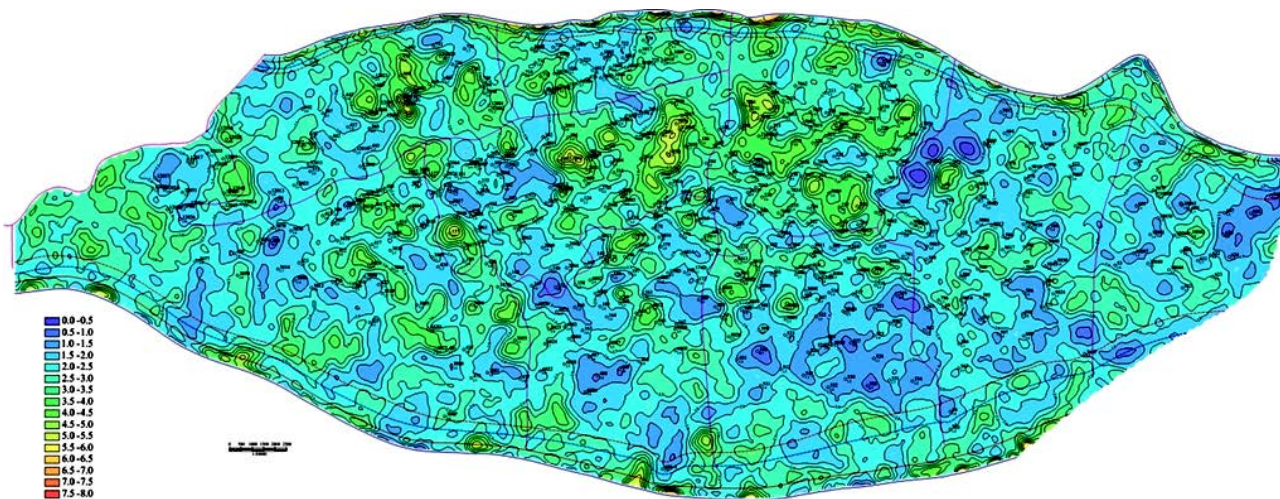


Рис. 14 – Карта эффективной пористости пород артинского яруса в Центральной части ОНГКМ (%)

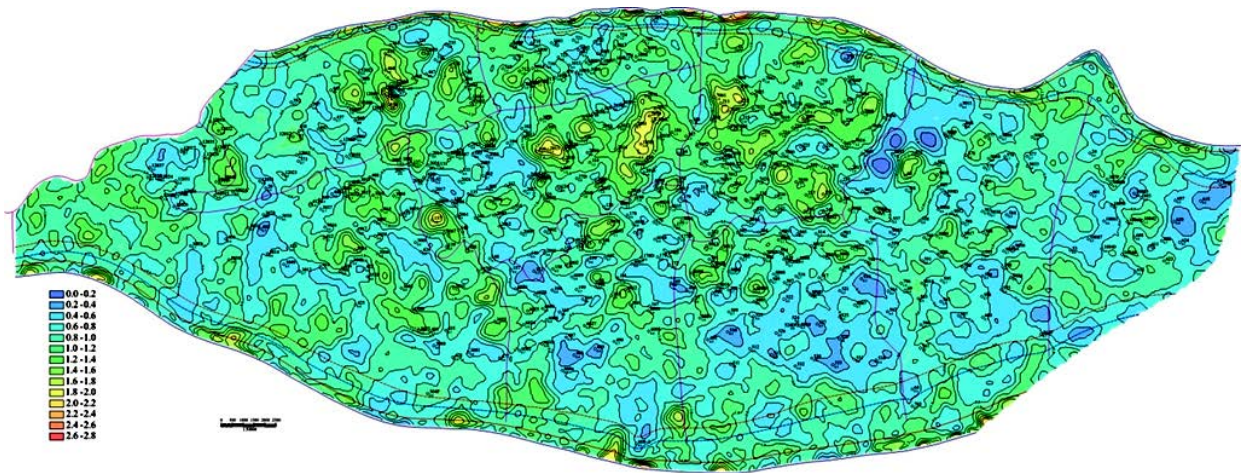


Рис. 15 – Карта динамической пористости пород артинского яруса в Центральной части ОНГКМ (%)

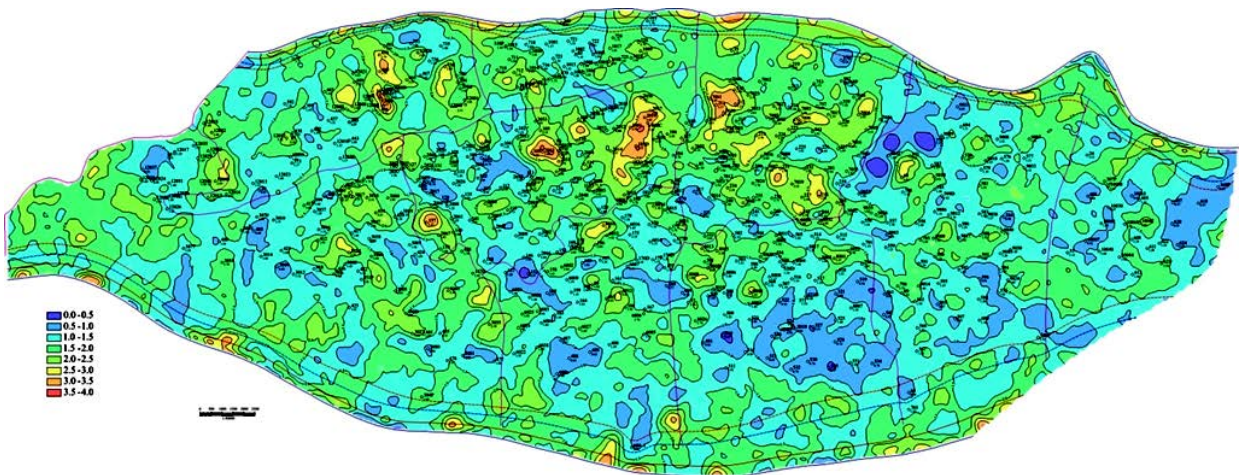


Рис. 16 – Карта объемной остаточной (защемленной) газонасыщенности $W_{K_{го}}$ в поровых объемах пород артинского яруса (%).

Если учесть, что эти же зоны с высокой газонасыщенностью и высокими объемами структурно-защемленного газа характеризуются и наиболее высокой насыщенностью ЖУВ матричной нефти, то становится очевидным, что именно в таких зонах возможно эффективное применение планируемых технологий циклической прокачки углекислого газа и ароматического растворителя с завершающей прокачкой углекислого газа для комплексного решения задач на заключительных стадиях разработки НГКМ и достижения:

- максимально полной газоотдачи через замещение оставшегося газа на CO_2 ;
- максимального извлечения ЖУВ (пластовой нефти и ретроградного конденсата) через их циклическое замещение на легко испаряемый растворитель;
- эффективного извлечения битуминозных компонентов, в том числе выпадающих в осадок под действием CO_2 асфальтенов, благодаря высокой растворяющей способности ароматического растворителя;
- максимально полного извлечения оставшегося в пласте легко испаряемого в условиях пласта растворителя завершающей прокачкой CO_2 .

В недрах ОНГКМ на начало разработки содержалось порядка 360 млрд. nm^3 неучтенных геологических запасов газа, связанного высокомолекулярными компонентами (ВМК) матричной нефти (асфальтенами, смолами, маслами, твердыми парафинами). В центральной части месторождения на начало разработки содержалось 276,9 млрд. nm^3 запасов связанного газа (рис. 17)

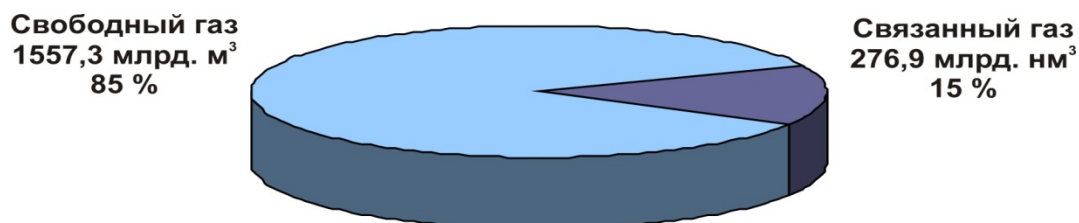


Рис. 17 – Сопоставление геологических запасов свободного (ООО «ВУНИПИгаз, 1995 г.) и связанного (ИПНГ РАН, 2014 г.) газа в продуктивных отложениях центральной части Оренбургского НГКМ.

В процессе разработки ОНГКМ, сопровождающейся снижением пластового давления и нарушением термодинамического равновесия в продуктивном пласте, часть газа, связанного высокомолекулярными компонентами и соответствующая новому РVT, переходит из связанного в свободное состояние, восстанавливая при этом нарушенное равновесие. На каждый текущий момент разработки объем связанного газа в ВМК матричной нефти соответствует распределению величин пластового давления в продуктивных газонасыщенных отложениях.

На рис. 18 для ОНГКМ приведена сравнительная закономерность изменения количества газа, связанного компонентами битумоидов и керогеном при изменении пластового давления при $T=30^{\circ}\text{C}$. Очевидно, что запасы свободного пластового газа на месторождении в процессе разработки и снижения пластового давления непрерывно пополняются за счет выходящей в свободное состояние части запасов связанного газа, переходящего из ВМК матричной нефти в эффективные емкостные объемы, соответственно динамике снижения пластовых давлений.

Таким образом, текущая газоотдача на месторождении оказывается меньше расчетной за счет неучета при оценке запасов газа на месторождении запасов связанного газа, переходящего из связанного в свободное состояние в процессе снижения пластового давления при разработке месторождения на режиме истощения.

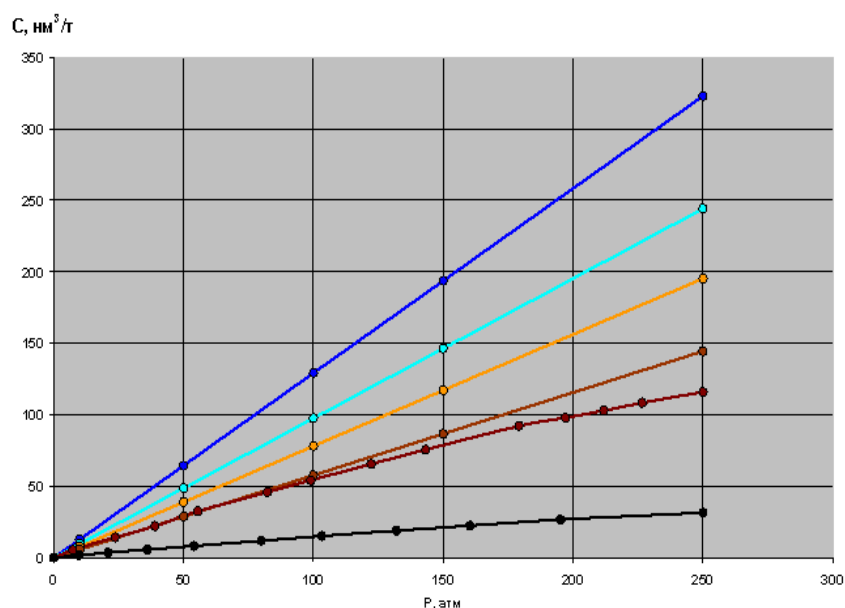


Рис. 18 – Сравнительная закономерность изменения количества газа, связанного компонентами битумоидов и керогеном при изменении пластового давления при $T=30^{\circ}\text{C}$

Технологии комплексной переработки матричной нефти с максимальным извлечением ценных продуктов

В рамках выполнения работ по договору ПАО «Газпром» с ОАО «ВНИПИнефть» № 2680-1430-11-9 от 14.01.2014 «Разработка и ТЭА технологии комплексной переработки матричной нефти с максимальным извлечением ценных продуктов» (соисполнители: ИНХС РАН; ИПХВ РАН; ИПНГ РАН; ИПН, ООО «Центр высокомолекулярных технологий») была также решена задача извлечения из бензиновых фракций конденсата, накопления и возвращения в рецикл узкой фракции толуольного концентрата (ароматического растворителя) для его использования в процессе добычи матричной нефти циклической закачкой сухого газа и ароматического растворителя. В технологический процесс глубокой переработки матричной нефти путем гидроконверсии в заключительный цикл регенерации катализатора включен технологический процесс извлечения из остатка переработки товарных продуктов металлов: металлического галлия, карбоната никеля, пентаоксида ванадия и тетрамолибдата аммония.

Включенная в процесс добычи, разработанная ОАО «ВНИПИнефть» поэтапная технологическая схема комплексной глубокой переработки матричной нефти с максимальным извлечением ценных продуктов представлена на рис. 19.

Перспективы реализации технологий повышения ресурсного потенциала ОНГКМ

Разработка и ТЭА технологии комплексной переработки матричной нефти с максимальным извлечением ценных продуктов (Заказчик: ПАО «Газпром», Исполнитель: ОАО «ВНИПИнефть», Соисполнители: ИНХС РАН; ИПХВ РАН; ИПНГ РАН; ИПН, ООО «Центр высокомолекулярных технологий»)

На рис. 20 представлена блок-схема выполнения работ по подсчету запасов и проектированию разработки нефти в газовой части ОНГКМ в разработке ИПНЭ.

На рис. 21 представлена блок-схема выполнения работ по подсчету запасов и проектированию разработки нефти в газовой части ОНГКМ, включая стендовые испытания, опытно-промышленные работы на полигонах и пробную эксплуатацию в разработке ООО «ГДО» (ООО «Газпром добыча Оренбург»).

Рассмотренные перспективы реализации технологий повышения сырьевой базы ОНГКМ за счет вовлечения в освоение трудноизвлекаемых запасов матричной нефти – высокомолекулярного сырья газоконденсатной части месторождения (и связанного газа) – позволяют рекомендовать Проект к включению в статус Национального проекта по испытанию и внедрению в промышленном масштабе технологий освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений (матричная нефть – ВМС или нефть ранних стадий нефтегенерации в нефтегезоматеринской залежи, тонкие подгазовые оторочки, ретроградный конденсат, низконапорный и заблокированный обводнением и ЖУВ заземленный газ и др.).

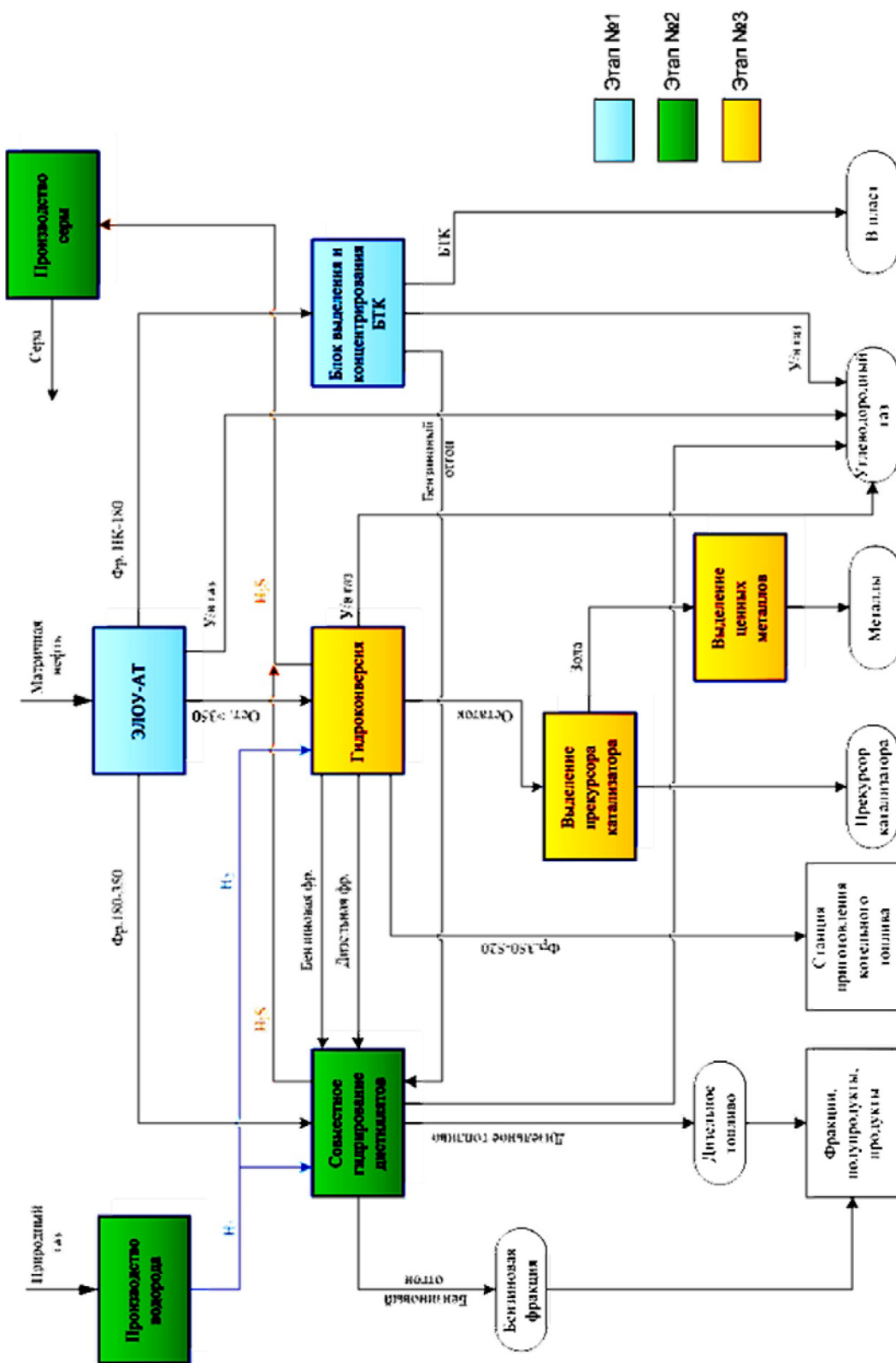


Рис. 19 – Комплексная переработка матричной нефти с максимальным извлечением ценных продуктов. Перспективы реализации технологий повышения ресурсного потенциала ОНГКМ за счет вовлечения в освоение запасов трудноизвлекаемых запасов УВС

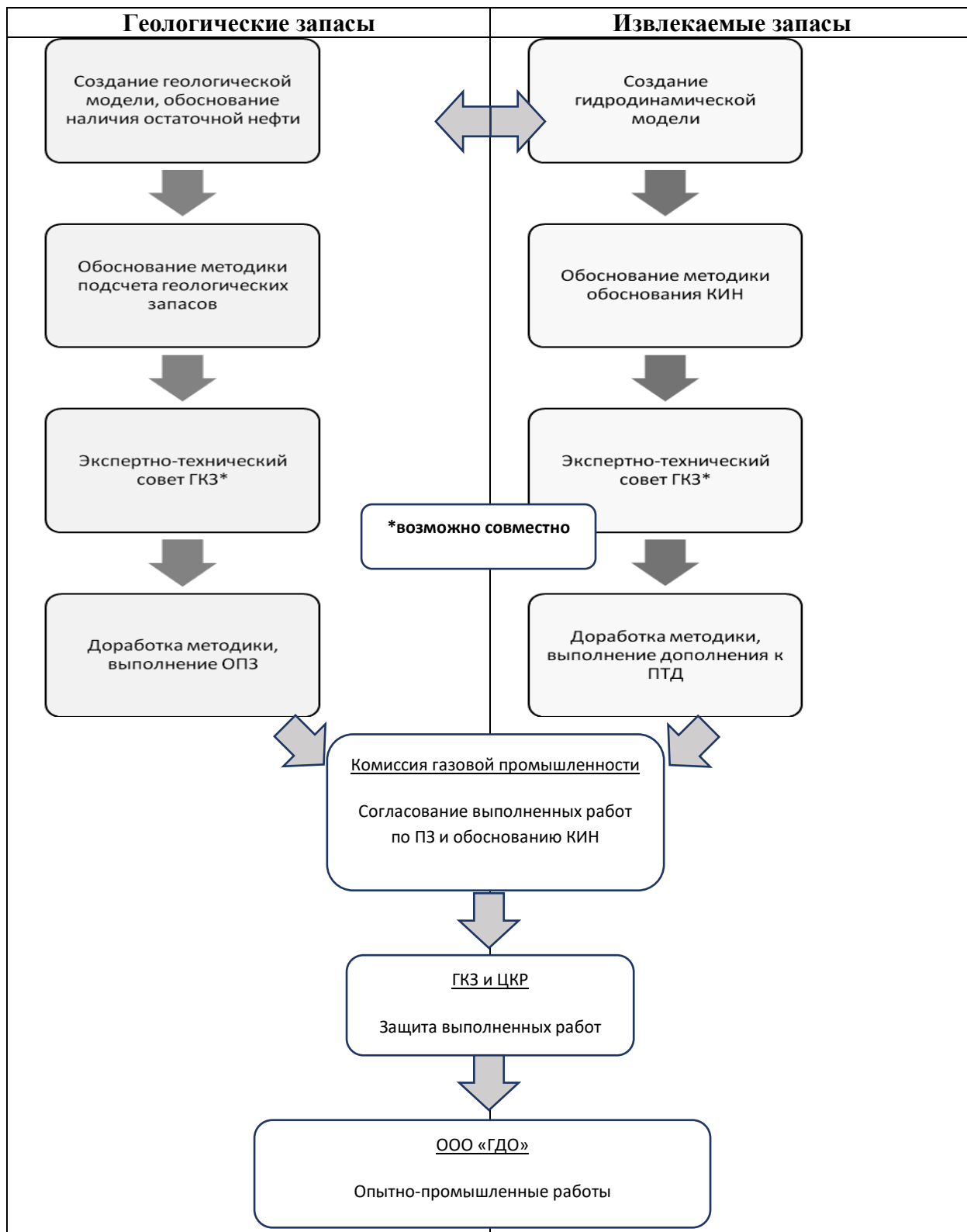


Рис. 20 – Блок-схема выполнения работ по подсчету запасов и проектированию разработки остаточной нефти в газовой части ОНГКМ (И.С. Гутман, генеральный директор ИПНЭ)

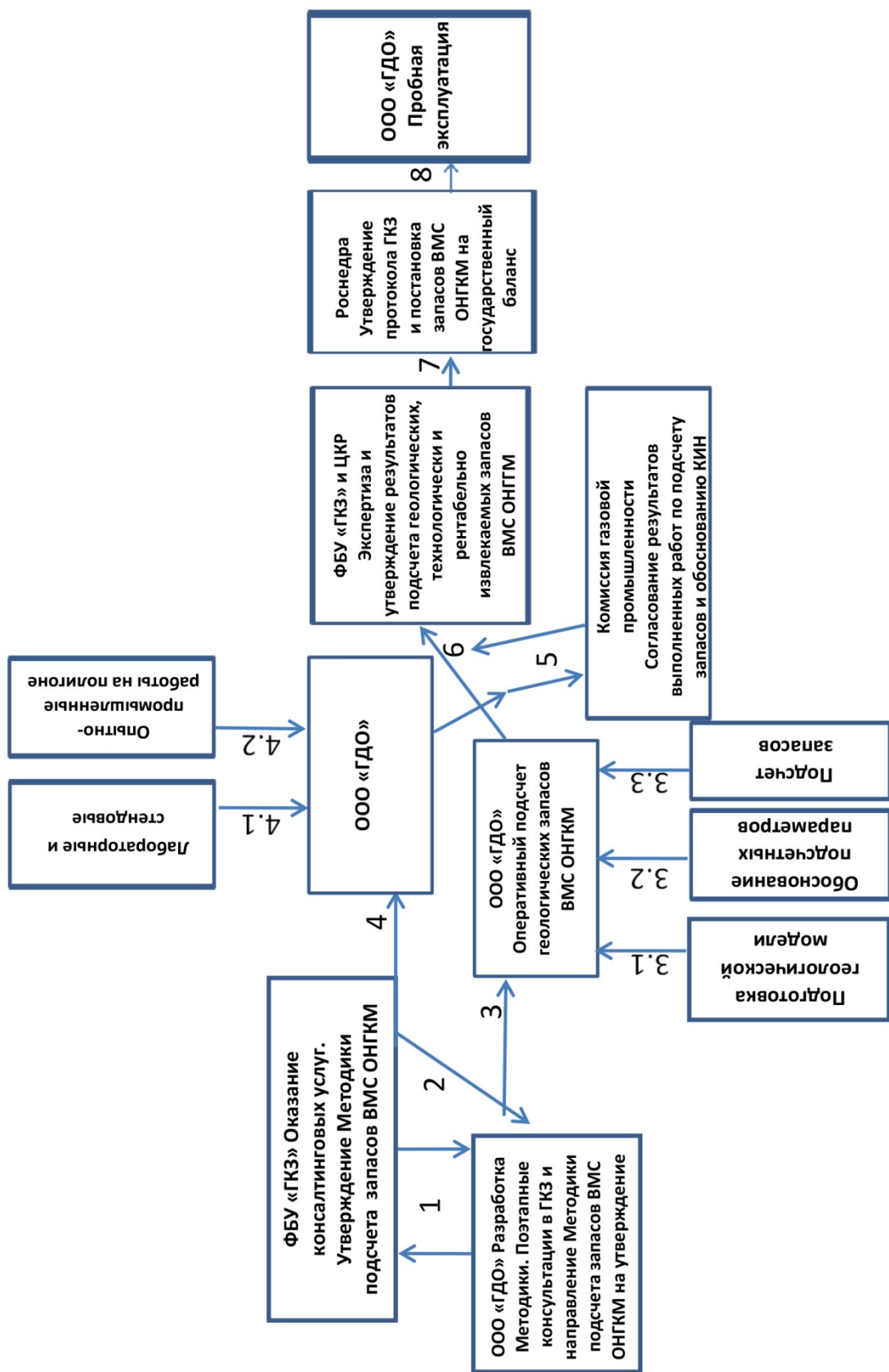


Рис. 21 – Блок-схема выполнения работ по подсчету запасов и проектированию разработки нефти в газовой части ОНГКМ, включая стендовые испытания, опытно-промышленные работы на полигонах и пробную эксплуатацию (А.Г. Ефимов, главный геолог ООО «ГДО»)

РЕСУРС ЗАПАДНОЙ ПРИБОРТОВОЙ ЗОНЫ ПРЕДУРАЛЬСКОГО ПРОГИБА

Соколов А.Г.¹, Савилова Е.Б.¹, Михайличенко С.М.
Оренбургский государственный университет (ОГУ), г. Оренбург
e-mail: sokolov_sag@mail.ru



Прибортная зона Предуральяского прогиба постоянно находится в центре внимания геологов-нефтяников. Наибольшие успехи в добыче нефти и газа в этом тектоническом районе достигнуты в Башкирской части. Практически на всем протяжении поиски и разведка подтверждались нефтегазоносностью рифовых массивов артинского возраста.

В Оренбургской части Предуральяского прогиба (ПП) поисковые работы были начаты в 60-х годах прошлого столетия от границ с Башкирией вдоль западного борта. Первая же структура – Совхозная получила подтверждение нефтегазоносности. Было открыто Совхозное месторождение газа. Однако, последующие поисковые работы в этом направлении оказались безуспешными. Ряд геологов и геофизиков проводили исследования в этом районе с целью изучения генезиса структур, поисковых признаков рифогенных образований [1, 2, 3, 4]. Несмотря на последовательные масштабные буровые работы на Григорьевской, Украинской, Раздольской и далее площадях, с использованием сейсморазведки методически ориентированной на поиски рифов, положительных результатов не было получено (Рис. 1). На рисунке даются границы сейсмических признаков, по которым определяется западный борт ПП и положение скважин по площадям бурения на пермские рифы.

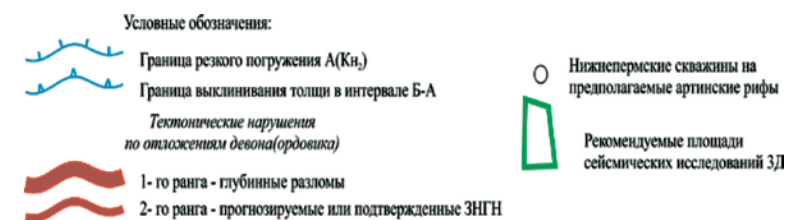


Рис. 1. Размещение скважин на пермские рифы 60-х годов и размещение рекомендуемых площадей сейсморазведки 3Д.

(Фрагмент из тектонической карты [6]).

Следует отметить, что одним из поисковых признаков при проведении буровых работ был принят тезис о расположении артинских рифов на склоне борта ПП.

После открытия Оренбургского газоконденсатного месторождения в 1966 г. поисковые работы были сориентированы на восточное продолжение Оренбургского вала и к югу от него. Были открыты в Прибортной зоне ПП Бердянское, Копанское и далее Нагумановское месторождения.

Дополнительный материал по бортовой зоне ПП получен благодаря детальным работам сейсморазведки 3Д на восточном окончании Оренбургского месторождения. Анализ сейсмического материала 3Д [5] позволил выявить определенные закономерности формирования нефтегазоносных структур в бортовой зоне ПП. Для характеристики строения западного борта ПП мы выбрали карту по отражающему горизонту Кн2, соответствующему кровле филипповского горизонта. Он лучше всего отображает поверхность артинского горизонта, являющегося основным продуктивным горизонтом в данном районе (Рис. 2).

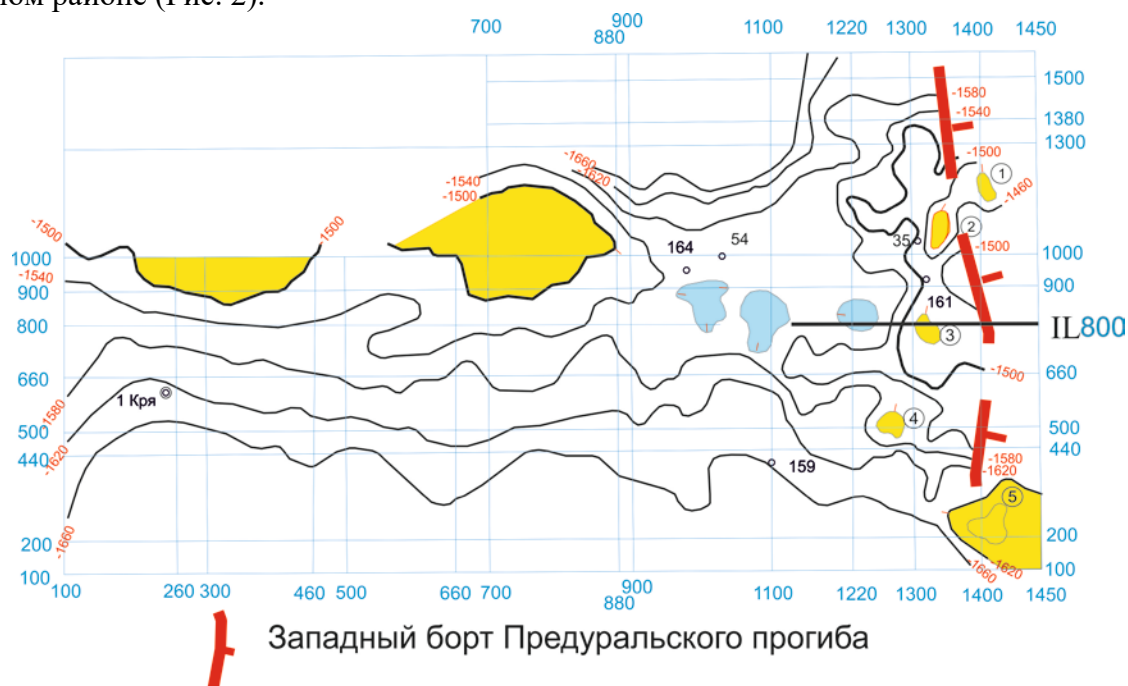


Рисунок 2 Восточно-Оренбургская 3Д. Структурная карта по отражающему горизонту Кн2. Нефтегазоносные структуры борта Предуральского прогиба, сопоставляемые с органогенными постройками: 1 – Восточно-Караванная, 2 – Караванная, 3 – Южно-Караванная, 4 – Южная, 5 – Чкаловская

Основная часть площади исследования представляет собой моноклираль, погружающуюся с севера на юг. В северной части оконтуривается с юга и с востока поднятие восточного окончания Оренбургского вала. Затем далее на восток следует прогиб. Он подчеркивается тремя малоразмерными мульдами. Далее на восток картируется приподнятая зона меридиональной ориентировки, осложненная рядом сравнительно небольших куполов, контролируемая с востока тектоническим нарушением меридионального направления. По этому нарушению происходит резкое погружение границы на восток в сторону Предуральского прогиба и является границей бортовой зоны ПП.

Ряд антиклинальных структур в этой прибортовой зоне подтверждены нефтяными месторождениями (Чкаловское, Караванное), выявлены Восточно-Караванное и Южное поднятия, которые требуют проверки бурением. Каждое из них четко проявляется на временных разрезах (см. рис. 3).

Анализируя временные разрезы, секущие эти постройки (Рисунок 3), можно сделать вывод, что признаки органогенной постройки (увеличение толщины, хаотическая запись, неровная поверхность) проявляются в сакмарском пласте [7, 13, 14, 15]. Залегающие выше артинские и филипповские отложения облекают структурные формы сакмарского яруса, а нефтеносность приурочена как к самой ОП (пласт Р₆), так и к вышележающим продуктивным пластам Р₃, Р₄, Р₅, из которых последняя является основной, находящейся в настоящее время в эксплуатации.

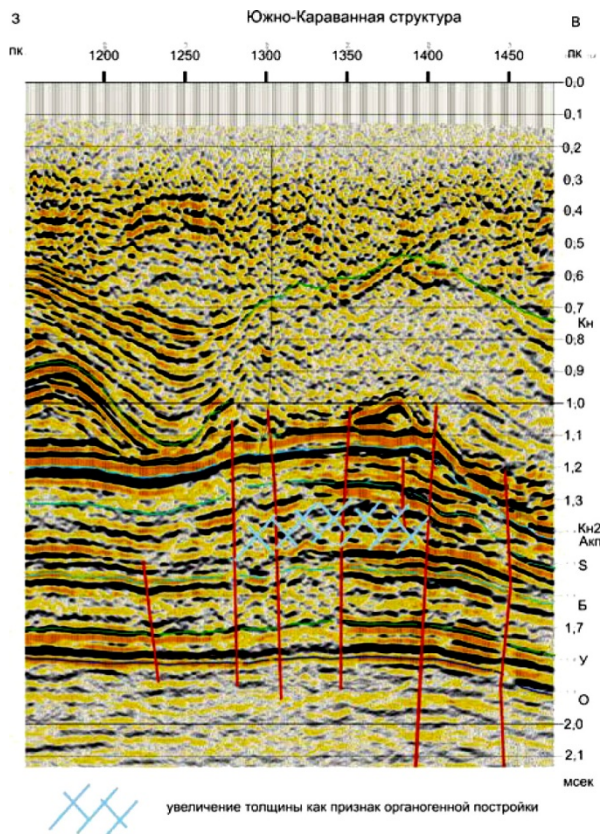


Рисунок 3 Восточно-Оренбургская 3Д. ЗАО фирма, ("РОЙ ИНТЕРНЭШНЛ КОНСАЛТАНСИ, ИНК, Завесин М.А., 2015).

Временной разрез по линии inline 800. Положение разреза см. на рис. 2. Иллюстрирует волновую картину в окрестности нижнепермской органогенной постройки.

Из сказанного выше следуют 2 вывода, которые важны для направлений поиска аналогичных структур. Первый: место расположения антиклинальных структур облекания самарских рифов – узкая полоса приподнятой части борта Предуральяского прогиба. Второй: Размеры рифов небольшие, поэтому требуется высокая детальность работ, которая достигается сейсморазведкой 3Д. Вспомогательный поисковый признак рифов – увеличение толщины сакмарского яруса.

Выводы:

1. Работы 60-х годов прошлого столетия не дали положительных результатов, по нашему мнению, из-за ошибочного тезиса о приуроченности рифовых построек к склону, погружающему на запад.
2. Рифовые постройки формировались в сакмарское, а не артинское время. Артинские продуктивные структуры являются структурами облекания сакмарских рифов.
3. Сейсмическим признаком таких рифогенных структур является прирост Δt в сакмарских отложениях.
4. Рифогенные структуры являются относительно малоразмерными, а потому поисковым методом должна быть использована детальная сейсморазведка 3Д.
5. Рекомендуются детальные участки на приподнятых блоках западного борта Предуральяского прогиба.

Список литературы

1. Хатьянов Ф.И. О соотношении рифовых массивов и антиклинальных складок с соляными кунгурскими структурами в Башкирско-Оренбургском Предуралье / Ф. И. Хатьянов – из сб. Геологическое строение и нефтегазоносность юго-восточного Урало-Поволжья, Труды ВНИГНИ, вып. LIX, 1968 г., с.189.
2. Луньяк И. А. Поиски рифогенных газонефтяных структур в Оренбургской части Предуральяского прогиба / И. А. Луньяк – из сб. Геологическое строение и нефтегазоносность юго-восточного Урало-Поволжья, Труды ВНИГНИ, вып. LIX, 1968 г., с.195.
3. Дианов А.Н. Геологическое строение рифовой полосы Оренбургского Приуралья / А.Н. Дианов, С.С. Едренкин, Н. Д. Королев из сб. Геология и нефтегазоносность палеозоя Оренбургской обл. и прилегающих районов, Труды института им. Губкина, вып. 76, 1968 г. с.
4. Навальнева В.И. Закономерности распространения рифовой полосы западного борта Предуральяского краевого прогиба / В.И. Навальнева, Г.Д. Яхимович // Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений Оренбургской области // Научн. труды ОНАКО. – Оренбург. – 1998. – Вып. 1. – С. 66-69.
5. Сейсморазведочные работы МОГТ 3Д на восточном участке Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения – отчет / под руководством М. А. Завесина. – М.: 2015. – 304 с.
6. Яхимович Г.Д. Палеоструктурные исследования особенностей осадконакопления

карбонатных и теорригенно-карбонатных толщ Соль-Илецкого выступа, северного борта Прикаспийской впадины и Предуральского прогиба, – Оренбург, фонды ОАО ОренбургНИПИнефть, 2003 г.

7. Соколов А. Г. Выделение и трассирование тектонических нарушений по данным сейсморазведки и прогнозирование приразломных ловушек в платформенном Оренбуржье. – Оренбург : ГОУ ОГУ, 2010. – 205 с.

НЕОТЕКТОНИЧЕСКАЯ РОЛЬ ПРИ ФОРМИРОВАНИИ ЗОН СОСРЕДОТОЧЕНИЯ РАССОЛОВ БУЗУЛУКСКОЙ ВПАДИНЫ ОРЕНБУРЖЬЯ

Соколов А.Г., Савилова Е.Б.

Оренбургский государственный университет (ОГУ), г. Оренбург

e-mail: sokolov_sag@mail.ru

Район исследования расположен на юго-востоке Русской платформы в пределах Оренбургской области. Это лесостепь, находящаяся на северной части территории, и сухой степи – на южной. Ресурсы пресных вод сосредоточены в аллювиальных отложениях русловых фаций рек и в трещинных водах триаса и палеозоя [1, 3].

Н.Д. Буданов и другие ученые указывали на роль неотектонических поднятий при формировании ресурсов подземных вод. [2, 4] Подобная связь установлена и для платформенной части Оренбургской области. Проанализировав данные по глубоким горизонтам Бузулукской впадины, было выявлено влияние неотектонического фактора на трещиноватость, водоносность и водопроницаемость пород визейско-нижне-московского терригенно-карбонатного и средне-франско-турнейского карбонатного водоносных комплексов (табл. 1) [5].

Таблица 1

Площади с повышенным дебитом скважин и водопроницаемостью пород водоносных комплексов под приречными зонами

Название разведочной площади	Интервал отбора, м. абс.	Эффективная мощн. водоносного комплекса, м	Водопроницаемость, м ² /сут	Дебит, м ³ /сут
1	2	3	4	5
Визейско-башкирский комплекс				
Новоселовская	1708 – 2645	223	112,34	31,21
Покровская	1633 – 2290	221	82,88	32,3
Родинская	1632 – 2292	193	84,53	50,4
Погромненская	1838 – 2570	158	19,43	30,0
Солоновская	1657 – 2286	190	21,28	53,5
Среднефранско-турнейский водоносный комплекс				
Покровская	2290 – 3098	120	50,16	44,6
Родинская	2292 – 3163	143	93,67	41,3
Шулаевская	2557 – 3445	121	18,15	38,0
Скоковская	2970 – 3190	143	6,86	39,6
Ивановская	1900 – 2657	120	7,20	37,8

Данные комплексы расположены на глубине 2-3 км в нижнем гидродинамическом этаже осадочного чехла, но продолжают функционировать как водоносные. Повышенная водоносность и водопроницаемость пород обусловлена именно неотектоническим фактором.

Тектонические нарушения на платформе выявляет сейсморазведка, так как с помощью временных сейсмических разрезов мы можем представить внутреннее строение среды. На временном разрезе одна из координатных осей вместо глубины

обозначает время прихода отраженной волны на земную поверхность – поверхность наблюдения. Характер волновой картины создает определенный образ тектонического нарушения и можно увидеть ступенеобразное смещение отражающих горизонтов (рис. 1) [2, 5].

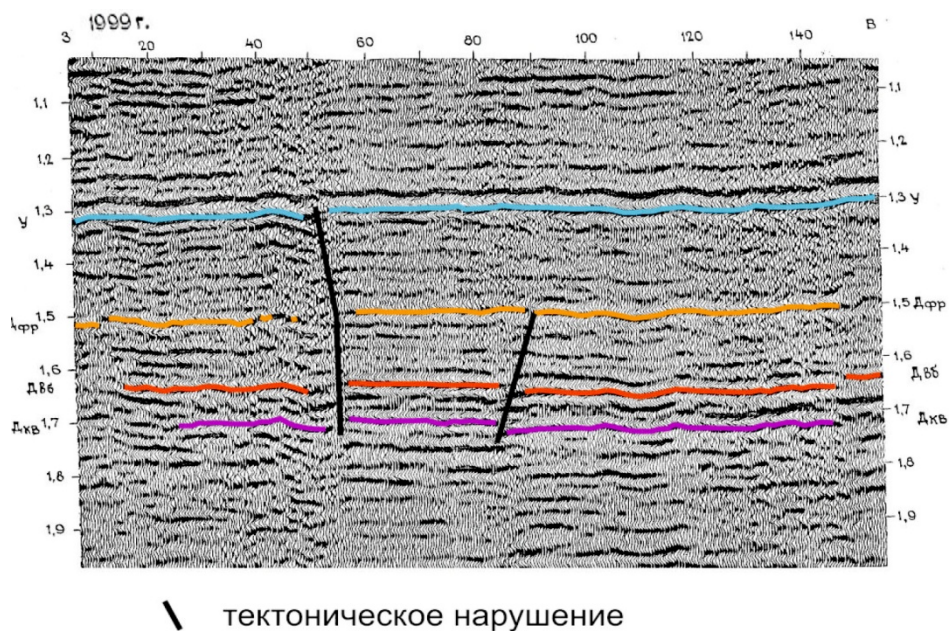


Рис. 1 – Восточно-Оренбургское сводовое поднятие. Писаревская площадь с.п. 18/99, ОФО Татнефтегеофизика (Петрова Л.К.). Примеры погребенных тектонических нарушений: ПК 50 проявляется в девонском и карбонатном комплексах отложений (видимо, в карбоне подновлялось), ПК 80 проявляется только в терригенно-карбонатном девоне. Нарушения опознаются по смещению отражающих горизонтов

Сложности выделения по временным разрезам заключаются в том, что только высокоамплитудные разломы (десятки – сотни метров) при оптимальном, ортогональном направлении профиля относительно нарушения тектонические нарушения имеют такой явный вид, как на представленном рисунке (рис. 1) [6-8].

Гидрогеологические профили, построенные нами, подтверждают блочное строение исследуемой территории (рис. 2) [2].

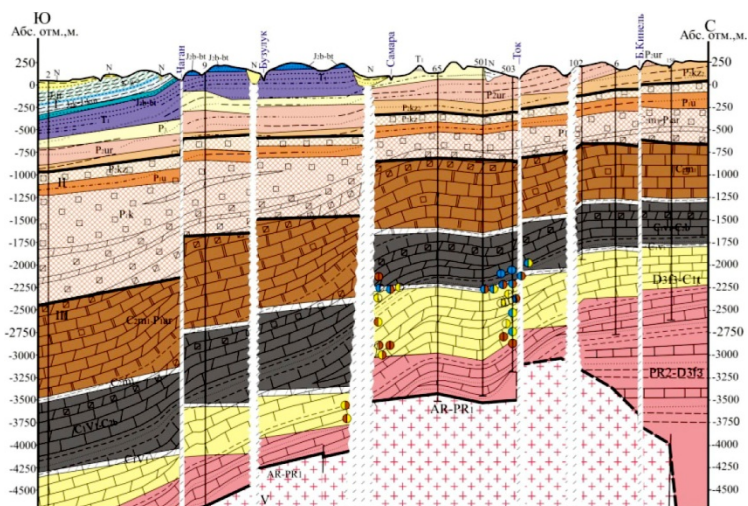
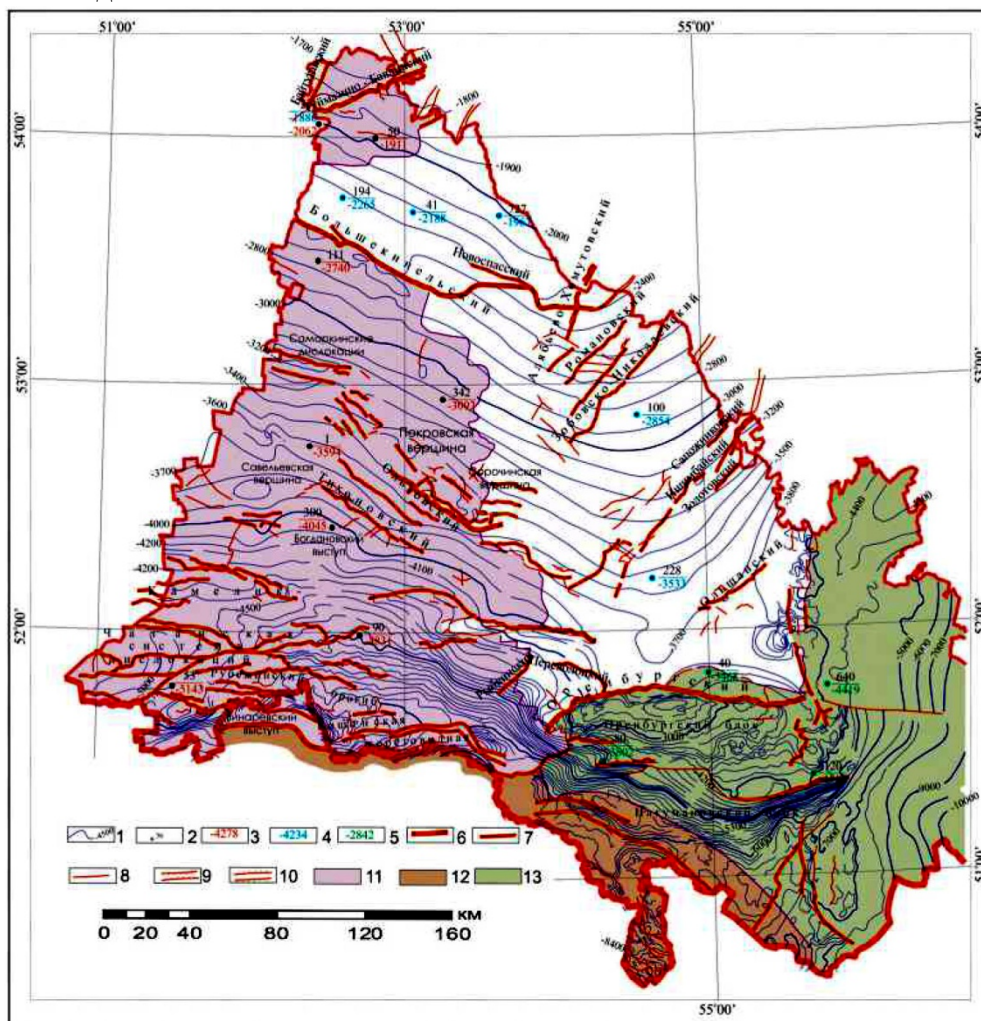


Рис. 2 – Субмеридиональный гидрогеологический профиль Бузулукской впадины составлен Е.Б. Савиловой и А.Я. Гаевым по данным компании ВОТЕМИРО [1]

Методами сейсморазведки установлены закономерности распределения тектонических разломов на исследуемой территории и их роль в размещении зон сосредоточения подземных вод в осадочном чехле. Карта тектонических нарушений, составленная Соколовым А.Г., совмещенная со структурной картой по додевону (Рис. 3), может рассматриваться также и в качестве прогнозной для поисков зон сосредоточения подземных вод.



1 – изогипсы кровли додевонской поверхности. Скважины, вскрывшие додевонскую поверхность: 2 – номер скважины; 3 – с отметками кровли кристаллического фундамента; 4 – с отметками кровли рифей-вендских отложений; 5 – с отметками кровли ордовикских отложений. Тектонические нарушения: 6 – 1-го ранга (глубинные разломы); 7 – 2-го ранга - региональные, 8 – 3-го ранга; 9 – грабены и грабенообразные прогибы; 10 – горсты и горстовидные поднятия; отложения, вскрытые под девоном: 11 – породы кристаллического фундамента; 12 – рифей-вендские отложения; 13 – ордовикские отложения

Рисунок 3 – Сводная структурная карта по кровле додевонской поверхности в границах западной части Оренбургской области [6-8].

На карте глубинные разломы выделены, как нарушения 1-го ранга, а погребенные наиболее протяженные высоко- и малоамплитудные нарушения отнесены ко 2-му рангу.

При систематизации критериев поиска приразломных структур можно повысить эффективность прогноза и поисков зон сосредоточения подземных вод. К этим критериям относятся: ориентация тектонических нарушений, изохронная интервальность времени Дтерр-У, наличие у структур северных крыльев, способность закальматированных трещинных зон экранировать флюиды, тип сейсмофации, вмещающую прогнозируемую

зону и т.д. Интерес представляют следующие типы структур: пликативные, сквозные структурные зоны, погребенные, дизъюнктивные типа сбросов и взбросов, конседиментационные, сингенетичные с тектоническими нарушениями; приграбеновые, контролируемые девонским грабенообразным прогибом, тектонически-экранированные, блокового типа, надразломные, постгенетические органогенные постройки и сложного тектонического типа благодаря дизъюнктивной тектонике. [6,8].

Таким образом, нами выявлена роль неотектонических поднятий при формировании повышенной водоносности и водопроницаемости пород нижнего гидродинамического этажа осадочного чехла платформ с весьма затрудненным водообменом. Это необходимо учитывать при прогнозе и поисках зон сосредоточения рассолов, которые используются в системах поддержания пластового давления нефтепромыслов.

Список литературы

1. Аналитический обзор состояния недр территории Оренбургской области за 2010-2014 гг. Выпуск 2. Оренбург, 2015
2. Гаев, А.Я., Савилова Е.Б., Соколов А.Г. О зонах сосредоточения глубинных рассолов : Мат. XV МК «Ресурсовоспроизводящие малоотходные и природоохранные технологии освоения недр» в рамках симпозиума «Восстановление национальной экономики Сирии». – Москва – Сирия, 2016. – С. 280 – 282.
3. Геологическое строение и нефтегазоносность Оренбургской области / Под ред. Пантелеева А.С., Козлова Н.Ф. – Оренбург, Оренбургское книжн. изд-во. – 1997. – 272 с.
4. Макарова Н.В., О соотношении эрозионных и тектонических процессов в платформенных и горных условиях / Н. В. Макарова, В. И. Макаров, Т. В. Суханова // Вестн. Моск. Ун-та, Сер. 4, Геология, 2008. – № 5. – С. 4 – 11.
5. Савилова, Е.Б. О блочном строении гидросферы Бузулукской впадины: Мат. XV МК «Ресурсовоспроизводящие малоотходные и природоохранные технологии освоения недр», в рамках симпозиума «Восстановление национальной экономики Сирии». – Москва – Сирия, 2016. – С. 284-285.
6. Соколов А.Г. Выделение и трассирование тектонических нарушений по данным сейсморазведки и прогнозирование приразломных ловушек в платформенном Оренбуржье. – Оренбург : ГОУ ОГУ, 2010. – 205 с.
7. Соколов А.Г., Денцкевич И.А., Черепанов А.Г., Левверенц Д.А. Строение кристаллического фундамента в краевой юго-восточной зоне восточно-европейской платформы // Геология нефти и газа. – 2011. – №4. – С.39-46.
8. Соколов А.Г., Савилова Е.Б. Доминирующая роль обновленных на новейшем этапе тектонических нарушений при формировании и размещении зон сосредоточения подземных вод и рассолов // Отечественная геология, №2, 2018. с.1-8

АНАЛИЗ РАСПРОСТРАНЕНИЯ МИКРОКОМПОНЕНТОВ В ПОРОДАХ ОСАДОЧНОГО КОМПЛЕКСА ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ

*Теплякова Е.В., Коломоец А.В., Пантелеев В.С.
Оренбургский государственный университет*

Геологическое строение западной части Оренбургской области определяется ее приуроченностью к юго-восточному окончанию Русской платформы. На востоке данная структура граничит с Предуральским краевым прогибом, на юге с Прикаспийской синеклизой. В геологическом строении осадочного комплекса пород принимают участие, палеозойские, мезозойские, кайнозойские отложения.

В результате выполнения геологоразведочных работ к настоящему времени в пределах рассматриваемой территории накопился значительный объем информации по содержанию микрокомпонентов в породах осадочного чехла. В основном это данные

по составу пород и вод, полученные в процессе геолого-съемочных работ, поисково-разведочных работ на различные виды полезных ископаемых.

При геолого-съемочных и поисково-разведочных работах проводилось шламовое, секционное, штупное геохимическое опробование геологического разреза. Значительная часть территории изучена методами наземной и глубинной металлотрии. Мелкомасштабное литогеохимическое опробование выполнялось при групповых геологических съемках, проводимых в крайних юго-западной и юго-восточной частях территории. На крайнем юге области, охватывая всю Прикаспийскую синеклизу, проводилось мелкомасштабное литогеохимическое опробование, сопровождающее поиски и разведку горючих сланцев и глауконитовых песков. Выполнялась систематизация материалов геохимического опробования скважин различного назначения, в том числе и глубоких скважин на нефть и газ. С выполнением больших объемов гидрохимического опробования осуществлялись работы по государственным гидрогеологическим съемкам, поисками и разведкой подземных вод, изучением подземных вод глубоких палеозойских горизонтов.

Целью геохимических исследований являлось изучение геохимического поля осадочных отложений и подземных вод, оценка экологической обстановки рассматриваемой территории. В процессе анализа распространения микрокомпонентов в породах осадочного комплекса применены количественные и приближенно-количественные методы анализа имеющейся информации. Обработка материалов проводилась в привязке к структурно-вещественным комплексам, геологическим формациям и структурно-тектоническим подразделениям территории.

Методика анализа геохимической информации включает в себя дифференциацию в соответствии с типом формаций, вещественным составом, структурой геологических тел, возрастом, типом геохимической дифференциации. В качестве основных параметров, характеризующих геохимическое поле, приняты: геохимический спектр элементов; их количество; уровни накопления по отношению к кларкам в осадочных породах; характерная для объектов различного генезиса ассоциация элементов; элювиально-аккумулятивный коэффициент, характерный для ландшафтно-геохимических условий Оренбургской области, равный 0,8-1,2 и др. Степень накопления элементов каждой ассоциации позволяет выполнить анализ геохимического поля по уровню содержания. Для вывода статистических закономерностей использована программа корреляционно-факторного анализа. Данный подход позволяет осветить геохимию чехла и рыхлого покрова, охарактеризовать геохимические поля, их аномалии и более достоверно представить экологическую ситуацию.

Геохимическая характеристика проводится по результатам литохимического и гидрохимического опробований приповерхностного комплекса пород, керна и шлама структурных, поисково-съемочных, нефтегазо-поисковых скважин. Это позволило охарактеризовать региональный геохимический фон и рассчитать средние содержания группы наиболее распространенных химических элементов.

Анализ имеющихся данных по распространенности элементов в разрезе осадочного чехла западной части Оренбургской области позволяет выделить характерную для него геохимическую ассоциацию. Это медь, кобальт, хром, молибден, стронций. Кларк концентрации указанных элементов (K_k – отношение содержания элемента в данной системе к его кларку в земной коре) равен 1,16 – 3,18. Постоянно присутствуют в близкларковых количествах марганец, скандий и литий. Кларк концентрации данных элементов составляет 1,08 – 1,18. Остальная группа элементов – цинк, свинец, никель, ванадий, титан, олово, бериллий, серебро, германий, барий, цирконий – входят в число дефицитных и присутствуют в количествах ниже кларка. Кларк концентрации их меньше единицы – от 0,18 до 0,81.

В состав характерной геохимической ассоциации входят хром, кобальт, медь, молибден, стронций, литий, скандий. Однако, ассоциация не имеет значительных уровней накопления входящих в нее элементов. Наиболее высокий кларк концентрации, равный

3,18, характерен для стронция. Его уровень накопления равен 3,16 для всего разреза осадочного чехла платформенного Оренбуржья. Данный уровень накопления рассматривается как повышенный. В разрезе осадочного чехла концентрация стронция максимальна в отложениях карбона, сакмарского, артинского, кунгурского ярусов нижней перми, а также в осадках уфимского яруса и нижнеказанского подъяруса. Кларк концентрации находится в пределах 2,5 – 5 для отложений карбона, уфимского и казанского ярусов, т.е. является повышенным. Осадки же всех ярусов нижней перми относятся уже к специализированным по стронцию (кларк концентрации от 6,48 до 8,47) (табл. 1).

Таблица 1

Среднее содержание химических элементов

Символ химического элемента	Стратиграфические подразделения и их индекс							
	D	C	P _{1sm-art}	P _{1k}	P _{1u}	P _{2kz₁}	P _{2kz₂}	P _{2t}
Cu	2,8	2,9	3,1	2,9	4,5	5,4	3,9	5,5
Zn	3,3	3,6	2,8	4,0	4,3	7,4	6,0	5,5
Pb	2,0	0,9	0,6	0,8	1,14	1,2	1,5	1,9
Ni	3,7	5,8	4,0	4,8	5,8	6,7	7,8	11,2
Co	1,2	1,0	1,0	1,4	1,9	1,9	2,0	2,5
Cr	3,8	5,7	2,8	5,2	9,1	9,8	10,4	15,1
V	9,1	6,0	2,2	5,4	6,9	6,9	7,6	11,6
Ti	370,0	136,0	85,0	327,0	285,0	335,0	327,0	390,0
Mo	0,24	0,24	0,19	0,26	0,31	0,34	0,31	0,27
Sn	0,28	0,24	0,23	0,22	0,28	0,3	0,34	0,34
Be	0,18	0,2	0,11	0,2	0,18	0,24	0,28	0,31
Ag	0,007	-	-	0,002	-	-	-	0,004
Ge	0,22	-	0,05	0,11	0,1	0,08	0,07	0,06
Ba	29,0	14,8	12,0	28,0	32,8	31,6	32,1	40,1
Zr	7,6	7,0	5,8	12,0	9,9	10,2	11,2	12,9
Sr	-	105,0	228,6	175,0	72,4	73,7	49,3	26,9
Mn	68,2	29,0	56,0	64,3	69,4	82,2	84,4	113,8
Sc	0,87	0,8	0,6	1,3	1,2	1,3	1,4	1,6
Li	6,3	9,3	-	2,4	-	-	-	-

Известно, что в разрезе верхнекаменноугольных и нижнепермских отложений, представленных карбонатными, терригенно-карбонатными накоплениями морского бассейна, на отдельных площадях преобладают доломитизированные известняки, доломиты с прослоями гипса и ангидрита. Вероятно, повышенная стронциенность данных стратиграфических подразделений связана с обогащением осадков солями сульфатов в условиях мелководного осолоняющегося морского бассейна. Остальные элементы ассоциации, хотя и содержатся в количествах выше кларковых, имеют низкий уровень повышенных содержаний, от 1,16 для меди, до 1,45 для хрома. Согласно представлениям об уровнях содержаний элементов, надкларковые концентрации марганца, молибдена, меди, кобальта, хрома, скандия и лития, уровень накопления которых не превышает 2,5, относятся к категории фоновых. Но при этом по разрезу чехла эти элементы, имея в целом низкий уровень накопления, распределены дифференцированно. Особенно четко дифференцированность в распределении проявлена у хрома, содержание которого в отложениях триаса повышено относительно кларка почти в 4 раза (уровень накопления 3,94). В то же время в нижней части разреза чехла, в осадках

карбона, кунгурского яруса нижней перми и особенно в сакмаро-артинской толще уровень накопления хрома снижается до 0,36. Концентрации хрома переходят не только на фоновый уровень, но этот элемент попадает в разряд дефицитных. Вероятно, закономерности распределения хрома связаны с грубообломочным обликом накоплений триаса и вхождением хрома в состав крупных обломков (галеков) базитов и ультрабазитов. То же можно сказать и о содержаниях хрома в отложениях юрской системы, где уровень его накопления приближается к повышенному. Данные по сопоставлению фоновых содержаний химических элементов в осадочном комплексе пород западной части Оренбургской области с их весовыми кларками в осадочных породах по К.К. Турекьяну и К.Х. Ведеполу приведены далее.

Сходная картина распределения в разрезе осадочного чехла характерна для кобальта, содержания которого находятся на уровне повышенного накопления в отложениях триаса и юры. Наблюдается увеличение кларка концентрации кобальта снизу вверх по разрезу от 0,7 в отложениях карбона, до 2,0 в отложениях триаса и юры.

Молибден, имея в целом относительно низкий уровень накопления – 1,24 для всего разреза осадочного чехла, тем не менее в отложениях почти всех подразделений разреза, за исключением сакмарско-артинских слоев, имеет близкларковые содержания, повышаясь в 1,5 – 1,6 раза в осадках всех ярусов верхней перми.

Марганец и скандий характеризуются последовательным ростом содержаний вверх по разрезу с изменением кларка концентрации от 0,4 до 1,72 от дефицитного уровня к фоновому уровню аккумуляирования в континентальных отложениях татарского яруса верхней перми, триаса и юры.

Группировка средних содержаний элементов по укрупненным стратиграфическим подразделениям в пределах осадочного чехла западной части Оренбургской области, учитывая эволюцию условий осадконакопления, позволяет сопоставить интенсивность процессов аккумуляирования различных элементов в пределах единого, достаточно крупного стратиграфического диапазона.

Так, в карбонатных, терригенно-карбонатных образованиях девона и карбона с подчиненной ролью сульфатных комплексов накапливаются молибден, стронций и литий (халькофильно-литофильная геохимическая ассоциация). В терригенно-карбонатных и галогенно-сульфатных отложениях ранней перми значительно увеличивается содержание стронция. Количество остальных элементов относится к разряду дефицитных, либо близко к фоновым. Терригенно-карбонатные, гидрохимические и терригенные осадки поздней перми имеют несколько повышенные кларковые значения всех элементов выделенной геохимической ассоциации – меди, кобальта, хрома, молибдена, стронция, марганца и скандия.

Образования мезозоя (Т-Ю) имеют самый высокий относительно всех остальных подразделений разреза уровень накопления меди, кобальта, хрома, марганца, скандия, который отвечает уровню повышенных значений.

В процессе дальнейших геохимических исследований следует уточнять факторы изменения геохимических условий месторождений нефти и газа, и определять их роль в создании особенностей геохимического облика осадочного чехла и их влияние на экологическую обстановку.

Список литературы

1. Вилор Н.В., Адрулайтис Л.Д., Зарубина О.В. Геохимия сейсмоактивных региональных разломов (Байкальская рифтовая зона, Восточная Сибирь). Геохимия, № 1, 2015.
2. Репмерс Н.Ф. Природопользование. М., – Мысль. – 1990.
3. Сагит Ю.Е. и др. Геохимия окружающей среды. М., – Недра, 1990.
4. Склярова Е.В. Интерпретация геохимических данных. Интермет Инжиниринг, 2001.
5. Смыслов А.А., Ильинский Ю.В. и др. Геохимическая карта территории СССР. Масштаб 1:1 000 000. Объяснительная записка. Л. – 1985.

ГЕНЕТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ЗОНАЛЬНОСТИ ПЕРВИЧНЫХ МАНТИЙНЫХ УВ-СИСТЕМ И ГЛОБАЛЬНЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НЕДР. ЧАСТЬ 1: ЗОНАЛЬНОСТЬ ПЕРВИЧНЫХ МАНТИЙНЫХ УВ-СИСТЕМ

Тимурзиев А.И.

*АО «Центральная геофизическая экспедиция», Москва
aitimurziev@cge.ru*

В рамках развития абиогенно-мантийной теории нефтегазообразования и нефтегазонакопления вводится понятие «**первичной мантийной УВ-системы**», как исходной углеродно-водородной основы всего ряда природных углеродных соединений (углеводородов, каустобиолитов, углей, горючих сланцев, графитов и алмазов), индивидуальный физико-химический и фазово-элементный облик которых определяется процессами физического фракционирования, дегазации и улетучивания газообразных и легких фракций, гипергенного окисления и утяжеления нефтей за счет увеличения содержания асфальтено-смолистых фракций, карбонизации вторичных битумных нафтидов и, наконец, высокотемпературного метаморфизма углистых и углеродсодержащих соединений, графитизации каменных углей и алмазообразования, процессами, определяемыми геодинамической зональностью новейших деформаций земной коры и общей раскрытостью недр. В части 1 рассмотрены генетические аспекты нефтегазовой зональности первичных мантийных УВ-систем.

Первичные мантийные УВ-системы и их отражение в нефтегазонаосности земной коры. Первичные мантийные УВ-системы находят свое генетическое отражение и материализованное выражение в нефтегазонаосности земной коры в пределах линз осадочно-породных бассейнов. Здесь, благодаря возможности скрытой эксплозивной разгрузки, аккумуляции в ловушках различного типа и масштаба, а также сохранности от разрушения в условиях закрытости недр и экранирования залежей региональными флюидопорами, мантийные УВ-системы сохраняют свой, в различной степени первозданный, физико-химический и фазово-элементный облик. В зависимости от раскрытости недр, трансформации первичных мантийных УВ-систем происходят в соответствии с геологическими условиями строения и активности новейших деформаций земной коры, регулирующими процессы их дегазации, карбонизации и метаморфизма. При этом во всех случаях трансмагматические колонны глубинного массопереноса, фильтрующие первичные мантийные УВ-системы, являются наложенными на первичную породно-слоевую структуру земной коры и на различные ее тектонические элементы, что определяет вариации в формах отражения первичных мантийных УВ-систем в закономерностях нефтегазонаосности недр и отражается в нарушениях идеальной зональности распределения физико-химического и фазово-элементного состава первичных мантийных УВ-систем в земной коре.

Зональность первичных мантийных УВ-систем. На примере осадочных бассейнов (ОБ) Земли рассмотрена зональность мантийных УВ-систем, находящих свое прямое отражение в установленных нами закономерностях нефтегазонаосности недр земной коры [1]. Не вдаваясь в классификационные признаки ОБ, а лишь акцентируя внимание на соотношении морфологии и характер сочленения бортов ОБ с их складчатыми обрамлениями, будем различать:

– ОБ центрального типа (симметричный) – дипоцентр в осевой (центральной) части, на края осадочный чехол выклинивается на складчатый борт, обнаженный кристаллический щит или погруженный складчатый фундамент. В качестве примера можно привести Западно-Сибирскую мегасинеклизу, Парижский, Паннонский и др. бассейны.

– ОБ краевого типа (асимметричный) - дипоцентр в предгорной (краевой) части, на края чехол выклинивается асимметрично, резко в предгорной и плавно в предплатформенной части (пример: Предкавказский, Предуральский прогибы).

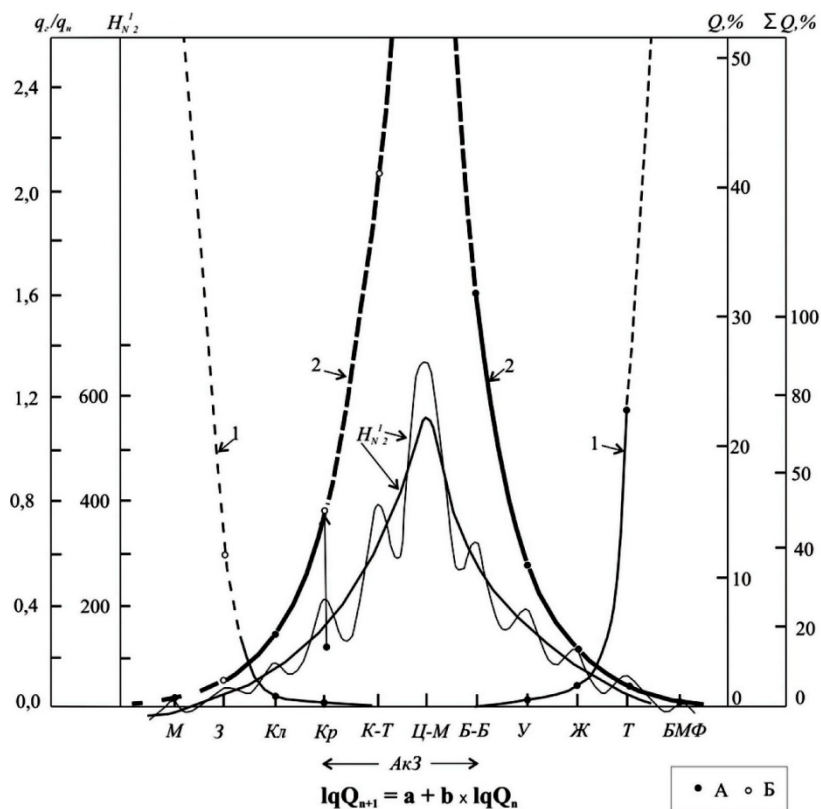


Рис.1– Эмпирическое распределение нефтегазоносности (разведанные запасы УВ). Характер соотношения газосодержания (1) и доли запасов УВ от суммарных запасов УВ региона ($\Sigma Q, \%$) (2) по структурным (антиклинальным) зонам с активностью (амплитудой H'_{N2}) новейших деформаций земной коры в поперечном профиле через Бузачинский свод, Центрально-Мангышлакские дислокации и Южно-Мангышлакский прогиб. Шкала запасов: справа ($\Sigma Q, \%$) и сплошная часть кривой 2 - фактические значения разведанных запасов; слева ($Q, \%$) и штриховая часть кривой 2 – расчетные значения теоретического распределения запасов УВ для симметричного относительно двух НГО очага генерации УВ (формула распределения $lg Q_{n+1} = a + b \times lg Q_n$). Кривые амплитуды неотектонических движений – фактическая, отвечающая нормальному закону распределения, и теоретическая (восстановленная), отвечающая закону затухающей синусоиды, a – фактические, b – расчетные значения величин газосодержания и доли запасов УВ по антиклинальным зонам для смежных НГО. Структурные (антиклинальные) зоны: **М** – Морская, **З** – Заповедная, **Кл** – Каламкасская, **Кр** – Каражанбасская, **К-Т** – Кошак-Торлунская, **Ц-М** – Центрально-Мангышлакская, **Б-Б** – Беке-Башкудукская, **У** – Узеньская, **Ж** – Жетыбайская, **Т** – Тенгинская, **БМФ** – Большая Мангышлакская флексура; **АкЗ** – аконсервационная зона. **А** – фактические, **Б** – расчетные данные.

Рис. 2. Южно-Мангышлакская НГО. Характер распределения запасов и фазового состава УВ (I) в зависимости от изменения значений градиента амплитуд (G_a) и градиента скорости (G_v) неотектонических движений (II) по антиклинальным линиям вкрест простирания от складчатого борта (А) до оси прогиба (Б): в скобках – стратиграфический интервал концентрации запасов и фазовый состав УВ. А – складчатый борт (Горный Мангышлак), Б – ось Южно-Мангышлакского прогиба: 1 – Беке-Башкудукский вал; 2 – Узеньская антиклинальная линия; 3 – Жетыбай антиклинальная линия; 4 – Тенгинская антиклинальная линия; 5 – Саукудук-Улькендалинская антиклинальная линия.

1. Зональность в поперечном сечении ОБ центрального типа от складчатого борта (кристаллического щита) до складчатого борта (кристаллического щита) выражена следующим рядом трансформации мантийных УВ-систем: алмазы – графит – антракосолиты (от высших до низших) – угли (от антрацита до бурых) – горючие сланцы – битумы – нефть (от тяжелой до легкой) – газоконденсат – газ – газоконденсат – нефть (от легкой до тяжелой) – битумы – горючие сланцы – угли (от бурых до антрацитов) – антракосолиты (от низших до высших) – графит – алмазы.

2. Зональность в поперечном сечении от оси ОБ центрального типа через складчатую зону (кристаллический щит) до оси смежного ОБ (центрального типа) характеризуется следующим последовательным рядом дегазации, метаморфизма и трансформации первичных мантийных УВ-систем: газ – газоконденсат – нефть (от легкой до тяжелой) – битумы – горючие сланцы – угли (от бурых до антрацитов) – антракосолиты (от низших до высших) – графит – алмазы – графит – антракосолиты (от высших до низших) – угли (от антрацита до бурых) – горючие сланцы – битумы – нефть (от тяжелой до легкой) – газоконденсат – газ.

В конкретных случаях эта идеальная схема площадной зональности распределения физико-химического и фазово-элементного состава первичных мантийных УВ-систем в земной коре может нарушаться за счет перекрытия ареалов смежных УВ-систем различного состава из-за различной асимметрии миграционных, аккумуляционных и консервационных свойств НГБ (рис.1).

Описанная зональность впервые установлена на примере Южно-Мангышлакской и Северо-Бузачинской НГО [1], подтверждается по другим НГБ мира и возведена в ранг закона пространственно-стратиграфического распределения УВ в недрах земной коры [2].

В деталях строения Южно-Мангышлакской НГО (рис. 2) находит подтверждение стратиграфическая приуроченность и зональность трансформации физико-химического и фазово-элементного состава первичных мантийных УВ-систем в зависимости от активности неотектонических движений. Завершает ряд метаморфизма мантийных УВ-систем угольные поля складчатой области Центрально-Мангышлакских дислокаций (Горный Мангышлак).

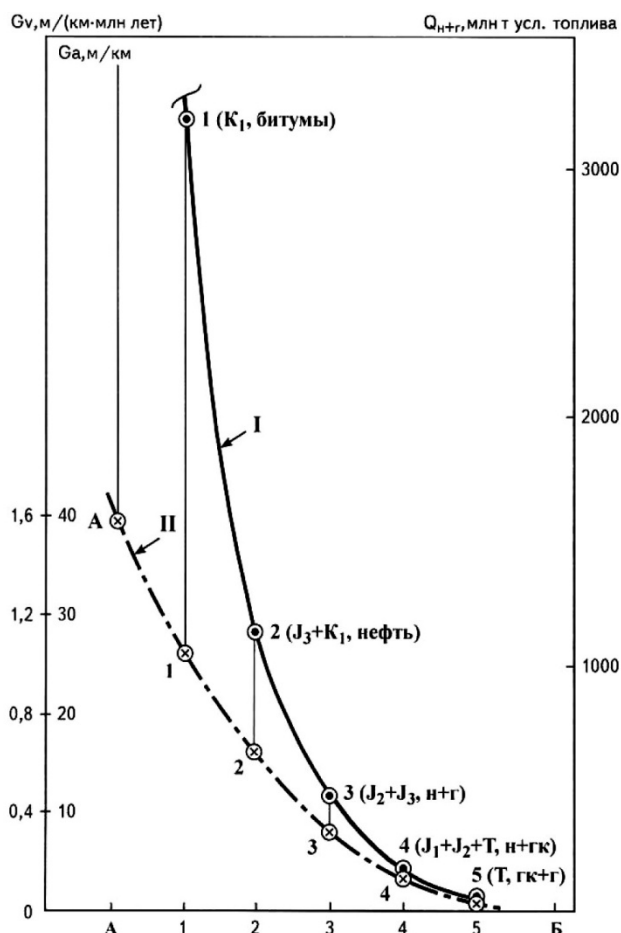


Рис. 2. Южно-Мангышлакская НГО. Характер распределение запасов и фазового состава УВ (I) в зависимости от изменения значений градиента амплитуд (G_a) и градиента скорости (G_v) неотектонических движений (II) по антиклинальным линиям вкрест простирания от складчатого борта (А) до оси прогиба (Б): в скобках – стратиграфический интервал концентрации запасов и фазовый состав УВ. А – складчатый борт (Горный Мангышлак), Б – ось Южно-Мангышлакского прогиба. Антиклинальные линии: 1 – Беке-Башкудукская; 2 – Узеньская; 3 – Жетыбайская; 4 – Тенгинская; 5 – Саукудук-Улькендалинская.

Полученные результаты вносят новый взгляд на проблему очагов генерации УВ и служат решению первой ее части, касающейся определения пространственно-временных координат (x, y, z, t) генерирующих зон (координата z - кровля астеносферного слоя верхней мантии). Они служат также основой разработки новой концепции нефтегазогеологического районирования недр и классификации НГБ на неотектонической основе.

Определение первичной мантийной УВ-системы. Первичная мантийная УВ-система – это сопряжённая парой тектонических элементов осадочный бассейн – складчатая зона (кристаллический щит) область, содержащая ряд переходящих (с перекрытием) по простиранию фазово-минеральных УВ ассоциаций от сухого природного газа (метан) – конденсат – нефть (от легкой до тяжелой) – битумы (мальты, асфальты, асфальтиты, озокериты, керы) – горючие углеродистые сланцы – угли (от бурых до антрацита) – антраксолиты (от низших до высших) – графит – алмазы. Завершают ряд метаморфизма первичных УВ-систем в процессе их разгрузки и эволюции в земной коре алмазоносные (кимберлитовые) трубки, формирующиеся в крайних условиях раскрытости недр и мгновенной взрывной разгрузке газо-флюидных УВ-систем в составе мантийных ксенолитов в приповерхностных условиях.

Этот ряд характеризуется последовательным усилением активности новейших тектонических деформаций и ослаблением экранирующих свойств осадочного чехла, а также переходом от максимально восстановительных условий среды разгрузки глубинных УВ-систем к максимально окислительным условиям среды протекания реакций трансформации и превращения их в описанный ряд метаморфизма первичных УВ-систем.

Глубинные мантийные УВ-системы имеют тесную парагенетическую связь с рудной минерализацией и образуют на крайней ступени фазово-минеральных ассоциаций урановорудную, редкоземельную (редкие металлы), благородно-металльную, сульфидную, полиметаллическую и другие металлоуглеродные ассоциации. Связь с нефтегазоносностью ОБ, ареалов распространения битумов, горючих сланцев, углей, антраксолитов и нефтидно-рудной минерализации позволяет увязывать их формирование и обогащение в едином генетическом ряду, в едином временном интервале разгрузки мантийных УВ-систем на последнем неотектоническом этапе активизации земной коры и диссипации мантийных астенолитов через их магматическую и гидротермальную разгрузку в земной коре.

Первичные мантийные УВ-системы включают и крайние элементы бор-литиевых и других редкоземельных элементов, содержание которых увеличивается от днищ ОБ на складчатые борта сопряженных элементов тектонопар: осадочный бассейн – складчатая область (кристаллический щит), главным образом кайнозойской и современной тектономагматической активизации.

В указанном ряду фазово-минеральных ассоциаций УВ-систем от днищ впадин в сторону бортов складчатых систем на фоне ослабления экранирующих свойств региональных флюидоупоров происходит усиление трансформации первичных УВ-систем в процессе физического фракционирования, дегазации и улетучивания газообразных и легких бензиновых фракций (газ – конденсат – легкие нефти), гипергенного окисления и утяжеления нефтей за счет увеличения содержания асфальтено-смолистых фракций (нефть – мальты – асфальты – асфальтиты – озокериты – керы), карбонизации вторичных битумных нефтидов (горючие углеродистые сланцы – угли (от бурых до антрацита) – антраксолиты (от низших до высших антраксолитов – шунгит, например, характеризуется предграфитовой стадией карбонизации) и, наконец, высокотемпературного (контактового, термального и гидротермально-метасоматического) метаморфизма углистых и углеродсодержащих соединений (от первичных нефтей до вторичных каустобиолитов различной стадии преобразования), графитизации каменных углей (перантрациты, графитизированные антрациты – графит) и алмазообразования (алмаз – крайняя форма метаморфизма углерода) при взрывной разгрузке мантийных ксенолитов в приповерхностных условиях (алмазы образуются при разгрузке в приповерхностных условиях, отсутствии осадочного чехла и резком снижении в реакционной камере,

заполненной первичной УВ-системой, мантийных давлений до атмосферных). При прочих равных условиях (в первую очередь соотношение проницаемости и экранирующих свойств (мощности) осадочного чехла) площадная, вертикальная и фазово-минеральная зональность распределения УВ-систем определяется глубиной дренирования коры и верхней мантии, ее составом, степенью дислоцированности и метаморфизма земной коры, включая ее верхнюю часть (осадочный чехол и фундамент).

Список литературы

1. Тимурзиев А.И. Новое в закономерностях пространственного размещения и стратиграфической локализации УВ в недрах Мангышлака // Доклады АН СССР. 1989. Т. 309. № 6. С.1438-1442.
2. Тимурзиев А.И. Новейшая тектоника и нефтегазоносность Запада Туранской плиты // Геология нефти и газа. 2006. №1. С. 32-43.

ГЕНЕТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ЗОНАЛЬНОСТИ ПЕРВИЧНЫХ МАНТИЙНЫХ УВ-СИСТЕМ И ГЛОБАЛЬНЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НЕДР. ЧАСТЬ 2: ГЛОБАЛЬНЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НЕДР

Тимурзиев А.И.

*АО «Центральная геофизическая экспедиция», г. Москва
aitimurziev@cge.ru*

В рамках развития глубинной абиогенно-мантийной теории нефтегазообразования и нефтегазонакопления вводится понятие «**первичной мантийной УВ-системы**», как исходной углеродно-водородной основы всего ряда природных углеродных соединений (углеводородов, каустобиолитов, углей, горючих сланцев, графитов и алмазов), индивидуальный физико-химический и фазово-элементный облик которых определяется процессами физического фракционирования, дегазации и улетучивания газообразных и легких бензиновых фракций, гипергенного окисления и утяжеления нефтей за счет увеличения содержания асфальтено-смолистых фракций, карбонизации вторичных битумных нафтидов и, наконец, высокотемпературного метаморфизма углистых и углеродсодержащих соединений, графитизации каменных углей и алмазообразования, процессами, определяемыми геодинамической зональностью новейших деформаций земной коры и общей раскрытостью недр. В части 2 рассмотрены глобальные закономерности трансформации первичных мантийных УВ-систем в земной коре и их отражение в нефтегазоносности земной коры.

Примеры зональности первичных мантийных УВ-систем. В сопоставлении с НГБ, включающими газ, нефть, битумы и горючие углеродистые сланцы, угольные бассейны являются ближайшими смежными и сопряженными составными парагенезов УВ-систем со стороны складчатых областей – границ ОБ. В качестве примеров, подтверждающих установленную нами зональность, рассмотрим соотношение парагенезов УВ-систем Тимано-Печерской и Волго-Уральской (западный борт) и Западно-Сибирской (восточный борт) нефтегазоносных провинций (НГП) по отношению к Уральской складчатой области.

Тимано-Печерская НГП. В пределах Тимано-Печерской НГП (асимметричный палеозойский предгорный ОБ краевого типа), в соответствии с увеличением закрытости недр (увеличение мощности чехла и региональных флюидоупоров) к дипоцентру ОБ (поперечная зональность) и в сторону арктического шельфа (продольная зональность), происходит увеличение газонасыщенности УВ-систем. В согласии с этим осевая часть

прогиба, связанная с Печеро-Колвинской нефтегазоносной областью (НГО), характеризуется преимущественным развитием газовых и газоконденсатных месторождений (Вуктыльское, Возейское, Ярейюское, Кумжинское, Коровинское и др.). С погружением в сторону Восточно-Баренцевской НГП, ослаблением дислоцированности чехла и увеличением закрытости недр, встречаются только газоконденсатные и газовые месторождения (Мурманское, Штокмановское, Лудловское и др.).

Напротив, в сторону борта Уральской складчатой системы (СС) от осевой линии дипоцетров ОБ Тимано-Печерской НГП, за счет усиления дислоцированности, проницаемости и ослабления экранирующих свойств осадочного чехла происходит трансформация первичных мантийных УВ-систем в сторону их общей дегазации и утяжеления. УВ-системы Хорейверской и Варандей-Адзъвинской НГО преимущественно нефтяные (Верхневозейское, Харьягинское, Хасырейское, им. А. Титова, Торавейское, Приразломное и др.). С приближением к Уральской СС появляются скопления битумов (крупные залежи битумов (асфальты и асфальтиты) известны в пределах Тиманской НГО (Ярегское), на южной оконечности Печеро-Колвинской НГО (Усинское), в Варандей-Адзъвинской НГО и на поднятии Чернова.

На складчатый борт северного Урала наложен Печорский угольный бассейн (УБ), совмещённый с Северо-Предуральской НГО пермского возраста, внутри которого метаморфизм углей от бурых (Верхнероговское) до каменных и антрацитов (Сейдинское, Усинское, Воргашорское, Воркутское) происходит последовательно с запада на восток в соответствии с усилением метаморфизма пород (от осадочного к складчатому борту Урала). Замыкает этот ряд углеродного метаморфизма на Северном Урале гидротермальные урановые месторождения Полярно-Уральского и Ляпинского урановорудных районов (золоторудной и полиметаллической спецификации), связанные с черносланцевыми формациями с остаточной (реликтово-метасофической) битуминозностью высокопелитовых разностей пород.

УБ окаймляют весь западный складчатый борт Урала по всему его простиранию и одновременно служат крайним звеном метаморфизма УВ-систем на границах НГБ. На южном окончании Тимано-Печерская НГП граничит с Щугор-Вуктыльским УБ, который южнее переходит в Кизеловский УБ, граничащий со Средне-Предуральской НГО Волго-Уральской НГП, далее на юг в пределах Волго-Уральской НГП мы наблюдаем граничный парагенез Южно-Предуральской НГО с Южно-Уральским УБ и с Южно-Уральским горючесланцевым бассейном (месторождения Ашинское, Лемезинское, Зилимское). В границах РФ Южно-Предуральской НГО граничит на юге с Урало-Каспийским УБ и Орским угольным районом.

В соответствии с описанной зональностью [1] на запад Тимано-Печерской НГП (платформенный склон) в сторону ослабления складчатости, метаморфизма и общей проницаемости земной коры, погружения чехла и улучшения экранирующих свойств разреза, происходит переход от углей, битумов, тяжелых нефтей, к лёгким нефтям, конденсатам и свободному газу в осевой части Печеро-Колвинской НГО. Далее на запад в сторону пологого платформенного борта Тиманского вала (восточного склона) картина зеркально повторяется, но с меньшей контрастностью. От осевой зоны Печеро-Колвинской НГО происходит утяжеление нефтей, появляются тяжелые нефти и битумы (Ярегское месторождение с нафтидо-титановой минерализацией); на борта, с ростом метаморфизма углеродистого вещества, нафтиды переходят в горючие углеродистые сланцы (Ижемский бассейн) и в угли (Южно-Тиманский район).

На южном Урале в пределах Волго-Уральской НГП зональность повторяется: осевая часть Предуральского прогиба с максимальными мощностями осадочного

выполнения и экранирующими свойствами региональных флюидоупоров характеризуется максимальной газонасыщенностью и распространением газовых, газоконденсатных и нефтегазовых залежей (Средне-Предуральская, Южно-Предуральская, Оренбургская, Бузулукская НГО), на запад в сторону сокращения мощности чехла и ослабления экранирующих свойств разреза мы встречаем в основном нефтеносные области с однофазными нефтяными залежами (Прикамская, Верхнекамская, Уфимская, Южно-Татарская, Северо-Татарская, Средневожская НО), переходящие в битумные поля (Мелекесская впадина). При этом западная оконечность нефтегазоносных территорий Волго-Уральской НГП окаймляется поясом горючесланцевых бассейнов и групп месторождений (Ярегский, Сысольский, Мантуровский, Волжский, Общесыртовский). За границами установленной нефтегазоносности Волго-Уральской НГП развиты УБ и районы (Камский и Ульяновско-Саратовский наложенные; Подмосковский, Белгородско-Обоянский, Донецкий). При этом Донецкий УБ скорее является самостоятельным звеном метаморфизма углеродистого вещества первичной мантийной УВ-системы, связанной с локальным рифтогенным мантийным очагом генерации УВ Днепровско-Донецкой впадины.

В соответствии с этой зональностью, Южно-Новоземельский урановорудный район в пределах о-ва Новая Земля будет «окольцован» по периметру морским продолжением Печерского УБ (на юге и западе) и не открытым еще Западно-Карским УБ (на востоке).

Рассматривая складчатый Урал по всему его простираению как глубинный очаг мантийного нефтегазообразования, важнейшим подтверждением установленной нами на примере Мангышлакско-Бузачинской НГО [2] и наблюдаемой уже по отношению к Уральской СС зональности, является овално-концентрическое (поясовое) расположение фазово-минеральных УВ ассоциаций: газ – нефть – битумы – горючие сланцы – уголь – графит вдоль всего меридионального протяжения Урала. Эта зональность повторяется и в пределах сопряженных ОБ восточного склона Урала. В этой зональности угольные пояса Урала, развитые на западном и восточном складчатом обрамлении Урала, служит маркерами стадии карбонизации вторичных битумных нафтидов и начала предграфитовой стадии метаморфизма углистых и углеродсодержащих соединений первичных мантийных УВ-систем в аконсервационной зоне при разгрузке мантийного очага. Согласно этой зональности, следующим элементов в ряду процессов физического фракционирования, дегазации, гипергенного окисления, карбонизации и метаморфизма углерода первичных мантийных УВ-систем должны быть графит и алмаз. Графит в изобилии распространён на складчатом Урале, причем на Урале разведаны крупнейшие месторождения графита в России. В целом на Среднем и Южном Урале в пределах Уральской СС разведано до 50 месторождений графита.

Наконец, в Центрально-Уральской структурно-минералогической зоне в пределах Сарановских хромитовых месторождений выявлены россыпи алмазов (Н.Г. Берлянд, 2007).

Металлогения Урала в ее металлоуглеродной части, полностью подтверждает установленные нами связи и зональность первичных мантийных УВ-систем. Так, на примере Тиманского кряжа (Т.П. Майорова и др., 2012) можно наблюдать широкое развитие сульфидной минерализации в углеродсодержащих сланцах верхнего кембрия. Рудовмещающие углеродистые сланцы соответствуют хлорит-серицитовой субфации зеленосланцевой фации регионального метаморфизма содержат от 10 до 50% углеродистого вещества – продукта глубокого метаморфизма первичных мантийных УВ-систем.

Западно-Сибирская НГП. Повышение стратиграфической приуроченности базисных горизонтов и ресурсов УВ, расширение стратиграфического диапазона нефтегазоносности, а также изменение фазового состава месторождений УВ Западно-Сибирской НГП, связано с зональностью новейших тектонических движений [2]. В сочетании с объемом контролируемых ловушек, активность неотектонических движений и экранирующие свойства региональных флюидоупоров, определили все многообразие количественного и пространственно-стратиграфического распределения разведанных запасов и прогнозных ресурсов УВ Западно-Сибирской НГП, их преобладающий фазовый состав и физико-химические свойства.

Возвращаясь к проявлению зональности первичных мантийных УВ-систем в закономерностях нефтегазоносности недр Западно-Сибирской НГП, отметим ее главную особенность: Западно-Сибирская НГП со всех сторон по периметру окаймлена УВ. На восточном склоне Уральской СС с севера на юг по ее простиранию расположены УВ: триас-юрский Сосьвинско-Салехардский, каменноугольные Маньинский, Серовский, Махневско-Каменский, триас-юрский Челябинский, каменноугольный Полтаво-Брединский район и другие районы. От складчатого борта к платформенному, антрациты замещаются бурыми углями.

На всём протяжении Уральской СС от южной оконечности Новой Земли и Полярного Урала, УВ и их сопряжённые углеродные ассоциации мантийной УВ-системы сопровождается наложенная урановорудная минерация Урало-Енисейского пояса, частично наложенная и на нефтегазоносные территории Восточно-Уральской, Приуральской и Красноленинской НГО Западно-Сибирской НГП. Южное обрамление урановорудной минерации Урало-Енисейского пояса сопряжено с крупнейшими и богатейшими УВ: Горловским (С-Р), Кузнецким (D-C-P-J), Минусинским (С-Р) и Канско-Ачинским (С-J), граничащими с Каймысовской, Васюганской, Пайдугинской и Предьенисейской НГО Западно-Сибирской НГП (на территории Казахстана – Карагандинский, Экибастузский и другие УВ). На востоке Западно-Сибирская НГП (Пур-Тазовская НГО) граничит с Тунгусским УВ до границы на севере с Хатангско-Виллойской НГП, также обрамлённой со всех сторон УВ (Тунгусский, Таймырский, Ленский).

Уже в пределах Сибирской платформы Тунгусский, Таймырский и Ленский УВ с внутренней стороны Анабарского щита окаймлены кембрийскими горючесланцевыми и битумными (Оленекский и другие) бассейнами и полями, с урановорудной минерализацией, переходящей в антраксолитовую и графитовую субфации первичной мантийной УВ-системы. Завершает ряд трансформаций первичной мантийной УВ-системы Сибирской платформы алмазообразование, в котором алмаз является крайней формой метаморфизма углерода при взрывной разгрузке мантийных углеродсодержащих ксенолитов на поверхности. Широкое распространение алмазов Сибирской платформы и их тесная связь с нефтегазопроявлениями и различными ассоциациями углеродистых веществ общеизвестна, а мантийный генезис этих парагенетических ассоциаций не вызывает сомнений.

В целом, отмечая повторение общей зональности первичных мантийных УВ-систем в закономерностях нефтегазоносности недр западного (Тимано-Печерская, Волго-Уральская и Прикаспийская НГП) и восточного (Западно-Сибирская НГП) бортов СС Урала и одноименного мантийного очага генерации УВ, мы наблюдаем нарушение ее идеальной модели на восточном склоне Урала. Это нарушение зональности первичных мантийных УВ-систем может быть связано с нарушением симметрии строения Уральской СС на корово-мантийном уровне, деградацией системы предгорных прогибов, возможным смещением очага генерации УВ на западный склон Урала и нарушением прямой

выраженности морфологии очага генерации с современной морфоструктурой Урала, равно как и несовпадением зональности новейших деформаций земной коры и ее проницаемости с глубинной структурой Урала.

Установленные глобальные закономерности нефтегазоносности недр, связанные с геодинамической эволюцией НГБ на неотектоническом этапе развития, отражают зональность первичных мантийных УВ-систем, выраженную в глобальных закономерностях нефтегазоносности недр (рис. 3).

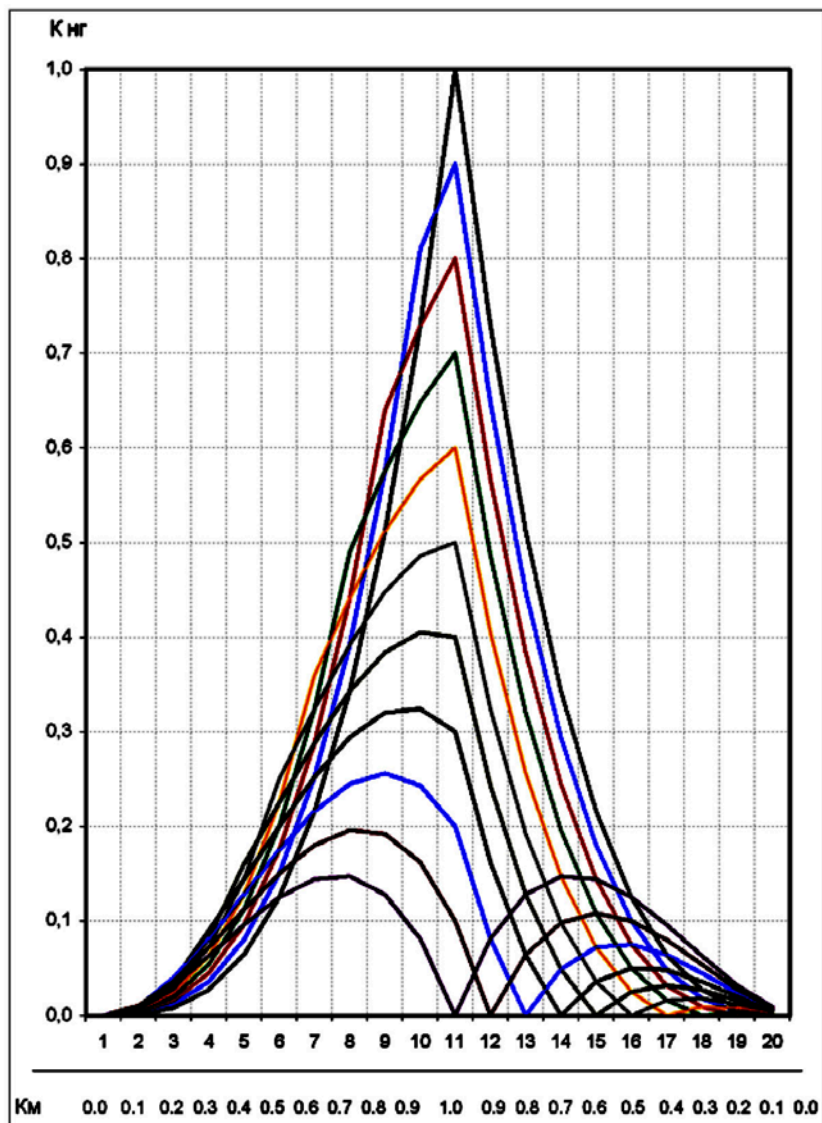


Рис.3 – Теоретическое распределение вероятностной оценки ресурсного потенциала осадочного бассейна ($K_{нр}$) для модели двух смежных, разделенных горно-складчатой зоной, осадочных бассейнов во всех возможных сочетаниях соотношений относительных значений проницаемости (K_m) и экранирования при скользящей оси коэффициента сохранности (K_c): 1 – днище осадочного бассейна, 11 – ось складчатой зоны, 20 – днище осадочного бассейна.

Список литературы

Тимурзиев А.И. Новое в закономерностях пространственного размещения и стратиграфической локализации УВ в недрах Мангышлака // Доклады АН СССР. 1989. Т. 309. № 6. С.1438-1442.

Тимурзиев А.И. Новейшая тектоника и нефтегазоносность Запада Туранской плиты // Геология нефти и газа. 2006. №1. С. 32-43.

ОРЕНБУРЖЬЕ: ПРОБЛЕМЫ В ИЗУЧЕННОСТИ ГЕНЕЗИСА УГЛЕВОДОРОДОВ, ИХ МИГРАЦИИ И ФОРМИРОВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Тюрин А.М.

ООО «ВолгоУралНИПИгаз», г. Оренбург

Общая схема геологического процесса, результатом которого являются месторождения углеводородного сырья (УВС), проста и понятна. Формирование в осадочном бассейне потенциально нефтематеринских толщ, их погружение на глубину в процессе накопления осадков, генерация из рассеянного органического вещества (ОВ) углеводородов (УВ), миграция, формирование месторождений УВС. Температура в земной коре возрастает с глубиной. При температурах от 80 до 170°C протекает главная фаза нефтеобразования (стадии катагенеза ОВ МК₁₋₃). Генерируются жирный газ и жидкие лёгкие углеводороды. При дальнейшем погружении нефтематеринских толщ они попадают в зону температур от 180 до 250°C. Здесь протекает главная фаза газообразования (от конца МК₃ – начала МК₄ до АК₂). Генерируется преимущественно метан (сухой газ).

О значительных объемах нефти и газа, генерированных в Прикаспийской впадине, свидетельствуют открытые гигантские месторождения: Астраханское, Карачаганак, Тенгиз, Кашаган. Остаточные (неразведанные) ресурсы категорий С₃-D₁ Прикаспийской впадины составляют 40 млрд т н.э., в том числе в ее российской части – 14 млрд т н.э. За счет ресурсов D₂ они могут быть увеличены как минимум на 50 % [8]. Считается, что основные объемы УВС Прикаспийской впадины генерированы глубоководными глинисто-кремнисто-карбонатными битуминозными породами, развитыми в ее внутренних районах. Зональные модели генерации УВС и формирования месторождений проработаны с разной степенью детальности.

В Волгоградском Заволжье степень метаморфизма ОВ в девонско-нижнепермских отложениях Прикаспийской впадины соответствует главной фазе нефтеобразования. «Однако жидкие УВ были вытеснены «газовой волной» ЦПД [Центрально-Прикаспийской депрессии] в западном направлении, что способствовало формированию нефтяных месторождений Ближнего Заволжья и Нижневолжской НГО» [8, с. 89]. В районе Астраханского свода нефтематеринской является толща терригенных пород нижне-среднедевонского возраста. Ее мощность 50 м. Тип ОВ – сапропелево-гумусовый, способный генерировать как жидкие, так и газообразные УВ. Выделяется несколько очагов генерации. «В центре Астраханского свода материнские породы имеют градации МК₃-МК₄, которые генерируют первичные конденсаты. В южной части Астраханского свода в Каракульско-Смушковой зоне на глубине 5 км градация катагенеза составляет МК₄-МК₅, Ко – 1,4 %, генерируется сухой газ» [12, с. 11-12]. Вопрос о том, что стало с нефтью, которая была генерирована в Каракульско-Смушковой зоне на главной фазе нефтеобразования, остался открытым. Предполагается, что нефтегазоносность юго-востока Прикаспийской впадины связана с нефтематеринской толщей средне-позднедевонского возраста. В ней установлено высокое содержание сапропелевого и гумусового ОВ, способного генерировать жидкие и газовые УВ [4, с. 13].

В отложениях юго-восточной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции автор публикации [1] выделила следующие генерационно-аккумуляционные углеводородные системы: рифей-вендская, ордовикско-силурийская, нижнедевонско-франская, франско-турнейская, визейско-башкирская, нижнепермская. В них обособлены нефтегазоматеринские породы и свиты, определена зональность катагенеза ОВ. Однако, не выполнена количественная оценка объема генерированных нефти и газа. Но главное, не рассмотрена миграция УВ при увязке с выявленными месторождениями.

Оренбургское НГКМ приурочено к Оренбургскому валу. Считается, что аккумулярованное в нем УВС тоже образовалось в Прикаспийской впадине. Однако, зональная модель его генерации носит умозрительный характер. Подсолевые отложения российской части Прикаспийской впадины вскрыты скважинами 1 и 2 Каинсайскими, 1 Буранной и 1 Южно-Линевской. Девонско-артинские отложения, за исключением визейско-серпуховских и, возможно, башкирских, сформированы в условиях

глубоководного шельфа и депрессии. Представлены кремнисто-терригенно-карбонатными породами, которые местами имеют характеристики нефтегазоматеринских. В них отмечены признаки нефтегазоносности, получены непромышленные притоки нефти и газа. Определение содержания ОВ в породах выполнено по небольшому количеству образцов. Оно не превышает 0,6 %. Специальные исследования возможности генерации нефти и газа в них не проводились.

Можно выделить два пути миграции УВ из Прикаспийской впадины в каменноугольно-нижнепермские карбонаты Оренбургского вала. Первый – это зона струйной миграции по Димитровскому структурному носу [9, 10]. Последний находится южнее западной части Оренбургского вала и улавливает рассеянные УВ, мигрирующие из Прикаспийской впадины на север по восстанию пластов. Основной объем мигрирующих УВ находится под региональной покрывкой – солями и ангидритами кунгурского яруса нижней перми. С этих позиций обозначена принципиальная модель Димитровского месторождения УВС.

Второй путь миграции УВ приурочен к бортовому карбонатному уступу нижнепермского возраста, маркирующему Предуральский некомпенсированный прогиб. В структурных ловушках на пути миграции УВ сформированы месторождения УВС. Южно-Нагумановское месторождение газовое. Однако, в скважине 22 Нагумановская при опробовании получена нефть. Северо-Нагумановское месторождение нефтяное. Но по результатам опробования скважины 5 Нагумановская получен приток УВС, состав которого свидетельствует о незавершенном формировании в залежи ГНК.

На Копанском месторождении газоконденсатная залежь подстилается сплошной нефтяной оторочкой, мощность которой по площади практически не меняется. На Бердянском месторождении в карбонатах нижней перми имеются две залежи УВС, разделенные экраном (пласт плотного известняка) мощностью 15 м. Верхняя залежь газоконденсатная с нефтяной оторочкой в ее восточной части. Нижняя залежь нефтяная. Такую структуру залежей месторождения автор публикации [3] объяснил «направленной с запада вторичной миграцией газа по проницаемым пластам, изолированным сверху региональным экраном и плотными карбонатами снизу». «На Северо-Копанском месторождении... Залежь, в целом сохраняя массивный облик, фактически состоит из разобщенных литологически экранированных газонефтенасыщенных прослоев с общим ГВК и ВНК». Таким образом, четыре из пяти месторождений УВС на пути миграции УВ из Прикаспийской впадины в северном направлении характеризуются сложным строением, обусловленным их пребыванием в стадии формирования. Но единой гидродинамической модели формирования месторождений УВС этой зоны, учитывающей процесс миграции УВ, не имеется.

Геодинамическая модель формирования Оренбургского вала проработана достаточно детально [11]. Однако, модель формирования Оренбургского НГКМ носит умозрительный характер. В нефтематеринских породах на главной фазе нефтеобразования где-то в Прикаспийской впадине образовалась нефть, которая заполнила пласты коллекторы в карбонатах Оренбургского вала каменноугольно-нижнепермского возраста. Позднее нефтематеринские породы вступили в главную фазу газообразования. Газ, поступающий в продуктивные пласты Оренбургского вала, вытеснил нефть. Но некоторое количество нефти осталось в их поровом пространстве. Из неё улетучились лёгкие фракции, и она превратилась в «остаточную нефть». Для нее сконструирован специальный термин – «высокомолекулярное сырье» (ВМС).

В модели Оренбургского НГКМ имеется три проблемы.

1. Не решен вопрос о наличии и характере нефтяных оторочек под Основной газовой залежью, главное, достоверно не оценены технико-экономические параметры возможной добычи нефти.

2. На западной периклинали Оренбургского вала имеются проблемы с гипсометрией ВНК нефтяной оторочки в отложениях филипповского горизонта. При подсчете запасов Оренбургского месторождения (С.В. Багманова, 2007 г.) от его основной залежи (ВНК минус 1763,6 м) отделены Западно-Оренбургская площадь

(УПУ минус 1816 м) и Редутская структура (УПУ минус 1853 м). Предполагается, что «блочное» строение оторочки обусловлено тектоническими нарушениями. Однако, по данным сейсморазведки МОГТ они достоверно не картируются.

3. Гипсометрия ВНК (минус 1820 м) и ГНК (минус 1715 м) залежей газа и нефти Восточного купола существенно отличается от ГВК (минус 1756 м) газовой залежи остальной части Оренбургского НГКМ. Предполагается, что это обусловлено наличием экрана в седловине между Восточным и Центральным куполами Оренбургского вала. Однако, попытки идентификации его природы и картирования положения на основе данных сейсморазведки МОГТ-2D и МОГТ-3D, осуществленные специалистами ООО «ВолгоУралНИПИГаз» (1996-2017 гг.), ОАО «ОГЭ» (2015 г.) и ООО «ТНГрупп» (2016 г., 2017 г.), не дали достоверных результатов.

Вполне возможно, все три проблемы связаны с тем, что формирование Оренбургского месторождения не завершено. Соотношение залежей нефти и газа, а также гипсометрия ГВК, ГНК ВНК, носят динамический характер (в масштабе геологического времени). Эта гипотеза нуждается в дальнейшей проработке.

Актуальность создания модели формирования Оренбургского НГКМ имеет еще один важный аспект. На нем развивается проект добычи нетрадиционного УВС – ВМС, в состав которого входят смолы, асфальтены, маслянистые и осмоленные компоненты [2]. Выполнен подсчет его запасов – 2680,92 млн т (М.А. Политыкина, 2003 г.). Пробурена скважина 1-ВМС, проведен промышленный эксперимент по добыче ВМС с применением растворителей. По комплексной программе исследован большой объем керна. Выполнен технико-экономический анализ, составлены проектные документы по отработке технологии добычи ВМС. Однако, обоснованных представлений о его генезисе не имеется. Тождественность «ВМС = остаточная нефть» носит умозрительный характер.

Выше мы отметили, что первоначально в подсолевых каменноугольно-нижнепермских карбонатах Оренбургского вала сформировалось месторождение нефти. Позднее основные ее объемы вытеснил газ. Продолжая наши умозрительные построения, можно предположить, что вытесненная нефть мигрировала под региональной покрывкой кунгурского яруса по восстанию пластов на север. В зоне выклинивания покрывки она «перетекла» в преимущественно терригенные отложения уфимского и казанского яруса верхней перми. Там нефть потеряла легкие фракции и превратилась в сверхвязкую. Ее геологические ресурсы в пределах Татарстана по разным оценкам составляют от 1,4 до 7,5 млрд т [13]. На сопредельной территории Оренбургской области они могут составить 0,4-1,2 млрд т [10].

ПАО «Татнефть» осуществляет пилотный проект по добыче тяжелой сверхвязкой нефти на Ашальчинском месторождении. Нефть добывается из терригенных отложений верхней перми. Пористость пластов-коллекторов достигает 17% при высокой проницаемости. Продуктивные отложения залегают на глубине 100 м и ниже. Нефть добывается методом парогравитационного дренирования. С начала разработки месторождения (с 2006 г.) добыто более 1 млн т. Сверхвязкую нефть Оренбургской области следует рассматривать как одно из направлений добычи нетрадиционного УВС, по обеспечению сырьем Оренбургского газового комплекса, включающего и НПЗ ГНХС (ООО «Газпром нефтехим Салават»). Вполне возможно, что технологии, создаваемые для добычи ВМС на Оренбургском НГКМ, будут эффективны и для добычи сверхвязкой нефти. Необходимо выполнить количественную оценку ресурсов сверхвязкой нефти в отложениях верхней перми северной части Оренбургской области. Такая оценка может базироваться только на детально проработанной модели формирования ее залежей.

Карбонатно-терригенные отложения (флишoids) сакмаро-саранинского возраста башкортостанского и каменноугольно-саранинского оренбургского сегментов юга Предуральяского прогиба, а также верхнедевонско-саранинского востока Прикаспийской впадины являются единым гигантским клиноморфным геологическим телом, имеющим длину до 900 км, ширину – до 75 км и мощность – до 7,5 км. Вся их толща в оренбургском сегменте Предуральяского прогиба является единым газомещающим резервуаром, по своим характеристикам соответствующим газоносным сланцевым полям США [6]. Построена

геолого-геофизическая модель флишоидов. В оренбургском сегменте Предуральского прогиба выделено пять типов их разреза. В каждом из них по данным ГИС оценён процент содержания пластов-коллекторов. Ресурсы и запасы флишоидного газа оренбургского сегмента Предуральского прогиба, полученные прямым подсчётом – 43799,2/5278,1 млрд м³ (А.М. Тюрин, 2016 г.). Дальнейшее изучение газоносных флишоидов будет осуществляться в рамках «Программы освоения нетрадиционных и трудноизвлекаемых ресурсов газа» утвержденной Председателем Правления ПАО «Газпром» А.Б. Миллером в 2017 г.

Вопрос об источнике газа во флишоидах Предуральского прогиба не решён. Для дальнейшей его проработки можно обозначить три гипотезы.

1. Дофаменские отложения девона в пределах оренбургского сегмента передовых складок Урала представлены ассоциацией маломощных пластов депрессионных разностей карбонатно-терригенных пород, характерных для некомпенсированных впадин, и толщ терригенных пород, сформированных за счёт сноса с востока. Депрессионные разности карбонатно-терригенных пород дофаменского возраста являются генерирующими. Образовавшийся в них газ мигрировал в нижнепермские флишоиды.

2. Газ флишоидов связан с интенсивными потоками глубинных углеводородов, контролируемых разломами зоны сочленения Предуральского прогиба и складчатого Урала [Политыкина, Тюрин, 2002]. Эта гипотеза находится в идеологическом поле неорганической теории образования нефти и газа.

3. Предуральский прогиб (некомпенсированная впадина нижнепермского возраста) и передовые складки Урала являются перикратонным склоном Русской плиты. Собственно предгорный прогиб, вернее, накопленные в нём осадки, находятся сегодня под Уральским орогеном на глубинах 10-20 км. В них и генерируется газ, который под большим давлением инжектируется и в толщу карбонатно-терригенных пород девонско-нижнепермского возраста передовых складок Урала, и в нижнепермские флишоиды Предуральского прогиба.

Главные выводы.

Региональная модель западной части Оренбургской области в части генезиса углеводородов, их миграции и формирования месторождений УВС:

– не соответствует задачам оптимально планирования добычи нефти и газа на завершающем этапе разработки Оренбургского НГКМ;

– не может являться основой развития проектов добычи нетрадиционного углеводородного сырья – ВМС, флишоидного газа и сверхвязкой нефти.

Назрела настоятельная необходимость создания научной базы самого высокого уровня, на основе которой будут проработаны стратегические направления работ по обеспечению Оренбургского газового комплекса углеводородным сырьем. Единая флюидо-динамическая модель региона, включающая адекватные представления о генезисе УВ, их миграции и формировании месторождений УВС – необходимая составляющая этой базы.

Список литературы

1. Василенко Е.И. Условия формирования и перспективы нефтегазоносности глубокопогруженных отложений юго-восточной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. Москва, 2018, 23 с.

2. Дмитриевский А.Н., Скибицкая Н.А., Политыкина М.А., Карнаухов С.М. Битумоиды Оренбургского месторождения-нетрадиционный источник углеводородного сырья //Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе, 2005, № 6, с. 33-36.

3. Зимин Ю.Г. Залежи нефти и газа северной бортовой части Прикаспийской синеклизы // Геология нефти и газа, 1987, № 5, с. 35-39.

4. Ли Юнхун. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности юго-восточного борта Прикаспийской впадины и её обрамления. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. Москва, 2006, 26 с.

5. Политыкина М.А., Тюрин А.М. Толща нижнепермских флишоидов восточного борта юга Предуральяского прогиба – нетрадиционный нефтегазовмещающий резервуар. Москва. Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ, 2002, с. 411-413.
6. Политыкина М.А., Тюрин А.М., Дроздов В.В. Нижнепермские флишоиды юга Предуральяского прогиба и природный сланцевый газ. Зоны концентрации углеводородов в нефтегазоносных бассейнах суши и акваторий, Санкт-Петербург, ВНИГРИ, 2010, с. 358-363.
7. Политыкина М.А., Тюрин А.М., Дроздов В.В. Углеводородное сырье нетрадиционных источников – перспектива развития ООО «Газпром добыча Оренбург» // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе, №12, 2010, с. 48-51.
8. Силантьев Ю.Б., Пятницкая Г.Р. Прикаспийская впадина. Проблемы освоения газового потенциала // Научно-технический сборник Вести газовой науки, 2011, № 3 (8), с. 87-90.
9. Тюрин А.М. Зоны струйной миграции УВ. Миф или реальность? Нетрадиционные источники углеводородного сырья и проблемы его освоения, Санкт-Петербург, 2000, с. 429-431.
10. Тюрин А.М. Модель скопления УВ на Димитровской площади // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений, 2000, № 8, с. 12-14.
11. Тюрин А.М. К вопросам строения и формирования Оренбургского вала // Отечественная геология, 2002, № 1, с. 29-34.
12. Эльмаадави Халед Гамаль Абдельшакур. Геолого-геохимические исследования нефтегазогенерационного потенциала палеозойских отложений Астраханского свода юго-западной части Прикаспийской впадины. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. Астрахань, 2013, 25 с.
13. Чинарёв А.М., Сухов К.А. Зоны концентрации сверхвязких нефтей на территории республики Татарстан в связи с первоочередными направлениями геологоразведочных работ. Зоны концентрации углеводородов в нефтегазоносных бассейнах суши и акваторий. Санкт-Петербург, ВНИГРИ, 2010.

МЕСТОРОЖДЕНИЕ МЕДИ САЙГАЧЬЕ: ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ПОЗИЦИЯ

Тюрин А.М.

ООО «ВолгоУралНИПИгаз», г. Оренбург

Медистые песчаники и сланцы являются одним из девяти типов промышленных месторождений меди. Запасы металла в них составляют в России 19,6 % от общих, за рубежом 21,5 % [12]. Этот тип месторождений развит в Приуралье в отложениях уфимского, казанского и татарского ярусов перми. На юге региона выделяется Башкирско-Оренбургская меденосная область, охватывающая территории Республики Башкортостан и Оренбургской области России, а также Актыобинской области Казахстана. В ее пределах выявлено порядка 2800 рудоносных точек [6]. В Оренбургской области «формация медистых песчаников и сланцев представлена двумя фациальными типами: красноцветными континентальными медьсодержащими терригенными отложениями татарского яруса перми («каргалинский тип») и сероцветными карбонатно-терригенными прибрежно-морскими отложениями нижней части казанского яруса средней перми и нижнего триаса («манефельдский тип»)» [9, с. 214].

Достоверно известно, что добыча медной руды на Каргалах (Оренбургская область, верховья Каргалки и ее междуречье с Янгизом) велась с середины XVIII до начала XX вв. Археологи считают, что добывалась она и в IV-II тысячелетиях до н.э. По разным оценкам добыто 200-500 тыс. т меди. В 1929-1932 гг. месторождение разведано колонковым и ударно-вращательным бурением (пробурено более 800 скважин). Уточнено его геологическое строение, выполнена оценка остаточных запасов меди. Они составили около 3 млн т [3]. Минералы меди находятся в основном в сероцветных полимиктовых песчаниках русловых фаций в виде рудных тел. Они являются цементом, образуют конкреции и замещают «окаменевшую органику», главным образом, фрагменты стволов деревьев. Оруднение захватывает и «мергели» (реально сильно песчанистые известняки), среди которых залегают песчаники. Рудные тела повторяют форму русел водных потоков. Их длина достигает 1400 м, ширина составляет несколько десятков метров, мощность –

от 0,5 до 5,5 м. Минералы меди сульфидные (халькопирит халькозин, ковеллин) и окисленные (малахит, азурит, куприт, хризоколла). Два рудных пласта приурочены к нижней части отложений татарского яруса. Между ними толща безрудных красноцветных пород мощностью 20-35 м.

Южнее Каргалов поисковым бурением изучено месторождение меди Гребени (зона поселков Кушкуль, Гребени и районного центра Сакмара). В основании калиновской свиты казанского яруса на глубинах 209-571 м вскрыт продуктивный пласт морского генезиса мощностью 0,04-2,1 м. Он сложен переслаивающимися сероцветными песчаниками, алевролитами, аргиллитами и известняками [9]. Особенности строения месторождения приведены в публикациях [5, 6].

Сведений по месторождению меди Сайгачье в опубликованной литературе не имеется. Не упоминается оно и в отчетах по результатам геологического картирования листов М-40 [8, 9] и М-40-І, ІІ [11]. Между тем, геологическая позиция Сайгачьего представляет научный интерес.

Древний рудник Сайгачий охраняемый памятник природы. Находится на невысоком поднятии на краю левой коренной надпойменной террасы реки Бердянка (левый приток Урала, Оренбургский район Оренбургской области). Расстояние до поселка Благодославенка (к С-С-3 от рудника) 6,2 км, Бердянка – 3,8 км (к Ю-Ю-3). Руда добывалась в вертикальных горных выработках и в штольне (Рис. 1). Сегодня выработкам соответствуют ямы глубиной 3-5 м. Вход в штольню хорошо сохранился. В восточной части рудника горные выработки расположены линейно. На продолжении этой линии находится и выработка в его западной части. Общая длина выработок рудника 250 м. Отвалы высокие, их склоны крутые. Расположены, в основном, на краю выработок. Но подошва самого высокого отвала (2,5 м) выработок восточной части рудника находится на расстоянии примерно 20 м от их северных границ. Это же касается и отвала единственной выработки в его западной части. Имеются промплощадки, на которых велось ручное обогащение руды.

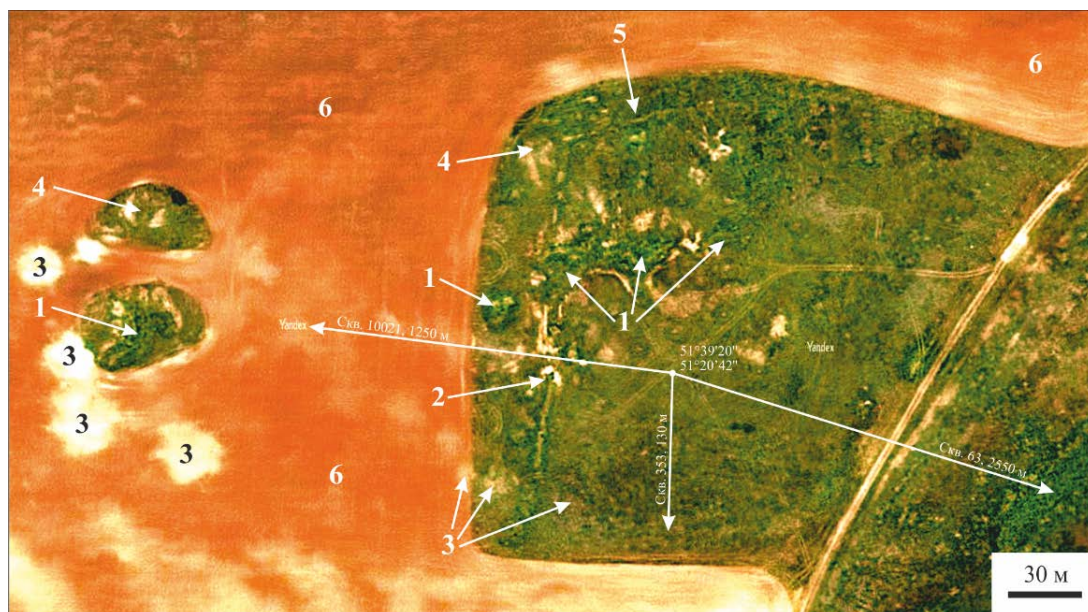


Рис. 1 – Медный рудник Сайгачий (фрагмент космофотоснимка). Интерпретация А.М. Тюрина. 1 – вертикальные выработки; 2 – вход в штольню; 3 – промплощадки; 4 – отвалы, расположенные на удалении от выработок; 5 – остатки укреплений рудника (ров); 6 – пашня

Академик П.С. Паллас, посетив в 1768 г. Оренбургскую губернию, рудник Сайгачий не осматривал, привел его описание «по сообщенным ... известиям» [10, с. 369-372]. Рудник принадлежал графу А.И. Шувалову, был продан И.Б. Твердышеву и И.С. Мясникову. В нем около восьми лет работы не производились, возобновились в 1767 г. Рудник был обведен валом. Его охрана осуществлялась военной командой с пушками. Месторождение меди найдено по старинным шурфам и штольням. Одна из штолен была в хорошем состоянии. При ее расчистке найдены лепешки сплавленной меди и много круглых белых горшков, в которых ее плавил, а также кости засыпанных работников. Следы древних плавильных печей не обнаружены. В 90-х годах прошлого века штольня рудника исследована спелеологами [4]. Длина ее изученного участка 11 м. В 2016 г. рудник Сайгачий изучен геологами и археологами в рамках гранта РФФИ №16-06-00232 [1, 16]. Определена геохимическая специализация медных руд исторических рудников. Для трех образцов руды Сайгачьего – «чистая медь». Для двух образцов Каргалов – «свинцовая», для одного – «серебро-свинцовая». Другие результаты фундаментального исследования пока не опубликованы.

По свидетельствам, приведенным П.С. Палласом, медная руда на Сайгачьем находится в желтом рыхлом песчаном шифере (опоке) в виде слоев, гнезд и глыб. Поверх руды видны прерывистые слои мягкого вапа. Вместе с рудой в опоке присутствуют фрагменты деревьев, превратившихся в звонкий камень. Некоторые из них имеют черный цвет. Фрагменты деревьев покрыты медной зеленью или лазурью (минералы малахит и азурит), но количество руды небольшое. Однако, кора деревьев превратилась в хорошую медную зелень.

Сегодня в штольню рудника можно свободно пройти на шесть метров от входа. Здесь ее высота около 2 м. Дальше – низкий лаз. Штольня пробита в пластах песчаника с косой и мульдообразной слоистостью. Порода в пластах разной крепости (часть пластов слабо сцементирована). Пропластки имеют толщины от 1 до 5 см. Восстание пластов на С-С-3. Цвет песчаника светло-коричневый. Имеется линза (мощность до 50 см) ожелезненной породы темно-рыжего цвета. Пласты песчаника разбиты субвертикальными трещинами. Около трещин налеты соли. У входа в штольню на песчанике образовался пустынный загар. Толщина корки – доли миллиметра. В песчаниках, через которые пробита штольня, медных минералов не имеется. Горняки минимум шесть метров пробивались к рудному телу по пустой породе. Несколько лет назад над штольной появился провал. Цвет грунта на его стенках светло-коричневый с желтым оттенком.

На южном краю самой глубокой выработки имеется современная зачистка. Вскрыт пласт плотного красноватого песчаника мощностью около одного метра. Его подошва залегает на 2 м выше нижней точки выработки. Этот пласт не интересовал горняков.

Севернее рудника на расстоянии 280 м находится промоина временного потока. На ней недавно пытались соорудить пруд. В результате строительства дамбы северный склон промоины подрезан. Сложен он, в основном, красными аргиллитами. В верхней части разреза залегают пласт светло-серого мелкозернистого песчаника (мощность около 30 см) и пласты тонкослоистого алевролита красного цвета. Выше по промоине временного потока в ее подошве вскрыт пласт красного песчаника мощностью около 20 см. На его поверхности видны следы ряби. По ситуации понятно, что разрез борта пруда залегает стратиграфически ниже песчаников Сайгачьего рудника. Под ним залегает пласт красного песчаника.

Дадим описание нескольких образцов, собранных на отвалах рудника и его промплощадках.

Конгломерат, местами светло-, местами темно-коричневый. Сцементирована галька магматических пород, размером до 1 см. Ее существенная часть представлена молочно-белым и полупрозрачным кварцем.

Конгломерат, сложенный частично окатанными осколками осадочных пород (размеры до 5 см) и песком (Рис. 2, 1 и 2). Цемент, предположительно глинисто-карбонатный с содержанием песка. Его цвет серый. Осколки представлены алевролитом и

мергелем. Часть их на сколе имеет серый цвет, часть – красноватый. Красноватые фрагменты с внешней стороны «осветлены» на глубину до 3 мм. То есть, в породе происходил какой-то процесс, по результатам которого красноцветные алевролиты становились сероцветными. Встречаются конгломераты с медным оруднением (малахит), которое наблюдается, в основном, по цементу. Местами оруднение проникает и в осветленные участки фрагментов красноцветных пород.

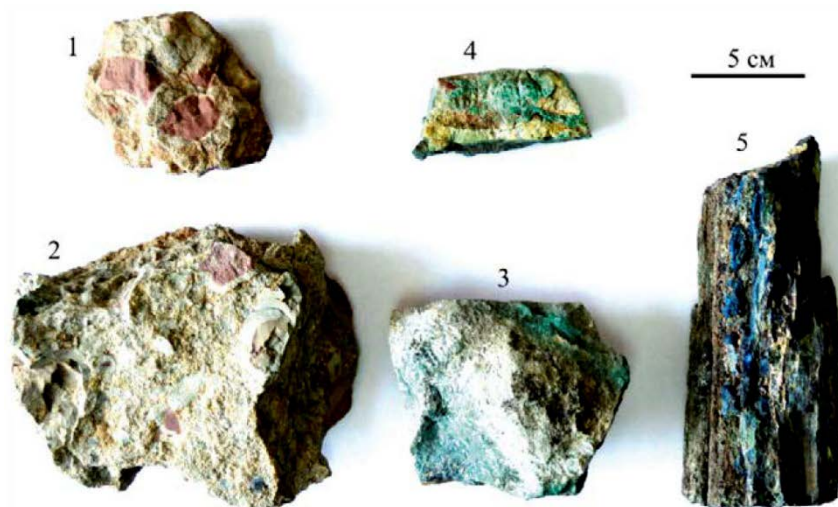


Рис. 2 – Медный рудник Сайгачий. Фотография образцов горных пород. 1 и 2 – конгломерат; 3 – медистый песчаник; 4 и 5 – фрагменты окаменевших стволов деревьев

Песчаник светло-коричневый с ожелезненными прослоями коричневого цвета и галькой (размеры порядка 5 мм). Состав гальки отличается от ее состава в конгломерате.

Песчаник светло-серый, плохо сцементированный (крошится руками).

Плоский кусок яшмы с характерными для нее изломами. Длина 7 см, толщина порядка 1 см.

Медистый песчаник, крепкий, на вид среднезернистый. Части образца, наиболее обогащенные малахитом, имеют зеленоватый цвет. Другие части серого цвета, на фоне которого видны мелкие крапинки зеленого малахита (Рис. 2).

Окаменевшей фрагмент древесины (халцедон) с малахитом на его поверхности (на рисунке 2 номер 4).

Окаменевшей фрагмент ствола дерева (халцедон) с азуридом. Имеются и небольшие участки, озелененные малахитом. Темный, почти черный цвет образца обусловлен углефицированной органикой.

Наиболее часто встречаемые в отвалах и на поверхности земли (в том числе и на ближних к руднику участках пашни) типы пород: песчаники (разные) и силикаты (кремний, яшма, кварц).

По данным, приведенным выше, можно сделать три вывода:

- месторождение меди Сайгачье приурочено к русловым фациям;
- русло водного потока имело субширотное простирание;
- скорость течения в нем была высокая (вода переносила относительно крупную гальку).

В 2005 году введена новая стратиграфическая шкала. Но мы возьмем за основу легенду Средневожской серии 1999 года. По ней надсолевые отложения перми отнесены к ее верхнему отделу (уфимский, казанский и татарский ярусы). Для их расчленения по разрезам скважин (данные ГИС, ГТИ и изучения керна) привлечены и материалы по геологическому картированию (листы М-40-I, II). Эта работа выполнена Н.А. Ивановой в течение последних лет.

Рудник Сайгачий находится в восточной части Оренбургского вала, к серпуховско-артинским карбонатам которого приурочено Оренбургское НГКМ. В углеводородном газе месторождения содержится сероводород – 1,5% в его восточной части и до 4,5% в западной. Оренбургское НГКМ изучено глубоким бурением и сейсморазведкой МОГТ-3D. Это относится и к району Сайгачьего. То есть, имеются фактические данные, при опоре на которые можно определить его геологическую позицию.

Кровля карбонатов артинского яруса нижней перми является сейсмическим репером Акп. По его изогипсе -1720 м амплитуда Оренбургского вала составляет 520 м, длина – 104 км, ширина – 20,4 км. По этому реперу Сайгачье приурочено к его оси. Продуктивные карбонаты перекрыты соленосными отложениями кунгурского яруса нижней перми. Их кровля – сейсмический репер Кн.

На солях кунгурского яруса залегают отложения уфимского яруса. Выделено два типа их разреза. На западе Оренбургского вала, до долготы устья р. Сакмары, развит карбонатно-терригенный тип (мощность около 90 м), в восточной части разрез преимущественно терригенный. На западе вала тип разреза казанского яруса терригенно-карбонатно-эвапоритовый. В нем выделяется зональный флюидоупор – отложения гидрохимической свиты (мощность 5-45 м), сложенной карбонатно-эвапоритовыми породами. В восточном направлении количество сульфатно-галогенных пород в ярусе убывает до полного исчезновения. Терригенно-карбонатные породы замещаются преимущественно терригенными. На долготе Оренбурга карбонатно-эвапоритовые породы гидрохимической свиты фациально замещаются пачкой известняков мощностью до 10 м. «Начиная с восточного купола [вала], корреляция становится менее уверенной, а после долготы р. Бердянки (Караванная площадь) и вовсе условной» [7, с. 124]. То есть, на долготе этой реки (или несколько восточнее ее) зональный флюидоупор выклинивается.

Нижняя часть татарского яруса сложена красноцветной толщей цикличного строения, характеризующейся ритмичным переслаиванием песчаников, алевролитов и глин, иногда с мергелями или известняками в кровле. В основании разреза залегают пачка косослоистых песчаников с линзами гравелитов и конгломератов. Подошва пачки является геофизическим репером. По нему в разрезах скважин отбивается граница между казанским и татарским ярусами. Верхняя часть яруса сложена, в основном, ритмичным переслаиванием красноцветных континентальных терригенных отложений.

В пределах Оренбургского вала мощность отложений казанского и татарского ярусов достигает первые сотни метров. Она возрастает в восточном направлении. Мощность отложений уфимского яруса порядка 100 м.

Триасовая система представлена преимущественно красноцветными континентальными терригенными образованиями. Меловая и юрская системы сложены морскими сероцветами с широким развитием псаммо-алевро-пелитовых и карбонатных (мергели, известняки) пород. Кайнозойские отложения (мощность от 0 м до 60 м) представлены красновато- и буровато-коричневыми плотными и рыхлыми глинами, глинистыми песчаниками, суглинками, песками с прослоями галечника, с неотсортированным глинисто-щебнистым материалом в основании разреза.

Зональный флюидоупор (отложения гидрохимической свиты) ограничивает снизу самый верхний водоносный комплекс – татарский. Давление в его водоносных пластах гидростатическое. В зоне вертикального дренирования (верхняя часть разреза мощностью 50-100 м) в районе поселка Благославленка (пойма Урала) грунтовые воды слабосоленые. Их минерализация возрастает в южном направлении до 44 г/л. Её тип – хлоридно-сульфатно-гидрокарбонатный [2]. Однако, в бассейне Бердянки имеются линзы пресной воды. Соленые грунтовые воды отчасти питают Бердянку и ее притоки. Они же обусловили образование солонцов и комплексов с солонцами. Зона их развития находится между притоком Бердянки Букабаем и Донгузом. В ней водосбор временного потока Ащечай (ащи – «горько-соленый», тюркск.). Ограниченными участками солонцы развиты и южнее Букабая по правобережью Бердянки до широты одноименного поселка.

А.А. Донецкова считает (устное сообщение), что высокая минерализация воды в зоне дренирования обусловлена разгрузкой пластовых вод из толщи отложений татарского водоносного комплекса. С ними выносятся и сероводород. Следствием этого явилось образование гипса в приповерхностном слое, а после его растворения, небольших суффозных воронок. Последние местами распространены в пойме Бердянки.

На начальном этапе формирования Оренбургского вала обособилась антиклинальная структура по кровле продуктивных карбонатов нижней перми. Но по реперным пластам отложений верхней перми ей соответствовал структурный нос, раскрывающийся на восток (следствие возрастания в восточном направлении мощности интервалов их разреза). Структурный нос сформировался и по зональному флюидоупору. Месторождение Сайгачье приурочено к его оси.

В границах вала отмечается аномально контрастное по сравнению с сопредельными районами проявление соляной тектоники, что связывается с особенностями его развития [14]. Простираение соляных гряд субширотное [14]. Установлен активный рост соляных структур в неоген-четвертичное время. Некоторые из них обладают новейшей активностью [12]. Верхние части соляных гряд оконтурены изолиниями -100 м. Имеются отдельные участки, в пределах которых кровля солей залегает выше отметки 0 м. Мощность соленосных отложений в пределах соляных гряд – 1000-1300 м. В мульдах она уменьшается местами до 100 м и менее. Межкупольные мульды выполнены преимущественно отложениями верхней перми.

В районе рудника Сайгачий по реперу Кн закартирована соляная гряда. Верхняя ее часть оконтурена изогипсой -250 м. Простираение гряды в целом широтное, но ось ее восточного сегмента развернута на С-В. Рудник находится над верхней частью склона гряды.

По комплексу данных наш вывод однозначный: песчаники, вскрытые выработками рудника, соответствуют пачке песчаника, к подошве которой приурочен геофизический репер. По нему в разрезах скважин (по ГК, НГК и каверномеру) проводится граница между казанским и татарским ярусами. Геологический разрез по линии скважин через месторождение Сайгачье показан на рис. 3.

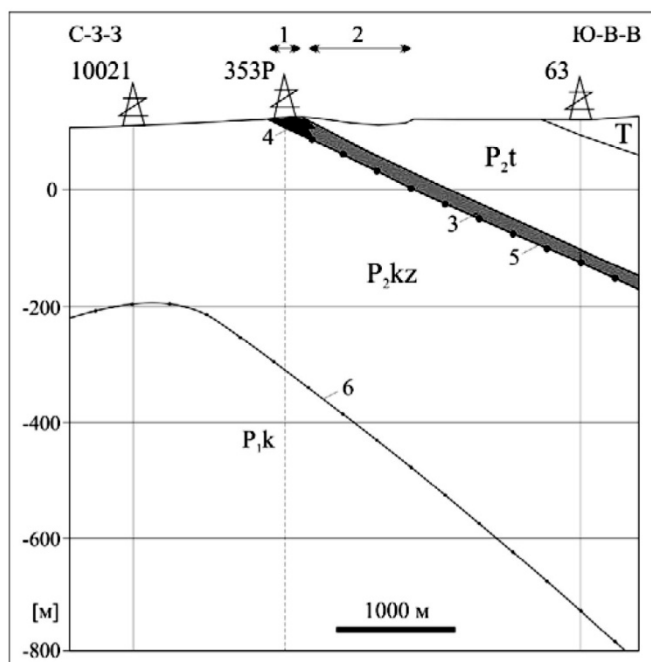


Рис. 3 – Медный рудник Сайгачий. Геологический разрез по линии скважин. 1 – месторождение меди, вскрытое выработками рудника; 2 – пойма Бердянки; 3 – потенциально рудоносный пласт в основании татарского яруса; 4 – рудное тело; 5 – геофизический репер; 6 – сейсмический репер Кн.

Отложения казанского яруса залегают на солях кунгурского яруса. Но в разрезе скважины 169 (2020 м к С-В от Сайгачьего) на них залегают триас. В соответствии с картой по Кн, падение потенциально рудоносного пласта песчаника на Ю-Ю-В, что соответствует нашему натурному измерению в штольне. Медное оруднение выявлено в части пласта, выходящей под почвенный слой.

Таким образом, нами выделены следующие элементы геологической позиции участка месторождения меди Сайгачье, вскрытого одноименным рудником.

1. Месторождение приурочено к русловым фациям.

2. Русло водного потока имело субширотное простирание. Скорость течения в нем была высокой.

3. Месторождение находится:

– в пачке песчаника и конгломерата, залегающей в нижней части преимущественно красноцветных терригенных отложений татарского яруса верхней перми;

– пачка песчаника и конгломерата является основанием ритмопачки и имеет зональное развитие;

– в зоне смены фациального состава преимущественно красноцветных карбонатно-терригенных отложений казанского яруса верхней перми;

– на восточной границе зонального флюидоупора (отложения гидрохимической свиты казанского яруса);

– на оси Оренбургского вала по кровле продуктовых подсолевых карбонатов нижней перми;

– на оси структурного носа (раскрывается на восток) по пластам надсолевых отложений верхней перми (ситуация до начала проявления соляной тектоники);

– над Оренбургским нефтегазоконденсатным месторождением, в газе которого имеется сероводород;

– в верхней части склона соляной гряды;

4. Месторождение относится к каргалинскому типу.

Последний вывод дополним предварительным заключением. Месторождения Сайгачье и Каргалы (его нижний продуктивный пласт) приурочены к одной и той же пачке песчаника и конгломерата, залегающей в основании разреза татарского яруса. Здесь мы имеем в виду разбивку Н.А. Ивановой.

Список литературы

1. Богданов С.В., Авраменко С.В. Геохимия рудных полей медистых песчаников Степного Приуралья // Степи Северной Евразии, 2018, с. 228-231.

2. Генеральный план муниципального образования Благословенский сельсовет Оренбургского района Оренбургской области. Материалы по обоснованию. ООО «НПП «ГИПРОЗЕМ», Оренбург, 2013 г. <http://cetext.ru/obshestvo-s-ogranichennoj-otvetstvennosteyu-nauchnoe-proizvodst.html>

3. Горожанин В.М., Горожанина Е.Н., Овчинников В.В., Пучков В.Н. Геологическая характеристика рудного поля. Каргалы, т. I, 2002, с.19-24.

4. Грек И.О., Долотов Ю.А. Исследования древних рудников в Оренбургской области и Башкирии // Спелестологический Ежегодник РОССИ 2000, 2001, с. 61-87.

5. Демина Т.Я., Тараборин Г.В. Комплексное изучение осадочных толщ северной части Оренбургского Приуралья. Оренбург, 2004.

6. Демина Т.Я., Тараборин Г.В., Тараборин Д.Г. Геолого-генетическое моделирование и прогнозирование месторождений типа медистых песчаников // Бюллетень Оренбургского научного центра УрО РАН. Геология, гидрогеология, геоэкология, сейсмология, 2011, № 2, с. 9.

7. Иванова Н.А. Обобщение результатов ГРП в пределах ОНГКМ с учетом результатов строительства эксплуатационных, контрольных, наблюдательных и прочих видов скважин. Оренбург, 2015.

8. Лядский П.В. Объяснительная записка к комплекту государственной геологической карты масштаба 1:1000 000 листа М-40 (Оренбург) с клапаном М-41. 2010.

9. Лядский П.В. Объяснительная записка «Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1 : 1 000 000 (третье поколение). Серия Уральская. Лист М-40 (Оренбург) с клапаном М-41. ВСЕГЕИ, 2013, 392 с.

10. Паллас П.С. Путешествие по разным провинциям Российской империи. Ч. 1, 1809. СПб.: Императорская Академия Наук, 1809, 657 с.

11. Пуцаев А.М. Геологическое доизучение масштаба 1:200 000 и подготовка к изданию комплекта Госгеолкарты-200 листов М-40-1, II (новая серия) в 1994-2000 гг. Оренбург, 2001.

12. Трофимов В.М. Неотектоническая структура района Оренбургского вала // Тр. ЮУО ВНИГНИ, 1979, Вып. IV (149), с. 52-56.

13. Трубачев А.И. Генетические модели формирования руд медистых песчаников и сланцев // Вестник ЧитГУ, 2010, № 7 (64), с. 106-113.

14. Тюрин А.М. К вопросам строения и формирования Оренбургского вала // Отечественная геология, 2002, № 1, с. 29-34.

15. Тюрин А.М., Чернов Р.В., Сыркова И.В., Татьяна В.Н, Мартынов А.Н. Оценка эффективности двух методов изучения ЗМС на площадях с контрастным проявлением соляной тектоники // Недра Поволжья и Прикаспия, 2016, Вып. 86, с. 66-70.

16. Юминов А.М., Богданов С.В., Ткачев В.В., Авраменко С.В., Манбетова Г.Р. Геохимическая характеристика руд исторических медных рудников степного Приуралья // Геоархеология и археологическая минералогия, 2017, с. 118-123.

МЕСТОРОЖДЕНИЕ МЕДИ САЙГАЧЬЕ: ГЕНЕЗИС

Тюрин А.М.

ООО «ВолгоУралНИПИгаз», г. Оренбург

В статье [9] приведены общие сведения по медному руднику Сайгачий. Выделены следующие элементы геологической позиции одноименного месторождения меди.

1. Месторождение приурочено к русловым фациям.

2. Русло водного потока имело субширотное простирание. Скорость течения в нем была высокой.

3. Месторождение находится:

– в пачке песчаника и конгломерата, залегающей в нижней части преимущественно красноцветных терригенных отложений татарского яруса верхней перми;

– пачка песчаника и конгломерата является основанием ритмопачки и имеет зональное развитие;

– в зоне смены фациального состава преимущественно красноцветных карбонатно-терригенных отложений казанского яруса верхней перми;

– на восточной границе зонального флюидоупора (отложения гидрохимической свиты казанского яруса);

– на оси Оренбургского вала по кровле продуктовых подсолевых карбонатов нижней перми;

– на оси структурного носа (раскрывается на восток) по пластам надсолевых отложений верхней перми (ситуация до начала проявления соляной тектоники);

– над Оренбургским нефтегазоконденсатным месторождением, в газе которого имеется сероводород;

– в верхней части склона соляной гряды.

4. Месторождение относится к каргалинскому типу.

Медистые песчаники и сланцы являются одним из девяти типов промышленных месторождений меди. Запасы меди в них составляют в России 19,6% от общих, за рубежом 21,5% [7]. Этот тип месторождений развит в Приуралье в отложениях верхней перми. На юге региона выделяется Башкирско-Оренбургская меденосная область, охватывающая территории Республики Башкортостан и Оренбургской области России, а

также Актюбинской области Казахстана. В ее пределах выявлено порядка 2800 рудоносных точек [5].

Имеются три основных группы моделей формирования медистых песчаников и сланцев.

Диагенетические модели. Места локализации медных руд контролируются литолого-фациальным поясом на стыке суша-море (лагунно-дельтовые, озерные, континентальные, прибрежно-морские и др.). Рудное вещество мигрирует в зону накопления в форме взвешенных частиц в водных потоках и растворов различного состава. Для Приуралья это снос с формирующегося Уральского орогена с вулканической активностью в его восточной части.

Сингенетичные модели. В район развития аридной красноцветной формации происходит трансгрессия моря. Захороненные в формации подземные воды разгружаются на его дне в сероводородсодержащие илы. В результате осаждаются сульфиды меди.

Эпигенетические (гидрогенные) модели. Источником рудного вещества месторождений служат вмещающие и подстилающие красноцветные толщи, а также грунтовые воды. В толщах содержание меди близко к кларку или ниже него. «В то же время, в подземных (поровых, пластовых) водах красноцветных формаций содержание растворенной меди может достигать 50 мг/л. ... В пластовых водах красноцветных формаций, сформированных в континентальных условиях, обычно присутствует хлорид-ион, с которым Cu^+ [одновалентная медь] образует водорастворимые комплексы» [2, с. 162]. Соли меди, попавшие в подземные воды, на эпигенетических барьерах превращаются в ее сульфидные минералы. Барьеры связаны с сероводородом или органическим веществом, главным образом, метаном. «Изотопные данные указывают на биогенное происхождение сульфидной серы в рудах» (с. 164).

Единой согласованной модели формирования медистых песчаников и сланцев в Приуралье не имеется [2, 3, 5, 6, 7].

Пример эпигенетического месторождения медистых песчаников и сланцев – Джекказган. Его рудоносные песчаники и конгломераты отлагались в окислительной обстановке. То есть, их первоначальный цвет был красным. «Изменение окислительных условий на восстановительные и образование сероводородного барьера на Джекказганском месторождении можно связать с проникновением в продуктивную толщу углеводородов из подстилающих морских отложений нижнего карбона» [6, с. 111]. На эпигенетическом барьере формировались сульфидные минералы меди. Красноцветные породы становились сероцветными. Пластовая вода в джекказганской толще хлоридно-сульфатная, содержит растворенную медь и другие металлы [5, с. 2]. Авторы последней публикации попытались создать модель месторождения Гребени, взяв за основу Джекказган. Но в их построениях, большей частью теоретических, совершенно не проработан вопрос об источниках метана и сероводорода. Ниже приведены реконструированные элементы модели формирования месторождения Сайгачье. Но сначала рассмотрим два специальных вопроса.

Ранее нами выполнен анализ результатов газогеохимической съемки на нефть и газ на юге Оренбургской области [8]. В газогеохимических полях проявились месторождения нефти и газа Бердянское, Нагумановское, Копанское, Акобинское и Оренбургское. То есть толща солей кунгурского яруса «пропускает» метан, скопления которого фиксируются в подпочвенном слое.

Автор диссертационной работы [1] по данным ГИС, обработанным по специальной методике, выполнила прогноз зон аномально высоких поровых давлений (АВПоД) в разрезах четырех скважин юга Оренбургской области (501 Вершиновская, 1 Нагумановская, 210 Донголюкская и 106 Предуральская). По полученным данным «регионально прослеживается только зона АВПоД № 3, приуроченная к отложениям татарского, казанского и уфимского ярусов пермской системы» (с. 93). Надсолевые терригенные отложения верхней перми в разрезах этих скважин континентальные красноцветные. То есть, АВПоД в них. Механизм его формирования понятен. Это превращение глин в аргиллиты с выдавливанием в поры воды, связанной ранее

на поверхности глинистых минералов. Вода из пор с АВПоД разгружается в проницаемые пласты песчаника. В них формируется пластовое давление выше гидростатического. Возникает поток пластовой воды к зонам разгрузки. В общем случае, направление потока будет по восстанию пластов. Воды татарского водоносного комплекса разгружаются в зону вертикального дренирования. В конечном счете, часть минерализованной воды, выжатой из его отложений, попадает в реки, часть испаряется на поверхности земли, оставляя налеты соли.

На каком-то этапе (предположительно в триасе) формирования Оренбургского вала образовался структурный нос по зональному флюидоупору (гидрохимическая свита). Под ним задерживался метан, мигрировавший из залежей формирующегося в подсолевых карбонатах Оренбургского НГКМ. Часть метана проникала через флюидоупор и мигрировала к поверхности земли. Другая часть формировала относительно плотный поток (мы говорим о рассеянном потоке) по оси структурного носа и мигрировала на восток. Этот метан доходил до области выклинивания зонального флюидоупора и мигрировал вверх. Вместе с метаном из Оренбургского НГКМ мигрировал и сероводород. То есть, на локальном участке Оренбургского вала (его осевая область в зоне выклинивания флюидоупора) формировался относительно плотный вертикальный поток метана и сероводорода. На своем пути он попадал в проницаемую пачку пластов песчаника и конгломерата нижней части татарского яруса.

При уплотнении глин верхней перми (их превращения в аргиллит) в проницаемые пласты выжималась минерализованная вода. Пластовое давление в проницаемых пластах было выше гидростатического. Это обеспечивало поток пластовой воды к зонам разгрузки. В районе будущего месторождения меди эти два потока (метана с сероводородом и минерализованной пластовой воды) пересекались. Причем, наиболее «плотное» пересечение происходило в русловых фациях древнего водного потока, характеризующихся высокой проницаемостью. Здесь в условиях восстановительной обстановки (метан) и наличия серы (сероводород) происходило образование сульфидных минералов меди. По аналогии с месторождением Гребени это халькопирит, халькозин, ковеллин, борнит, дигенит [4]. Обозначенная модель иллюстрируется рисунком 1.

На начальном этапе галокинеза относительно простая система потоков флюидов в пределах Оренбургского вала была разрушена. Формирующаяся соляная гряда вывела рудный пласт Сайгачьего в зону дренирования, характеризующуюся окислительной обстановкой. Сульфиды меди окислились, превратились, в основном, в малахит и азурит. При дальнейшем росте гряды рудные пласты были выведены на дневную поверхность и частично эродированы над ее верхней частью.

Выше приведены общие сведения по геохимической модели процесса, протекавшего на эпигенетическом барьере. Похоже, важнейшей его составляющей является кремний, вернее, его минералы. Они были катализаторами. Минералы меди формировались на фрагментах окаменевшей древесины (минералы халцедон, опал и др.) и в полимиктовом песчанике, содержащем зерна кварца, а рудные «мергели» Каргалов содержат 24% кварца [3]. У химического процесса с участием метана и сероводорода есть еще одно следствие. Красноцветные породы становятся сероцветными. Один из этапов этого преобразование зафиксирован в образцах конгломерата с фрагментами осадочных пород [9, рис. 2]. То есть, все сероцветные отложения, вскрытые выработками рудника Сайгачий, в прошлом были красноцветными. Авторы публикации [2] отметили еще два следствия катагенетического изменения пород. Их пиритизация и кальцитизация.

Таким образом, формирование месторождения меди Сайгачье явилось результатом уникального сочетания нескольких геологических факторов. Главный из них – локализованный в пространстве вертикальный поток рассеянного метана и сероводорода. Месторождения является эпигенетическим (водородным).

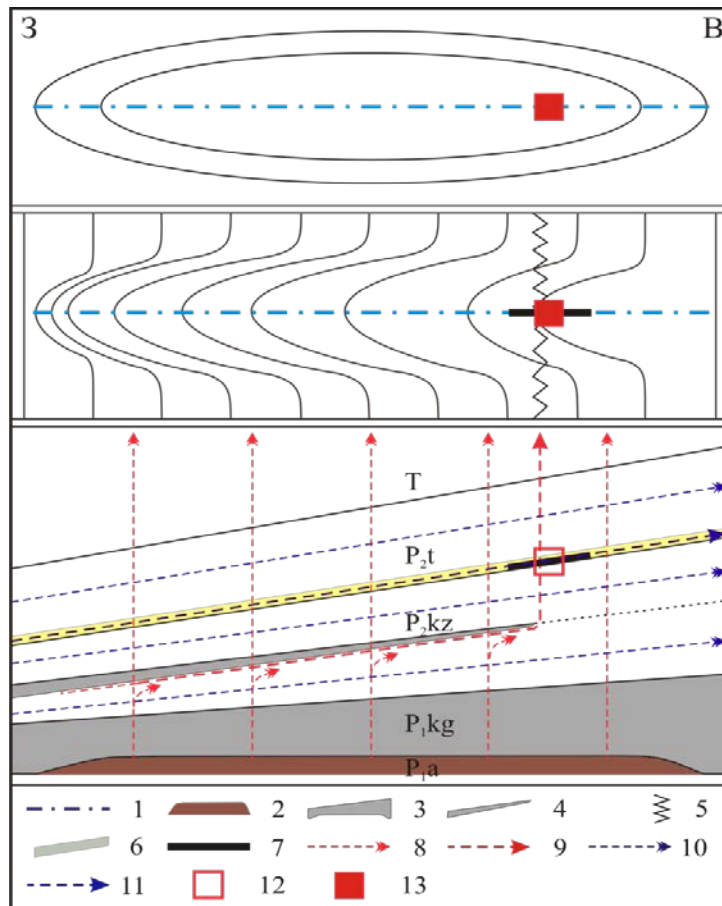


Рис. 1 – Модель потоков флюидов на начальном этапе формирования Оренбургского вала. Структурные планы в условных изолиниях Оренбургского вала по кровле артинских карбонатов нижней перми (верхний сегмент) и структурного носа по пластам надсолевых отложений верхней перми (средний сегмент). Геологический разрез по оси вала и структурного носа (нижний сегмент). 1 – ось Оренбургского вала по кровле подсолевых карбонатов артинского яруса и структурного носа по надсолевым отложениям; 2 – формирующиеся месторождение углеводородов в карбонатах артинского яруса; 3 – соли и ангидриты кунгурского яруса (региональный флюидоупор); 4 – карбонатно-эвапоритовые отложения гидрохимической свиты (зональный флюидоупор); 5 – линия смены фациального состава отложений гидрохимической свиты (к востоку от нее свита сложена терригенными отложениями), граница зоны развития зонального флюидоупора; 6 – пласт песчаника в нижней части отложений татарского яруса; 7 – русловые фации. Рассеянный поток метана и сероводорода: слабый (8) и относительно плотный (9). Движение минерализованных пластовых вод в зону разгрузки: в низкопроницаемых пластах (10) и в пласте песчаника с высокой проницаемостью (11). 12 – локальная область пересечения потока пластовой воды с потоком метана с сероводородом (эпигенетический барьер, на котором сформировалось месторождение меди Сайгачье); 13 – позиция месторождения Сайгачье относительно структурных планов подсолевых и надсолевых отложений

Список литературы

1. Василенко Е.И. Условия формирования и перспективы нефтегазоносности глубокопогруженных отложений юго-восточной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. Москва, 2018, 23 с.
2. Габлина И.Ф., Малиновский Ю.М. Периодичность меденакопления в осадочной оболочке Земли // Литология и полезные ископаемые, 2008, № 2, с. 155-173.
3. Горожанин В.М., Горожанина Е.Н., Овчинников В.В., Пучков В.Н. Геологическая характеристика рудного поля. Каргалы, т. I, 2002, с.19-24.
4. Демина Т.Я., Тараборин Г.В. Комплексное изучение осадочных толщ северной части Оренбургского Приуралья. Оренбург, 2004.

5. Демина Т.Я., Тараборин Г.В., Тараборин Д.Г. Геолого-генетическое моделирование и прогнозирование месторождений типа медистых песчаников // Бюллетень Оренбургского научного центра УрО РАН. Геология, гидрогеология, геоэкология, сейсмология, 2011, № 2, с. 9.
6. Лурье А.М. Генезис медистых песчаников и сланцев. М.: Недра, 1988, 182 с.
7. Трубачев А.И. Генетические модели формирования руд медистых песчаников и сланцев // Вестник ЧитГУ, 2010, № 7 (64), с. 106-113.
8. Тюрин А.М. Информативность газогеохимической съемки на юге Оренбургской области // Нефтепромысловое дело, 2011, № 8, с. 45-48.
9. Тюрин А.М. Месторождение меди Сайгачье: геологическая позиция // Генезис, миграция и формирование месторождений углеводородного сырья в контексте их поиска, разведки и разработки, 2018.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО РЕЖИМА РАБОТЫ СКВАЖИН, ДОБЫВАЮЩИХ ГАЗОЖИДКОСТНУЮ ПРОДУКЦИЮ

Т.В. Фролова

ООО «ВолгоУралНИПИгаз», г. Оренбург

tfrolova@vunipigaz.ru

Разработка Оренбургского НГКМ ведется в условиях падающей добычи газа, когда проявляются факторы, характерные для завершающей стадии: низкие пластовые давления, низкие дебиты газа, обводнение эксплуатационных скважин. При снижающихся дебитах газа в обводненных скважинах происходит и уменьшение скорости газожидкостного потока на башмаке НКТ ниже критической, что может привести к «самозадавливанию» скважины вследствие образования столба жидкости на забое.

Для выявления обводненных скважин, в которых при стабильной работе при заданных значениях устьевого давления может произойти изменение режима работы в любой момент, необходимо провести анализ их работы. Такой анализ можно осуществить несколькими методами: сравнением фактической скорости потока газа в НКТ с критической скоростью, необходимой для выноса жидкости на поверхность; использованием системного узлового анализа, с помощью которого можно оценочно определить условия, при которых может начаться скопление жидкости на забое.

Использование первого метода позволяет определить, будет ли выноситься жидкость на поверхность при существующих скоростях, но не дает ответа, при каком забойном давлении прекратится этот вынос, т.е. по этому методу не определяются потери давления при движении газожидкостного потока по стволу скважины.

Узловой анализ позволяет определить оптимальный режим работы обводненной скважины при заданном устьевом давлении. На основе построенных кривых (индикаторной и характеристической) для различных пластовых условий и устьевых давлений можно оценить, когда скважина может остановиться из-за скопления жидкости в стволе.

В работе приводятся параметры эксплуатации скважин № 1, № 2 и № 3, в которые вместе с газом поступает пластовая вода. В табл. 1 приведены параметры работы этих скважин.

Таблица 1

Параметры работы обводненных скважин

№ скважины	Давление, кгс/см ²			Дебиты		НКТ	
	пластовое	забойное	устьевое	газа, тыс.м ³ /сут	воды, м ³ /сут	диаметр, мм	длина, м
1	30,0	21,7	16,5	72	2,0	76	1808
2	37,6	24,6	14,8	73	3,8	100	1790
3	67,6	46,7	19,3	81	25	100-76	1668

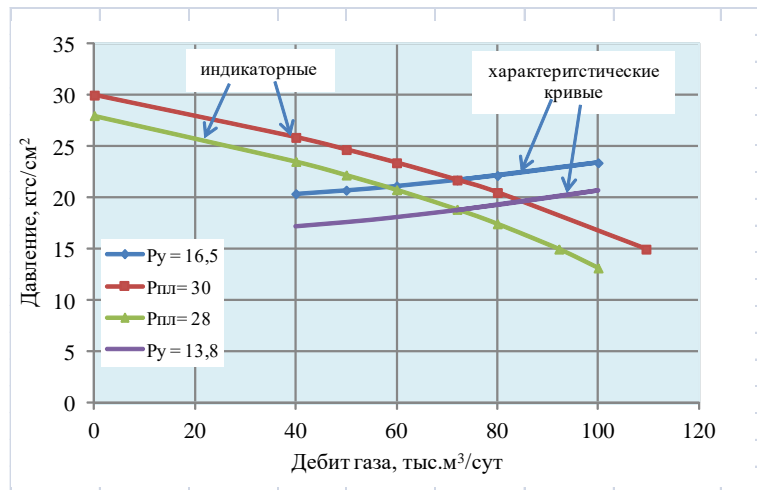


Рис. 1 – Работа пласта и подъемника скважины № 1

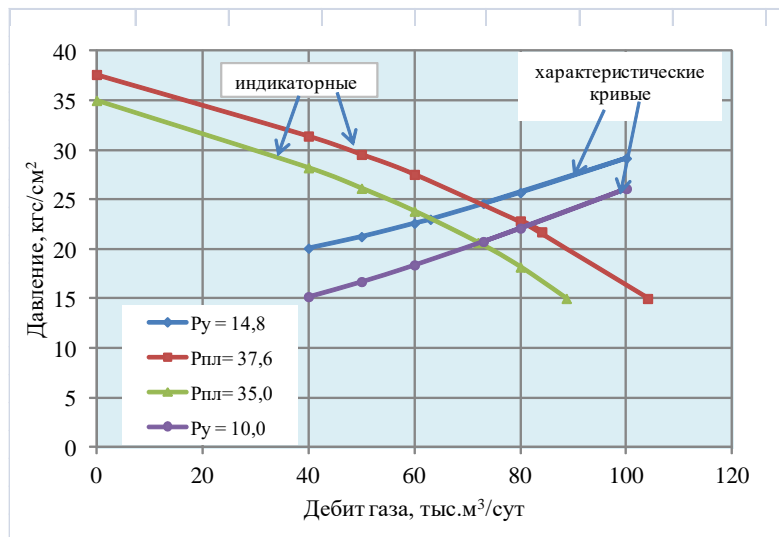


Рис. 2 – Работа пласта и подъемника скважины № 2

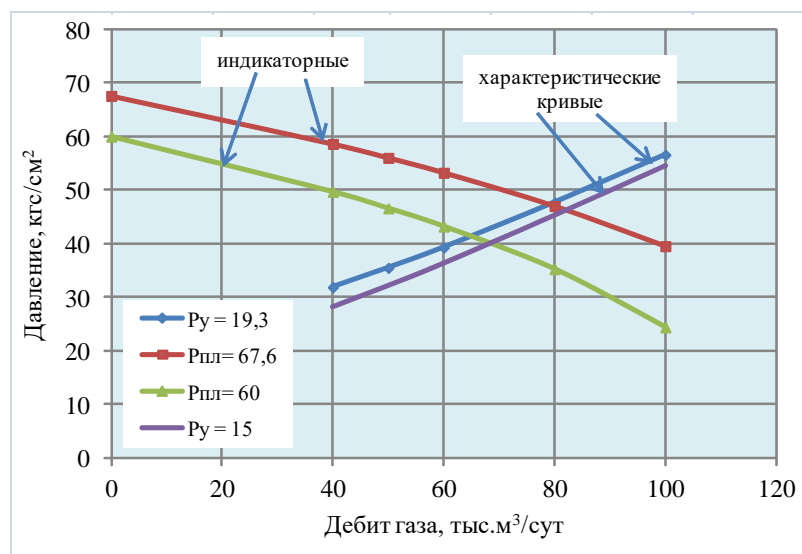


Рис. 3 – Работа пласта и подъемника скважины № 3

Для этих скважин построены индикаторные (работа пласта) и характеристические (работа подъемника) кривые, показанные на рисунках 1, 2 и 3. Индикаторные кривые (зависимости дебита от забойного давления) построены для текущих пластовых давлений скважин ($R_{пл} = 30,0$ кгс/см² для скважины № 1, $R_{пл} = 37,6$ кгс/см² для скважины № 2, $R_{пл} = 67,6$ кгс/см² для скважины № 3). Характеристические кривые построены для текущих

устьевых давлений ($P_y = 16,5 \text{ кгс/см}^2$ для скважины № 1, $P_y = 14,4 \text{ кгс/см}^2$ для скважины № 2, $P_y = 19,3 \text{ кгс/см}^2$ для скважины № 3) с учетом потерь давления по НКТ (табл. 2).

Таблица 2

Работа подъемников скважин № 1, № 2 и № 3

№ скважины	Давление, кгс/см ²		Дебиты		Скорость газа на глубине замера, м/с	
	устьевое	забойное	газа, тыс.м ³ /сут	воды, м ³ /сут		
1	16,5	21,7	72	2,0	8,4	
		23,4	100	2,8	10,7	
		22,2	80	2,2	9,1	
		21,2	60	1,7	7,2	
		20,7	50	1,4	6,1	
		20,4	40	1,1	5,0	
		13,8	18,8	72	2,0	9,7
		20,8	100	2,8	12,2	
		19,3	80	2,2	10,5	
		18,2	60	1,7	8,4	
2	14,8	17,7	50	1,4	7,2	
		17,3	40	1,1	5,9	
		24,6	73	3,8	4,4	
		29,2	100	5,2	5,0	
		25,7	80	4,2	4,6	
		23,0	63	3,3	4,0	
		22,6	60	3,1	3,9	
		21,3	50	2,6	3,5	
		20,1	40	2,1	3,0	
		10,0	20,8	73	3,8	5,2
3	19,3	26,1	100	5,2	5,6	
		22,1	80	4,2	5,3	
		18,4	60	3,1	4,9	
		16,7	50	2,6	4,5	
		15,2	40	2,1	4,0	
		46,7	81	25,0	4,1	
		56,6	100	30,9	4,1	
		47,7	80	24,7	4,0	
		39,3	60	18,5	3,7	
		35,5	50	15,4	3,4	
15,0	15,0	31,9	40	12,3	3,1	
		45,8	81	25,0	4,2	
		54,6	100	30,9	4,3	
		45,3	80	24,7	4,2	
		36,3	60	18,5	4,0	
		32,1	50	15,4	3,8	
		28,1	40	12,3	3,5	

Из приведенных данных видно, что текущие режимы работы скважин № 1 и № 2 являются оптимальными для выноса жидкости на поверхность и по значениям скоростей на забое и по совместной работе пласта и подъемника. Для скважины № 3 выполняется условие для значения скорости (4,1 м/с) для выноса жидкости на поверхность, а вот

давление на забое для стабильной работы подъемника оказалось ниже (согласно расчетам давление должно быть равно $48,2 \text{ кгс/см}^2$).

В связи с этим сравним распределение давления по стволу скважин № 2 и № 3 при их работе (рисунок 4). Как видно из рисунков, в скважине № 2 структура движущегося потока однородная, а в скважине № 3 вынос продукции происходит отдельными «пачками», что обусловлено работой подъемника (НКТ) при давлении на забое незначительно ниже необходимого для стабильной работы скважины.

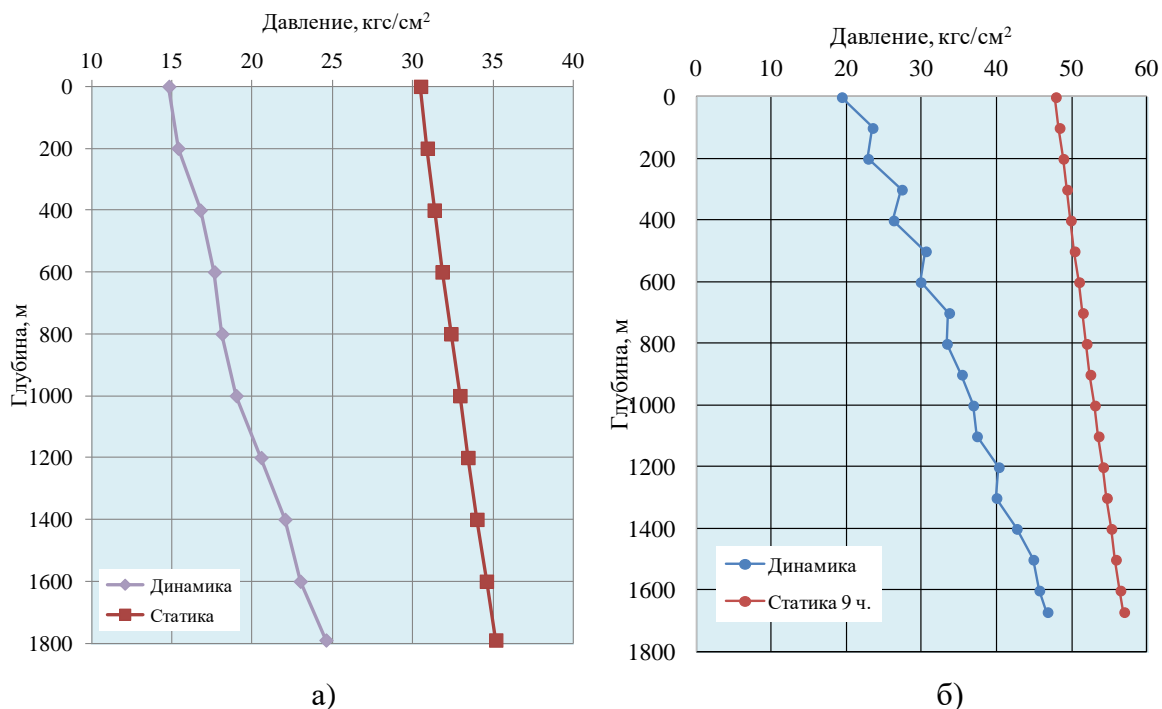


Рис. 4 – Распределение давления в стволе скважин № 2 и № 3 в рабочем и статическом режимах

При снижении пластового давления изменятся и условия для выноса жидкости, т.е. оптимальный режим уже не будет соответствовать текущим параметрам.

На примере скважины № 1 проанализируем, как повлияет снижение пластового давления на работу скважины. Допустим, что пластовое давление снизилось с 30 до 28 кгс/см^2 . При поддержании устьевого давления, равного текущему ($16,5 \text{ кгс/см}^2$), дебит газа не останется на прежнем уровне ($72 \text{ тыс.м}^3/\text{сут}$), т.к. при снижении пластового давления дебит газа не изменится, если забойное давление снизится до 20 кгс/см^2 , а при таком давлении газожидкостная смесь не будет поступать на поверхность в начальных количествах. Это означает, что при снижении пластового давления произойдет снижение дебита газа от 72 до $58 \text{ тыс.м}^3/\text{сут}$. Для сохранения текущего дебита необходимо будет снизить устьевое давление с $16,5$ до $13,8 \text{ кгс/см}^2$, что должно быть согласовано с возможностями ДКС. Скорости потока газа для всех дебитов газа в рассматриваемом диапазоне имеют значения, превышающие критическое (4 м/с), следовательно, жидкость, поступающая в скважину № 1, будет выноситься на поверхность.

Для скважины № 2 установлено, что при снижении пластового давления от $37,6$ до $35,0 \text{ кгс/см}^2$ при сохранении текущего устьевого давления на уровне $14,8 \text{ кгс/см}^2$ дебит газа снизится от 73 до $63 \text{ тыс.м}^3/\text{сут}$. Для сохранения дебита необходимо снизить устьевое давление до 10 кгс/см^2 , что требует дополнительной ступени сжатия. В связи с этим можно прогнозировать уменьшение дебита газа.

Как показали оценочные расчеты, для скважины № 2 при пластовых давлениях ниже 33 кгс/см^2 при сохранении текущего устьевого давления скорости потока газа

окажутся ниже 4 м/с, что приведет к скоплению жидкости в стволе скважины из-за невозможности выноса ее на поверхность.

На основании выполненных расчетов и анализа полученных результатов можно сделать следующие выводы.

Незначительное снижение пластового давления приведет к снижению дебита газа в случае, если нельзя будет снизить устьевое давление при ограниченных возможностях ДКС.

Необходимо учитывать снижение пластового давления для оценки скорости потока газа ниже критической для определения сроков возможного «самозадавливания» скважин.

ХАРАКТЕРИСТИКА ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ ДОМБАРОВСКОГО РАЙОНА, НА ПРИМЕРЕ МЕДНОКОЛЧЕДАНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Хусаинова Л.Ф., Леонтьева Т.В.

ФГБОУ ВПО «Оренбургский государственный университет», г. Оренбург

e-mail: tvleon@mail.ru

В Домбаровском районе известны месторождения и проявления 38 видов полезных ископаемых. Важнейшими из них являются средние по запасам колчеданные месторождения меди, цинка, свинца с сопутствующим золотом, крупное месторождение асбеста хризотилового, среднее месторождение молибдена, месторождение никеля и кобальта остаточного типа, а также крупные и средние месторождения каолина и известняка. Кроме того, известны мелкие месторождения: молибден-медное гидротермального типа, инфильтрационное железа, доломита огнеупорного, каменного угля, строительных материалов, месторождения пресных вод. Остальные виды полезных ископаемых представлены проявлениями [1, 4].



Рис. 1 – Колчеданные месторождения востока Оренбургской области

Месторождение Летнее расположено в Северной части Домбаровского рудного района, приурочено к Чиликлинской вулканической депрессии. Оно представляет собой фрагмент небольшого щитового вулкана Джаилганского структурно-формационного блока (рис. 1). Залегает месторождение среди базальтоидов вулканической депрессии (кальдеры проседания). В плане кальдера имеет удлиненную форму с размерами 2x4 км,

вытянута в северо-западном направлении. Борты кальдеры крутые (30°-60°), часто ограниченные синвулканическими сбросами. Днище очень неровное.

В строении месторождения принимают участие вулканогенные и вулканогенно-осадочные образования кукбуктинской толщи, вулканы киембаевской свиты, пара- и ортосланцы тюлькубайской толщи, а также субвулканические и жильные образования.

Кукбуктинская толща залегает в верхней части разреза, она представлена тонкослоистыми туфогенными песчаниками, алевролитами, мощностью до 30 м, туфами грубообломочными и горизонтами лав основного состава мощностью до 160 м.

В киембаевской свите выделяются 3 подсвиты, рудовмещающей является верхняя подсвита, сложенная в низах туфами основного состава, которые выше она представлена шаровыми и подушечными лавами плагиопорфировых базальтов. Основная масса руд концентрируется между двумя покровами плагиопорфировых базальтов, мощность которых колеблется от 10 до 50 м. Мощность рудовмещающей толщи – 300 м.

Рудовмещающая толща Летнего месторождения претерпела интенсивный региональный метаморфизм зеленокаменного типа (рис.2). Колчеданные руды месторождения локализуются в верхней подсвите киембаевской свиты. На месторождении известны 4 основных рудных тела, которые располагаются цепью с севера на юг, образуя рудную зону протяженностью 1500 м при ширине 600 м. Глубина залегания рудных тел от 0 до 143 м, форма их пластообразная, длина 200-600 м, ширина 50-200 м, мощность 20-40 м. Руды сплошные и вкрапленные. Сплошные руды составляют 91% от всех запасов. Структуры руд - гранобластовые от микро- до среднезернистых, текстуры – массивные, полосчатые и брекчиевидные. По вещественному составу и количественному соотношению минералов руды подразделяются на медные и медно-цинковые.

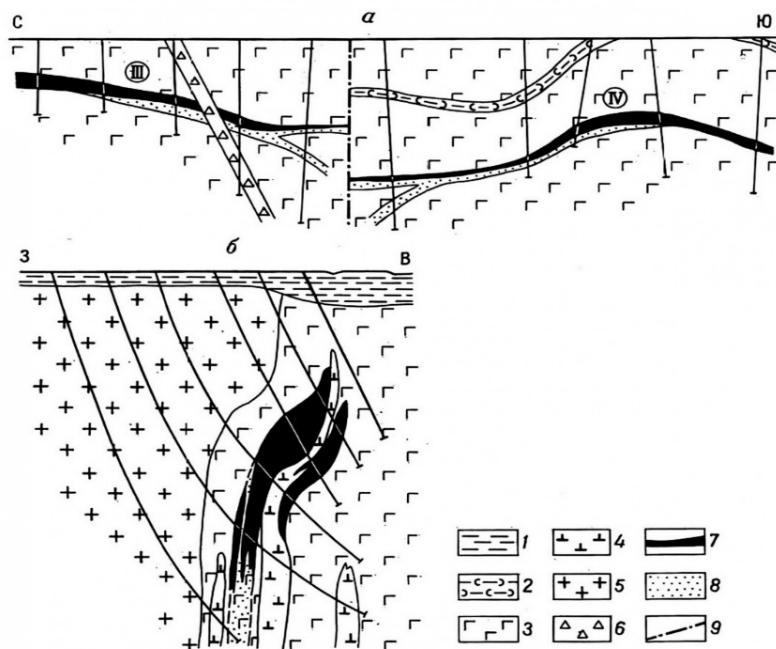


Рис. 41. Схематические геологические разрезы колчеданных месторождений. По материалам А. Т. Полуэктова, Л. И. Губанова, А. И. Мелашич, Р. П. Пономаревой.

Месторождения: а — Летнее (продольный разрез), б — Весеннее (поперечный разрез) 1 — рыхлае отложение; 2 — кремнистые туффиты; 3 — спилиты, базальтовые порфиры и их туфы; 4 — липаритовые порфиры; 5 — граниты; 6 — габбро-диабазы; 7 — колчеданные руды; 8 — густая вкрапленность сульфидов; 9 — разрывные нарушения. Цифры в кружочках — номера рудных тел

Рис. 2 – Схематические геологические разрезы колчеданных месторождений

Минеральный состав руд следующий: пирит (65-70%), халькопирит (10%), магнетит (10%), сфалерит (2%), в зоне вторичного сульфидного обогащения встречаются ковеллин и халькозин. Второстепенные: пирротин, кубанит, маккиновит, галенит, клаусталит, борнит, молибденит, гематит; нерудные: кварц, хлорит, роговая обманка, биотит, кальцит, альбит, гранат, эпидот, мусковит, апатит, сфен, рутил.

Месторождение открыто в 1969г. Генетический тип месторождения колчеданный, рудная формация – медно-цинковая колчеданная, геолого-промышленный тип по классификации колчеданных месторождений Урала – домбаровский (кипрский) [2].

Запасы составляют: руды 6047 тыс.т., меди 231,1 тыс.т, цинка 76,5 тыс.т, серы 2372 тыс.т. Перспективы прироста ресурсов по флангам и на глубину ограничены. Месторождение эксплуатируется с 2000 г. Вскрышные породы месторождения Летнего, используются как сырье для производства щебня [3].

Месторождение Осеннее расположено в 4 км юго-восточнее месторождения Летнего. Оно приурочено к локальной кальдере в юго-восточном борту Джаилганской депрессии. Верхняя рудовмещающая пачка состоит из шаровых лав базальтов, мощность ее до 200 м. Завершают разрез вулканогенно-осадочные отложения кукбуктинской толщи – туфогенные песчаники и алевролиты, псефо-псаммитовые туфы плагиоклаз-пироксеновых базальтов, прослой кремнистых туффитов, туфопелитов.

Разрывные нарушения развиты в периферийных частях кальдеры, имеют сбросовой характер, образуют полукольцо, к которому приурочены рудные залежи.

Рудные тела сопровождаются зонами метасоматитов, имеющими в вертикальном разрезе форму крутопадающих колонн. Метасоматиты имеют состав серицит-хлоритовый, кварц-серицит-хлоритовый, кварц-серицитовый, серицит-хлорит-альбит – карбонатный. Стратиграфический уровень оруденения определяется приуроченностью рудных тел к пачке шаровых лав преимущественно спилитовидных базальтов верхней подсвиты киембаевской свиты, иногда к контакту этой пачки с тонкослоистыми туфогенно-осадочными отложениями кукбуктинской толщи, залегающими непосредственно на руде.

Залегание рудных тел горизонтальное или пологое, согласное с напластованием вмещающих пород.

На месторождении выявлены две рудные залежи, расположенные в северо-западной части кальдеры. В плане форма залежей неправильная, с выступами и заливами; размеры по горизонтали южной залежи - 400x360 м, северной - 400x100 м. Обе залежи образуют единую рудную зону, вытянутую в северо-восточном направлении. В вертикальном разрезе залежи представляют пластообразные тела с раздувами в центральных частях и выклиниванием и разветвлением к периферии. Мощность рудных тел от первых десятков сантиметров до 25 -30 м, местами до 70 м.

Промышленные сорта руд представлены сплошными (60%) и прожилково-вкрапленными (40%) разностями. Глубина залегания рудных тел от 20 до 220 м.

Главными рудообразующими минералами являются пирит, халькопирит, магнетит, пирротин. Спорадически встречаются борнит, ковеллин, галенит, гематит. Нерудные минералы представлены кварцем, амфиболом, эпидотом, карбонатами, хлоритом, серицитом. Выделяются типы руд: халькопирит-пиритовый со сфалеритом, магнетит-пирротин-халькопирит-пиритовый со сфалеритом, пиритовый, кварц-пиритовый.

Основная масса руд представлена халькопирит-пиритовым типом. Пирит (80-90%) средне- и мелкозернистый, халькопирит (3-6%) и сфалерит (2-3%) в тонкозернистых агрегатах выполняют промежутки между зернами пирита, образуют прожилки и скопления.

Магнетит-пирротин-халькопирит-пиритовый тип встречается в зоне экзоконтакта интрузивного тела гранитоидов; для него характерны крупно- и среднекристаллические структуры.

Пиритовый тип встречается в виде реликтов среди халькопирит-пиритовых руд, выделяясь стально-серым цветом и тонкозернистым, иногда близким к колломорфному, сложением.

Кварц-пиритовый тип имеет мелко- и тонкозернистое строение, в виде прожилков наложен на остальные типы руд, иногда полностью их замещая.

Генетический тип месторождения – колчеданный, рудная формация – медно-цинковая колчеданная, геолого-промышленный тип – домбаровский (кипрский).

Месторождение Осеннее открыто в 1967г. Колчеданные минерагенические зоны района принадлежат Восточно-Магнитогорской металлогенической зоне. Самой крупной по площади и по количеству сосредоточенных в ней колчеданных руд является Домбаровская колчеданная медно-цинковая минерагеническая зона. Размещение колчеданных месторождений контролируется следующими факторами: стратиграфическим, структурно-палеовулканическим, литолого-фациальным и составом вулканогенных формаций.

Список литературы

1. Каюмов И.Ф. и др. Отчет о доразведке Летнего медноколчеданного месторождения с подсчетом запасов по состоянию на 1.01.92 г. Т. 1-3. ФГУ «ОТФГИ», 1995.
2. Медноколчеданные месторождения Урала: Геологические условия размещения /В.А.Прокин, В.М.Нечеухин, П.Ф.Сопко и др. Свердловск: УНЦ АН СССР, 1985. 288 с.
3. Новиков М.Ф. и др. Еленовское медно-турмалиновое месторождение. Отчет о геологоразведочных и поисковых работах Еленовской ГРП за 1949-1951 гг. Ясенский район, М-40-36. Т. 1 и 2. ФГУ «ОТФГИ», 1952.
4. Полуэктов А.Т. и др. Отчет о разведке Летнего медноколчеданного месторождения на Южном Урале за 1969-74 гг. с подсчетом запасов по состоянию на 1 мая 1974 г. Т. 1-16. ФГУ «ОТФГИ», 1974.

ФЕНОМЕН РЕКИ ИЛЕК НА УЧАСТКЕ С. УСПЕНКА И С. ОЗЕРКИ

Ширяев Н.С., Соколов А.Г.

*Оренбургский государственный университет, г. Оренбург,
e-mail: nikitaorenburg@mail.ru*

О плитной тектонике мы узнаем при прохождении таких дисциплин, как физика Земли, геотектоника с основами геодинамики и многих других. Мы знаем, что литосферные плиты постоянно меняют свои очертания, они могут раскалываться в результате рифтинга и спаиваться, образуя единую плиту в результате коллизии. Литосферные плиты также могут тонуть в мантии планеты, достигая глубины внешнего ядра, но мы не представляем, что какие-то элементы плитной тектоники проявляются, так сказать, в областном масштабе. В статье высказана идея возможности выявления горизонтальных подвижек территории по особенностям поведения русла реки. Естественное смещение русла рек северного полушария из-за преимущественного размыва правобережья по закону Бэра [2] нарушается, по мнению авторов статьи, если есть признаки размыва левых берегов. Это доказывается на Кошинском участке р. Урал. Наличие нескольких линий стариц к северу от современного русла говорит о том, что именно на их месте когда-то существовало палеорусло р. Урал. Это могло быть, только если территория смещалась к северу.

Аналогичный участок, но с рекой Илек нами обнаружен на востоке от Кошинского участка (Рис. 1) в районе сел Успенка (Казахстан) – Сухоречка (Россия) в пределах Илекского района. Здесь при меридиональной ориентировке русла р. Илек в районе с. Сухоречка такой же ориентировки картируется старица (Голодная), на запад от нее прослеживается еще одна короткая старица (Лебязье) и затем только – современное русло р. Илек. То есть, по нашему мнению, за четвертичный период р. Илек на этом участке сместилась с востока на запад в среднем на 5 км. На участке долины длиной около 25 км от с. Успенка (Бурлинский район, Казахстан) на западе до с. Озерки (Илекский район, Оренбургская область, Россия) на юго-востоке река Илек подмывает левый берег в то время, как на всём остальном участке наблюдается подмыв в основном правого берега (рис. 1). Особенностью этого участка реки Илек является то, что современное русло контролирует долину с востока, т.е. перемещение русла во времени происходило с востока на запад.

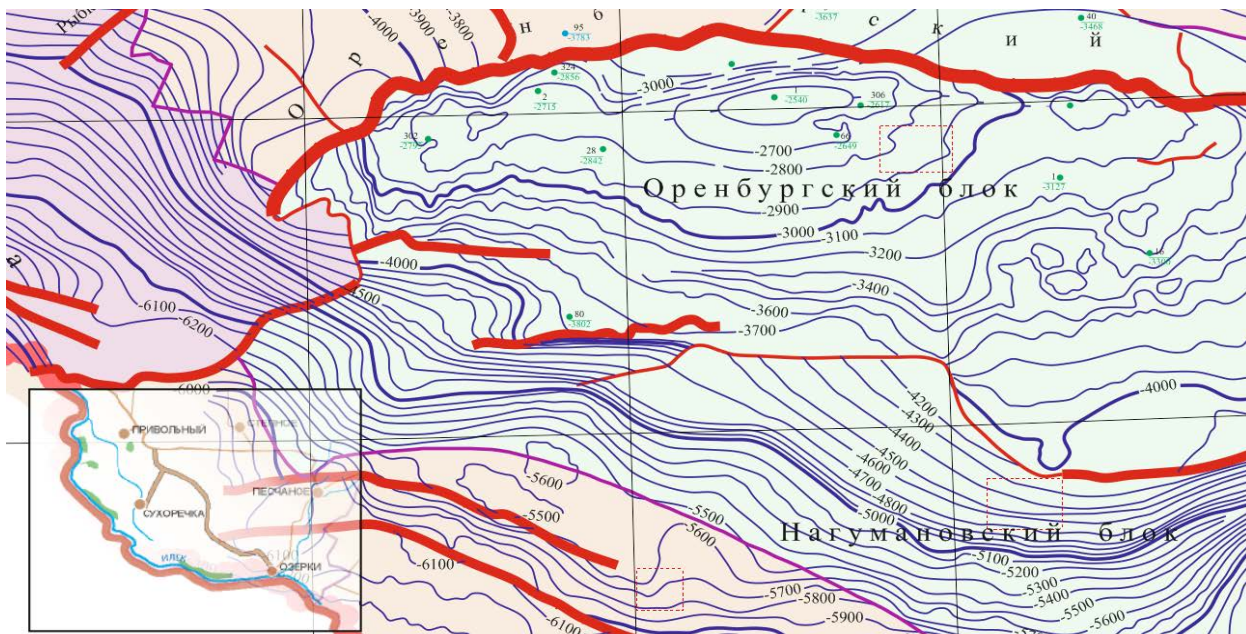


Рис. 2 – Исследуемый участок реки Илек на карте тектонических нарушений (А.Г. Соколов)[1].

Выделенный участок реки Илек имеет ярко выраженную тектоническую границу с запада – западная часть Оренбургского разлома.

Если говорить о скорости смещения, то за четвертичное время русло реки Илек на данном участке сместилось в среднем на 5 км. Таким образом, средняя скорость смещения составляет чуть более 5 мм/год, а такая скорость континентальных микроплит является очень небольшой.

Помимо долины реки Илек от с. Успенка до с. Озерки, на территории Оренбургской области наблюдаются и другие участки, в которых наблюдаются подобные аномалии, например, в окрестностях города Бузулук.

Перспективным участком для дальнейшего изучения является участок долины реки Самара на северо-западе от г. Бузулук. На участке от с. Палимовка на юго-востоке до с. Елшанка 1-я на северо-западе, где на протяжении 25 км размыву подвергается преимущественно левый берег, нежели правый. На рис. 3 мы видим, что к северу от реки расположено большое количество небольших стариц, а в районе с. Палимовка на западе – старица Каютино.

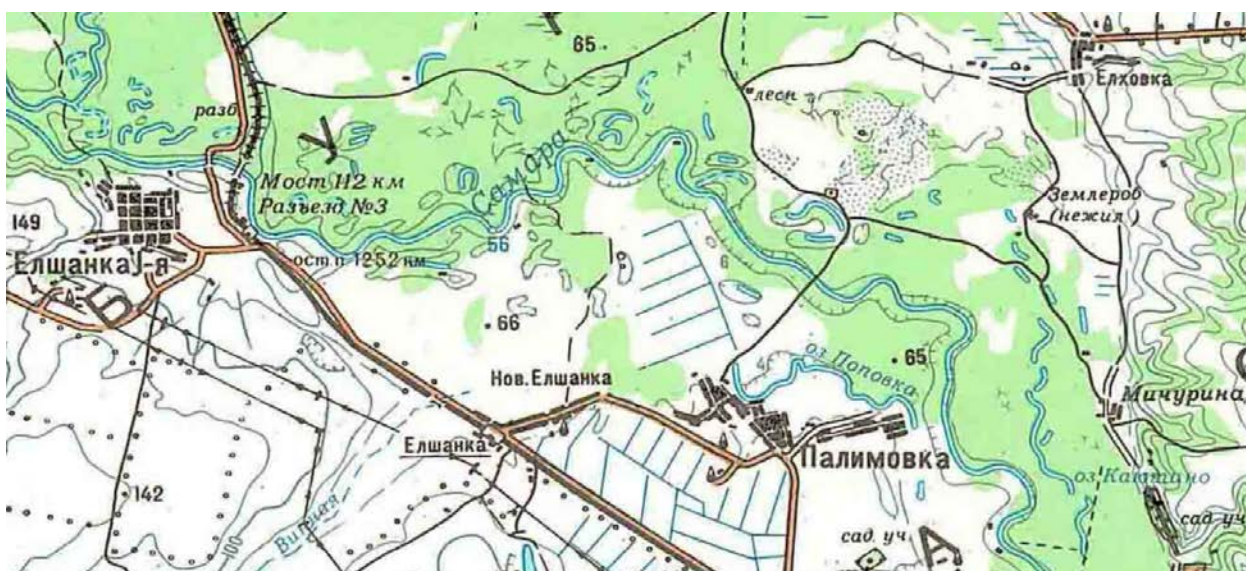


Рис. 3 – Участок долины реки Самара

Поскольку современное русло смещено относительно палеорула, о котором можно судить по приведённым старицам, то мы можем сделать вывод, что это могло произойти благодаря горизонтальным подвижкам плитной тектоники.

Очевидно, что река Самара имеет аномалию, связанную с несоблюдением закона Кориолиса. Этот участок является перспективным для дальнейшего изучения, а для объяснения причин отклонений от законов физики, нужно рассматривать данный участок с точки зрения геодинамики.

Список литературы

1. Соколов А.Г. Выделение и трассирование тектонических нарушений по данным сейсморазведки и прогнозирование приразломных ловушек в платформенном Оренбуржье, монография / А.Г. Соколов / Оренбург, ИПК ГОУ ОГУ, 2010, 204 с. ISBN 976-5-7881-0248-16.
2. Соколов, А.Г. /Феномен реки Урала на участке Ташлинско-Илекского районов Оренбургской области и объяснение его с точки зрения плитной тектоники./ А.Г. Соколов, В.В. Овчинников // Нефть, газ и бизнес М.-№ 3. – 2016. – С. 32-37. ISSN 2218-4929
3. Хаин, В. Е. Геотектоника с основами геодинамики / В. Е. Хаин, М. Г. Ломизе / Изд-во Московского университета, 1995. – 172 с.
4. Кокс, А. Тектоника плит / А. Кокс, Р. Харт / Пер. с англ. – М.: Изд-во «Мир». – 1989. – 427 с.

ОСОБЕННОСТЬ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ПАШИЙСКОЙ ЗАЛЕЖИ ГРАНИЦАХ ВОРОБЬЕВСКО-НИКИФОРОВСКОЙ СТРУКТУРНОЙ ЗОНЫ

Савинкова Л.Д., Щеглова Е.Л.

г. Оренбург, ОГУ, кафедра геологии e-mail: Helena_charodeika@mail.ru

В связи с поисками и разведкой залежей нефти в осадочном чехле в зоне Воробьевского и Никифоровского поднятий изучению геологического строения среднедевонских отложений пашийского горизонта уделяется исключительное внимание. Геологическое строение пашийской залежи определяется ее геолого-геофизической изученностью. Выполнен широкий комплекс региональных и детальных работ, включающих геологическую съёмку, структурное бурение, сейсморазведку и глубокое поисково-разведочное бурение, обобщение которых выполнено Зиминим Ю.Г. [1]. В статье представлена краткая характеристика изученности пашийской залежи нефти по видам работ.

Геофизические исследования

На обширной площади структурной зоны в различные годы проведены региональные работы, включая магнито-грави- и электроразведку совместно с геологической съёмкой. Данные исследования позволили получить общее представление о геологическом строении района работ. Результаты региональных геофизических исследований обобщены тематической партией Бугурусланской геофизической конторы ОГУ (Белоликов Н.И., 1961 г.), [2]. Сейсморазведка МОВ в целях регионального изучения впервые проведена в 1953 г. по рекогносцировочной сети профилей (Никольский Д.Д.). Работами *отмечено региональное погружение* пород подсолевого структурно-тектонического этажа в южном направлении. В 1961-1962 г.г. на площади проведены поисковые работы МОВ. Выявлены пологие структурные осложнения, в том числе закартированы Старотепловское и Никифоровское поднятия в отложениях карбона и девона, что явилось первой структурной основой для постановки глубокого поискового бурения (Ахатова С.А. 1962 г.).

Площадная сейсморазведка на площади проводилась неоднократно. Вначале выполнены исследования МОВ (Тараткевич А.И.). Представление о тектоническом строении территории основывалось на неуверенных отражениях, что обусловило схематичность построений. Последующими работами МОВ (Силаенков А.П.,

Тараткевич А.И.) сеть профилей доведена до 2,2 пог. км/км². Сейсморазведка МОВ в комплексе с МОГТ проводилась в 1976-1977 г.г. (Григорьева Г.А.) и оценочными опытными профилями в 1972 г. (Силаенков А.П.), [3]. Этими работами выявлено Никифоровское поднятие в девоне и детализирована Воробьёвская структура по отражающему горизонту Д, по которому в результате детализационных работ МОГТ, в комплексе с параметрическим бурением на Верхнебузулукской площади, уточнён структурный план Воробьёвского и Никифоровского поднятий (Верхнебузулукская с/п № 11/80-82 совместно с тематической партией № 2/81-83) с использованием материалов предыдущих работ (Приютенская с/п № 7/76-77), [4]. Никифоровское поднятие представилось в виде линейно вытянутой антиклинальной складки северо-западного простирания с узким прогибом, отделяющим её от собственно Воробьёвского (на юго-востоке) и Старотепловского поднятий (на северо-западе).

В 2000 г. на площади Воробьёвского поднятия выполнены *трёхмерные сейсмические работы 3Д*, которые практически подтвердили морфологию поднятия, откартированного ранее. Ввиду хорошего совпадения гипсометрии отражающей границы Д по данным бурения и материалам переинтерпретации, данная структурная основа была использована для получения структурной карты по кровле продуктивного пласта Д₀¹+Д₀. Это позволило оконтурить залежь на северо-западе структуры, что не было выполнено при подсчёте запасов в 1992 г. Как следует из материалов отчёта тематической партии № 2/79-81 (Белоликов Н.И.), по отражающему горизонту Д откартировано Никифоровское поднятие (район скв. 87, 83, 57, 61) по замыкающей сейсмоизогипсе минус 3380 м. На юг и юго-восток от данного поднятия выделено три небольших купола, в пределах которых впоследствии пробурены скважины 89 и 91, рис. 1.

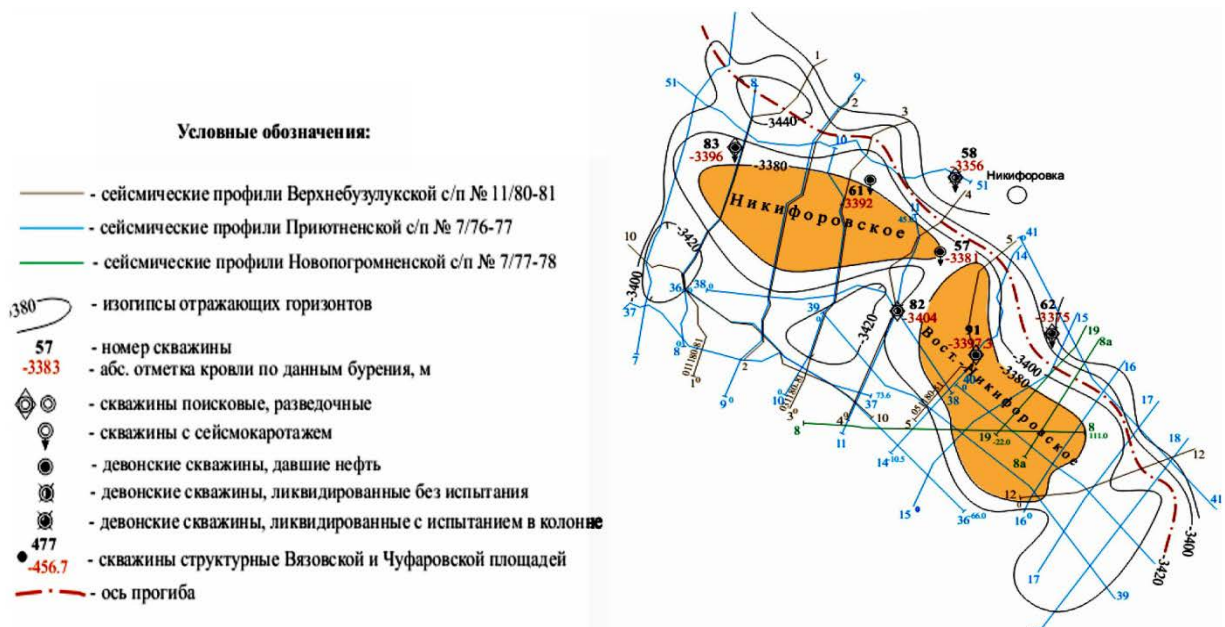


Рис. 1– Структурная карта по отражающему горизонту «Д» (Выкопировка из отчета Верхнебузулукской сейсмопатрии № 11/80-82 совместно с т/п № 2/81-82)

Эти купола оконтуривались изогипсой минус 3380 м. Пробуренные скважины подтвердили наличие куполов, тем самым усложнили морфологию структуры. Современное представление купола и собственно Никифоровское поднятие, *оконтуривались единой сейсмоизогипсой минус 3400 м*. Сква. 62, как гипсометрически высокая (по сравнению со скважинами 57, 82), представлялась пробуренной на периферии Воробьёвского поднятия, которое изогипсой минус 3400 м отделялось от собственно Никифоровской структуры. **Таким образом, две структуры отделялись друг от друга неглубоким прогибом северо-западного простирания.** В аналогичных условиях

(как и скв. 62) представлялась и пробуренная скв. 58. Скв. 82, как гипсометрически низкая, располагалась в зоне заливообразного прогиба (скв. 57, 82) .

Дальнейшие структурные построения, зона отсутствия коллекторов, проведённая по материалам бурения, совпала с положением прогиба, отделяющего Никифоровскую структуру от Воробьёвской и Старотепловской. Переинтерпретация материалов сейсморазведки МОГТ и параметрического бурения подтвердила наличие Никифоровского поднятия, ориентированного в северо-западном направлении и отделённого от Воробьёвского и Старотепловского поднятий узким прогибом. Никифоровское поднятие оконтуривалось замыкающей изогипсой минус 3400 м. Пробуренные скважины 91 и 89 несколько усложнили морфологию Восточно-Никифоровского поднятия, однако, два поднятия с наличием небольших куполов, представляют единую Никифоровскую структуру, оконтуренную сейсмоизогипсой минус 3400 м. Геолого-морфологическая ситуация по данным ГИС в скв. 91 приведена на рис. 2.

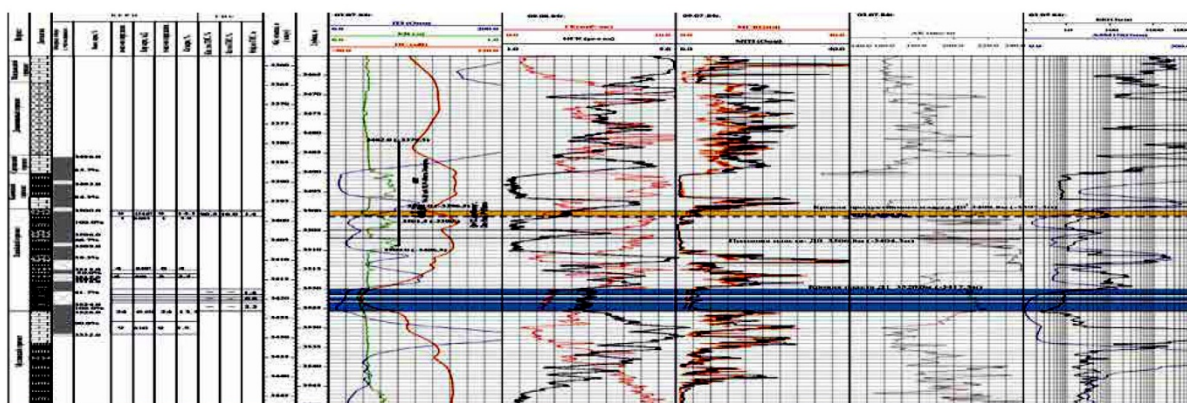


Рис. 2 – Геолого-геофизическая характеристика пласта D_{0+1} в скв. 91 Никифоровского поднятия

Таким образом, от *моноклиальной модели залежи можно отказаться* и месторождение следует связывать с наличием *антиклинальной ловушки*. Зона отсутствия коллектора уменьшает перспективы месторождения на юго-востоке (район скв. 89). Роль экрана вдоль ловушки, вероятно, будет сказываться на связи залежи с законтурной зоной.

Структурное бурение, охватывающее Никифоровское месторождение, проведено в 1961-1964 гг. на Вязовской и Чуфаровской площадях (Белов В.П.). Бурение осуществлялось на отложения калиновской свиты и уфимского яруса. Положительных локальных структур данным видом бурения не выявлено. На месте Восточного купола Никифоровской структуры зафиксирован небольшой структурный нос юго-восточного погружения, простираение которого совпадает с осью и простираением длинной оси поднятия. Эти данные свидетельствуют о несоответствии структурных планов верхней перми и девона.

Поисковое и разведочное бурение осуществлялось на основании «Проекта предварительной разведки нефтегазоносности каменноугольных и оценки нефтегазоносности девонских отложений на Воробьёвской площади», составленного в 1967 г. на базе сейсмических построений МОВ 1966 г. (Рябов В. М.). Согласно этому проекту, на Никифоровском поднятии пробурены скважины, причём в двух (57, 61) получены фонтанные притоки нефти из пластов D_0^1 и D_0 . Выкопировки из структурных карт по отражению калиновской свиты (1961-1964гг), отражению «Д» по с/п №3 /71-72 авт. Силаенков А.П. и с/п №2/79-81 авт. Белоликов Н.И. разных авторов приведено на рис. 3.

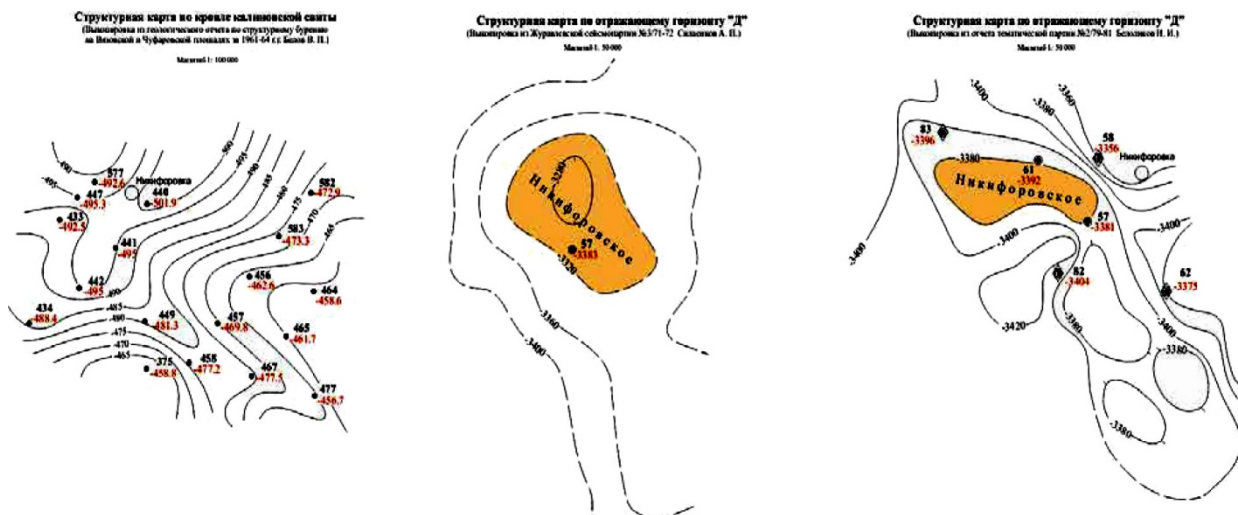


Рис. 3– Сопоставление структурных планов по отражению Д по данным различных сейсмик 1971 и 1981 гг. разных авторов

Окончание разведочного этапа осуществлялось по «Проекту поисков и разведки залежей нефти и газа в девонских и каменноугольных отложениях на Никифоровской площади» (Жуков И. М.). Проектом предусматривалось бурение 10 разведочных скважин, но фактически пробурено 2 (89, 91). Из них в скв. 91 получен фонтанный приток нефти, а скв. 89 вскрыла зону отсутствия коллектора и ликвидирована по геологическим причинам. Из 8 пробуренных глубоких скважин на площади месторождения продуктивными оказались 4, т.е. успешность бурения составила 50 %. Суммарный объём бурения составил 29323 пог. м (таблица 1). В 2012-2016 годы на месторождении глубокое бурение не велось. С отбором керна пройдено 2382,8 м или 8,1 % общего метража проходки. Суммарный вынос керна составил 858,45 м или 36 % проходки (табл. 2).

Таблица 1

Сведения об объёмах бурения

№ скв.	Назначение	Бурение		Метраж, м	Стоимость, руб. (в ценах 80-х годов)	Полученный результат, <u>продуктив.</u> <u>непродуктив.</u>
		начало	окончание			
57	разведочная	31.08.1972 г.	22.09.1973 г.	3537	346070	продуктивная
58	поисковая	24.03.1975 г.	05.05.1976 г.	3722	1154907	непродуктивная
61	разведочная	24.04.1978 г.	17.03.1979 г.	3700	348450	продуктивная
62	поисковая	14.09.1976 г.	22.11.1977 г.	3666	1231353	непродуктивная
82	поисковая	27.01.1978 г.	27.05.1979 г.	3640	1127843	непродуктивная
83	поисковая	27.09.1979 г.	18.07.1980 г.	3676	346366	продуктивная
89	поисковая	31.07.1982 г.	11.07.1983 г.	3786	1167000	непродуктивная
91	поисковая	26.10.1983 г.	31.07.1984 г.	3596	347209	продуктивная
$\Sigma = 8$	Всего:			29323	6069198	

По проекту разведки керна отбирался в интервале от башкирского яруса до кристаллического фундамента. Освещённость керном нефтенасыщенных пород приведена в таблице 2, из которой следует, что суммарный вынос керна по продуктивным пластам составил 129,75 м или 49,2 % от проходки с отбором керна (263,8 м). Наиболее высокий показатель достигнут по скв. 91 (70 %).

Сведения по отбору керна

№ скв.	Забой, м	Бурение с отбором керна		Вынос керна		Отбор керна по продуктивным пластам		
		м	%	м	%	проходка, м	вынос керна, м	вынос керна, %
57	3537	279,8	7,9	70,48	25,2	28,8	10,25	35,6
58	3722	445	12	99,21	22,3	33	3,05	9,2
61	3700	370	10	126,18	34,1	40	21,7	54,3
62	3666	310	8,5	90,12	29,1	35	14,05	40,1
82	3640	299	8,2	126,36	42,3	25	13,8	55,2
83	3676	241	6,6	102,9	42,7	35	18,7	53,4
89	3786	323	8,5	171,65	53,1	35	25,8	73,7
91	3596	115	3,2	71,55	62,2	32	22,4	70
Всего:	29323	2382,8	8,1	858,45	36	263,8	129,75	49,2

Особенность изучения продуктивных отложений пашийского горизонта методами ГИС и принцип оконтуривания залежи. По данным ГИС (методы НГК и ГК, масштаба 1:500) пашийский горизонт был отбит в 14 поисково-разведочных скважинах Воробьевской и Никифоровской геолого-разведочным площадям. Результаты глубин по скважинам приведены на рисунке 4. Самой глубокой скважиной 59, пробуренной до кристаллического фундамента на Воробьевском поднятии, кровля пашийского пласта оказалась на глубине 3560 (минус 3335) м. На Западно-Воробьевском поднятии в скв 85, пробуренной до афонинского горизонта, глубина пашийского составила 3561 (минус 3336,9) м, что согласуется с сейсмоизогиной минус 3400 м, выполненных структурных построений по данным 3Д сейсморазведки,[5].

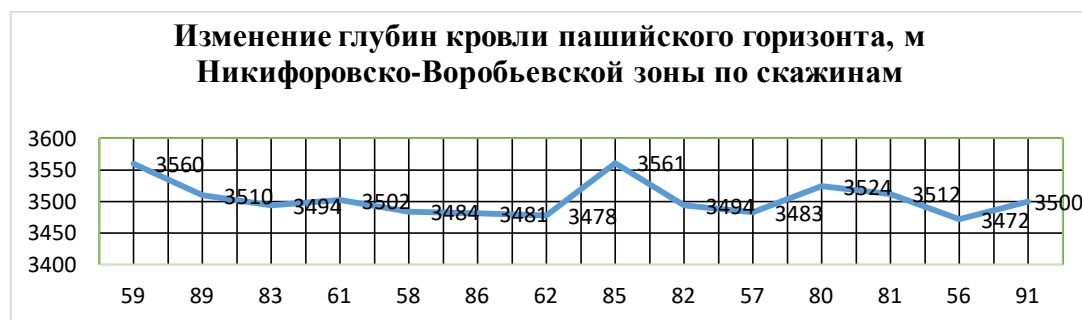


Рис. 4 – Отметки глубин кровли пашийского горизонта по поисково-разведочным скважинам Никифоровской группы месторождений

По данным [1] залежь нефти пласта $D_0^1 + D_0$ представлялась приуроченной к полого падающей моноклинали, ограниченной с севера, северо-востока и юго-востока линией литологического замещения коллекторов, являющейся экраном ловушки. Зона откартирована до скв. № 1-Старотепловской, в которой пласт представлен плотными разностями. Зону замещения коллекторов следовало бы провести по другим скважинам, на половинном расстоянии между скв. 1-Ст. и скв. 61 и 83 и т.о. оконтурить залежь с северо-запада.

В пользу принятой модели залежи авторы (1992 г.) привели сведения, что «северо-восточное крыло по данным полевой геофизики ограничено по отражающему горизонту Д узким, шириной до 0,5 км желобом от продолжающегося на северо-восток восстания слоёв. По данным бурения, в кровле продуктивного пласта D_0^1 и его аналогов этот перегиб

отсутствует, чему свидетельствуют данные скв. 62, в которой пласт залегает на 23 м выше сейсмического горизонта. *Откартированная таким образом терраса выглядит не особенно убедительно, особенно в районе скв. 82 и 83*; на северо-западе ловушка была не оконтурена. В скв. 80, 86 и 89 при опробовании пласта в колонне притока пластового флюида не получено. Линия литологического замещения коллекторов проведена на половинном расстоянии между скважинами, вскрывшими коллектор и аналоги пласта. Кроме того, результаты длительной пробной эксплуатации показали, что при незначительных отборах период фонтанирования заканчивался быстро, дебиты и пластовые давления резко падали.

Возник вопрос о пересмотре модели залежи, подсчётных параметров и запасов, что и было выполнено позже после 3Д сейсморазведки, [6].

В исследованиях отмечено, что по данным сейсморазведки, увязанной с бурением, структура, с которой связана залежь нефти, представляется в виде *антиклинальной складки* северо-западного простирания с двумя приподнятыми вершинами. От Воробьёвского и Старотепловского поднятий она отделяется прогибом, также ориентированным вдоль ловушки. Вершины ловушки почти разобщены заливообразным прогибом (район скв. 82, 57). Бурение скв. 91 несколько усложнило морфологию Восточно-Никифоровского поднятия. Оно представляется осложнённым двумя небольшими куполками. На юго-восток (район скв. 89) также картируется небольшой куполок. *Таким образом, материалы* переинтерпретации сейсморазведки, увязанные с данными бурения, характеризуют ловушку, связанную с линейно-вытянутой антиклинальной складкой, осложнённой четырьмя небольшими куполками. Зона отсутствия коллектора также вносит определённое изменение в морфологию залежи (на юго-востоке). *Данная модель ловушки* (залежи) нами использована как основная, при структурном построении и переоценке запасов. За основу приняты материалы сейсморазведки, полученные при совместном рассмотрении их с данными бурения (Верхнебузулукская с/п № 11/80-82 и тематическая пария № 2/81-83).

На правомочность такого подхода указывает сопоставление абсолютных отметок кровли пашийского горизонта по данным бурения и сейсморазведки МОГТ (табл. 3).

Таблица 3

Сопоставление отметок кровли пашийского горизонта по данным бурения и сейсморазведки

№ скв.	Отметка по данным бурения, м	Отметка по данным сейсморазведки (1976-1977г.г.)	Расхождение, м
1	2	3	4
1-ст. тепл.	-3336	-3340	-4,0
57	-3381	-3381	0
58	-3356	-3360	-4,0
61	-3392	-3386	+6,0
62	-3375	-3386	-11,0
80	-3364	-3360	+4,0
82	-3404	-3400	+4,0
83	-3396	-3396	0
91	-3397,2	-3370	-27,2

Расхождение отметок составляет в среднем всего минус 3 м, что свидетельствует о хорошем соответствии. В единственной скважине 91 это расхождение максимальное и составляет минус 27,2 м; по остальным же скважинам – всего 0-4 м.

Продуктивный пласт D_0^1 залегает ниже отражающей поверхности на 2 – 5 м. Поэтому структурная карта по кровле пласта построена в соответствии с отражающей

границей Д. Положение внешнего контура нефтеносности определено путём пересечения поверхности кровли нефтенасыщенного пласта с уровнем принятого положения условного уровня подсчёта (УПУ). Положение ВНК по залежи определить не представилось возможным. За границу нефтеносности (УПУ) принята подошва самого гипсометрически низкого проницаемого пропластка, включённого в интервал опробования (скв. 91) на абс. отм. минус 3398,7 м. Кроме того, по материалам ГИС нефтенасыщенность пласта D_0^1 установлена несколько ниже, в скв. 82 (подошва – на абс. отм. минус 3404,5 м), но продуктивность пласта в интервале минус 3398,7-3401,5 м не доказана опробованием. Залежь месторождения представляется пластовой литологически ограниченной, структурная карта по подошве пласта ($D_0^1+D_0$) откартирована в соответствии с его кровлей. Карта суммарных эффективных толщин получена, исходя из линейной интерполяции толщин между скважинами. На участках, где нефтенасыщенные породы замещаются плотными или заглинизированными разностями, контуры залежи определены по линии замещения, положение которой проведено на половинном расстоянии между скважинами, где выделены нефтенасыщенные породы и скважинами, где они замещены плотными. Линия замещения соответствует нулевой изопахите.

Выводы

При изучении пашийского горизонта методами поиска и разведки сейсморазведки МОВ, МОГТ, ЗД, данными бурения поисково-разведочных скважин выявлено:

Подтверждаемость геологической модели, приуроченной к пологой падающей моноклинали с литологическим замещением коллекторов, зоны Никофоровско-Воробьевской крайне низкая, из 22 скважин 12 оказались за контуром нефтеносности по материалам МОВ и МОГТ. Переинтерпретация данных сейсморазведки МОГТ ЗД, увязанных с данными бурения, характеризуют ловушку, связанную с линейно-вытянутой *антиклинальной складкой*, осложнённой четырьмя небольшими куполками с зоной отсутствия коллектора на юго-востоке. *Данная модель ловушки* (залежи) нами использована как основная, при структурном построении и переоценке запасов по материалам сейсморазведки, полученным при совместном исследовании Верхнебузулукской с/п № 11/80-82 и тематической партией № 2/81-83. Залежь пласта $D_0^1+D_0$ Никифоровского месторождения с антиклинальной формой ловушки откартирована в соответствии с сейсмоизогипсой минус 3400 м представляется пластовой, литологически ограниченной, структурная карта по подошве пласта откартирована в соответствии с его кровлей.

Список литературы

- 1 Зимин Ю.Г. Подсчёт запасов нефти и газа Воробьевского и Никифоровского месторождений. – г. Оренбург, ТГФ, 1991.
- 2 Белоликов Н.И. и др. Отчёт о результатах работ по теме: «Анализ геофизических материалов с целью усовершенствования методики интерпретации материалов сейсморазведки и прямых поисков при подготовке структур к разведочному бурению (Тематическая партия № 2/79-81). – г. Оренбург, ТГФ, 1981.
- 3 Григорьева, Г.А. и др. Отчёт о результатах детальных сейсморазведочных работ на Новопогромненской площади в Тоцком, Бузулукском и Курманаевском районах Оренбургской области в 1977-1978 г.г. (Новопогромненская с/п № 7/77-78). – г. Оренбург, ТГФ, 1978
- 4 Благосмылова, Л.А. и др. Отчёт о детализационных работах МОГТ в комплексе с параметрическим бурением на Верхнебузулукской площади и уточнения структурного плана Воробьевского и Никифоровского месторождений в Первомайском, Курманаевском, Тоцком и Бузулукском районах Оренбургской области в 1980-1982 г.г. (Верхнебузулукская с/п № 11/80-82). – г. Оренбург, ТГФ, 1982
- 5 Хакимов, и др. Отчет о результатах трехмерных сейсморазведочных работ на площади Воробьевского месторождения, ОАО «Татнефтегеофизика», авт. Хакимов, 2000 г.).
- 6 Кузнецов, И.А Пересчет запасов нефти Никифоровского месторождения Оренбургской области/ И.А. Кузнецов: Оренбург, САНДИ, 2008. – 206 с.

СОДЕРЖАНИЕ

ОРГАНИЗАЦИОННЫЙ КОМИТЕТ.....	4
ЧЛЕНЫ ОРГАНИЗАЦИОННОГО КОМИТЕТА.....	4
<i>Балашова Е.А.</i> ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ УГЛЕКИСЛОТЫ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ.....	5
<i>Валеев А.Ф.</i> АВТОМАТИЗАЦИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ ЖИВУЧЕСТИ СИСТЕМЫ ДОБЫЧИ ГАЗА В УСЛОВИЯХ ОБВОДНЕНИЯ СКВАЖИН	8
<i>Галянина Н.П., Савинкова Л.Д.</i> ЛИТОЛОГО-ПЕТРАФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПОРОД ПЛАСТА Б ₂ ЮЖНО-СУЛТАНГУЛОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	13
<i>Горожанин В.М., Горожанина Е.Н.</i> СЛЕДЫ МИГРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ И ПЕРЕРАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ ПО РАЗРЕЗУ (ЮЖНЫЙ УРАЛ И ВОСТОК ПЛАТФОРМЫ).....	17
<i>Горожанина Е.Н., Горожанин В.М.</i> СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЗОНЫ ПЕРЕДОВЫХ СКЛАДОВ ЮЖНОГО УРАЛА	21
<i>Галеева Э.Р.</i> МЕТАН УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ КИТАЯ.....	25
<i>Губайдулина Н. В.</i> СЛАНЦЕВЫЙ ГАЗ КИТАЯ.....	28
<i>Данилова Е.А.</i> ТЕКТОНИЧЕСКИЕ ДЕФОРМАЦИИ ТЕРРИТОРИИ ОРЕНБУРГСКОГО НГКМ	32
<i>Дроздова А.В.</i> О КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВАХ НИЖНЕПЕРМСКИХ ФЛИШОИДОВ ОРЕНБУРГСКОГО СЕГМЕНТА ПРЕДУРАЛЬСКОГО ПРОГИБА	36
<i>Дулова К.А.</i> ОСОБЕННОСТИ БИОЛОГИЧЕСКОГО РАЗНООБРАЗИЯ СОЛЬ-ИЛЕЦКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА.....	41
<i>Дулова К.А.</i> ОЦЕНКА ПРИРОДНЫХ ПАМЯТНИКОВ СОЛЬ-ИЛЕЦКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА КАК ЭЛЕМЕНТОВ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО КАРКАСА ТЕРРИТОРИИ.....	45
<i>Ефимов А.Г., Черевиченко Д.С., Подшивалов А.В.</i> ОПЫТ ОСВОЕНИЯ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ ПОСЛЕ ПРОВЕДЕНИЯ УГЛЕКИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ	49
<i>Кованов В.А., Шуэр А.Г.</i> ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА НА ОНГКМ.....	53
<i>Коломоец А.В., Теплякова Е.В., Пантелеев В.С.</i> ВЫСОКОМОЛЕКУЛЯРНОЕ СЫРЬЕ ОРЕНБУРГСКОГО НГКМ И ПЕРСПЕКТИВЫ ЕГО ОСВОЕНИЯ.....	55
<i>Коротков С.Б.</i> НАДЕЖНОСТЬ ГАЛОГЕННЫХ ФЛЮИДОУПОРОВ И ПРОБЛЕМЫ РАПОПРОЯВЛЕНИЙ НА ОБЪЕКТАХ ГАЗОДОБЫЧИ.....	57

<i>Куделина И.В., Фатюнина М.В., Леонтьева Т.В.</i> МИНЕРАЛОГО– ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПОРОД МЕЗО-КАЙНОЗОЯ ДЖУСИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	61
<i>Кузнецов В.И.</i> КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ И ЕГО СТРУКТУРА ...	65
<i>Кутеев В.О.</i> К ВОПРОСУ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРА ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ.....	70
<i>Летова Е.А., Куделина И.В.</i> ФИЗИКО-ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ СОРОЧИНСКО-НИКОЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	74
<i>Майорова О.О., Савинкова Л.Д.</i> ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ ПАРАМЕТРОВ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ОБЪЕКТА ТУРНЕЙСКОГО ЯРУСА НОВОМЕДВЕДКИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	77
<i>Минлигалиева Л.И., Монакова А.С.</i> РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЁННЫХ ПАЛЕОРЕКОНСТРУКЦИЙ ПО СЕЙСМИЧЕСКИМ ПРОФИЛЯМ В ЮЖНОЙ ЧАСТИ ПРЕДУРАЛЬСКОГО ПРОГИБА.....	82
<i>Мязина Н.Г.</i> РОЛЬ И ВЛИЯНИЕ ГАЛОКИНЕЗА НА ФОРМИРОВАНИЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ И РАССОЛОВ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ	86
<i>Навроцкий О.К.</i> ПРОБЛЕМНЫЕ ВОПРОСЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ	90
<i>Овчинников В.В.</i> ОРЕНБУРЖЬЕ – ПОЛИГОН ДЛЯ ПРОВЕРКИ ТЕОРИЙ ПРОИСХОЖДЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА.....	94
<i>Панкратьев П.В., Степанов А.С., Коломоец А.В.</i> ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЗАУРАЛЬЯ.....	99
<i>Петрищев В.П.</i> ТЕХНОГЕОСИСТЕМЫ СОЛЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ: ОТ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ К РЕКРЕАЦИИ.....	101
<i>Петрищева Н.В.</i> ФАЦИАЛЬНО-ГЕНЕТИЧЕСКИЕ И ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ КРАСНОЦВЕТНОГО ЛИТОГЕНЕЗА В ЮЖНОМ ПРЕДУРАЛЬЕ	103
<i>Полуднев Д.А., Леонтьева Т.В.</i> ИСТОРИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ ДОМБАРОВСКОГО РАЙОНА.....	105
<i>Полтыкина М.А., Багманова С.В.</i> ПУТИ УКРЕПЛЕНИЯ СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ.....	108
<i>Пономарева Г.А.</i> МЕТАЛЛОГЕНИЧЕСКИЙ ПОТЕНЦИАЛ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ ОРЕНБУРЖЬЯ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ НЕФТЯНОЙ ГЕОЛОГИИ	120
<i>Ратникова Н.С.</i> ГАЗОВЫЕ ГИДРАТЫ.....	124

<i>Рахмаев Л.Г.</i> ВЫДЕЛЕНИЕ ОБЪЕКТОВ РАЗРАБОТКИ С ЦЕЛЮ ИХ ИНТЕНСИФИКАЦИИ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	127
<i>Рязанцева О.В.</i> СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ИСПЫТАНИЙ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ СОЙСТВ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СМЕСЕЙ.....	129
<i>Савинкова Л.Д., Алиханова М. Т.</i> К ВОПРОСУ ОБВОДНЕНИЯ СРЕДНЕКАМЕННОУГОЛЬНОЙ ЗАЛЕЖИ ОНГКМ.....	132
<i>Савилова Е.Б., Швырев А. П.</i> НЕКОТОРЫЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ВКЛЮЧЕНИЙ В МИНЕРАЛАХ.....	135
<i>Савилова Е.Б., Ханнанова Ф.Ф.</i> ОСОБЕННОСТИ МИНЕРАЛА РИНГВУДИТА	137
<i>Дмитриевский А.Н., Ефимов А.Г., Гутман И.С., Скибицкая Н.А., Гафаров Н.А., Политыкина М.А.</i> НЕФТЬ В НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКИХ Породах газоконденсатной части залежи Оренбургского НГКМ и перспективы освоения на поздней стадии РАЗРАБОТКИ.....	139
<i>Соколов А.Г., Савилова Е.Б., Михайличенко С.М.</i> РЕСУРС ЗАПАДНОЙ ПРИБОРТОВОЙ ЗОНЫ ПРЕДУРАЛЬСКОГО ПРОГИБА.....	157
<i>Соколов А.Г., Савилова Е.Б.</i> НЕОТЕКТОНИЧЕСКАЯ РОЛЬ ПРИ ФОРМИРОВАНИИ ЗОН СОСРЕДОТОЧЕНИЯ РАССОЛОВ БУЗУЛУКСКОЙ ВПАДИНЫ ОРЕНБУРЖЬЯ	160
<i>Теплякова Е.В., Коломоец А.В., Пантелеев В.С.</i> АНАЛИЗ РАСПРОСТРАНЕНИЯ МИКРОКОМПОНЕНТОВ В ПОРОДАХ ОСАДОЧНОГО КОМПЛЕКСА ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ.....	163
<i>Тимурзиев А.И.</i> ГЕНЕТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ЗОНАЛЬНОСТИ ПЕРВИЧНЫХ МАНТИЙНЫХ УВ-СИСТЕМ И ГЛОБАЛЬНЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НЕДР. ЧАСТЬ 1: ЗОНАЛЬНОСТЬ ПЕРВИЧНЫХ МАНТИЙНЫХ УВ-СИСТЕМ.....	167
<i>Тимурзиев А.И.</i> ГЕНЕТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ЗОНАЛЬНОСТИ ПЕРВИЧНЫХ МАНТИЙНЫХ УВ-СИСТЕМ И ГЛОБАЛЬНЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НЕДР. ЧАСТЬ 2: ГЛОБАЛЬНЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НЕДР.....	171
<i>Тюрин А.М.</i> ОРЕНБУРЖЬЕ: ПРОБЛЕМЫ В ИЗУЧЕННОСТИ ГЕНЕЗИСА УГЛЕВОДОРОДОВ, ИХ МИГРАЦИИ И ФОРМИРОВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	176
<i>Тюрин А.М.</i> МЕСТОРОЖДЕНИЕ МЕДИ САЙГАЧЬЕ: ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ПОЗИЦИЯ.....	180
<i>Тюрин А.М.</i> МЕСТОРОЖДЕНИЕ МЕДИ САЙГАЧЬЕ: ГЕНЕЗИС.....	187

<i>Фролова Т.В.</i> ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО РЕЖИМА РАБОТЫ СКВАЖИН, ДОБЫВАЮЩИХ ГАЗОЖИДКОСТНУЮ ПРОДУКЦИЮ.....	191
<i>Хусаинова Л.Ф., Леонтьева Т.В.</i> ХАРАКТЕРИСТИКА ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ ДОМБАРОВСКОГО РАЙОНА, НА ПРИМЕРЕ МЕДНОКОЛЧЕДАННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	195
<i>Ширяев Н.С., Соколов А.Г.</i> ФЕНОМЕН РЕКИ ИЛЕК НА УЧАСТКЕ С. УСПЕНКА И С. ОЗЕРКИ.....	198
<i>Савинкова Л.Д., Щеглова Е.Л.</i> ОСОБЕННОСТЬ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ПАШИЙСКОЙ ЗАЛЕЖИ ГРАНИЦАХ ВОРОБЬЕВСКО-НИКИФОРОВСКОЙ СТРУКТУРНОЙ ЗОНЫ.....	201

**Генезис, миграция и формирование месторождений
углеводородного сырья в контексте их поиска, разведки и разработки**

Материалы Всероссийской научно-практической конференции

отв. ред. А.В. Коломоец

Заказ № 132.

Тираж 33 экз. Усл. печ. л. 1,71.

Подписано в печать 09.01.2019 г.

Корректурa автора

Отпечатано с готового оригинал-макета
в ООО «ТИПОГРАФИЯ «АГЕНТСТВО ПРЕССА»

ИНН/КПП 5610221779/561001001

460015, г. Оренбург, ул. Пролетарская, 15,
тел. 21-81-27, e-mail: presa1999@mail.ru

ISBN 978-5-6041813-8-6



9 785604 181386